

**ANÁLISIS DE RESULTADOS DE TÉCNICA EN TERMOGRAFÍA EN NIVEL DE
TENSIÓN II Y III EN CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN Y SUBESTACIONES EN
MEDIA TENSIÓN DE ENELAR E. S. P.**

**HAIVERTH STEWARTH SUÁREZ HERNÁNDEZ
ING.ELECTRICISTA**

**MgSc. JULIO CÉSAR CHACÓN VELASCO
TUTOR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELÉCTRONICA Y
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA**

2022

ANÁLISIS DE RESULTADOS DE TÉCNICA EN TERMOGRAFÍA EN NIVEL DE TENSIÓN II Y III EN CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN Y SUBESTACIONES EN MEDIA TENSIÓN DE ENELAR E. S. P.

**HAIVERTH STEWARTH SUÁREZ HERNÁNDEZ
ING.ELECTRICISTA**

Monografía presentada como requisito para optar al título de especialista en sistemas de distribución de energía eléctrica.

**MgSc. JULIO CÉSAR CHACÓN VELASCO
TUTOR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELÉCTRONICA Y
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA**

2022

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a mi Madre Elvira Hernández Sánchez por haberme parido y haberme inculcado valores que hoy en día me tienen cosechando triunfos, a ella mi amor eterno.

A la Universidad de Industrial de Santander, por acogerme y convertirme como un hijo adoptivo, siempre pendiente de que tuviéramos la información a tiempo y contando con una nómina de lujo en las materias impartidas.

A la Empresa de energía Eléctrica ENELAR, quien siempre tuvo disposición en los permisos solicitados y en el suministro de la información que llegue a solicitar, un Tameño que busca engrandecer y aportar a la empresa insignia de todos los Araucanos.

A mi esposa Isabel Carvajal, quien fue mi apoyo durante todo este proceso, solo ella y yo sabemos los sacrificios que hemos pasado, a ella mi cariño, respeto y todo mi amor.

A William Agudelo quien me mostró que hay que atreverse a estar donde solo las águilas se atreven, hay que estar siempre en grandes ligas sin olvidarse de donde viene y valorando el aporte del trabajador.

A mis amigos de aventuras, los Warnes Fabian farfán y David doncel, quienes han sido carne de cañón para cada de una de mis experiencias y aventuras, a ellos siempre mi respeto y cariño.

A mi amigo Víctor Vargas quien desde hace mucho tiempo se convirtió en un motivador para mí, mostrándome que cuando se quiere se puede, teniendo como valores la responsabilidad y lealtad, a él mis más sinceros éxitos y un abrazo a la distancia.

A don Ovidio Otálora cárdenas Q.E.P.D. quien es mi más grande espejo de cómo afrontar dificultades, nunca te fuiste de mí, te amo abuelo, trabajo por ser un gran hombre como aquel que nació en Madrid Cundinamarca.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	13
1. OBJETIVOS	14
1.1 OBJETIVO GENERAL	14
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	14
2. MARCO TEÓRICO	15
2.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LA TERMOGRAFÍA.....	15
2.2 PRINCIPIO FÍSICO DE LA TERMOGRAFÍA INFRARROJA.....	15
2.3 DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA.....	18
2.4 CONCEPTO DE EMISIVIDAD.....	19
2.5 MANTENIMIENTO ELÉCTRICO.....	21
2.6 MANTENIMIENTO CORRECTIVO	22
2.7 MANTENIMIENTO PREVENTIVO.....	24
2.8 MANTENIMIENTO PREDICTIVO	27
3. PRINCIPALES FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	31
3.1 ARCO ELÉCTRICO.....	32
3.2 TRACKING ELÉCTRICO.....	36
3.3 PUNTOS CALIENTES	39
4. TÉCNICAS DE MANTENIMIENTO PARA LA IDENTIFICACIÓN DE FALLAS ELÉCTRICAS	44
4.1 ESPECTRO ELECTROMAGNÉTICO	44
4.2 RADIACIÓN INFRARROJA	46
4.3 CÁMARA TERMOGRÁFICA.....	48
4.3.1 ENTORNO DE MEDICIÓN	56
4.3.2 CUALIFICACIÓN Y CERTIFICACIÓN DEL TERMÓGRAFO.....	57
5. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE PRUEBAS REALIZADAS DEL OPERADOR DE RED ENELAR.....	59
5.1 ANÁLISIS DE MUESTRAS TERMOGRÁFICAS EN NIVEL DE TENSIÓN I.....	63
5.2 ANÁLISIS DE MUESTRAS TERMOGRÁFICAS EN NIVEL DE TENSIÓN II ...	65
5.3 ANÁLISIS DE MUESTRAS TERMOGRÁFICAS EN NIVEL DE TENSIÓN III ..	68
6.ANÁLISIS DE MEDICIONES REALIZADAS Y PATRÓN DE COMPORTAMIENTO DE FALLAS ELÉCTRICAS.....	74

7. FORMATO PROPUESTO PARA MANUAL DE PROCEDIMIENTO EN MANTENIMIENTO PREVENTIVO, QUE REQUIERA LA UTILIZACIÓN DE TÉCNICAS TERMOGRÁFICAS	76
7.1 MANUAL TÉCNICO PARA REALIZAR INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA EN NIVEL DE TENSIÓN I, II Y III.....	77
7.2 FORMATO DE INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA EN NIVEL DE TENSIÓN I, II Y III.....	86
8. CONCLUSIONES.....	88
9. BIBLIOGRAFÍA.....	89

LISTA DE IMÁGENES

Imagen 1. Aplicación de la Termografía Infrarroja - Fuente: ACIEM “Termografía básica” , https://issuu.com/memorias_conferencias_aciem/docs/memorias_conf_13_jul_2020_pm	16
Imagen 2. Radiación Incidente – Fuente: Fundación de la energía de la comunidad de Madrid “Guía de la termografía infrarroja”	16
Imagen 3. Radiación saliente – Fuente: Fundación de la energía de la comunidad de Madrid “Guía de la termografía infrarroja”	17
Imagen 4. Energía infrarroja y distribución en el espectro electromagnético – Fuente: Monografía “Estado del arte de la termografía infrarroja como herramienta en los procesos industriales” Luis Mariano Serrano UPB	18
Imagen 5. Variación de la radiación en función de la emisividad del cuerpo medido – Fuente: Fundación de la energía de la comunidad de Madrid “Guía de la termografía infrarroja” .	20
Imagen 6. Componentes de la radiación registrados por cámara termográfica provenientes de objetos presentes en el campo de visión de la cámara – Fuente: ACIEM “Termografía básica” , https://issuu.com/memorias_conferencias_aciem/docs/memorias_conf_13_jul_2020_pm	21
Imagen 7. Acciones posibles de realizar antes o después de la falla en el mantenimiento – Fuente: Alberto Mora Gutiérrez “Mantenimiento Planeación, ejecución y control”. Editorial Alfaomega.	22
Imagen 8. Flujo de trabajo en el mantenimiento correctivo – Fuente: Javier Mauricio Gómez Nieto “SOFTWARE TUTORIAL DE TERMOGRAFÍA APLICADA A LA INGENIERÍA DE MANTENIMIENTO” Monografía UIS.	24
Imagen 9. Flujo de trabajo en el mantenimiento preventivo – Fuente: Javier Mauricio Gómez Nieto “SOFTWARE TUTORIAL DE TERMOGRAFÍA APLICADA A LA INGENIERÍA DE MANTENIMIENTO” Monografía UIS.	26
Imagen 10. Tendencia de un valor de amplitud de vibración de un cojinete – Fuente: Santiago García Garrido. Revista RENOVETEC “Mantenimiento predictivo, técnicas de mantenimiento condicional basadas en la medición de variables físicas”.	27
Imagen 11. Curva de bañera, probabilidad de fallas vs tiempo – Fuente: Monografía “PRINCIPIOS BÁSICOS DE LA TERMOGRAFÍA INFRARROJA Y SU UTILIZACIÓN COMO TÉCNICA PARA MANTENIMIENTO PREDICTIVO” LIDIA YANETH NEITA DUARTE, ELKIN OMAR PEÑA RODRÍGUEZ -UPB.	28
Imagen 12. Curvas de probabilidad de falla vs tiempo – Fuente: Monografía “PRINCIPIOS BÁSICOS DE LA TERMOGRAFÍA INFRARROJA Y SU UTILIZACIÓN COMO TÉCNICA PARA MANTENIMIENTO PREDICTIVO” LIDIA YANETH NEITA DUARTE, ELKIN OMAR PEÑA RODRÍGUEZ -UPB	29
Imagen 13. Curva de modelo tipo F después de una revisión, donde la probabilidad de fallo aumenta justo después de la revisión – Fuente: Santiago García Garrido. Revista RENOVETEC “Mantenimiento predictivo, técnicas de mantenimiento condicional basadas en la medición de variables físicas”.	29
Imagen 14. Flujo de trabajo en mantenimiento predictivo – Fuente: Monografía “PRINCIPIOS BÁSICOS DE LA TERMOGRAFÍA INFRARROJA Y SU UTILIZACIÓN COMO	

TÉCNICA PARA MANTENIMIENTO PREDICTIVO” LIDIA YANETH NEITA DUARTE, ELKIN OMAR PEÑA RODRÍGUEZ -UPB	30
Imagen 15. Ciclo general de actividades de reparaciones correctivas y/o mantenimientos planeados - Fuente: Alberto Mora Gutiérrez “Mantenimiento Planeación, ejecución y control”. Editorial Alfaomega.	30
Imagen 16. Arco eléctrico producido bajo la lluvia en aislador cerámico – Fuente: A. Andrés, prueba en alta tensión de la Universidad simón Bolívar, Venezuela.	33
Imagen 17. Aislador de porcelana deteriorado por arco eléctrico – Fuente: Alfonso Merla curso tesla “Cinco métodos para evitar el arco eléctrico en aisladores”.	34
Imagen 18. Cuernos de arco en una cadena de aisladores -Fuente: おむこさん志望 “Cuerda de aislador con cuernos arqueados” https://en.wikipedia.org/wiki/File:Insulator_string_with_arcing_horns.jpg	35
Imagen 19. Aislador de porcelana afectado por tracking eléctrico – Fuente: Mario Ricardo Cárdenas Barrero, Miguel Eugenio Garzón artículo “DIAGNÓSTICO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN AEREAS DE 11,4 HASTA 34,5 kV CON LA TÉCNICA DE ULTRASONIDO.”.....	36
Imagen 20. Conductor semi-aislado afectado por tracking eléctrico – Fuente: Mario Ricardo Cárdenas Barrero, Miguel Eugenio Garzón artículo “DIAGNÓSTICO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN AEREAS DE 11,4 HASTA 34,5 kV CON LA TÉCNICA DE ULTRASONIDO.”.....	37
Imagen 21. Acercamiento al conductor semi-aislado afectado por tracking eléctrico de la imagen 20 – Fuente: Mario Ricardo Cárdenas Barrero, Miguel Eugenio Garzón artículo “DIAGNÓSTICO DE REDES DEDISTRIBUCIÓN AEREAS DE 11,4 HASTA 34,5 kV CON LA TÉCNICA DE ULTRASONIDO.”	38
Imagen 22. Izq. Aislador anti-tracking de 15 kV tipo clavija aislante de brazo, Der. Aislador pilar polimérico 15 kV IPP – Fuente: Connecting Buyers with Chinese suppliers (https://es.made-in-china.com/co_cnconwell/product_Anti-Tracking-Electric-Rubber-15kV-Polymeric-Pin-Type-Distribution-Line-Arm-Insulator_rnrssyugg.html) , PLP – Preformed Line Products Company (https://plp.com.br/es/distribucion/linea-compacta/ailador-pilar-polimerico-15-kv-ipp/).....	39
Imagen 23. identificación de un punto caliente a través de la termografía - Fuente: MEXQHM “ Inspección de Punto Caliente con Cámara Termográfica” https://mexohm.mx/inspeccion-de-punto-caliente-con-camara-termografica/	40
Imagen 24. Disminución progresiva del gradiente térmico en relación con la distancia al punto caliente – Fuente: Indunova “Termografía: ¿Cuáles son las causas que originan puntos calientes en un sistema eléctrico?” , https://indunova.es/termografia-cuales-son-las-causas-que-originan-puntos-calientes-en-un-sistema-electrico/	41
Imagen 25. Incremento de resistividad debido a tortillería deficientemente ajustada – Fuente: Indunova “Termografía: ¿Cuáles son las causas que originan puntos calientes en un sistema eléctrico?” , https://indunova.es/termografia-cuales-son-las-causas-que-originan-puntos-calientes-en-un-sistema-electrico/	41
Imagen 26. Imagen termográfica de dispositivos de protección sobrecargados – Fuente: Indunova “Termografía: ¿Cuáles son las causas que originan puntos calientes en un sistema eléctrico?” , https://indunova.es/termografia-cuales-son-las-causas-que-originan-puntos-calientes-en-un-sistema-electrico/	42
Imagen 27. Espectro electromagnético - Fuente: Hanna Instruments, sitio web https://hannainst.com.mx/blog/espectro-electromagnetico/	46

Imagen 28. Cámara termográfica – Fuente: Fluke “Introducción a los principios de la termografía”, https://www.fluke.com/es-co/producto/accesorios/otros/fluke-book-itp	48
Imagen 29. Componentes principales de una cámara IR – Fuente: Fluke “How infrared cameras work, Fluke” , https://www.fluke.com/es-co/informacion/blog/captura-de-imagenes-termograficas/como-funcionan-las-cameras-infrarrojas	49
Imagen 30. Funcionamiento general de una cámara termográfica – Fuente: FLIR “Resource Guide for Using Infrared in the Research and Development Industry.”, https://www.flirmedia.com/MMC/THG/Brochures/T559243/T559243_EN.pdf	49
Imagen 31. Funcionamiento de una cámara infrarroja – Fuente: FLIR “Guía de termografía para mantenimiento predictivo”, https://www.flirmedia.com/MMC/THG/Brochures/T820264/T820264_ES.pdf	50
Imagen 32. Estimación de FOV hacia un objeto – Fuente: ACIEM “Termografía básica” , https://issuu.com/memorias_conferencias_aciem/docs/memorias_conf_13_jul_2020_pm	50
Imagen 33. FOV e IFOV de una cámara termográfica – Fuente: : Fundación de la energía de la comunidad de Madrid “Guía de la termografía infrarroja”	51
Imagen 34. Rango de temperatura, Campo y nivel – Fuente: Fundación de la energía de la comunidad de Madrid “Guía de la termografía infrarroja”	52
Imagen 35. Imagen infrarroja de un motor sin y con contraste térmico – Fuente: FLIR “Resource Guide for Using Infrared in the Research and Development Industry.”, https://www.flirmedia.com/MMC/THG/Brochures/T559243/T559243_EN.pdf	53
Imagen 36. Valores de emisividad para diferentes materiales – Fuente: Fluke documento comercial tomado de https://media.oipdf.com/pdf/ddc0baed-fe69-4e81-9038-6b09abeae3e7.pdf	54
Imagen 37. Efectos de un ajuste de emisividad incorrecto en la medición de temperatura – Fuente: Prof. Burkart Knospe “Termografía, guía de bolsillo” Empresa TESTO, https://static-int.testo.com/media/fa/0e/49bd6f50d6cb/Pocket-Guide-Thermography-ES.pdf	55
Imagen 38. Flujo de trabajo que debe realizar el termógrafo – Fuente: FLIR manual del usuario “Quick Report”, https://docplayer.net/44386179-User-s-manual-flir-quickreport-program-version-1-2.html	58
Imagen 39. Organigrama administrativo y operativo de la Empresa de Energía Eléctrica de Arauca – Fuente: Documento “Informe de Gestión ENELAR 2021”, https://www.enelar.com.co/noticias/transparencia-y-acceso-a-la-informacion-publica	60
Imagen 40. Líneas de Transmisión, Subtransmisión y subestaciones del departamento de Arauca – Fuente: Documento “Informe de Gestión ENELAR 2021”, https://www.enelar.com.co/noticias/transparencia-y-acceso-a-la-informacion-publica	61
Imagen 41. Diagrama unifilar general de la Subestación Tame – Fuente: Archivo ENELAR	62
Imagen 42. Parametrización de cámara termográfica FLUKE TiS40 – Fuente: Autor-	63
Imagen 43. Inspección termográfica en nivel de tensión I en S/E Tame – Fuente: Autor.	63
Imagen 44. Análisis térmico con el software Smart View 4.3 – Fuente: Autor	64
Imagen 45. Inspección termográfica en nivel de tensión II transformador de servicios auxiliares en S/E Tame – Fuente: Autor.....	65
Imagen 46. Análisis térmico con el software Smart View 4.3 – Fuente: Autor	66
Imagen 47. Seccionador S2127 en nivel de tensión II del alimentador TA0102 – Fuente: Autor.....	67

Imagen 48. Análisis térmico con el software Smart View 4.3 – Fuente: Autor	67
Imagen 49. Inspección termográfica en nivel de tensión III interruptor CRA34 en S/E Tame – Fuente: Autor	68
Imagen 50. Análisis térmico con el software Smart View 4.3 – Fuente: Autor	69
Imagen 51. Inspección termográfica en nivel de tensión III Interruptor T252A en S/E Tame – Fuente: Autor	70
Imagen 52. Análisis térmico con el software Smart View 4.3 – Fuente: Autor	71
Imagen 53. Inspección termográfica en nivel de tensión III Interruptor T189 en S/E Tame – Fuente: Autor	72
Imagen 54. Análisis térmico con el software Smart View 4.3 – Fuente: Autor	73
Imagen 55. Evolución de los indicadores SAIDI y SAIFI de ENELAR – Fuente: Archivo ENELAR	74
Imagen 56. Manual de operación para realizar inspección termográfica en niveles de tensión I, II y III en la empresa ENELAR – Fuente: Autor.....	85
Imagen 57. Formato de inspección termográfico sin diligenciar – Fuente: Autor.	86
Imagen 58. Formato de inspección termográfico diligenciado - Fuente: Autor.....	87

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Tipos de radiación – Fuente: Fundación de la energía de la comunidad de Madrid “Guía de la termografía infrarroja” 17

Tabla 2. Niveles de certificación para termógrafos. – Fuente: Fluke “Introducción a los principios de la termografía”, <https://www.fluke.com/es-co/producto/accesorios/otros/fluke-book-itp>..... 58

Tabla 3. Valores de los indicadores SAIDI y SAIFI de ENELAR – Fuente: Archivo ENELAR 74

Tabla 4. Porcentaje de eventos registrados por el OMS en los circuitos de distribución del Municipio de Tame – Fuente: C.C.A. de la empresa ENELAR..... 75

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS DE RESULTADOS DE TÉCNICA EN TERMOGRAFÍA EN NIVEL DE TENSIÓN II Y III EN CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN Y SUBESTACIONES EN MEDIA TENSIÓN DE ENELAR E.S.P.

AUTOR: HAIVERTH STEWARTH SUAREZ HERNANDEZ

PALABRAS CLAVE: Termografía, mantenimiento predictivo, circuitos de distribución, tracking eléctrico, arco eléctrico, puntos calientes.

DESCRIPCIÓN: Las actividades de mantenimiento son cada vez más indispensables en los procesos de calidad del servicio en los diferentes operadores de red del país, ya que son herramientas útiles que aumentan la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico. Para contribuir en el proceso de calidad del servicio se utilizan diversas técnicas en los mantenimientos predictivos, que sirvan como alerta temprana ante una condición de operación insegura que desencadene en una falla.

Esta monografía estudia la técnica de termografía en niveles de tensión II y III en circuitos de distribución, identificando las principales fallas como lo son tracking eléctrico, arco eléctrico y puntos calientes.

Se plantea la elaboración de un manual de operación que le permita al personal operativo identificar oportunamente condiciones de operación inadecuada de los diferentes elementos que componen la cadena de distribución, de tal forma que se tomen medidas preventivas que permitan garantizar la continuidad del servicio a los usuarios.

SUMMARY

TITLE: ANALYSIS OF THE RESULTS OF THE THERMOGRAPHY TECHNIQUE AT VOLTAGE LEVEL II AND III IN MEDIUM VOLTAGE DISTRIBUTION CIRCUITS AND SUBSTATIONS OF ENELAR E.S.P.

AUTHOR: HAIVERTH STEWARTH SUAREZ HERNANDEZ

KEYWORDS: Thermography, predictive maintenance, distribution circuits, electrical tracking, electric arc, hot spots.

DESCRIPTION: Maintenance activities are increasingly essential in the quality-of-service processes in the different network operators in the country, since they are useful tools that increase the reliability and security of the electrical system. To contribute to the service quality process, various techniques are used in predictive maintenance, which serve as an early warning in the event of an unsafe operating condition that triggers a failure.

This monograph studies the thermography technique in voltage levels II and III in distribution circuits, identifying the main faults such as electrical tracking, electric arc and hot spots.

The elaboration of an operation manual is proposed that allows the operational personnel to timely identify inadequate operating conditions of the different elements that make up the distribution chain, in such a way that preventive measures are taken to guarantee the continuity of the service to the users.

INTRODUCCIÓN

La implementación de un nuevo esquema regulatorio en el que se adoptan penalidades e incentivos que buscan garantizar la prestación del servicio a los usuarios, con indicadores de calidad SAIDI y SAIFI estipulados en la resolución CREG 015 de 2018, conlleva a que los operadores de red (OR) del país se vean obligados a incluir estrategias que permitan prever condiciones anormales de operación del sistema a tiempo, ya que en la medida que los OR no cumplan con las metas propuestas, estarán sujetos a una disminución de sus ingresos operacionales y al pago de compensaciones a los usuarios del servicio. (CREG 015, 2018)

La técnica de termografía es una herramienta de diagnóstico muy valiosa para el mantenimiento predictivo, ya que al detectar anomalías que suelen ser invisibles a simple vista, permite realizar correcciones antes de que se produzcan costosos fallos en el sistema. Las cámaras termográficas son una herramienta única que sirve para determinar cuándo y dónde se necesita mantenimiento, puesto que las instalaciones eléctricas y mecánicas suelen calentarse antes de fallar. Al descubrir estos puntos calientes con una cámara termográfica, se puede llevar a cabo una medida preventiva. De este modo, es posible evitar averías costosas o, aún peor, incendios. Una cámara termográfica es un instrumento fiable a distancia no invasivo capaz de analizar y visualizar la distribución de temperatura de superficies completas de equipamiento eléctrico y maquinaria con rapidez y precisión (FLIR, 2011)

La empresa de energía de Arauca (ENELAR) dentro de sus estrategias operativas y de mantenimiento incluirá un manual de procedimiento que le permita al personal operativo de la empresa poder detectar a tiempo los activos y/o equipos del sistema que no están operando de forma correcta y que estén en el límite de generar una suspensión o falla del servicio no programada.

Esta monografía pretende analizar y exponer los diferentes fenómenos presentes en las fallas causadas por arco eléctrico, tracking eléctrico, y puntos calientes. Proponiendo un manual de operación enfocado en la técnica de termografía en los diferentes niveles de tensión.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Analizar los resultados de mediciones en termografía que permitan diagnosticar fallas en circuitos de distribución y subestaciones en nivel de tensión II y III ocasionadas por arco eléctrico, tracking eléctrico y puntos calientes en la empresa de energía de Arauca (ENELAR).

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Elaboración de un manual de operación que le permita al personal operativo realizar la técnica de termografía para el posterior análisis de falla.
- Analizar resultados obtenidos de pruebas realizadas por ENELAR con técnica de termografía, en los últimos seis (6) meses.
- Analizar las variables de causa y efecto de los diferentes tipos de falla (Tracking eléctrico, arco eléctrico, puntos calientes) precisando la técnica de mantenimiento adecuada para cada caso.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LA TERMOGRAFÍA

La obtención de “mapas” de temperatura de objetos en base a la captura y procesado de las radiaciones infrarrojas emitidas como consecuencia de su “estado térmico” se conoce como Termografía Infrarroja. La termografía es una técnica que permite determinar temperaturas a distancia y sin necesidad de contacto físico con el objeto analizado. La técnica permite captar la radiación infrarroja del espectro electromagnético que se relaciona directamente con la temperatura del objeto a analizar, para ello se utilizan cámaras dotadas de la óptica y paneles o “arrays” de detectores infrarrojos, así como de la consiguiente electrónica y software para el adecuado tratamiento de la información. (CORDERO, 2020)

Dado que a través de la distribución de temperatura de un objeto y/o de su evolución en el tiempo se puede obtener, sin contacto alguno, información valiosa del estado físico y/o estructural del objeto, la Termografía Infrarroja resulta ser una poderosa técnica para la Evaluación No Destructiva. (FERNÁNDEZ, 2006)

2.2 PRINCIPIO FÍSICO DE LA TERMOGRAFÍA INFRARROJA

La materia está compuesta de átomos y moléculas, la energía hace que los átomos y las moléculas estén en constante movimiento: rotando alrededor de sí mismas, vibrando o chocándose unas con otras. El movimiento y, en su caso desplazamiento, de los átomos y moléculas crea una forma de energía llamada energía térmica, que está presente en todo tipo de materia. Incluso en los vacíos más fríos de espacio hay materia que posee energía, muy pequeña pero medible. Por lo tanto, una característica de la materia está relacionada con esa energía; Se está hablando entonces de temperatura. El calor es la energía térmica total en una sustancia o cuerpo, por otro lado, su temperatura es una medida de la energía térmica media. La temperatura no es energía sino una medida de ella, es una medida del calor o energía térmica de las partículas en una sustancia. Mientras que el calor depende de la velocidad de las partículas, de su número, de su tamaño y de su tipo, la temperatura no depende del tamaño, del número o del tipo de estas. Ambos términos resultan medibles y esta medida acaba siendo de gran importancia para multitud de procesos. Tal es la importancia de la temperatura que se ha definido como una de las siete magnitudes fundamentales del sistema Internacional de Unidades, SI. (FERNÁNDEZ, 2006)

Su unidad, el Kelvin (K) se ha establecido mediante la elección de un valor para la temperatura termodinámica (absoluta) de un estado de la materia bien definido, universal y reproducible, que se define como “la fracción 1/273,16 de la temperatura termodinámica del punto triple del agua”. (Gómez-Acebo, 2005)

Todo objeto con una temperatura superior al cero absoluto (0 kelvin = -273,15 °C) emite radiación infrarroja, esta radiación no es visible para el ojo humano. En la norma ASTM E1316 se define la termografía como “ *el proceso de mostrar variaciones de temperatura aparente (variaciones de temperatura o emisividad, o ambas) sobre la superficie de un objeto o una escena midiendo variaciones en la radiación infrarroja*”. (INTERNATIONAL, 2014)



Imagen 1. Aplicación de la Termografía Infrarroja - Fuente: ACIEM "Termografía básica", https://issuu.com/memorias_conferencias_aciem/docs/memorias_conf_13_jul_2020_pm.

Donde la termografía pasiva se refiere al examen de un objeto o sistema durante su modo de operación normal, sin la aplicación de ninguna fuente de energía adicional con el propósito expreso de generar un gradiente térmico en el objeto o sistema; La termografía activa se refiere al examen de un objeto tras la aplicación intencional de una fuente de energía externa. La fuente de energía (activa o pasiva) puede ser una fuente de calor, energía mecánica (pruebas de vibración o fatiga), corriente eléctrica o cualquier otra forma de energía. (INTERNATIONAL, 2014)

Uno de los principios básicos de la Radiación Infrarroja es que, todo cuerpo cuya temperatura esté sobre el 0 absoluto, emite radiación. En otras palabras, existe una correlación entre la temperatura de un cuerpo y la intensidad de la radiación infrarroja que este emite. Una cámara termográfica, por tanto, mide la radiación infrarroja en su campo de visión y calcula a partir de ello, la temperatura de los objetos. Debido a esto, es fundamental que para emplear la técnica termográfica, se conozcan los distintos parámetros básicos que gobiernan el intercambio de calor por radiación. (VALENZUELA, 2016)

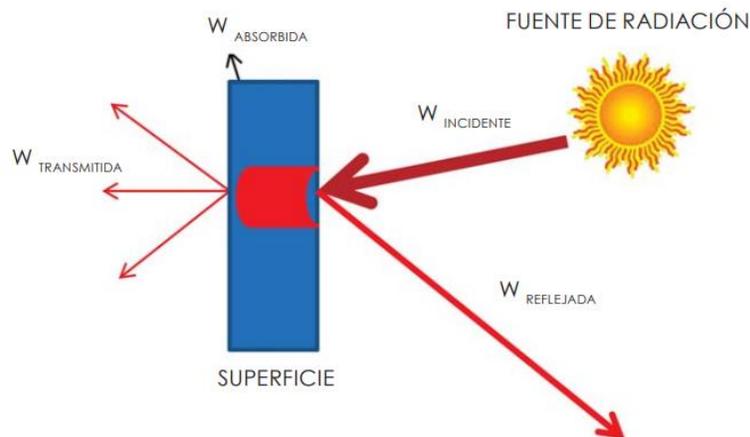


Imagen 2. Radiación Incidente – Fuente: Fundación de la energía de la comunidad de Madrid "Guía de la termografía infrarroja"

La radiación incidente es toda la radiación que llega a un objeto desde cualquier fuente de su entorno donde existen varios tipos de radiación.

TIPO DE RADIACIÓN	EFEECTO	LETRA GRIEGA	PROPIEDAD DEL CUERPO
EMITIDA	Radiación emitida	ϵ (épsilon)	Emisividad
ABSORBIDA	Radiación retenida	α (alfa)	Absortividad
REFLEJADA	Radiación reflejada	ρ (rho)	Reflectividad
TRANSMITIDA	Radiación que pasa a través	τ (tau)	Transmisividad

Tabla 1. Tipos de radiación – Fuente: Fundación de la energía de la comunidad de Madrid “Guía de la termografía infrarroja”

En la imagen 3 se puede ver cómo de una (en este caso) o varias fuentes (el día a día de un termógrafo), sale una determinada radiación, ésta llega a la superficie de un objeto y, una parte de esa energía la absorbe el cuerpo ($W\alpha$), otra parte es reflejada ($W\rho$) por el objeto y por tanto no le afecta y la última parte de la energía la transmite ($W\tau$) y tampoco afecta al objeto. (MADRID, 2011)

$$W\alpha + W\rho + W\tau = W \text{ incidente}$$

La proporción en que la radiación incidente se reparta entre estas variables dependerá de las propiedades del cuerpo, definidas en la tabla anterior. Es decir:

$$\alpha + \rho + \tau = 1$$

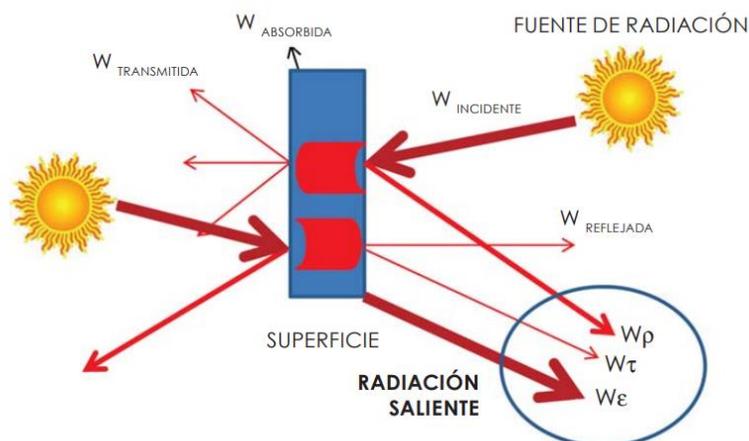


Imagen 3. Radiación saliente – Fuente: Fundación de la energía de la comunidad de Madrid “Guía de la termografía infrarroja”

La radiación saliente es aquella que abandona la superficie de un objeto, al margen de cuál es su fuente original. Esta radiación será la que el termógrafo determine con su cámara. Como se ha visto, está formada por tres tipos diferentes de radiación. La más importante para el termógrafo es la emisividad (ϵ), la capacidad que tiene un determinado cuerpo para emitir su propia energía en forma de radiación. Aunque en el esquema se ha pintado una única flecha, el cuerpo emite radiación ($W\epsilon$) en todas direcciones. (MADRID, 2011)

Estos dos factores, temperatura y emisividad, determinan la potencia de radiación de un cuerpo. Las otras dos fuentes de radiación saliente son la radiación reflejada, de otras fuentes, y la transmitida a través del objeto y que proviene también de otras fuentes. Estas otras dos variables no dependen de la temperatura del cuerpo (objeto sobre el que medimos), sino de las emisividades de las otras fuentes de transmisión y reflexión. También dependerán de la reflectividad y transmisividad del cuerpo. Así, parte de la radiación saliente de un cuerpo vendrá de la radiación emitida por el propio cuerpo, de la reflejada de fuentes cercanas al cuerpo y de la transmitida de fuentes que están detrás del cuerpo. Es decir (MADRID, 2011):

$$W\epsilon + W\rho + W\tau = W \text{ saliente}$$

Un cuerpo concreto, tendrá la propiedad de emitir radiación, reflejarla o transmitirla, es decir:

$$\epsilon + \rho + \tau = 1$$

De estas fórmulas se puede concluir que en un cuerpo dado, la emisividad es igual a la absorptividad, $\epsilon = \alpha$, es decir, que un cuerpo va a emitir toda la radiación que absorba. Esto es una propiedad de cada cuerpo. En cuanto a los cuerpos, hemos de distinguir entre dos tipos de cuerpos con propiedades diferentes, los cuerpos negros y los cuerpos reales. (MADRID, 2011)

2.3 DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA

La cantidad de radiación que emite un cuerpo depende de su temperatura y de su emisividad (característica propia del cuerpo). A mayor temperatura, más radiación emitida. A mayor emisividad del cuerpo, más radiación emitida. Aunque la temperatura de dos cuerpos distintos sea la misma, el que tenga más emisividad irradiará más que el que tenga menos y, por tanto, se verá de manera diferente en una cámara termográfica.

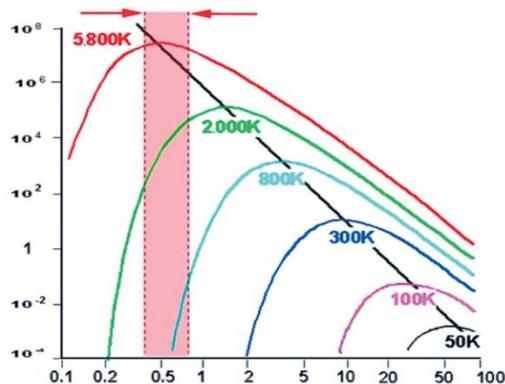


Imagen 4. Energía infrarroja y distribución en el espectro electromagnético – Fuente: Monografía “Estado del arte de la termografía infrarroja como herramienta en los procesos industriales” Luis mariano serrano UPB

En la imagen 4 se ve la energía emitida por un objeto a diferentes temperaturas. Se ve que a mayor temperatura, mayor es el pico de energía. La longitud de onda a la que ocurre el pico de energía se vuelve progresivamente más corto a medida que se incrementa la temperatura. A bajas temperaturas, el pico de energía se produce en una longitud de onda larga. (Campo, 2011)

Un cuerpo negro es un objeto que absorbe toda la energía de la radiación infrarroja incidente sobre él, la convierte en radiación infrarroja propia y la emite al 100%. Los cuerpos negros tienen una emisividad exactamente de 1, no se da nada de reflexión ni de transmisión de la radiación. Tales objetos no existen en la realidad, se llaman cuerpos negros a los instrumentos para la calibración de cámaras termográficas, sin embargo su emisividad es solo aproximado a 1. (CORDERO, 2020)

2.4 CONCEPTO DE EMISIVIDAD

El concepto de cuerpo negro es un concepto teórico, dado que ninguna de las superficies reales se comporta como un emisor (o absorbente) de radiación perfecto, aunque se aproximen bastante. La **emisividad** es una magnitud que expresa el factor con el que una superficie cumple las propiedades de cuerpo negro. (Zamora, 2016)

Por lo tanto, se define como la relación existente entre la radiación real emitida por una superficie, $M_{\lambda,\theta}$ y la emitida por un cuerpo negro que se encuentra a la misma temperatura, $B_{\lambda,\theta}$; esto es:

$$\varepsilon_{\lambda,\theta} = \frac{M_{\lambda,\theta}(T)}{B_{\lambda,\theta}(T)}$$

$$0 < \varepsilon_{\lambda,\theta} < 1$$

Téngase en cuenta que la emisividad varía con la longitud de onda (por lo que la definición anterior es aplicable también a la emisividad espectral), y con la dirección de observación, θ , por lo que además es una magnitud direccional. (Zamora, 2016)

Todas las superficies naturales están caracterizadas por una emisividad menor que la unidad. Las emisividades en el rango espectral de [8, 14] μm cubren un rango muy estrecho de valores entre 0,91 para suelos secos arenosos y 0,98 para áreas cubiertas de vegetación. En general, el intervalo [$\varepsilon = 0,91; 0,97$] es el más frecuente. (Zamora, 2016)

Existe una relación directa entre la emisividad y la reflectancia/albedo para cuerpos que se encuentran en equilibrio radiativo, establecida por la ley de Kirchhoff, explicada a continuación. (Zamora, 2016)

En un cuerpo negro se cumple que la absorbancia $\alpha_{\lambda} = \frac{A_{\lambda}}{I_{\lambda}} = 1$ y la reflectancia $\rho_{\lambda} = \frac{R_{\lambda}}{I_{\lambda}} = 0$, teniendo entonces que $\alpha_{\lambda} + \rho_{\lambda} = 1$, y que $A_{\lambda} = I_{\lambda} = M_{\lambda}$. Por otra parte, para un cuerpo real se cumple que $\alpha'_{\lambda} = \frac{A'_{\lambda}}{I_{\lambda}} < 1$, y $\rho'_{\lambda} = \frac{R'_{\lambda}}{I_{\lambda}} > 0$, además de cumplirse que $\alpha'_{\lambda} + \rho'_{\lambda} = 1$.

Dado que la intensidad absorbida por el cuerpo real, A'_{λ} , es:

$$A'_{\lambda} = \alpha'_{\lambda} * I_{\lambda} = M'_{\lambda} \Rightarrow \frac{M'_{\lambda}}{\alpha'_{\lambda}} = I_{\lambda} = M_{\lambda}$$

Por lo tanto, teniendo en cuenta la definición de la emisividad, $\varepsilon_\lambda = \frac{M'_\lambda}{M_\lambda}$, entonces se deduce que :

$$M'_\lambda = \varepsilon_\lambda * M_\lambda = \varepsilon_\lambda = \frac{M'_\lambda}{\alpha'_\lambda} \Rightarrow \varepsilon_\lambda = \alpha'_\lambda = 1 - \rho'_\lambda.$$

(Zamora, 2016)

En la práctica, las condiciones reales de la superficie pueden no ser conocidas, o pueden estar cambiando debido a oxidación u otros recubrimientos, o la emisividad puede variar con la temperatura del objeto mismo. Esta limitación llega a solventarse usando pirómetros con láser o pirómetros de múltiples longitudes de onda (*dual-band o multi-wavelength pyrometers*). (FERNÁNDEZ, 2006)

Muchos materiales no metálicos por ejemplo el PVC, hormigón, sustancias orgánicas, etc. Tienen una elevada emisividad en el rango infrarrojo de onda larga independientemente de la temperatura ($\varepsilon = 0,8 - 0,95$). Los metales, sobre todo aquellos con una superficie brillante, tienen una baja emisividad que varía con la temperatura. (CORDERO, 2020)

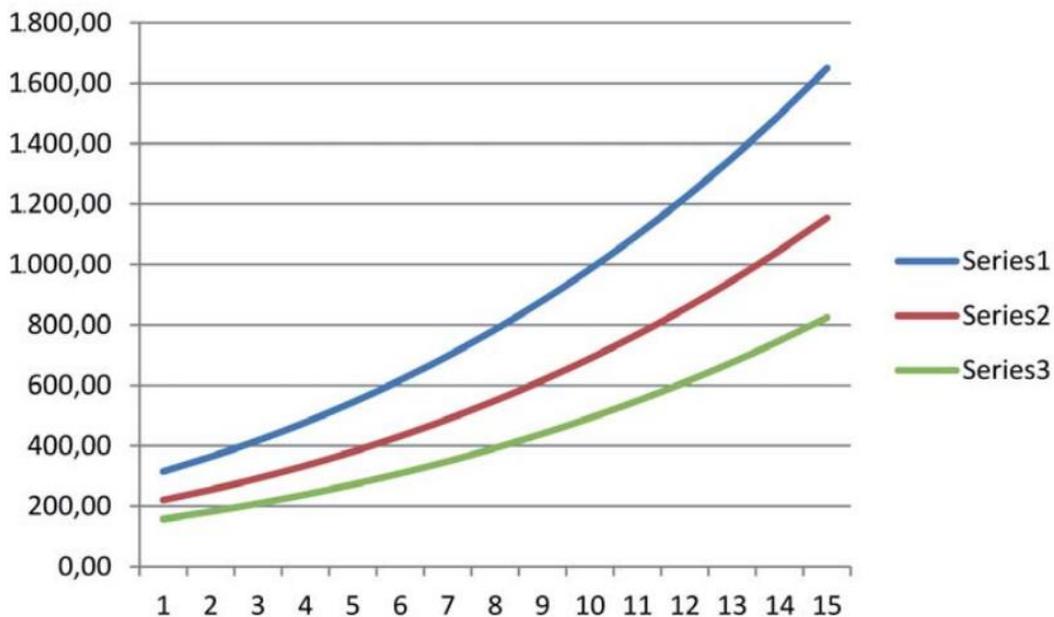


Imagen 5. Variación de la radiación en función de la emisividad del cuerpo medido – Fuente: Fundación de la energía de la comunidad de Madrid “Guía de la termografía infrarroja”

En la imagen 5 se grafican tres (3) series de datos de temperatura, en el eje X, desde los 0 °C (posición 1) hasta los 140 °C (posición 15). Mientras en el eje Y corresponde a datos de potencia irradiada (W/m^2). (MADRID, 2011)

Donde:

- La serie 1 tiene una emisividad $\varepsilon = 1$ (cuerpo negro).
- La serie 2 tiene una emisividad $\varepsilon = 0,7$
- La serie 3 tiene una emisividad $\varepsilon = 0,5$

Se ve que cuanto más nos alejamos del cuerpo negro, menos radiación percibe la cámara termográfica para la misma temperatura (eje de la Y). O visto también de otra forma, un cuerpo negro a 100 °C, irradia lo mismo que un cuerpo real a 140 °C. La cámara al captar intensidad de radiación, los muestra prácticamente iguales, o si al cuerpo real, se le compensa con una emisividad de 1, de repente se ha bajado la temperatura 40°C. (MADRID, 2011)



Imagen 6. Componentes de la radiación registrados por cámara termográfica provenientes de objetos presentes en el campo de visión de la cámara – Fuente: ACIEM “Termografía básica”, https://issuu.com/memorias_conferencias_aciem/docs/memorias_conf_13_jul_2020_pm.

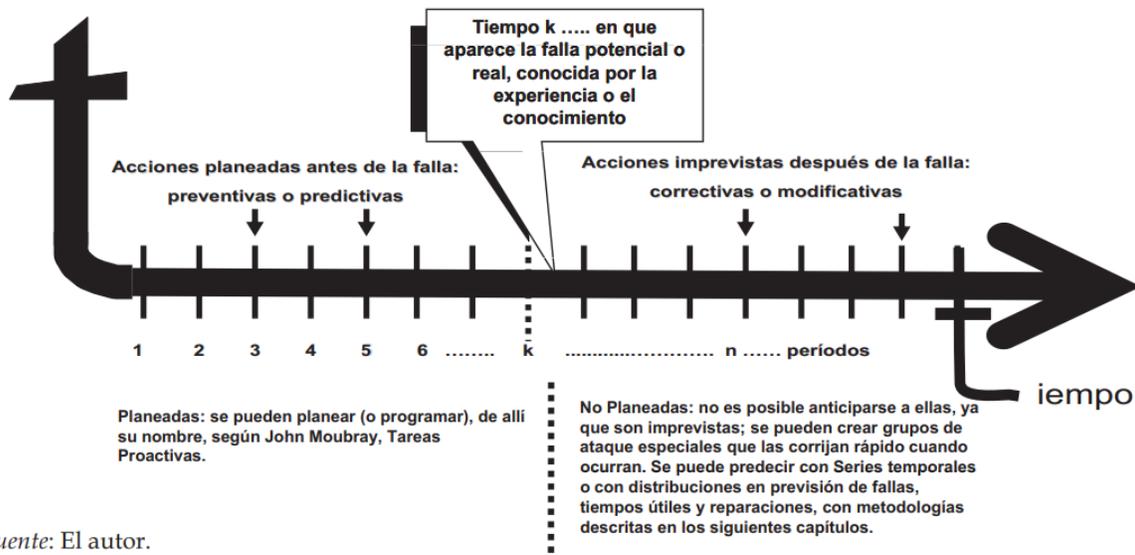
2.5 MANTENIMIENTO ELÉCTRICO

El objetivo del mantenimiento es garantizarle al cliente (usuario) que su parque industrial (equipo) estará disponible cuando él lo requiera; con las velocidades y calidades solicitadas y confiabilidad total de operación sin paradas imprevistas durante el tiempo especificado, todo esto al menor costo posible. (GUTIERREZ, 2009)

El mantenimiento eléctrico es una actividad la cual tiene que ver con la constante amenaza que implica la ocurrencia de una falla o error en un sistema, maquinaria, o equipo, pues el objetivo del mantenimiento es contar con instalaciones en óptimas condiciones en todo momento, para asegurar una disponibilidad total del sistema en todo su rango de funcionamiento, basado en la carencia de errores y fallas. (BARRERA, 2005)

Donde se puede resumir en tres objetivos fundamentales de la ingeniería de mantenimiento:

- Lograr la máxima disponibilidad de todos los equipos, es decir, que los equipos sean operables en forma satisfactoria durante un periodo de tiempo dado.
- Garantizar el funcionamiento de la empresa con la consiguiente reducción de tiempo perdido y el incremento de la capacidad disponible de los equipos.
- Hacer que la organización sea competitiva, logrando incrementar la producción a menores costos y con alta calidad. (NIETO, 2004)



Fuente: El autor.

Imagen 7. Acciones posibles de realizar antes o después de la falla en el mantenimiento – Fuente: Alberto Mora Gutiérrez “Mantenimiento Planeación, ejecución y control”. Editorial Alfaomega.

2.6 MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Este mantenimiento consiste en permitir que un equipo funcione hasta el punto en que no puede desempeñar normalmente su función. Se somete a reparación hasta corregir el defecto y se desatiende hasta que vuelva a tener una falla y así sucesivamente sin aplicar un mayor análisis sobre la causa raíz del problema. (NIETO, 2004)

En esta etapa se identifican los equipos, se determinan las tareas para las intervenciones planeadas o programadas (instrucción de mantenimiento). Se definen las recomendaciones de seguridad, se establecen los planes de mantenimiento (programa maestro). Se delimitan y se generan las ordenes de trabajo programadas (planeadas) y no programadas (no planeadas). Se decide y se implementan los mecanismos de manejo y recolección de datos de una forma sencilla, completa y eficiente, que posteriormente se convierten en el sistema de información. Se relacionan los equipos con los respectivos repuestos específicos y genéricos, a la vez que se concretan los parámetros de subcontratación y administración de proveedores. (GUTIERREZ, 2009)

También se evalúa la conveniencia de implementar las técnicas de predicción por análisis de síntomas y por evaluación estadística, de acuerdo con la importancia y las características de cada equipo en el proceso. (GUTIERREZ, 2009)

A pesar de que han surgido varios de tipos de mantenimiento, gran parte de las empresas basan su mantenimiento en la reparación de fallas, algunas sostienen que es la forma de actuar más rentable y abarcan un gran porcentaje de su actividad buscando reducir las fallas a cero, pero es muy difícil lograrlo. (RODRÍGUEZ, 2011)

Existen dos formas diferenciadas de mantenimiento correctivo: el **programado** y **no programado**. La diferencia entre ambos radica en que mientras el no programado supone la reparación de la falla inmediatamente después de presentarse, el mantenimiento correctivo programado o planificado supone la corrección de la falla cuando se cuenta con el personal, las herramientas, la información y los materiales necesarios y además el momento de realizar la reparación se adapta a las necesidades de producción. La decisión entre corregir un fallo de forma planificada o de forma inmediata suele marcarla la importancia del equipo en el sistema productivo: si la avería supone la parada inmediata de un equipo necesario, la reparación comienza sin una planificación previa. Si en cambio, puede mantenerse el equipo o la instalación operativa aún con ese fallo presente, puede posponerse la reparación hasta que llegue el momento más adecuado. (GARRIDO, 2009)

Muchas empresas optan por el mantenimiento correctivo, es decir, la reparación de averías cuando surgen, como base de su mantenimiento: más del 90% del tiempo y de los recursos empleados en mantenimiento se destinan a la reparación de fallos. (GARRIDO, 2009)

El mantenimiento correctivo como base del mantenimiento tiene algunas ventajas indudables:

- No genera gastos fijos
- No es necesario programar ni prever ninguna actividad
- Sólo se gasta dinero cuando está claro que se necesita hacerlo
- A corto plazo puede ofrecer un buen resultado económico
- Hay equipos en los que el mantenimiento preventivo no tiene ningún efecto, como los dispositivos electrónicos (GARRIDO, 2009)

Esas son las razones que en muchas empresas inclinan la balanza hacia el correctivo. No obstante, estas empresas olvidan que el correctivo también tiene importantes inconvenientes:

- Requiere más personal para la realización de las actividades de mantenimiento, esto debido a que por la falta de planeación es necesario contar con un considerable número de técnicos con el objeto de poner en funcionamiento el equipo en el menor tiempo posible a fin de evitar mayores pérdidas en la producción.
- Las paradas continuas amenazan la producción, debido a que estas paradas imprevistas obligan a replantear las programaciones de producción a fin de evitar incumplimiento en los pedidos.

- Los equipos pueden sufrir daños irreparables porque no se han previsto las consecuencias que puede traer una falla en un componente o equipo, ya que muchas fallas tienden a desencadenar otras fallas mayores.
- Impide el diagnóstico fiable de las causas que provocan la falla, pues se ignora si falló por mal trato, por abandono, por desconocimiento del manejo, por desgaste natural, etc. Por ello, la avería puede repetirse una y otra vez.
- Los seguros de maquinaria o de gran avería suelen excluir los riesgos derivados de la no realización del mantenimiento programado indicado por el fabricante del equipo. (NIETO, 2004)

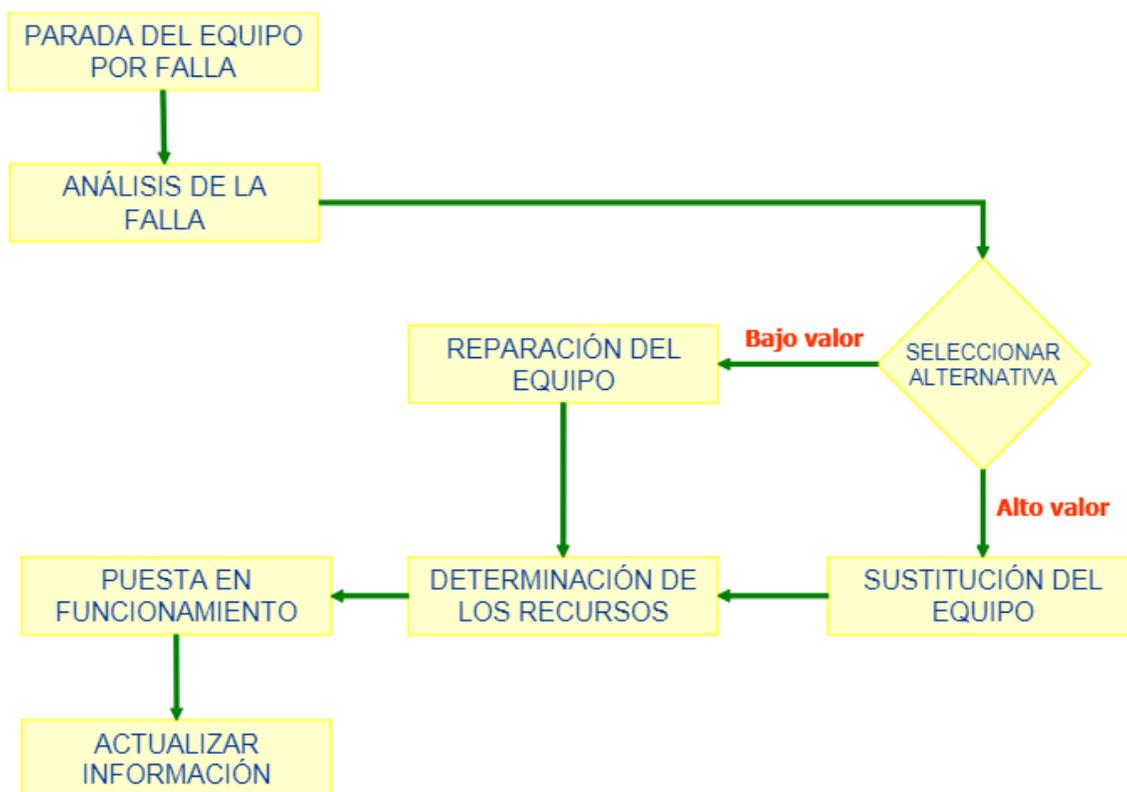


Imagen 8. Flujo de trabajo en el mantenimiento correctivo – Fuente: Javier Mauricio Gómez Nieto “SOFTWARE TUTORIAL DE TERMOGRAFÍA APLICADA A LA INGENIERÍA DE MANTENIMIENTO” Monografía UIS.

2.7 MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Es un mantenimiento que se lleva a cabo de acuerdo con una programación preestablecida, con base en la experiencia y pericia del personal a cargo, en datos estadísticos o en recomendaciones de fabricantes. (BARRERA, 2005)

También se puede definir como el mantenimiento que se ejecuta a los equipos de una planta en forma planificada y programada anticipadamente, con base en inspecciones periódicas debidamente establecidas según la naturaleza de cada equipo y encaminadas a descubrir posibles defectos que puedan ocasionar paradas intempestivas de las máquinas o daños mayores que afecten su vida útil. El mantenimiento preventivo, más que una técnica específica de mantenimiento es una filosofía que comienza desde el momento del diseño del equipo, y que determina su confiabilidad (probabilidad de que un equipo no falle en servicio en un periodo dado) y mantenibilidad (probabilidad de que un equipo pueda ser puesto en condiciones operacionales en un periodo dado) hasta su reemplazo, que se establece cuando sus altos costos de mantenimiento lo justifiquen económicamente. (NIETO, 2004)

Para la implantación de esta modalidad de mantenimiento es necesario hacer un plan de seguimiento para cada equipo (ver imagen 9). En este plan se deben especificar las técnicas que se aplicarán para detectar posibles anomalías de funcionamiento y la frecuencia con que se realizarán. Al detectar cualquier anomalía, se estudia su causa y se programa para realizar la reparación correspondiente. (NIETO, 2004)

La inspección es el elemento fundamental del Mantenimiento Preventivo, y consiste en observar cuidadosa y detenidamente el estado del elemento en cuestión, buscando desgastes, desajustes, erosiones, picaduras, grietas o fisuras, y registrar detalladamente las observaciones en cuadros destinados para tal fin. (GONZALEZ, 2003)

El mantenimiento preventivo presenta las siguientes ventajas:

- Se realiza en un momento en que no se está produciendo, por lo que se aprovecha las paradas de planta.
- Cuenta con una fecha programada, además de un tiempo de inicio y de terminación preestablecido y aprobado por las directivas de la empresa.
- Una vez finalizada la actividad, se garantiza el funcionamiento adecuado del equipo. (BARRERA, 2005)

Cuando se pregunta, ¿qué se debe inspeccionar?, la respuesta depende totalmente de las condiciones de la planta. Un buen programa debe incluir la mayor parte de los bienes físicos de la planta, por ejemplo, bombas, compresores, turbinas, motores, hornos, intercambiadores, tuberías, válvulas, calderas, tanques, instrumentación y herramientas.

La siguiente pregunta de cuándo, quién y cómo ha de hacerse, se refiere a las frecuencias de inspección, los encargados de estas y los procedimientos. Para determinar las frecuencias se debe hacer un análisis de tal forma que no se inspeccione más de lo necesario, ya que esto desencadenaría otros problemas por el exceso de mantenimiento, es decir que solo se debe realizar el mantenimiento necesario. El intervalo de chequeo puede ser en términos de tiempo horario, semanal, mensual o basado en la cantidad de

uso de las partes de la máquina. El intervalo de inspección debe estar basado en la estabilidad, el propósito y el grado de uso. Los encargados de realizar las inspecciones deben ser personas que conozcan y estén familiarizadas con los equipos, ya que ellas conocerán el estado normal de estos y ante una anomalía estarían capacitados para reconocerla. Las inspecciones deben ser realizadas llevando un manual de instrucciones

debidamente diseñado y comprobado, de tal forma que con unas instrucciones claras el personal encargado de las inspecciones conozca los procedimientos para su realización. Para llevar los controles de cumplimiento, es necesario diseñar unos formatos para tal fin, en los cuales se deben consignar las fechas, datos del equipo al que se le realizó la inspección, tipos de inspecciones realizadas y las anomalías y observaciones de cada inspección. (NIETO, 2004)



Imagen 9. Flujo de trabajo en el mantenimiento preventivo – Fuente: Javier Mauricio Gómez Nieto “SOFTWARE TUTORIAL DE TERMOGRAFÍA APLICADA A LA INGENIERÍA DE MANTENIMIENTO” Monografía UIS.

2.8 MANTENIMIENTO PREDICTIVO

El mantenimiento predictivo es un tipo de mantenimiento que relaciona una variable física con el desgaste o estado de una máquina. El mantenimiento predictivo se basa en la medición, seguimiento y monitoreo de parámetros y condiciones operativas de un equipo o instalación. A tal efecto, se definen y gestionan valores de pre-alarma y de actuación de todos aquellos parámetros que se considera necesario medir y gestionar. (GARRIDO S. G., 2009)

La información más importante que arroja este tipo de seguimiento de los equipos es la tendencia de los valores, ya que es la que permitirá calcular o prever, con cierto margen de error, cuando un equipo fallará; por ese el motivo se denominan técnicas predictivas. En la imagen 10 se indica la gráfica de un valor de vibración correspondiente a un cojinete, y que presenta un tendencia creciente. Cuando se alcanza un determinado valor es conveniente reemplazar el cojinete. Si no se realiza, el cojinete terminará fallando. (GARRIDO S. G., 2009)

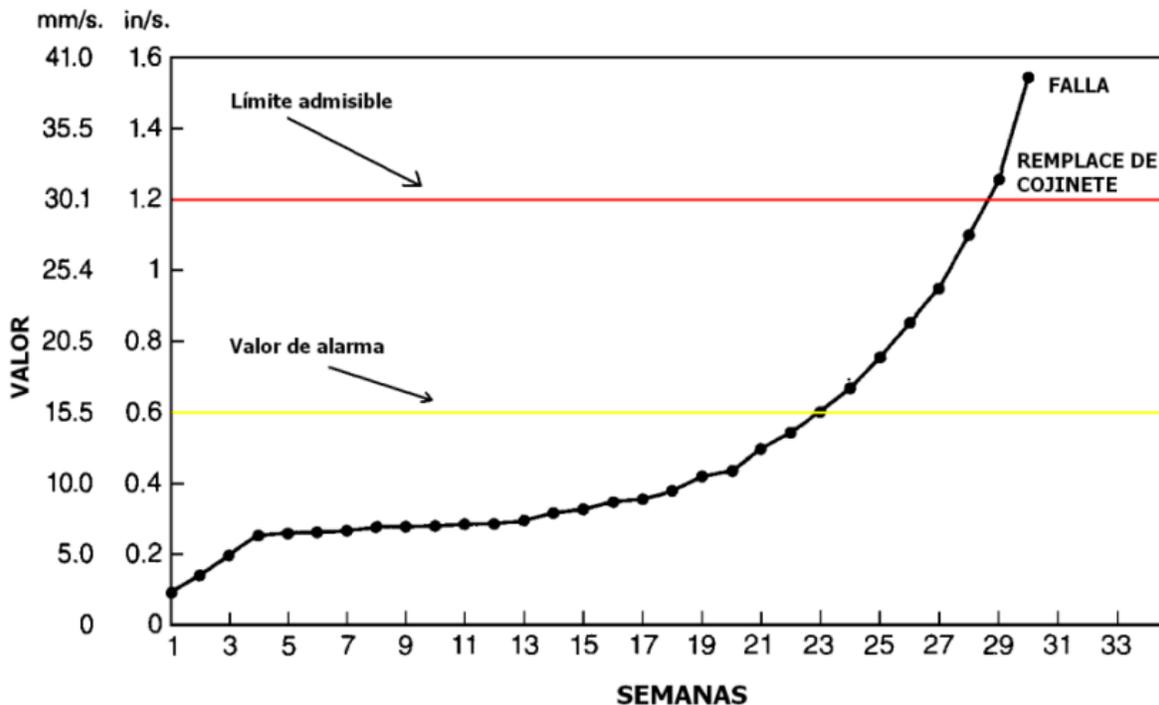


Imagen 10. Tendencia de un valor de amplitud de vibración de un cojinete – Fuente: Santiago García Garrido. Revista RENOVETEC “Mantenimiento predictivo, técnicas de mantenimiento condicional basadas en la medición de variables físicas”.

Frente al mantenimiento preventivo tiene la ventaja indudable de que en la mayoría de las ocasiones no es necesario realizar grandes desmontajes, y en muchos casos ni siquiera pararla. Si tras la inspección se aprecia algo irregular se propone o se programa una intervención. Además de prever el fallo catastrófico de una pieza, y por tanto, pudiendo anticiparse a éste, las técnicas de mantenimiento predictivo ofrecen una ventaja adicional,

y es que la compra de repuestos se realiza cuando se necesita, eliminando los stocks (capital inmovilizado). (GARRIDO S. G., 2009)

El vertiginoso crecimiento del mantenimiento predictivo se debe a un concepto erróneo que se manejaba en los departamentos de mantenimiento cuando implementaban mantenimiento preventivo, pues la probabilidad de falla frente al tiempo de uso de la máquina era basada únicamente en curvas de bañera (como la que muestra en la Imagen 11), ignorando que la vida útil de la mayoría de los componente de un equipo no manifiestan este comportamiento. (RODRÍGUEZ, 2011)

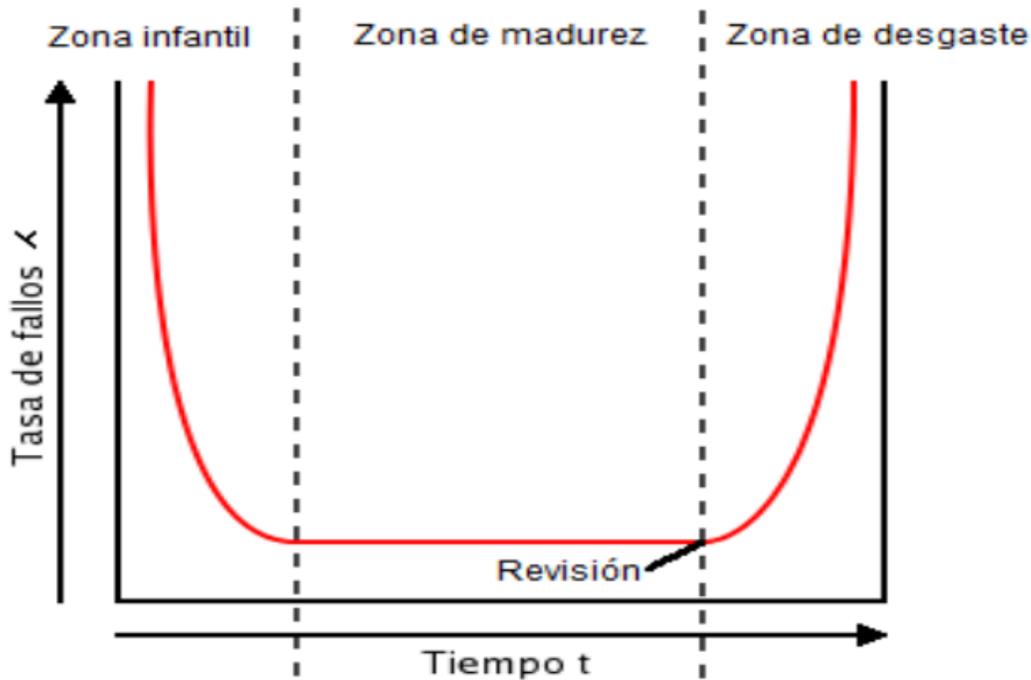


Imagen 11. Curva de bañera, probabilidad de fallas vs tiempo – Fuente: Monografía “PRINCIPIOS BÁSICOS DE LA TERMOGRAFÍA INFRARROJA Y SU UTILIZACIÓN COMO TÉCNICA PARA MANTENIMIENTO PREDICTIVO” LIDIA YANETH NEITA DUARTE, ELKIN OMAR PEÑA RODRÍGUEZ -UPB.

Donde:

- Zona Inicial o infantil, de baja fiabilidad, por averías infantiles.
- Zona de fiabilidad estable, o zona de madurez del equipo.
- Zona final o de desgaste, nuevamente de baja fiabilidad, o zona de envejecimiento.

Después de realizar estudios estadísticos y de analizar los equipos y las partes que los componen, se ha demostrado que la mayoría de los equipos no cumplen únicamente con la curva bañera, sino que existen 6 tipos de curvas diferentes, las cuales se muestran en la Imagen 12. (RODRÍGUEZ, 2011)

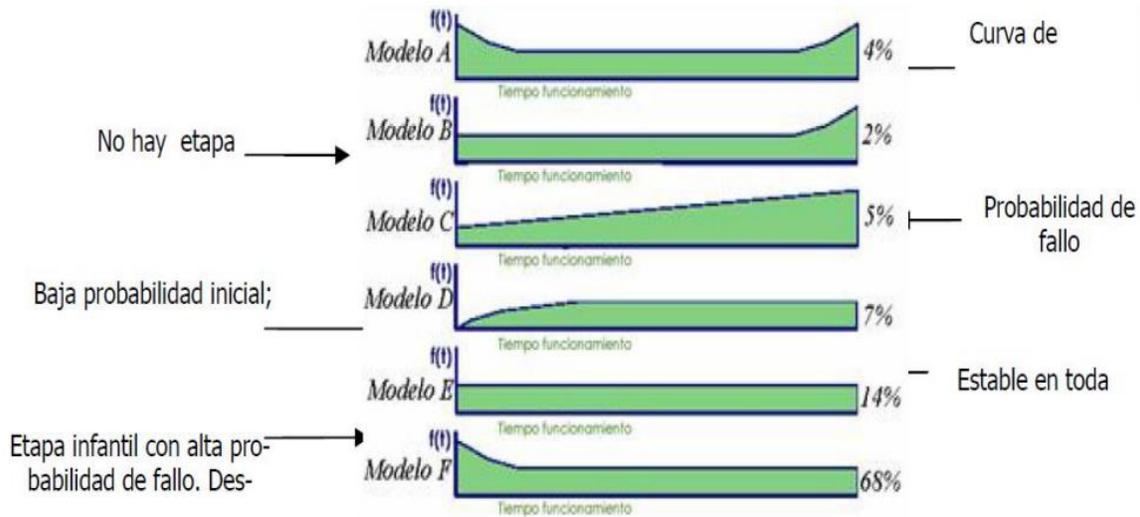


Imagen 12. Curvas de probabilidad de falla vs tiempo – Fuente: Monografía “PRINCIPIOS BÁSICOS DE LA TERMOGRAFÍA INFRARROJA Y SU UTILIZACIÓN COMO TÉCNICA PARA MANTENIMIENTO PREDICTIVO” LIDIA YANETH NEITA DUARTE, ELKIN OMAR PEÑA RODRÍGUEZ -UPB

la mayor parte de los elementos que constituyen los equipos no se comportan siguiendo el modelo A o ‘curva de bañera’. Los equipos complejos se comportan siguiendo el modelo E, en el que la probabilidad de fallo es constante a lo largo de su vida, y el modelo F, en el que tras una etapa inicial con una mayor probabilidad de fallo inicial o infantil, la probabilidad de fallo se estabiliza y permanece constante. Eso hace que no sea identificable un momento en el que realizar una revisión preventiva del equipo, con la sustitución de determinadas piezas, ante la imposibilidad de determinar cuál es el momento ideal, pues la probabilidad de fallo permanece constante. Incluso, puede ser contraproducente si curva de probabilidad sigue el modelo F, pues estaríamos introduciendo mayor probabilidad de fallo infantil al sustituir determinadas piezas, como se indica en la imagen 13. (GARRIDO S. G., 2009)

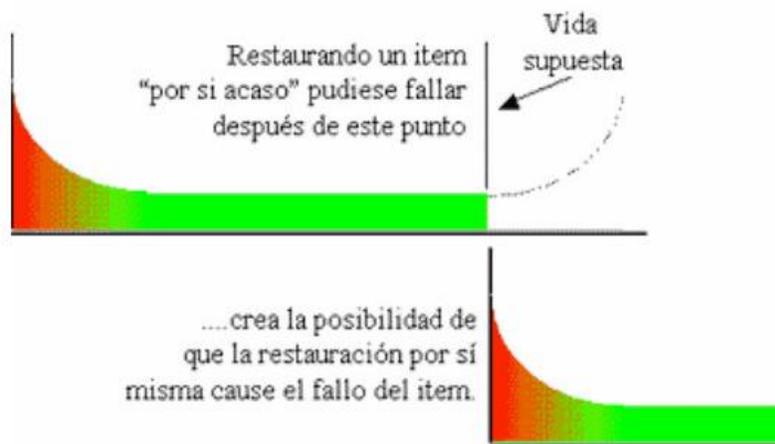


Imagen 13. Curva de modelo tipo F después de una revisión, donde la probabilidad de fallo aumenta justo después de la revisión – Fuente: Santiago García Garrido. Revista RENOVETEC “Mantenimiento predictivo, técnicas de mantenimiento condicional basadas en la medición de variables físicas”.

Por todo ello, muchas plantas industriales prefieren abandonar la idea de un mantenimiento preventivo o sistemático para una buena parte de los equipos que la componen, por ineficaz y por representar un coste fijo elevado y poco justificado; en cambio, ha preferido recurrir a las diversas técnicas de mantenimiento condicional o predictivo como alternativa al mantenimiento preventivo sistemático. (GARRIDO S. G., 2009)

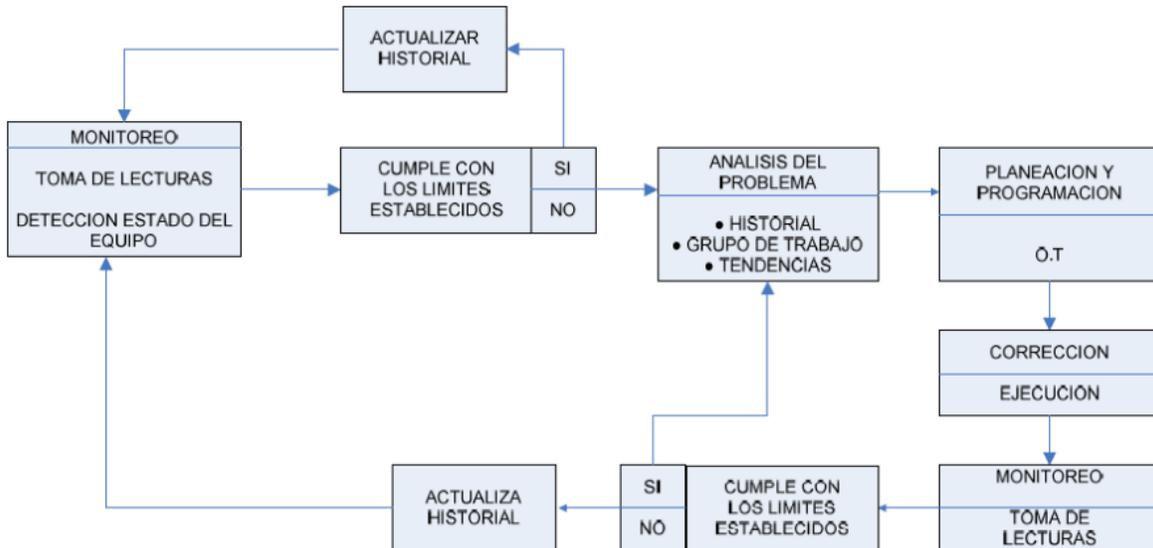


Imagen 14. Flujo de trabajo en mantenimiento predictivo – Fuente: Monografía “PRINCIPIOS BÁSICOS DE LA TERMOGRAFÍA INFRARROJA Y SU UTILIZACIÓN COMO TÉCNICA PARA MANTENIMIENTO PREDICTIVO” LIDIA YANETH NEITA DUARTE, ELKIN OMAR PEÑA RODRÍGUEZ -UPB

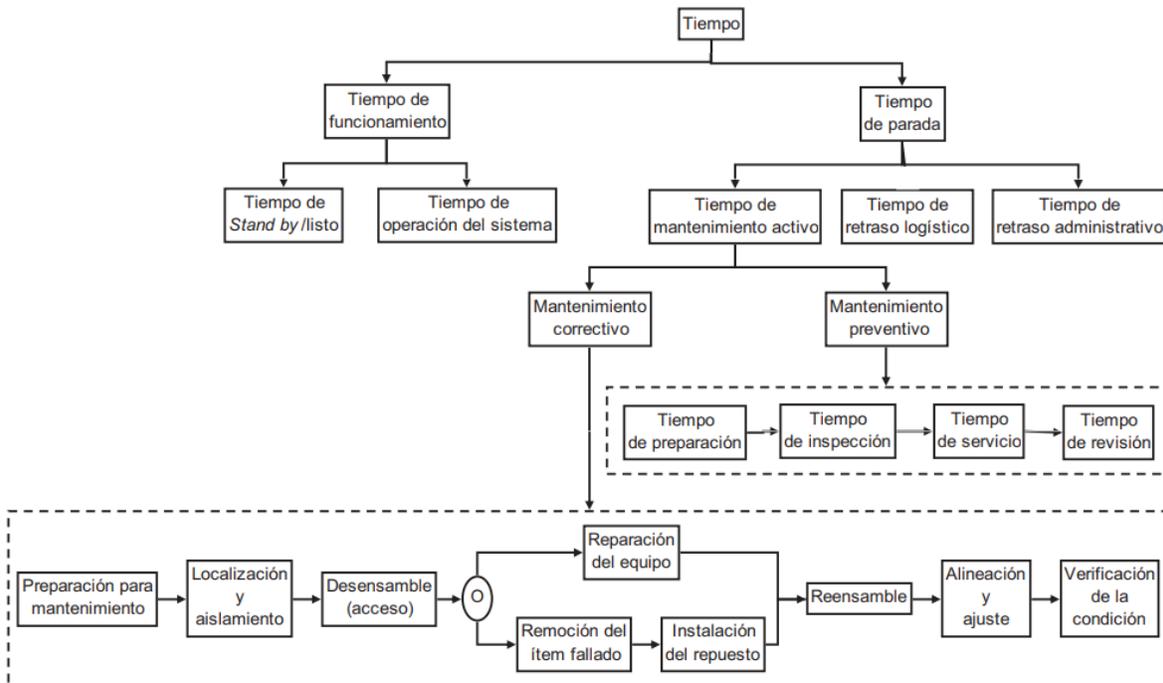


Imagen 15. Ciclo general de actividades de reparaciones correctivas y/o mantenimientos planeados - Fuente: Alberto Mora Gutiérrez “Mantenimiento Planeación, ejecución y control”. Editorial Alfaomega.

3. PRINCIPALES FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

A partir de la expansión de los sistemas de distribución de energía eléctrica en el mundo, el problema de la discontinuidad en el servicio se ha convertido en un tema de gran interés para los agentes del sector eléctrico (en las áreas de planeación, operación, distribución) y especialmente para los usuarios residenciales e industriales. Tanto las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica, como los usuarios interactúan con respecto a la valoración de los costos debidos a las interrupciones del suministro de energía eléctrica. (Víctor A. Gómez, 2011)

Con los procesos de globalización, las empresas prestadoras del servicio de electricidad del mundo realizan estudios para valorar los costos debidos a una inadecuada continuidad en el suministro. De esta forma, pueden obtener un punto equidistante entre el costo de inversión para mejorar la confiabilidad de un sistema y los costos que las interrupciones representan a los usuarios del servicio. (Billinton, 1989)

Vale la pena recordar que la localización de fallas no es un problema nuevo. Sin embargo, las investigaciones que se han realizado en esta área recaen sobre los sistemas de transmisión, donde las características homogéneas de la línea, la medición en ambos terminales y la disponibilidad de más equipos, permiten localizar el sitio de falla con alta precisión. La localización en sistemas de distribución es más problemática, por la complejidad que produce la presencia de conductores no homogéneos, cargas intermedias, laterales y desbalance del sistema y de la carga. (Germán Morales España, 2009)

Lo anterior, evidencia que un sistema de distribución local es más vulnerable a los diferentes factores que afecten la continuidad del servicio prestado, por la singularidad de las topologías de sus redes eléctricas. (Víctor A. Gómez, 2011)

En la cotidianidad de las labores de mantenimiento y operación en la cadena de distribución y transmisión de la energía eléctrica, existen fenómenos naturales y físicos que son causantes de diferentes interrupciones del sistema, la presencia de vegetación sobre la franja de servidumbre, descargas atmosféricas, contacto de animales con los circuitos energizados, malas conexiones en el momento de hacer una puesta en servicio, etc.

Esta monografía analizara las fallas generadas en el sistema de distribución por tracking eléctrico, arco eléctrico y puntos calientes.

3.1 ARCO ELÉCTRICO

El arco eléctrico o arqueo de falla ocurre cuando una corriente fluye entre el aire y una fase conductora o entre una fase conductora y la tierra; el arco eléctrico se puede describir como un corto circuito en el aire que produce un arco de manera violenta. Recientes descubrimientos han demostrado su peligro a través del plasma expulsado mediante la radiación energética proveniente del arco eléctrico y su energía recibida. (Council, 2019)

Por lo tanto, la naturaleza del arco eléctrico puede derretir y vaporizar conductores y materiales donde la transición de sólido a vapor es el resultado de la ola de presión de rápida expansión. La alta presión puede fácilmente generar una fuerza de cientos o miles de kilos por metros cuadrados, que dentro de una industria puede romper los tímpanos, colapsar pulmones y lanzar de las escaleras a los trabajadores. Materiales y metales fundidos serían expulsados debido al arco eléctrico a una velocidad de 1120 km/h que pueden penetrar fácilmente el cuerpo humano. (Council, 2019)

Cuando se inicia un arco eléctrico, la corriente generalmente grande genera un fuerte campo magnético que empuja la pieza suelta o la herramienta. Esto rompe su contacto con las partes energizadas. A medida que la pieza se mueve, la corriente continúa y forma arcos calientes que consumen conductores, ioniza gases y genera una nube de plasma. Hay una luz muy brillante y el sonido de una explosión. Los gases que se expanden rápidamente pueden abrir puertas y propulsar piezas, líquido, gotas de metal y polvo de óxido de metal. La energía térmica radiante y convectiva puede encender la ropa y quemar la piel de una persona a una distancia significativa de la falla. (IEEE 1584, 2018)

El arco eléctrico puede ser generado por las siguientes causas:

- **Impurezas y polvo:** Las impurezas y polvo en la superficie del aislamiento pueden proporcionar un camino para la corriente, permitiendo un flashover y creando la descarga del arco a través de la superficie. Esto puede desarrollar un mayor arqueo.
- **Corrosión de los equipos:** Puede proporcionar impurezas en la superficie del aislamiento, debilitando el contacto entre las terminales de los conductores e incrementando la resistencia de contacto a través de la oxidación u alguna otra contaminación corrosiva.
- **Condensación del vapor y el goteo del agua:** Pueden crear un camino en la superficie de los materiales aislantes. Esto puede crear un flashover la tierra y la intensificación del potencial del arco de fase a fase.
- Contacto accidental con la exposición de las partes vivas puede iniciar una falla.
- **Caída de herramienta:** La caída accidental de la herramienta puede causar un cortocircuito momentáneo, produciendo chispas e iniciando el arco.
- **Sobrevoltajes a través de espacios estrechos:** Cuando el espacio de aire entre conductores de diferentes fases es muy estrecho (debido a la mala calidad o al daño de los conductores), el arco puede ocurrir durante el sobrevoltaje temporal.
- Falla de los materiales aislantes.
- Utilización o diseño inapropiado del equipo.
- Procedimientos de trabajo inapropiados. (Guevara G, 2019)



Imagen 16. Arco eléctrico producido bajo la lluvia en aislador cerámico – Fuente: A. Andrés, prueba en alta tensión de la Universidad simón Bolívar, Venezuela.

En los sistemas de distribución y transmisión los arcos eléctricos son comunes que se presenten en las cadenas de aisladores. En la imagen 16 se muestra un experimento a 120 kV en un aislador cerámico. (Andrés, 2010)

Los equipos de alta tensión están comúnmente sujetos a sobretensiones transitorias, que pueden ser ocasionados por fenómenos tales como descargas atmosféricas, fallos en otro equipo, o sobretensiones por conmutación durante circuito de re-energización. Las sobretensiones son fenómenos que no pueden evitarse. En las terminaciones de línea donde una línea de transmisión se conecta a una barra colectora o un transformador casquillo, están en mayor riesgo a las sobretensiones debido a la variación en la impedancia, evento característico en este punto. (Infanzón, 2019)

La función principal de un equipo aislante eléctrico es el distanciamiento físico de las partes conductoras, y en condiciones normales de funcionamiento está continuamente sujeta a un alto campo eléctrico que ocupa el aire que rodea el equipo. Eventos de sobretensión pueden hacer que el campo eléctrico sobrepase la resistencia dieléctrica del aire y el resultado en la formación de un arco entre las partes conductoras y sobre la superficie del aislador. Esto se conoce como flameo. La contaminación de la superficie de un material aislante reduce su rigidez dieléctrica y aumenta la probabilidad de que se vuelva un material conductor y se produzca descargas parciales o arcos eléctricos que generen la inestabilidad del sistema. (Infanzón, 2019)



Imagen 17. Aislador de porcelana deteriorado por arco eléctrico – Fuente: Alfonso Merla curso tesla “Cinco métodos para evitar el arco eléctrico en aisladores”.

Como medida de prevención los fabricantes han desarrollado una tecnología en la implementación de cuerno en cadenas de aisladores en circuitos de transmisión y subtransmisión, basándose en que un arco entre los cuernos es más tolerable para el equipo, proporcionando más tiempo para el fallo a detectar y el arco que se solucione de forma segura por disyuntores remotos. La geometría de algunos diseños alienta al arco a migrar fuera del material aislante, impulsado por corrientes ascendentes a medida que se calienta el aire circundante. Como lo hace así, la longitud del recorrido aumenta, se produce el enfriamiento del arco, lo que reduce el campo eléctrico y causar que el arco se extinga en sí cuando ya no puede abarcar la brecha. Otros diseños pueden utilizar el campo magnético producido por la alta corriente para conducir el arco lejos del aislador. Este tipo de disposición puede ser conocido como un reventón magnético. (Infanzón, 2019)

Los cuernos deben proporcionar, entre otras características, casi infinito de impedancia durante las condiciones normales de operación para minimizar las pérdidas por corrientes conductoras, de baja impedancia durante la combustión súbita, y la resistencia física a la alta temperatura del arco. (Infanzón, 2019)

La presencia de los cuernos de arco perturba necesariamente la distribución de campo eléctrico normal a través del aislador debido a su pequeño pero significativa capacitancia . Más importante aún, una descarga disruptiva a través de los cuernos de arco produce una falla a tierra que resulta en un corte de circuito hasta que el fallo se borra por la operación del interruptor de circuito. Por esta razón, las resistencias no lineales conocidos como varistores pueden reemplazar a los cuernos de arco en lugares críticos. (Infanzón, 2019)

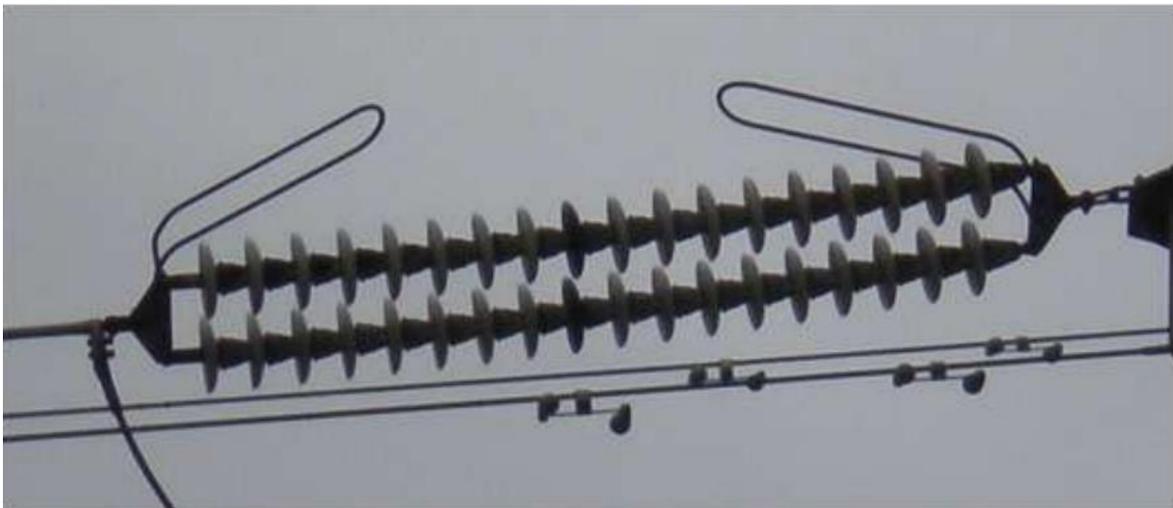


Imagen 18. Cuernos de arco en una cadena de aisladores -Fuente: おむこさん志望 “Cuerda de aislador con cuernos arqueados” https://en.wikipedia.org/wiki/File:Insulator_string_with_arcing_horns.jpg

3.2 TRACKING ELÉCTRICO

Es el camino eléctrico superficial por donde aparecen arborescencias eléctricas bidimensionales, cuando la superficie de aislantes está sometida a un gran estrés eléctrico, o contaminación por polvo, sales minerales o humedad. Este fenómeno empieza con el proceso de carga de potencial, por lo que es capaz de vencer la rigidez dieléctrica del material aislante y descargar, Estos caminos son conductores incluso en seco causando en muchas ocasiones daños irreversibles en los activos eléctricos. (Garza, 2016)

Los aislamientos tienen una alta rigidez dieléctrica que les permite soportar altos niveles de tensión mientras mantienen, sostienen y separan los conductores y zonas activas de las máquinas eléctricas del exterior. Sin embargo, esta propiedad dieléctrica puede disminuir con el tiempo dependiendo de los esfuerzos térmicos, mecánicos y factores ambientales o químicos a los que se ha sometido el aislante, lo que acelera el envejecimiento, pudiendo propiciar un fallo posterior y disminuyendo la vida útil del equipo. (Sánchez, 2014)

Con el pasar del tiempo, en los aisladores instalados se van produciendo degradaciones en el material que lo forman, según el tipo van tomando diferentes nombres donde el encaminamiento es una degradación irreversible del material aislante por formación de surcos de descarga que se inician y desarrollan superficialmente. Estos surcos son conductores aún en condiciones de sequedad, se pueden producir en superficies en contacto con el aire y en las interfaces. (Cuichan, 2013)

El tracking eléctrico que se presenta en los aisladores de porcelana es producido por los óxidos, resultado de la ionización del aire al combinarse con humedad y con contaminantes acumulados sobre los aisladores, lo que produce ácido nítrico, el cual causa la corrosión de dichos elementos propiciando la aparición de descargas superficiales sobre ellos. Cuando éste fenómeno ha producido un daño avanzado sobre el aislador se denomina “bad tracking” (Mario Ricardo Cárdenas Barrero, 2011)



Imagen 19. Aislador de porcelana afectado por tracking eléctrico – Fuente: Mario Ricardo Cárdenas Barrero, Miguel Eugenio Garzón artículo “DIAGNÓSTICO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN AEREA DE 11,4 HASTA 34,5 KV CON LA TÉCNICA DE ULTRASONIDO.”

En los conductores la cubierta del cable suspendido y expuesto a un alto campo eléctrico se carga capacitivamente, y dada la alta resistencia de la superficie, la tensión inducida no podrá disiparse por conducción de cargas en el material de la cubierta. Sin embargo debido a las impurezas de la última especialmente en condiciones de humedad y polución se producirá un flujo de corriente que fluirá a lo largo de la superficie de la cubierta misma.

Estas corrientes se deben a las capacidades parciales distribuidas entre los conductores de fase y la superficie del cable, y la superficie de este y tierra. Durante la transacción del estado seco al húmedo del material aislante, y aún peor del estado húmedo al seco, se pueden producir esfuerzos entre las gotas depositadas del orden $>1\text{kV/mm}$ al extremo de “puentear” los espacios entre ellas, dando lugar a descargas de arcos cuyos extremos se encuentran ambos sobre la superficie del cable. Si la distancia entre gotas es pequeña el flujo de corriente continuara; si la distancia es grande, el proceso de descarga finalizara.

Estos continuos impactos pueden producir penetraciones en la cubierta, por lo cual la humedad ingresará entre la cubierta exterior y la parte inferior del cable, causando la erosión de la superficie de la cubierta, llegando al caso de producir rupturas a través de la cubierta exterior en el caso que el campo eléctrico encuentre una vía conductora o semiconductor dentro del cable. Esta situación se agravará en las zonas de alta contaminación ambiental, tales como cercanías a plantas químicas y destilerías, atmosferas salinas. (Cuichan, 2013)



Imagen 20. Conductor semi-aislado afectado por tracking eléctrico – Fuente: Mario Ricardo Cárdenas Barrero, Miguel Eugenio Garzón artículo “DIAGNÓSTICO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN AÉREAS DE 11,4 HASTA 34,5 KV CON LA TÉCNICA DE ULTRASONIDO.”



Imagen 21. Acercamiento al conductor semi-aislado afectado por tracking eléctrico de la imagen 20 – Fuente: Mario Ricardo Cárdenas Barrero, Miguel Eugenio Garzón artículo “DIAGNÓSTICO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN AÉREAS DE 11,4 HASTA 34,5 kV CON LA TÉCNICA DE ULTRASONIDO.”

Las descargas parciales (de tracking eléctrico) son un fenómeno estocástico que varía en el tiempo, este fenómeno, se desarrolla en tres estados:

- En el primero, estado **Streamer**, las descargas parciales son pulsos rápidos del orden de nanosegundos y tienen la mayor amplitud de los tres estados, creando corrientes de 10 a 100 mA y apareciendo entre los 10 - 60 minutos primeros de actividad.
- Tras estos 10 - 60 minutos, aparece un proceso más lento, estado **Townsend**, durante el cual la amplitud de la corriente disminuye y se pueden apreciar ciertos indicios de deterioro y oxidación.
- Finalmente, y después de varios días de actividad permanente, la magnitud de las descargas parciales sigue decreciendo, hasta el orden de μA , y la repetición aumenta a decenas de descargas por microsegundo, estado **Pitting**, en el que el dieléctrico está muy cerca del fallo.

En la actualidad los fabricantes ofrecen en sus diferentes presentaciones, elementos de la cadena de distribución que prevea o disminuyan la probabilidad de que se presente este tipo de fenómenos, que si no se detectan a tiempo pueden desencadenar en una interrupción en el servicio de energía eléctrica a los usuarios. En la imagen 22 se muestran equipos convencionales con un tipo de diseño que disminuya la probabilidad de sufrir un arco eléctrico y/o tracking eléctrico.

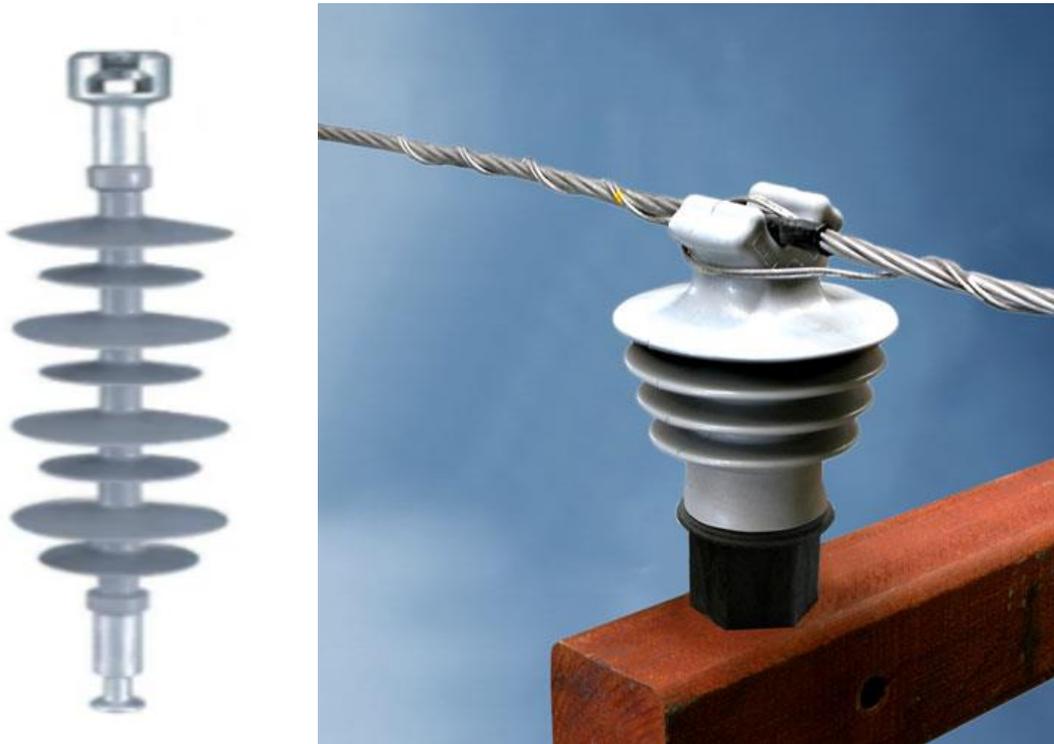


Imagen 22. Izq. Aislador anti-tracking de 15 kV tipo clavija aislante de brazo, Der. Aislador pilar polimérico 15 kV IPP – Fuente: Connecting Buyers with Chinese suppliers (https://es.made-in-china.com/co_cnconwell/product_Anti-Tracking-Electric-Rubber-15kv-Polymeric-Pin-Type-Distribution-Line-Arm-Insulator_rnsyyuqg.html), PLP – Preformed Line Products Company (<https://plp.com.br/es/distribucion/linea-compacta/aislador-pilar-polimerico-15-kv-ipp/>)

3.3 PUNTOS CALIENTES

Cuando la condición de un componente, conductor o equipo eléctrico deteriora, su resistencia puede aumentar y generar más calor. Un punto caliente se genera cuando existe una unión mecánica inadecuada con puntos conectados al interruptor o algún otro elemento eléctrico, o se generan como consecuencias de los falsos contactos por la acción de las corrientes de sobrecarga y cortocircuito. En algunas situaciones también son generados por los agentes externos a la instalación eléctrica. (Preingels, 2020)

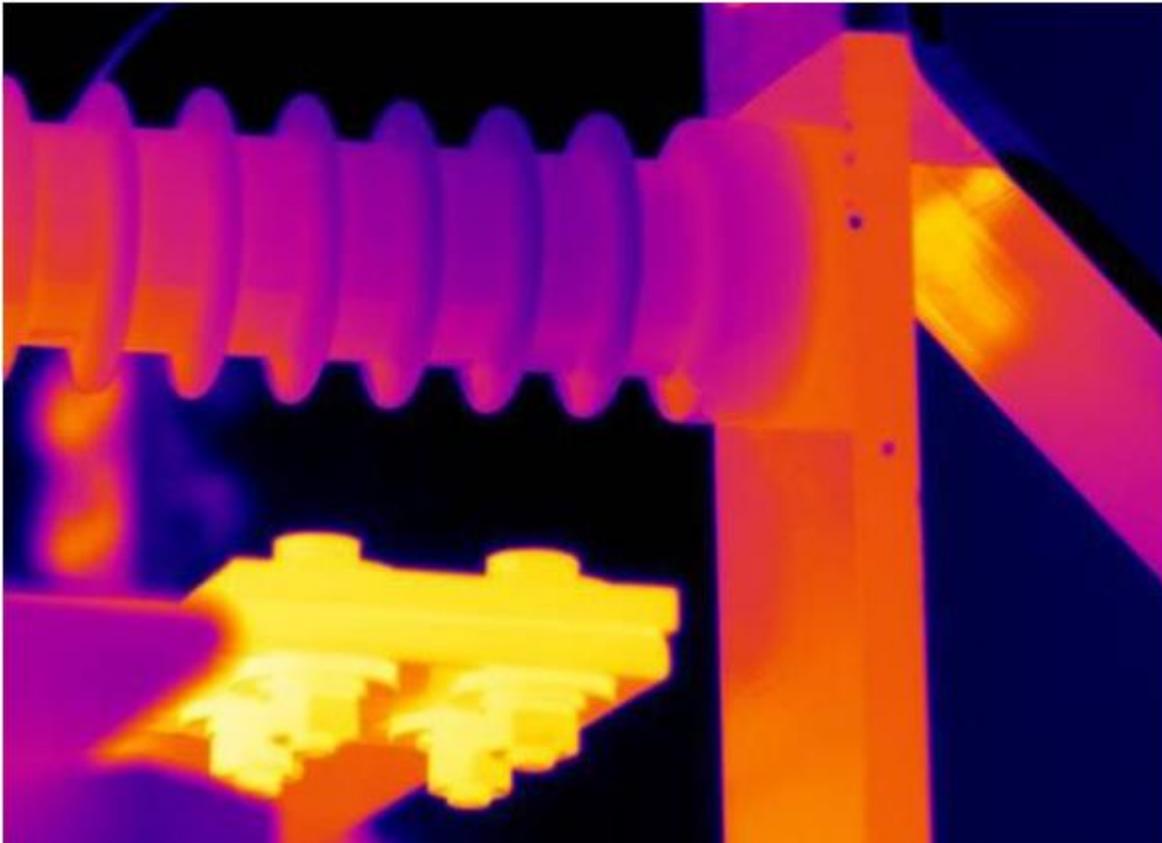


Imagen 23. identificación de un punto caliente a través de la termografía - Fuente: MEXΩHM “ Inspección de Punto Caliente con Cámara Termográfica” <https://mexohm.mx/inspeccion-de-punto-caliente-con-camara-termografica/>

Algunos factores que también influyen en la aparición de puntos calientes son:

- **Incremento de resistividad por malos contactos:** El calentamiento por efecto joule debido a un aumento de resistencia, se puede originar por deficiencia en las conexiones, pérdida de sección de conductores, etc. Al aumentar la resistividad, se produce un aumento de temperatura en una zona o punto caliente, es decir, una región con una temperatura superior a las temperaturas de las zonas restantes del termograma. Esta anomalía generalmente presenta un gradiente de temperatura que tiende a disminuir en puntos más alejados de la conexión como se observa en la imagen 24. (Indunova, Consulta en el 2022)



Imagen 24. Disminución progresiva del gradiente térmico en relación con la distancia al punto caliente – Fuente: Indunova “Termografía: ¿Cuáles son las causas que originan puntos calientes en un sistema eléctrico?”, <https://indunova.es/termografia-cuales-son-las-causas-que-originan-puntos-calientes-en-un-sistema-electrico/>

Una tortillería deficientemente apretada provoca el aumento de resistencia y por lo tanto también un aumento de temperatura. Por ejemplo, en un conductor de pequeñas dimensiones conectado a una fase de un interruptor diferencial, el apriete excesivo puede provocar su ruptura parcial, aumentando la resistencia en ese punto. Por el contrario, si el conductor no se encuentra debidamente ajustado, la disminución de superficie de contacto se puede entender como una reducción de sección del elemento conductor y, por lo tanto, esto crea un sobrecalentamiento debido a un aumento resistivo de la conexión, como se muestra en la imagen 25. (Indunova, Consulta en el 2022)

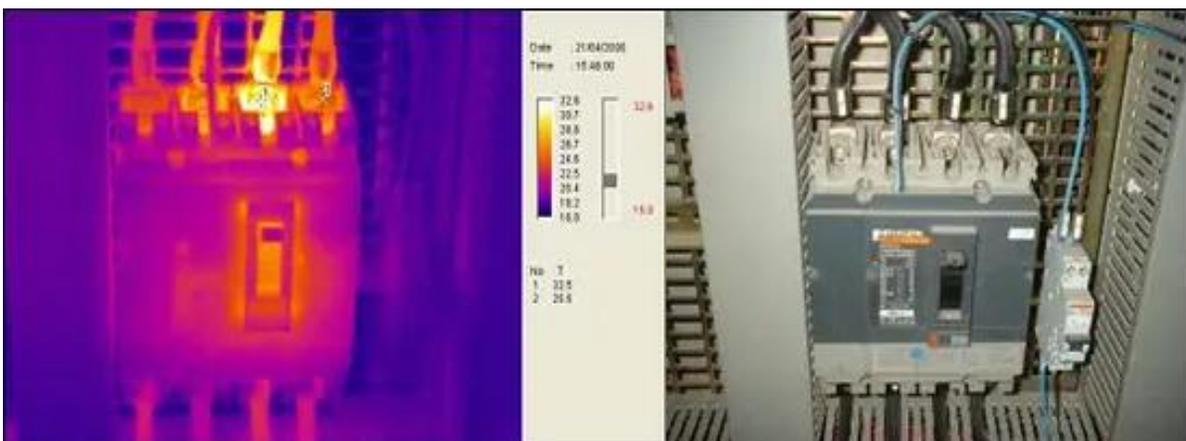


Imagen 25. Incremento de resistividad debido a tortillería deficientemente ajustada – Fuente: Indunova “Termografía: ¿Cuáles son las causas que originan puntos calientes en un sistema eléctrico?”, <https://indunova.es/termografia-cuales-son-las-causas-que-originan-puntos-calientes-en-un-sistema-electrico/>

La corrosión o suciedad en los contactos se da por factores ambientales, los materiales metálicos pueden sufrir oxidación, ensuciarse, tener cambios bruscos de temperatura que dilatan y contraen la superficie de contacto junto con otros agentes nocivos. Estos alteran la conductividad aumentando la resistencia en las zonas más agredidas.

La pérdida de sección se presenta en algunos conductores se producen deterioros parciales, que en las líneas de media y alta tensión provocan serios problemas. El incremento de temperatura producido favorece a un mayor deterioro del conductor, contribuyendo aún más a su pérdida de sección o a la rotura de venas. Se entra en un ciclo cerrado que acaba con la rotura del conductor. (Indunova, Consulta en el 2022)

- **Sobrecarga en componentes eléctricos y conductores:** Es otro caso de aumento de resistividad, pero debido a su particularidad se trata por separado. Cuando la intensidad que soportan los componentes eléctricos y conductores se encuentra por arriba de los valores nominales para los cuales fueron fabricados, la temperatura de las superficies de estos es demasiado alta, indicando la condición de sobrecarga. La mayoría de los componentes de baja tensión tienen especificado en su ficha técnica su temperatura de funcionamiento para una determinada temperatura ambiente.

Desde el punto de vista cuantitativo, teniendo en cuenta estos parámetros, se puede determinar cuándo un componente como este, se encuentra en sus límites térmicos de correcto funcionamiento, y evaluar el nivel de gravedad en base al criterio de gradiente térmico, o sea, de su variación con respecto a un punto de referencia óptimo. (Indunova, Consulta en el 2022)



Imagen 26. Imagen termográfica de dispositivos de protección sobrecargados – Fuente: Indunova “Termografía: ¿Cuáles son las causas que originan puntos calientes en un sistema eléctrico?”, <https://indunova.es/termografia-cuales-son-las-causas-que-originan-puntos-calientes-en-un-sistema-electrico/>

- **Perturbaciones debido a componentes armónicos en el sistema eléctrico:** En muchas situaciones la forma de onda periódica en régimen permanente no es senoidal, tanto para la tensión como para la intensidad. Estas ondas distorsionadas se pueden representar por una serie de funciones periódicas senoidales crecientes y múltiplo de la onda fundamental, y son llamados armónicos. La causa inicial de los armónicos son las intensidades distorsionadas que absorben aparatos de funcionamiento no lineal. Sin embargo, también aparecen armónicos en la onda de tensión al añadir receptores no lineales.

Los armónicos generan calentamientos producidos por las pérdidas mayores que envejecen antes los aislamientos, principalmente en el caso de cables aislados. De modo general todos los equipos que son sometidos a tensiones o atravesados por intensidades armónicas, tienen las pérdidas aumentadas y, por lo tanto, se deberá tener presente la disminución de su clase de intensidad nominal.

Un caso frecuente de influencia de armónicos en la inspección termográfica es la elevada temperatura de superficie de los conductores neutros con respecto a las fases activas. Esto se debe a que, en sistemas eléctricos desequilibrados, las intensidades armónicas que circulan por el neutro se suman, y su valor puede llegar a estar en el mismo orden de magnitud de las intensidades de fase activa.

Incluso, a veces, si el consumo de la línea no está en pleno rendimiento, la superficie del conductor neutro se ve más caliente que las fases, cosa que hay que tener en cuenta para no confundir esto con un mal contacto. Estos armónicos producidos en el neutro son llamados triplen. (Indunova, Consulta en el 2022)

- **Desequilibrio de fases:** los desequilibrios de fases causan problemas térmicos que son detectados en una adecuada inspección termográfica. Se conoce que las tres fases deberían ser simétricas tanto en tensiones como en intensidades y su desfase ha de aproximarse a 120° eléctricos. Los desequilibrios se suelen dar cuando el valor eficaz de una fase no coincide con el de las otras, y en sistemas trifásicos están causados por:
 - Cargas monofásicas mal repartidas entre fases.
 - Por la distribución desigual de conductores, aunque de influencia menor.
 - Fallas a tierra de una fase.

Es frecuente en el ámbito industrial, la incorporación de nuevos equipos monofásicos, ampliación de alumbrados, etc. Estas nuevas instalaciones a veces no tienen una adecuada repartición de cargas entre fases y esto genera una sobrecarga en alguna de ellas. Esta sobrecarga produce un efecto similar a los armónicos, incrementando la temperatura en toda la línea de conductores de la fase desequilibrada. Cuando sucede esto, normalmente en el termograma se observa un conductor de una fase más caliente que los conductores de las otras fases de la línea. (Indunova, Consulta en el 2022).

4. TÉCNICAS DE MANTENIMIENTO PARA LA IDENTIFICACIÓN DE FALLAS ELÉCTRICAS

Uno de los retos en la prestación del servicio de energía eléctrica es mantener la continuidad del servicio, para ellos los operadores de red en su plan de mantenimiento anual realizan periódicamente estrategias que buscan garantizar la identificación de los diferentes elementos en la cadena de distribución y transmisión que tengan un deterioro en su vida útil o que presenten una no adecuada operación, a partir de esta identificación se programara el correspondiente mantenimiento. Esta monografía aborda las técnicas utilizadas para la identificación de arco, tracking eléctrico y puntos calientes.

4.1 ESPECTRO ELECTROMAGNÉTICO

El espectro electromagnético es el conjunto de longitudes de onda de todas las radiaciones electromagnéticas. Incluye:

- **Los rayos gamma** tienen las longitudes de onda más cortas y las frecuencias más altas conocidas. Son ondas de alta energía capaces de viajar a larga distancia a través del aire y son las más penetrantes. (COMMITTEES, 2004). son ondas electromagnéticas emitidas por núcleos radiactivos (como ^{60}Co y ^{137}Cs) y durante ciertas reacciones nucleares. Tienen longitudes de onda que van aproximadamente de 10^{-10} m a menos 10^{-14} m. Son altamente penetrantes y producen serios daños cuando son absorbidos por tejidos vivos. En consecuencia, aquellos que trabajan cerca de dicha radiación peligrosa deben protegerse con materiales altamente absorbentes, como gruesas capas de plomo. (CALET CAMACHO BEDOYA, 2017)
- **Los rayos X** tienen longitudes de onda más largas que los rayos gamma, pero menores que la radiación ultravioleta y por lo tanto su energía es mayor que la de estos últimos. Consisten en una forma de radiación ionizante y como tal pueden ser peligrosos. Los rayos X son emitidos por electrones del exterior del núcleo, mientras que los rayos gamma son emitidos por el núcleo. (COMMITTEES, 2004). Son ondas electromagnéticas con longitudes de onda en el intervalo de aproximadamente 10^{-8} m (10 nm) a 10^{-13} m (10^{-4} nm). La fuente más común de rayos X es la desaceleración de electrones de alta energía que bombardean a un blanco metálico. Los rayos X se usan como una herramienta de diagnóstico en medicina y como tratamiento para ciertas formas de cáncer. Puesto que los rayos X dañan o destruyen tejidos y organismos vivos, debe tenerse cuidado para evitar una exposición o sobreexposición innecesarias. Este tipo de rayos se usan también en el estudio de la estructura cristalina, ya que sus longitudes de onda son comparables a las distancias de separación atómicas ($\approx 0,1$ nm) en sólidos. (CALET CAMACHO BEDOYA, 2017)

- **La radiación ultravioleta (UV)** se define como la porción del espectro electromagnético que se encuentra entre los rayos X y la luz visible. abarca longitudes de onda que varían de aproximadamente $3,8 \times 10^{-7} \text{ m}$ (380 nm) a $6 \times 10^{-8} \text{ m}$ (60 nm). El sol es una importante fuente de luz ultravioleta, la cual es la principal causa del bronceado. La mayor parte de la luz ultravioleta proveniente del Sol es absorbida por átomos en la atmósfera superior, o estratósfera. Un importante constituyente de la estratósfera es el ozono (O₃), el cual es producido por las reacciones del oxígeno con la radiación ultravioleta. Está cubierta de ozono convierte a la letal radiación ultravioleta de alta energía en calor, el cual, a su vez, calienta la estratósfera. (CALET CAMACHO BEDOYA, 2017)
- **La luz visible** —también espectro visible— es la parte de espectro electromagnético que los ojos humanos son capaces de detectar. Cubre todos los colores del azul a 400 nm al rojo a 700 nm. La luz azul contiene más energía que la roja. La luz es producida por el reacomodo de electrones en átomos y moléculas. Las diversas longitudes de onda de la luz visible se clasifican con colores que van del violeta ($\lambda \approx 4 \times 10^{-7} \text{ m}$) al rojo ($\lambda \approx 7 \times 10^{-7} \text{ m}$). La sensibilidad del ojo es una función de la longitud de onda, siendo máxima a una longitud de onda de aproximadamente $5,6 \times 10^{-7} \text{ m}$ (amarillo-verde) (CALET CAMACHO BEDOYA, 2017)
- **La radiación infrarroja (IR)** —también radiación térmica— es la parte del espectro electromagnético que se encuentra entre la luz visible y las microondas. La fuente natural más importante de radiación infrarroja es el Sol. Tienen longitudes de onda que varían de aproximadamente de 1 mm hasta la longitud de onda más larga de luz visible, $7 \times 10^{-7} \text{ m}$. Estas ondas, producidas por cuerpos calientes y moléculas, son absorbidas rápidamente por la mayor parte de los materiales. La energía infrarroja absorbida por una sustancia aparece como calor debido a que la energía agita los átomos del cuerpo, aumentando su movimiento vibratorio y rotacional, lo cual origina un aumento de temperatura. (CALET CAMACHO BEDOYA, 2017)
- **Las ondas radioeléctricas** tienen longitudes de onda largas que varían unos pocos centímetros a miles de kilómetros de longitud. Sus principales usos son en la televisión, los teléfonos móviles y las comunicaciones por radio. (COMMITTEES, 2004)

Las ondas electromagnéticas que se propagan en el espacio tienen la característica de abarcar un gran número de longitudes de onda y frecuencias. La distribución energética del conjunto de ondas que generan los campos electromagnéticos conforma lo que se conoce bajo el nombre de Espectro Electromagnético. Debido a que el espectro electromagnético comprende la secuencia de todas las ondas electromagnéticas conocidas, éste considera las ondas ya mencionadas de radio y televisión, luz visible, radiación infrarroja, ultravioleta, rayos X y rayos gamma. (VALENZUELA, 2016) Esta distribución puede observarse en la imagen 27:

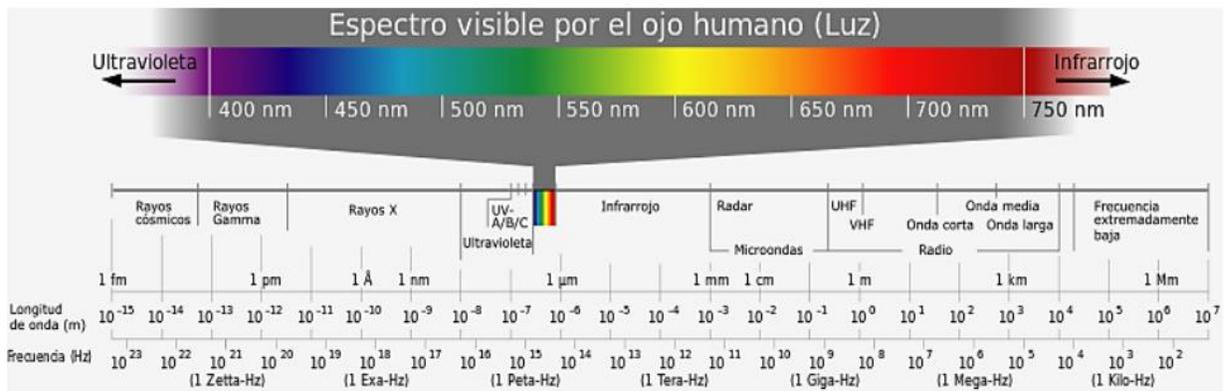


Imagen 27. Espectro electromagnético - Fuente: Hanna Instruments, sitio web <https://hannainst.com.mx/blog/espectro-electromagnetico/>

4.2 RADIACIÓN INFRARROJA

La Radiación Infrarroja, descubierta en 1800 por William Herschel, es un tipo de radiación electromagnética situada entre las porciones visible y microondas del espectro electromagnético, cuya longitud de onda va desde los 700 nm a los 1000 μ m aproximadamente. Es emitida por todos los cuerpos u objetos a temperaturas por encima del cero absoluto (-273 K), y la cantidad de radiación aumenta con el incremento de la temperatura. De acuerdo con la literatura, el espectro infrarrojo es clasificado comúnmente de acuerdo con su longitud de onda en tres segmentos: Infrarrojo cercano, medio y lejano. La denominación de estos segmentos se debe a la porción del espectro infrarrojo más cercana a la luz visible (cercano) y más cercana a la región de microondas (lejano), mientras que el medio, corresponde a la porción entre los dos segmentos anteriores. (VALENZUELA, 2016)

En 1860 Kirchoff demuestra que la capacidad que tienen los cuerpos para emitir es la misma que tienen para absorber energía radiante. El término “cuerpo negro” es un cuerpo imaginario que absorbe toda la radiación térmica que recibe en cualquier longitud de onda. En 1879 Stefan concluye a partir de experimentos que la energía total irradiada por un cuerpo negro es función directa de la cuarta potencia de su temperatura absoluta. En 1884 Boltzmann llegó a la misma conclusión. Esto es conocido como la Ley de Stefan-Boltzmann (RODRÍGUEZ, 2011):

$$W = \sigma T^4$$

Donde:

W = Potencia emisiva superficial

σ = Constante de Stefan-Boltzmann (5,67 x10-8 W/cm²K⁴)

T = Temperatura

Otra ley de la radiación es la ley de Wien que es conocida como la Ley de desplazamiento; fue formulada por Wilhelm Wien en 1884 de forma empírica. Esta ley establece la relación entre la temperatura y la longitud de onda donde ocurre la máxima emisión de energía (RODRÍGUEZ, 2011):

$$\lambda_{m\acute{a}x} = \frac{2,898}{T} (\mu m)$$

Donde:

λ = Longitud de onda

T = Temperatura

Las consecuencias de la ley de Wien es que cuanto mayor sea la temperatura de un cuerpo negro menor es la longitud de onda en la cual emite.

En 1900 Max Planck anunció otra ley de la radiación denominada la Ley de Planck que establece la distribución de la potencia radiada por un cuerpo negro a lo largo del espectro. (RODRÍGUEZ, 2011)

$$W = \frac{2\pi hc^2}{\lambda^5 (e^{\left(\frac{hc}{\sigma\lambda T}\right)} - 1)}$$

Donde:

W = Potencia emisiva superficial

λ = Longitud de onda

T = Temperatura

h = Constante de Planck 6,626x10⁻³⁴ J.s

c = Velocidad de la luz en el vacío 2,997x10⁸ m/s

σ = Constante de Stefan-Boltzmann

Para varias temperaturas se produce una familia de curvas, cuanto más alta es la temperatura menor es la longitud de onda para la cual W es máxima. (RODRÍGUEZ, 2011)

En un principio, la tecnología (IR) INFRARROJA era utilizada para la guerra; más específicamente, en la Segunda Guerra Mundial. Las propiedades de la radiación infrarroja se usaron principalmente para temas militares con la invención de los misiles guiados por infrarrojos. Alrededor de la década de 1930 se inició en Alemania la investigación para el desarrollo de un sistema de visión nocturna (Nachtsichtgeraten). Los primeros prototipos, fabricados por la empresa AEG, fueron probados en 1939 para uso en las unidades antitanque. Las primeras cámaras eran pesadas grandes y poco manejables se instalaban en tanques o llevadas en la espalda por algunos soldados; en ese entonces, la potencia de las cámaras era mínima. Tras la guerra el desarrollo avanzó rápidamente; la empresa sueca AGA lanzó al mercado la primera cámara termográfica para propósitos civiles y comerciales en 1960; no fue hasta los años 80's cuando aparecieron las primeras cámaras termográficas cómodas y manejables. (CALET CAMACHO BEDOYA, 2017)

4.3 CÁMARA TERMOGRÁFICA

Una cámara termográfica es un dispositivo bastante similar a una cámara de video convencional, que va a detectar el patrón térmico del cuerpo al que se apunta en el espectro de la longitud de onda infrarroja y sin entrar en contacto con ese cuerpo, traduciendo las fluctuaciones térmicas de los patrones de temperatura en una imagen visible. (MADRID, 2011)



Imagen 28. Cámara termográfica – Fuente: Fluke “Introducción a los principios de la termografía”, <https://www.fluke.com/es-co/producto/accesorios/otros/fluke-book-itp>

De acuerdo a la marca y modelo, poseen componentes especializados para diversas aplicaciones, no obstante, sus principales elementos corresponden a una lente, un detector en forma de una matriz de plano focal (FPA), un enfriador de detector (en algunos dispositivos), un sistema electrónico asociado y el software de procesamiento y visualización de imágenes. (SYSTEMS, 2015)

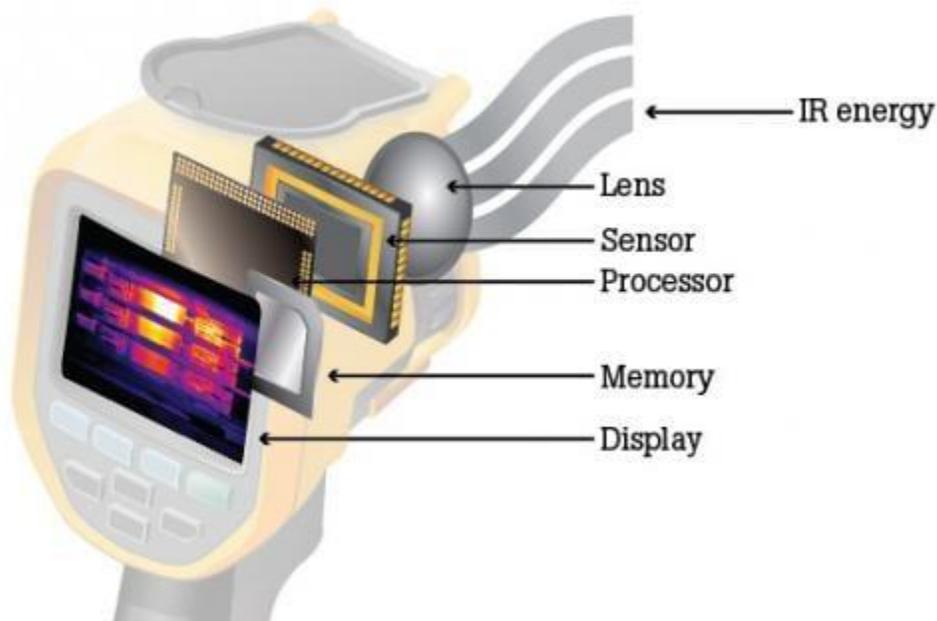


Imagen 29. Componentes principales de una cámara IR – Fuente: Fluke “How infrared cameras work, Fluke”, <https://www.fluke.com/es-co/informacion/blog/captura-de-imagenes-termograficas/como-funcionan-las-cameras-infrarrojas>

Básicamente la óptica de la cámara hace converger sobre su detector la radiación infrarroja que emite el objeto bajo estudio, obtiene una respuesta (cambio de tensión o resistencia eléctrica) que será leída por los elementos electrónicos (la placa electrónica) de la cámara. Esa señal electrónica es convertida en una imagen electrónica en la pantalla, donde los distintos tonos de color se corresponden con distintas señales de radiación infrarroja procedentes del objeto de estudio. (MADRID, 2011)

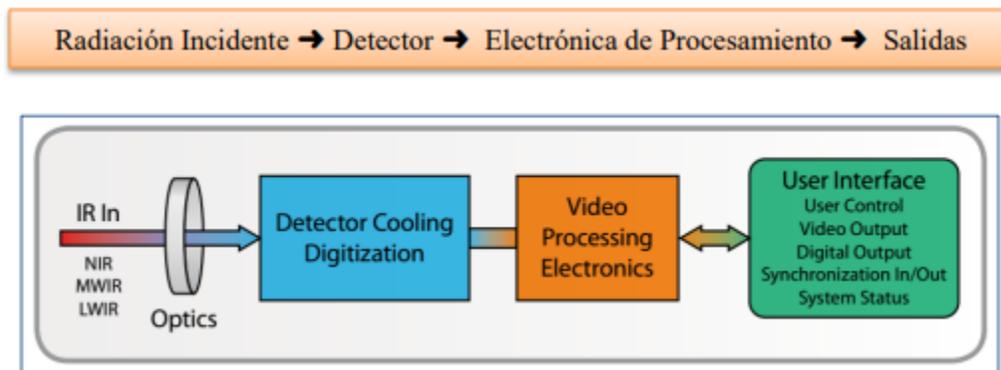


Imagen 30. Funcionamiento general de una cámara termográfica – Fuente: FLIR “Resource Guide for Using Infrared in the Research and Development Industry.”, https://www.flirmedia.com/MMC/THG/Brochures/T559243/T559243_EN.pdf

La energía de infrarrojos (A) que irradia un objeto se enfoca con el sistema óptico (B) sobre un detector de infrarrojos (C). El detector envía los datos al sensor electrónico (D) para procesar la imagen. Y el sensor traduce los datos en una imagen (E), compatible con el visor y visualizable en un monitor de vídeo estándar o una pantalla LCD. (FLIR, 2011)

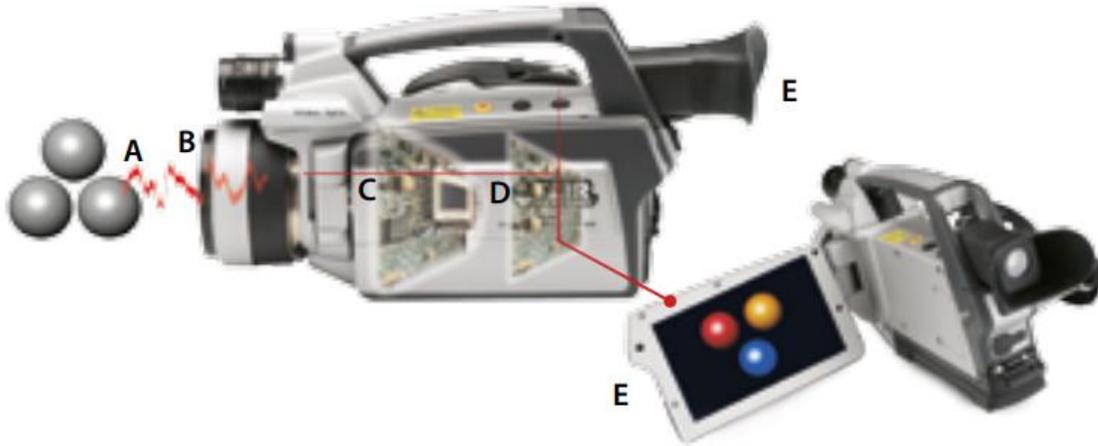


Imagen 31. Funcionamiento de una cámara infrarroja – Fuente: FLIR “Guía de termografía para mantenimiento predictivo”, https://www.flirmedia.com/MMC/THG/Brochures/T820264/T820264_ES.pdf

No basta con tener una buena herramienta si las condiciones para utilizarla no son las más adecuadas, factores como el viento, la distancia, la lluvia influyen en que se obtenga una medición correcta del objeto.

Distancia al objeto: Para una inspección termográfica, se deben tener en consideración dos elementos fundamentales en relación la distancia de medición apropiada y el tamaño máximo del objeto a medir:

- **Campo de visión (Field of View FOV):** Corresponde al ángulo horizontal visible por la cámara. Este parámetro depende del lente de la cámara y de las dimensiones del plano focal. Su dimensión dice relación con el área visible de la cámara y se expresa en grados(ejemplo. 32°)

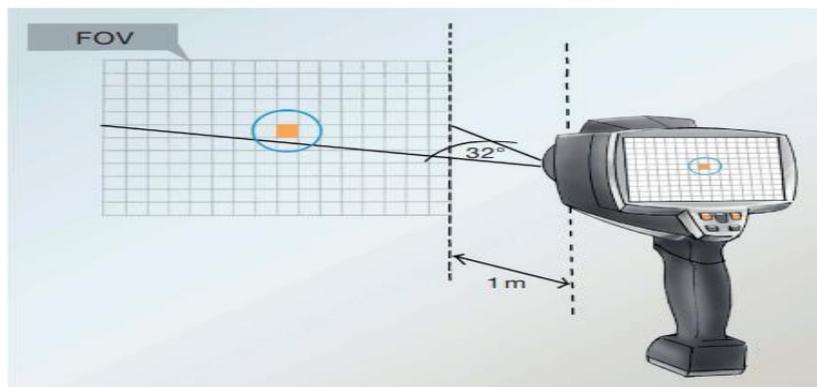


Imagen 32. Estimación de FOV hacia un objeto – Fuente: ACIEM “Termografía básica”, https://issuu.com/memorias_conferencias_aciem/docs/memorias_conf_13_jul_2020_pm

- **Campo de visión instantáneo (IFOV):** Corresponde a una medida de resolución espacial de la matriz del plano focal de la cámara. Determina el tamaño del píxel en la imagen.

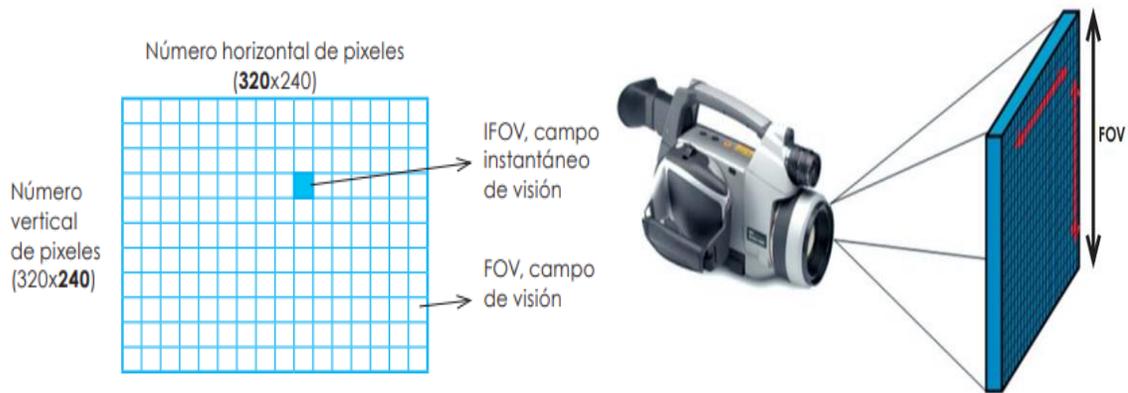


Imagen 33. FOV e IFOV de una cámara termográfica – Fuente: : Fundación de la energía de la comunidad de Madrid “Guía de la termografía infrarroja”

El IFOV determina el tamaño del píxel en la imagen, pero no es el tamaño del detector lo que va a determinar la resolución de la cámara, es la distancia entre cada punto medio de cada detector, el «pitch». (MADRID, 2011)

Así, si el IFOV es grande, pero el cuerpo que se mide es muy pequeño, puede que no se genere una señal lo suficientemente fuerte al incidir la radiación sobre el detector y no se vea el cuerpo. Esto también dependerá de la temperatura del cuerpo, si su temperatura es muy elevada, puede que sí genere esa señal. (MADRID, 2011)

Rango de Temperatura: Corresponde al intervalo de temperaturas máximas y mínimas a partir de las cuales puede medir la cámara termográfica. Este rango se puede ajustar manual o automáticamente en el dispositivo. (VALENZUELA, 2016)

Este parámetro debe ser ajustado imperativamente, debido a que se debe evitar que la cámara termográfica reciba más radiación (información) de la necesaria, con el fin de que el detector no se sature. Por lo tanto, sólo se tenderá a medir el objeto de interés que está asociado a cierto intervalo de temperatura. (VALENZUELA, 2016)

En el caso de que algún elemento circundante esté a una temperatura superior al rango previamente establecido, sólo tenderá a saturar la imagen recibida por la cámara y la medición por tanto, no tendría ningún efecto. Otra consideración análoga al rango de temperaturas es el campo, que está relacionado con las temperaturas que se ven durante la medición. El nivel por su parte corresponde al punto medio del campo de temperaturas (VALENZUELA, 2016):

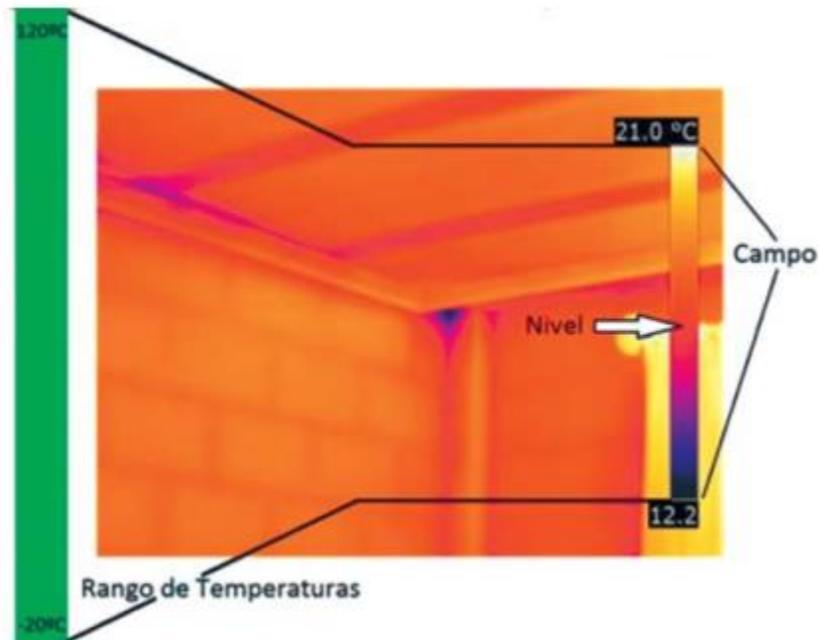


Imagen 34. Rango de temperatura, Campo y nivel – Fuente: Fundación de la energía de la comunidad de Madrid “Guía de la termografía infrarroja”

Junto con lo anterior, las cámaras termográficas suelen incluir dentro de su operación otras funciones de utilidad para los termógrafos:

- Puntero de medida: Sirve para marcar una zona concreta de la imagen. De acuerdo con el tipo de cámara termográfica, éste puede ser fijo o móvil o incluso se pueden colocar varios puntos de medida.
- Punto frío y caliente: Las cámaras pueden mostrar en tiempo real, el punto más frío y caliente de la imagen.
- Área de medida: Sirve para marcar una zona de la imagen y ver en ella, el punto caliente o más frío de la imagen junto con la temperatura media.
- Isotherma: Sirve para retratar partes de la imagen con la misma distribución de temperatura.
- Distintas alarmas que se pueden crear y definir para que avise de una ausencia de aislamiento o detecte humedades.
- La fusión térmica y función de imagen en imagen: con estas herramientas se pueden fusionar las imágenes digital y térmica en una o localizar las áreas de interés
- El video: útil para evaluar en continuo un objeto. (MADRID, 2011)

Escala del color: También es una de las herramientas más importantes, permite ajustar la escala de colores al objeto sobre el que se está midiendo, esto aumenta el contraste del objeto, eliminando zonas que no interesan. Si bien, la elección de la escala de colores es a menudo una cuestión de preferencia personal, puede haber ocasiones en un tipo de escala, es mucho más amigable que otra para ilustrar el rango de temperaturas en una escena. (VALENZUELA, 2016)

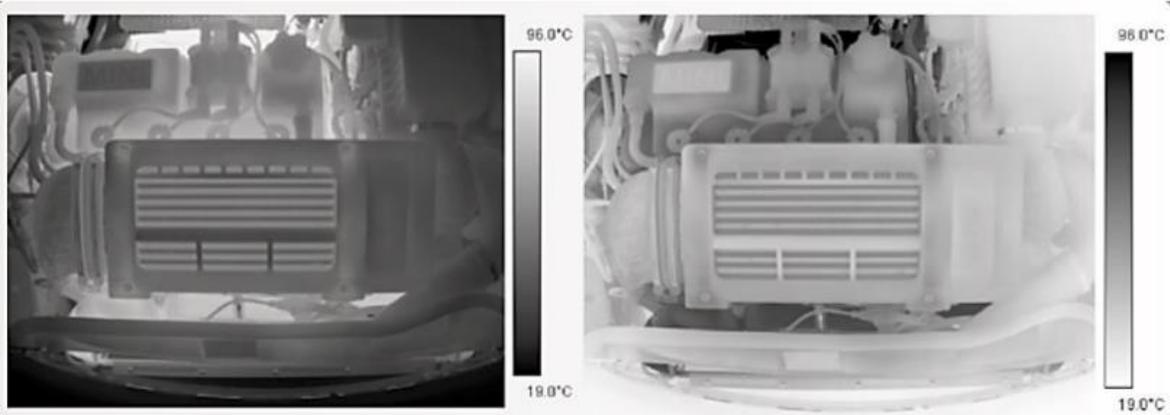


Imagen 35. Imagen infrarroja de un motor sin y con contraste térmico – Fuente: FLIR “Resource Guide for Using Infrared in the Research and Development Industry.”, https://www.flirmedia.com/MMC/THG/Brochures/T559243/T559243_EN.pdf

Emisividad del material: La superficie de cada material tiene una emisividad específica a partir de la cual, se puede conocer la cantidad de radiación infrarroja que se refleja y se emite desde el mismo material. Para una medición termográfica, algunas cámaras poseen dentro de su sistema, una lista de valores de emisividad comunes asociados a ciertos materiales. No obstante, si el valor de emisividad del material es desconocido, este se puede buscar a través de una tabla y ser posteriormente, digitado sobre la cámara termográfica. (VALENZUELA, 2016)

Para la toma de la emisividad hay factores que la afectan tales como:

- El material del cuerpo: distintos materiales poseen distintas emisividades. Incluso un mismo material puede poseer distinta emisividad, esto se encuentra con frecuencia en materiales expuestos a determinadas condiciones ambientales, de manera que un material nuevo tiene una emisividad distinta pasados algunos años. (MADRID, 2011)
- Su geometría: si es redondo, agujereado, liso, alargado, etc., influirá sobre su emisividad. (MADRID, 2011)
- Su estructura superficial: las superficies lisas, pulidas, brillantes reflejan más que las rugosas. Sobre una superficie rugosa se obtendrá un mejor valor de la temperatura pues su emisividad es mayor. (MADRID, 2011)

- La temperatura: por suerte esto sólo ocurrirá a temperaturas muy altas y en los metales. Algunos metales, a temperaturas cercanas a los 1.000 °C pueden incrementar su emisividad. (MADRID, 2011)
- El color del objeto es algo del espectro visual, no del infrarrojo, las cámaras no saben de qué color son los objetos que enfocan, el color visual no afecta a la emisividad. Sí es cierto que los colores absorben luz visible de una u otra forma, la radiación solar es más alta en la franja visual del espectro que en la del infrarrojo, así algunos colores absorben más radiación que otros y por tanto se calientan más (e irradian más a nuestra cámara), pero no tiene que ver con la emisividad. (MADRID, 2011)

Emissivity values of common materials

Material	Emissivity*	Material	Emissivity*
Aluminum, polished	0.05	Iron, wrought, polished	0.28
Aluminum, rough surface	0.07	Lacquer, Bakelite	0.93
Aluminum, strongly oxidized	0.25	Lacquer, black, dull	0.97
Asbestos board	0.96	Lacquer, black, shiny	0.87
Asbestos fabric	0.78	Lacquer, white	0.87
Asbestos paper	0.94	Lampblack	0.96
Asbestos slate	0.96	Lead, gray	0.28
Brass, dull, tarnished	0.22	Lead, oxidized	0.63
Brass, polished	0.03	Lead, red, powdered	0.93
Brick, common	0.85	Lead, shiny	0.08
Brick, glazed, rough	0.85	Mercury, pure	0.10
Brick, refractory, rough	0.94	Nickel, on cast iron	0.05
Bronze, porous, rough	0.55	Nickel, pure polished	0.05
Bronze, polished	0.10	Paint, silver finish**	0.31
Carbon, purified	0.80	Paint, oil, average	0.94
Cast iron, rough casting	0.81	Paper, black, shiny	0.90
Cast iron, polished	0.21	Paper, black, dull	0.94
Charcoal, powdered	0.96	Paper, white	0.90
Chromium, polished	0.10	Platinum, pure, polished	0.08
Clay, fired	0.91	Porcelain, glazed	0.92
Concrete	0.92	Quartz	0.93
Copper, polished,	0.01	Rubber	0.93
Copper, commercial burnished	0.07	Shellac, black, dull	0.91
Copper, oxidized	0.65	Shellac, black, shiny	0.82
Copper, oxidized to black	0.88	Snow	0.80
Electrical tape, black plastic	0.95	Steel, galvanized	0.28
Enamel **	0.90	Steel, oxidized strongly	0.88
Formica	0.93	Steel, rolled freshly	0.24
Frozen soil	0.93	Steel, rough surface	0.96
Glass	0.92	Steel, rusty red	0.69
Glass, frosted	0.96	Steel, sheet, nickelplated	0.11
Gold, polished	0.02	Steel, sheet, rolled	0.56
Ice	0.97	Tar paper	0.92
Iron, hot rolled	0.77	Tin, burnished	0.05
Iron, oxidized	0.74	Tungsten	0.05
Iron, sheet galvanized, burnished	0.23	Water	0.98
Iron, sheet, galvanized, oxidized	0.28	Zinc, sheet	0.20
Iron, shiny, etched	0.16		

*Emissivities of almost all materials are measured at 0 °C but do not differ significantly at room temperature.
**Paint, silver finish is measured at 25 °C and Paint, enamel at 27 °C

Fluke. Keeping your world up and running.*

Fluke Corporation
PO Box 9090, Everett, WA 98206 U.S.A.
Fluke Europe B.V.
PO Box 1186, 5602 BD
Eindhoven, The Netherlands

Modification of this document is not permitted without written permission from Fluke Corporation.

For more information call:
In the U.S.A. (800) 443-5853 or
Fax (425) 446-5116
In Europe/M-East/Africa +31 (0) 40 2675 200 or
Fax +31 (0) 40 2675 222
In Canada (800)-36-FLUKE or
Fax (905) 890-6866
From other countries +1 (425) 446-5500 or
Fax +1 (425) 446-5116
Web access: <http://www.fluke.com>

©2009 Fluke Corporation.
Specifications subject to change without notice.
Printed in U.S.A. 12/2009 30383188 H-EN-N



Imagen 36. Valores de emisividad para diferentes materiales – Fuente: Fluke documento comercial tomado de <https://media.oipdf.com/pdf/ddc0baed-fe69-4e81-9038-6b09abeae3e7.pdf>

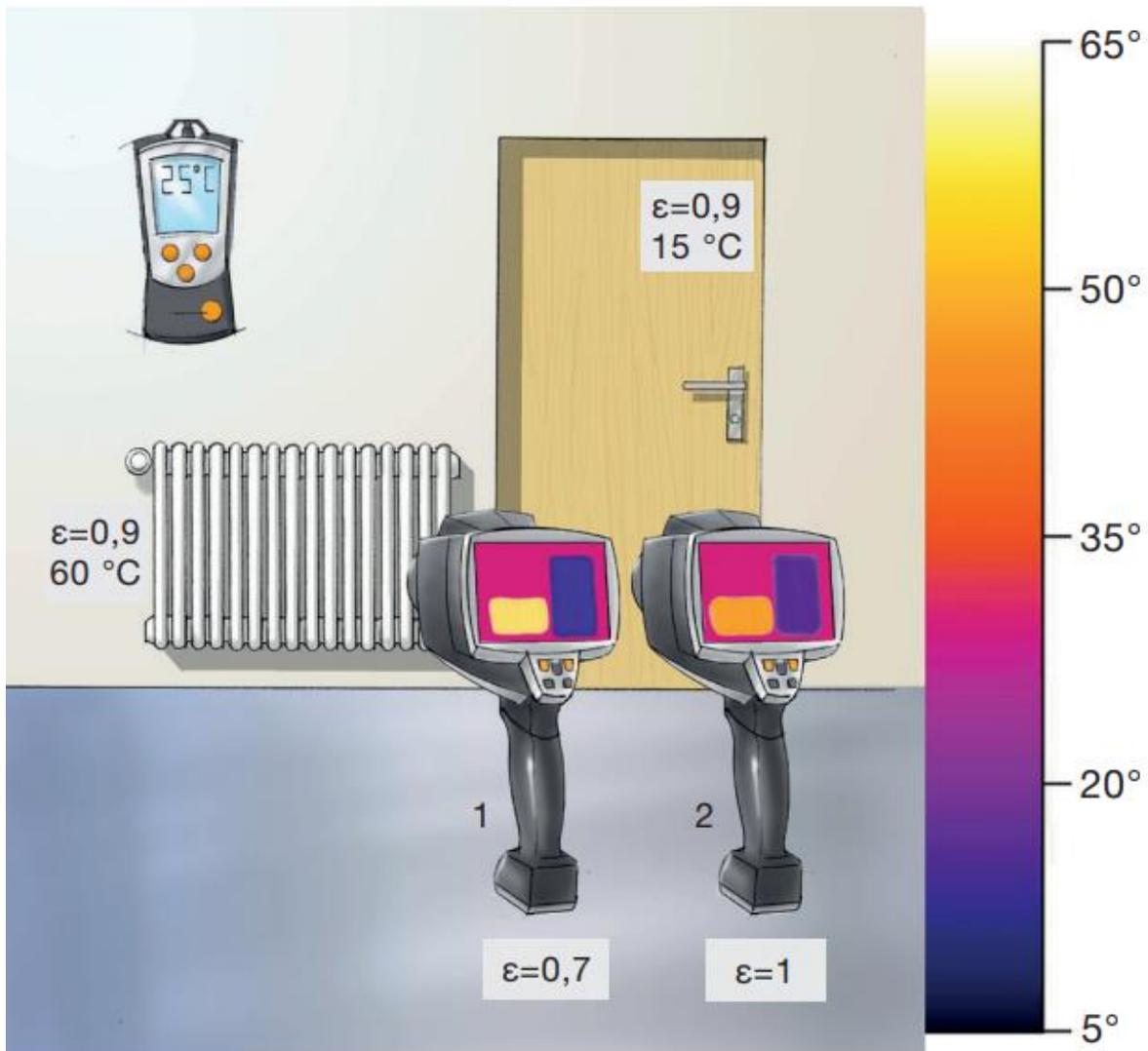


Imagen 37. Efectos de un ajuste de emisividad incorrecto en la medición de temperatura – Fuente: Prof. Burkart Knospe “Termografía, guía de bolsillo” Empresa TESTO, <https://static-int.testo.com/media/fa/0e/49bd6f50d6cb/Pocket-Guide-Thermography-ES.pdf>

Humedad, nieve y escarcha en la superficie: El agua, la nieve y la escarcha tienen unas emisividades relativamente altas (aprox. $0,85 < \epsilon < 0,96$), por lo que normalmente la medición de estas sustancias resulta sencilla. Sin embargo, hay que tener en cuenta que la temperatura del objeto a medir puede quedar distorsionada por este tipo de recubrimientos. La humedad enfría la superficie del objeto por evaporación y la nieve tiene buenas propiedades aislantes. La escarcha normalmente no forma una capa continua, por lo que, para la medición, hay que tener en cuenta tanto la emisividad de la escarcha como de la superficie bajo esta. (Knospe, 2017)

Suciedad y partículas en la superficie: La suciedad sobre la superficie de los objetos a medir, como el polvo, hollín o lubricante, incrementan normalmente la emisividad de esta. Por esta razón, la medición de objetos sucios, en general, no es un problema. No obstante, la cámara termográfica siempre mide la temperatura de la superficie, es decir, la de la suciedad y no la temperatura exacta de la superficie del objeto en la parte de abajo. (Knospe, 2017)

4.3.1 ENTORNO DE MEDICIÓN

Para obtener una medición acertada se debe analizar diversos factores climáticos que permitan desarrollar la actividad de mantenimiento lo más exacto posible. A continuación una descripción de cada variable:

- **Temperatura ambiente:** Además de ajustar la emisividad (ϵ), es necesario introducir el dato de la temperatura reflejada (RTC) para que la cámara termográfica pueda calcular correctamente la temperatura del objeto medido. (Knospe, 2017)
- **Radiación:** Todo objeto con una temperatura superior al cero absoluto (0 Kelvin = -273,15 °C) emite radiación infrarroja. Aquellos objetos cuya temperatura sea muy diferente a la del objeto a medir pueden alterar la medición por infrarrojos a causa de su radiación. En la medida de lo posible, se deben evitar estas fuentes de interferencia. Para reducir la influencia de estas fuentes de interferencia, utilice un cartón o una lona para apantallar. (Knospe, 2017)
- **Nubosidad:** En un día nublado se dan las condiciones ideales para la medición en exteriores, puesto que la capa de nubes apantalla los objetos de los rayos del sol y la “radiación celestial fría”. (Knospe, 2017)
- **Precipitaciones:** Una fuerte precipitación (lluvia, nieve) puede distorsionar el resultado de la medición. El agua, el hielo y la nieve tienen una elevada emisividad y por tanto no dejan pasar la radiación infrarroja. Además, la medición en objetos mojados da lugar a resultados erróneos, ya que la superficie del objeto se enfría a medida que se evapora el agua. (Knospe, 2017)
- **Humedad ambiente:** La humedad ambiente relativa debe ser lo suficientemente baja para que no haya condensación en el aire (neblina), en el objeto a medir, ni en el cristal de protección, ni la lente de la cámara. Si se empaña la lente o el cristal de protección, parte de la radiación infrarroja que llega a la cámara se pierde porque no puede penetrar a través del agua presente en la lente. Una niebla espesa también afecta a la medición porque el rocío presente en el canal de transmisión bloquea parte de la radiación infrarroja. (Knospe, 2017)

- Corrientes de aire: El viento y las corrientes de aire en interiores afectan a la medición de temperatura con la cámara termográfica. Como resultado del intercambio de calor (por convección), el aire cercano a la superficie tiene la misma temperatura que el objeto medido. Si hay corrientes de aire, esta capa desaparece sustituida por otra capa cuya temperatura todavía no se ha adaptado a la del objeto. Por medio de la convección, el objeto medido desprende o absorbe calor hasta que la temperatura de su superficie y la del aire se igualan. El efecto del intercambio de calor es mayor cuanto mayor es la diferencia entre la temperatura de la superficie del objeto a medir y la temperatura ambiente. (Knospe, 2017)
- Polución: Algunas materias suspendidas en el aire, como polvo, hollín o humo, así como algunos vapores, tienen una elevada emisividad y apenas permiten la transmisión. Estas materias pueden distorsionar la medición, puesto que emiten su propia radiación infrarroja que se recibe en la cámara termográfica. Además, dispersan y absorben parte de la radiación infrarroja emitida por el objeto, por lo que ésta no se detecta en su totalidad en la cámara. (Knospe, 2017)

4.3.2 CUALIFICACIÓN Y CERTIFICACIÓN DEL TERMÓGRAFO

Por lo general, se puede llegar a dominar con una formación básica y con práctica. Sin embargo, la interpretación correcta de las imágenes térmicas suele ser más difícil. No solo requiere formación en la aplicación de la termografía sino también formación complementaria y de más larga duración, así como experiencia en el uso de cámaras termográficas. Es muy importante cualificar y certificar a los termógrafos para obtener toda la rentabilidad de la inversión en termografía. (CALET CAMACHO BEDOYA, 2017)

Es más probable que los termógrafos no certificados cometan errores costosos y peligrosos. Estos errores suelen tener graves consecuencias, como recomendaciones imprecisas sobre la importancia de los problemas descubiertos o que no se detecte ningún problema. Aunque la cualificación apropiada es importante, también los son los procedimientos de inspección redactados en papel para obtener resultados de alta calidad. (CALET CAMACHO BEDOYA, 2017)

A continuación en la tabla 2 se muestran las tres categorías de certificación en termografía Los cuales garantizan el cumplimiento de las normas ASNT ST-TC-1A, ISO18436-7, EN 16714-1

NIVELES DE CERTIFICACIÓN	
NIVEL I	Cualificado para recabar datos de alta calidad y clasificarlos por escrito con criterios de pasa/no pasa.
NIVEL II	Cualificado para configurar y calibrar el equipo, interpretar datos, crear informes y supervisar al personal del nivel I.
NIVEL III	Cualificado para desarrollar procedimientos de inspección, interpretar códigos relacionados con este ámbito y gestionar un programa que incluya supervisión o formación y realización de comprobaciones.

Tabla 2. Niveles de certificación para termógrafos. – Fuente: Fluke “Introducción a los principios de la termografía”, <https://www.fluke.com/es-co/producto/accesorios/otros/fluke-book-itp>

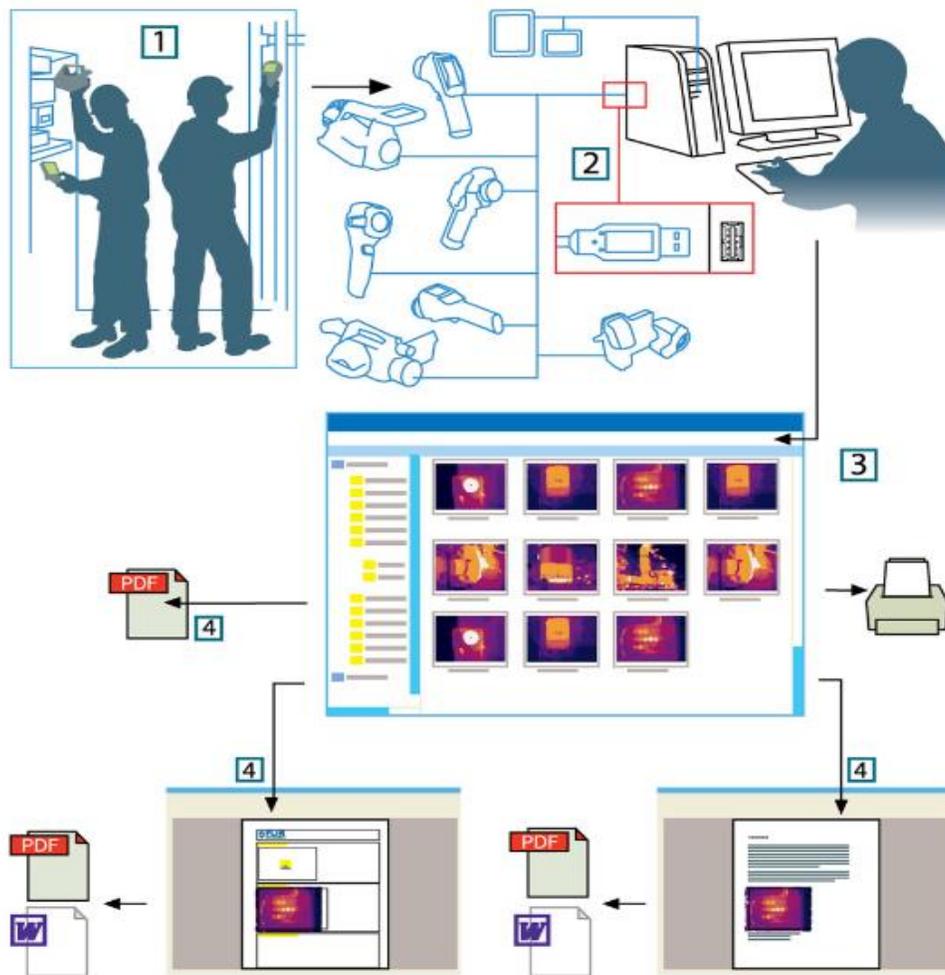


Imagen 38. Flujo de trabajo que debe realizar el termógrafo – Fuente: FLIR manual del usuario “Quick Report”, <https://docplayer.net/44386179-User-s-manual-flir-quickreport-program-version-1-2.html>

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE PRUEBAS REALIZADAS DEL OPERADOR DE RED ENELAR

La implementación de la técnica en termografía es ampliamente utilizada en la industria y en las empresas prestadoras de servicio eléctrico, la importancia de esta herramienta es la alerta temprana emitida sobre equipos que están operando de forma inadecuada, que de no ser atendida de forma oportuna podría ocasionar interrupciones en la continuidad del servicio de energía a los usuarios.

En palabras de Marcelo Vergara, Termógrafo Nivel II y Subgerente Ventas de Intronica Ltda. (Chile) dice: “ *las ventajas de la termografía son tan variadas como sus aplicaciones. Nos permite hacer mediciones sin interrumpir los procesos productivos, medir a distancia (por lo que es una técnica segura), verificar grandes extensiones y detectar un punto específico, y encontrar un problema incipiente antes de que se produzca una falla catastrófica*” agregando que como se trata de una herramienta clave en el mantenimiento predictivo, también posibilita reducir costos de producción, mano de obra y repuestos; evita grandes desperfectos agilizando las intervenciones; otorga un conocimiento de la verdadera Condición de Operación de las máquinas; ofrece mayor seguridad y confiabilidad, así como un mejor aseguramiento de las reparaciones; y permite verificar las instalaciones nuevas. (Infante, 2016)

En la Empresa de Energía Eléctrica de Arauca (ENELAR) la práctica de termografía es habitual en las labores de mantenimiento en subestaciones, redes de distribución y líneas de subtransmisión, sin embargo no se cuenta con documentación específica en dichas prácticas de mantenimiento ya que esta técnica es evaluada en conjunto con otras técnicas de mantenimiento predictivo y preventivo de forma general, no existe un manual de operación específico para el desarrollo de esta práctica, como tampoco un formato de evaluación donde se analice cada fotograma tomado.

La Empresa de Energía Eléctrica de Arauca - ENELAR-, fue creada mediante Acuerdo 004 de 1985 del Consejo Intendencial de Arauca, como una entidad descentralizada con personería jurídica, autonomía administrativa y patrimonio propio, como soporte institucional para la prestación del servicio de energía eléctrica a los araucanos, teniendo como referente el inicio en la explotación del complejo petrolífero de Caño Limón y la interconexión al Sistema Interconectado Nacional -SIN- a través de la Línea Bucaramanga – Caño Limón - Arauca, aprobada por el Consejo de Ministros el 3 de diciembre de ese año, ante la necesidad de garantizar el suministro de energía necesario para la actividad petrolífera que en gran escala se iniciaba en la entonces Intendencia Nacional de Arauca. (ENELAR, 2021)

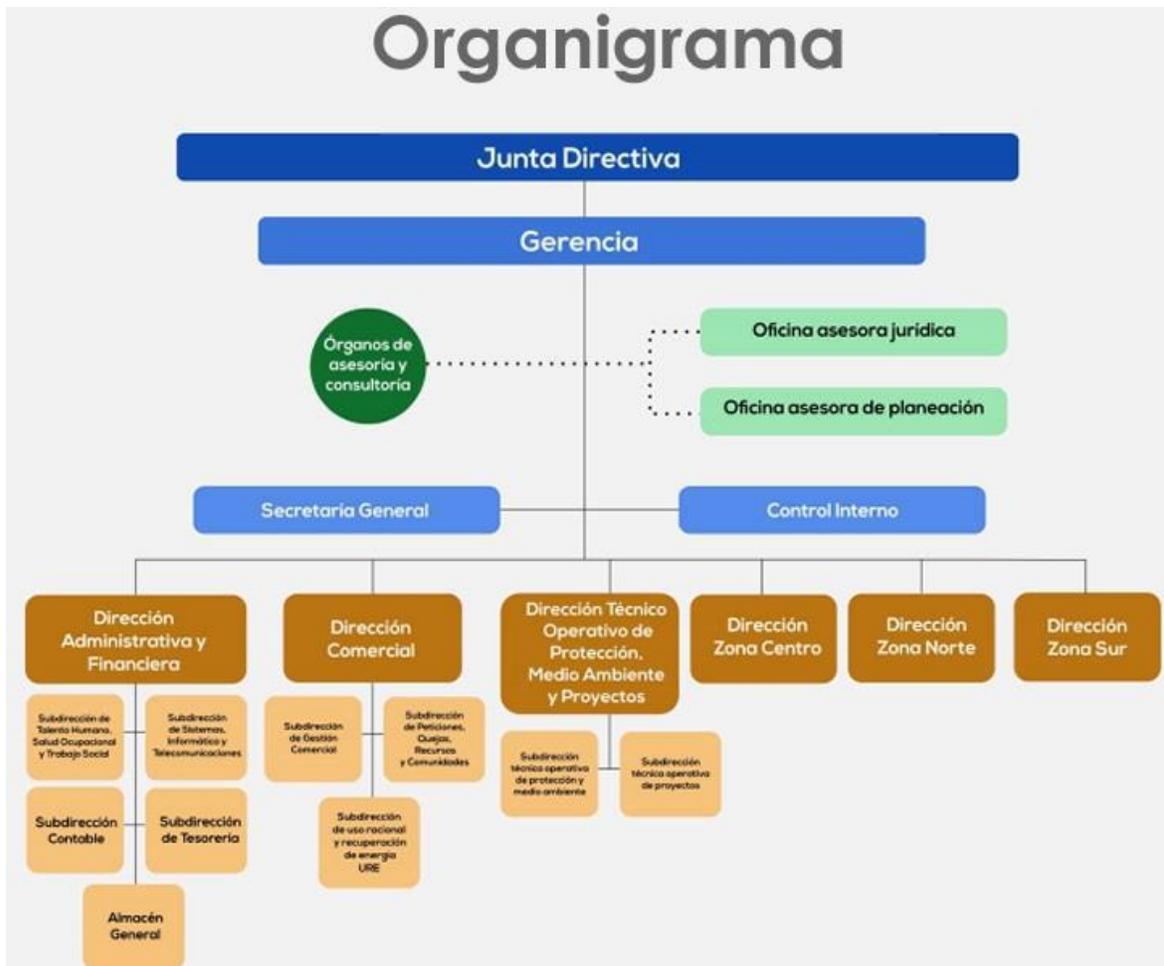


Imagen 39. Organigrama administrativo y operativo de la Empresa de Energía Eléctrica de Arauca – Fuente: Documento “Informe de Gestión ENELAR 2021”, <https://www.enelar.com.co/noticias/transparencia-y-acceso-a-la-informacion-publica>

El suministro de energía eléctrica llega al Departamento de Arauca a través de la línea de transmisión a 230 kV que parte desde la subestación Los Palos (Bucaramanga) y llega a las subestaciones de Banadía y Caño Limón en el Departamento de Arauca, la cual es propiedad de ISA S.A.

A partir de la subestación de Caño Limón se derivan dos líneas de subtransmisión a 34,5 kV y 115 kV (Pre energizada a 34,5 kV) que llegan a la subestación de Playitas. Desde la subestación Playitas se deriva una línea en doble circuito a 34,5 Kv y otra a 34,5 kV que llegan a la subestación Arauca y subestación Zona Industrial. Desde la subestación Zona Industrial se deriva una línea a 34,5 kV que llega a la subestación El Caracol.

Además, desde la subestación Caño Limón, se deriva una línea a 34,5 kV que llega a la subestación Arauquita. Desde esta última subestación, se deriva una línea a 34,5 kV que llega a la subestación La Esmeralda. Desde la línea a 34,5 kV Caño limón – Arauquita, a través de reconectores, se derivan dos líneas que llegan a las subestaciones eléctricas de Cravo Norte y Panamá de Arauca. Desde la línea a 34,5 kV Caño Limón – Cravo Norte, a través de un reconector se deriva una línea que llega a la subestación Rosario. Desde

la subestación Panamá de Arauca, se deriva una línea a 34,5 kV que llega a la subestación Puerto Jordán.

De la subestación Banadía se derivan líneas de subtransmisión a 34,5 kV que llegan a las subestaciones de Saravena y Fortul y la línea de subtransmisión a 115 kV que llega a la subestación de Tame. De la subestación Fortul, se deriva una línea a 34,5 kV que llega a la subestación El Oasis. Desde la subestación Tame, se deriva la línea a 34,5 kV que llega a la subestación de Puerto Rondón. De la subestación Tame, también se deriva una línea a 34,5 kV que llega a la subestación Puerto Nidia. Además, a la barra de 34,5 kV de la subestación Tame está conectada una planta de generación de 9,9 MW de Termo capachos.

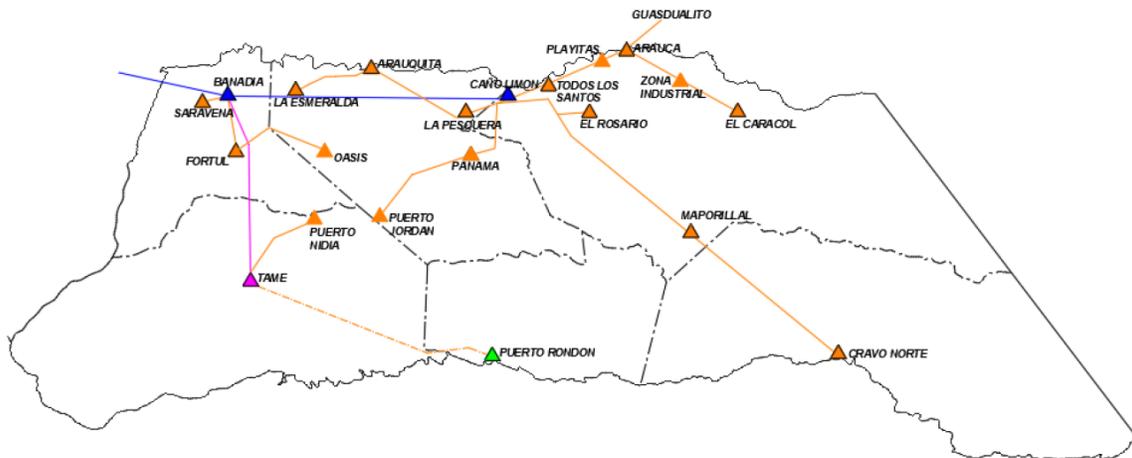


Imagen 40. Líneas de Transmisión, Subtransmisión y subestaciones del departamento de Arauca – Fuente: Documento “Informe de Gestión ENELAR 2021”, <https://www.enelar.com.co/noticias/transparencia-y-acceso-a-la-informacion-publica>

En esta monografía se analizará diferentes muestras termográficas que se aplicaron en cada nivel de tensión en la Subestación TAME y en un circuito de distribución urbano en el municipio de TAME, proponiendo un manual de operación como su respectivo formato de inspección termográfico.

Para esto se ilustra el diagrama unifilar de la subestación TAME, dando como referencia los circuitos a evaluar:

SUBESTACIÓN TAME

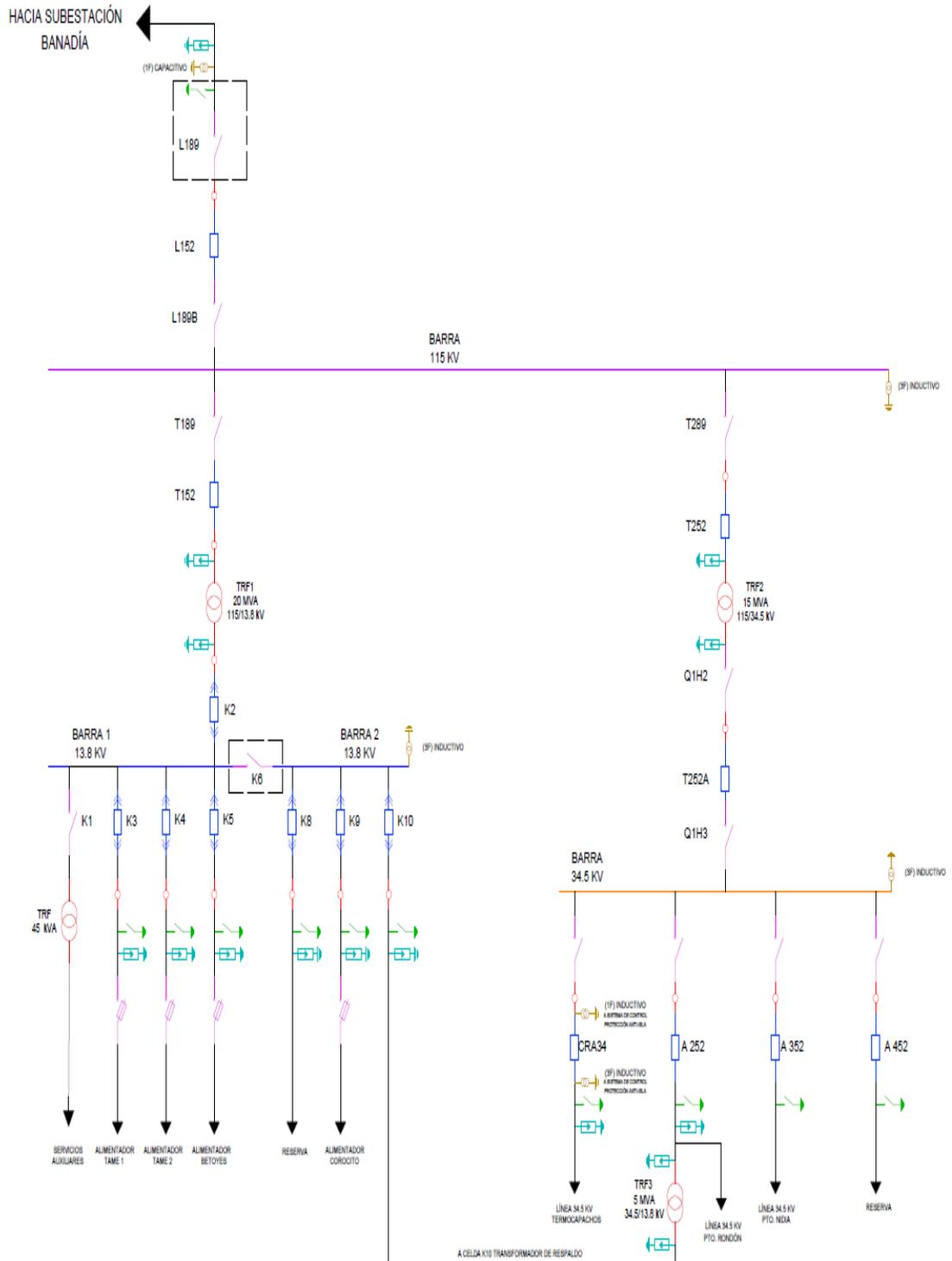


Imagen 41. Diagrama unifilar general de la Subestación Tame – Fuente: Archivo ENELAR

5.1 ANÁLISIS DE MUESTRAS TERMOGRÁFICAS EN NIVEL DE TENSIÓN I

En la imagen 38 y 39 se aprecia una fotografía realizada durante una inspección termográfica en el tablero de control (127 V) +k09 del rack de celdas de 13,8 kV del alimentador rural Corocito en la subestación TAME.



Imagen 42. Parametrización de cámara termográfica FLUKE TIS40 – Fuente: Autor-



Imagen 43. Inspección termográfica en nivel de tensión I en S/E Tame – Fuente: Autor.

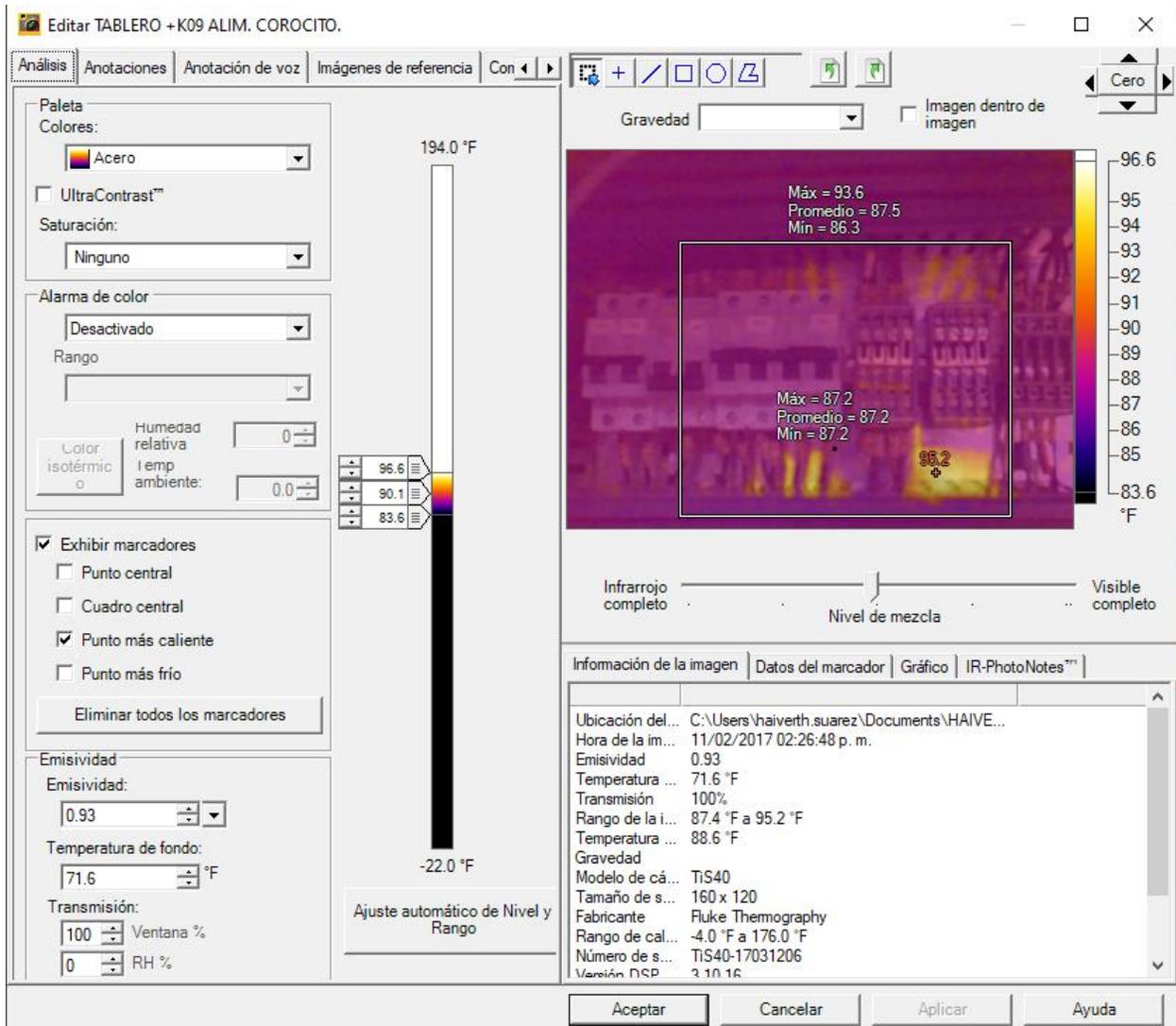


Imagen 44. Análisis térmico con el software Smart View 4.3 – Fuente: Autor

Se registra la información captada en el fotograma, siendo evidente una diferencia de temperatura en la pared soporte de la celda +K09 y la temperatura ambiente, se establece un nivel de criticidad media, dando aviso previo al operario de subestación y al director del área de mantenimiento encargado de la zona. Con el fin de que en una próxima parada programada se revise la causa por la cual se evidencia esta diferencia de temperatura.

5.2 ANÁLISIS DE MUESTRAS TERMOGRÁFICAS EN NIVEL DE TENSIÓN II

En la imagen 45 se aprecia una fotografía realizada durante una inspección termográfica al transformador de servicios auxiliares de relación de transformación 13,200/220/127 V, en la subestación TAME.



Imagen 45. Inspección termográfica en nivel de tensión II transformador de servicios auxiliares en S/E Tame – Fuente: Autor.

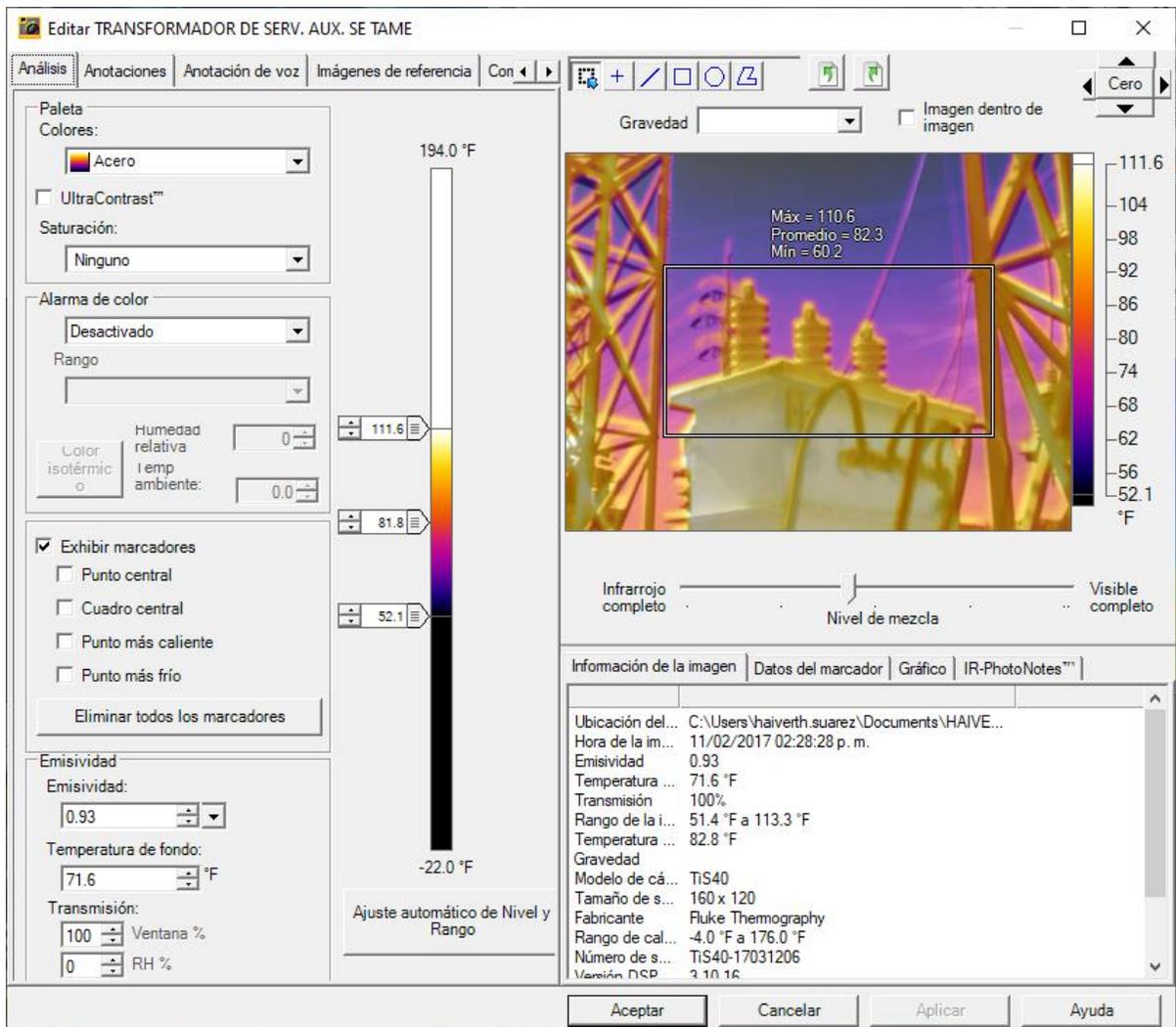


Imagen 46. Análisis térmico con el software Smart View 4.3 – Fuente: Autor

Se registra la información captada en el fotograma, donde no se evidencia una diferencia de temperatura considerable entre el transformador de servicios auxiliares y la temperatura ambiente, se establece un nivel de criticidad baja, dando aviso previo al operario de subestación y al director del área de mantenimiento encargado de la zona. Se definen fechas en el cronograma de mantenimiento preventivo para realizar una nueva muestra al activo.

En la imagen 47 se aprecia una fotografía de un seccionador de cuchillas tripolares urbano placa SPARD S2127 perteneciente al circuito de distribución del alimentador urbano TA0102 con su respectivo análisis térmico en la imagen 48.

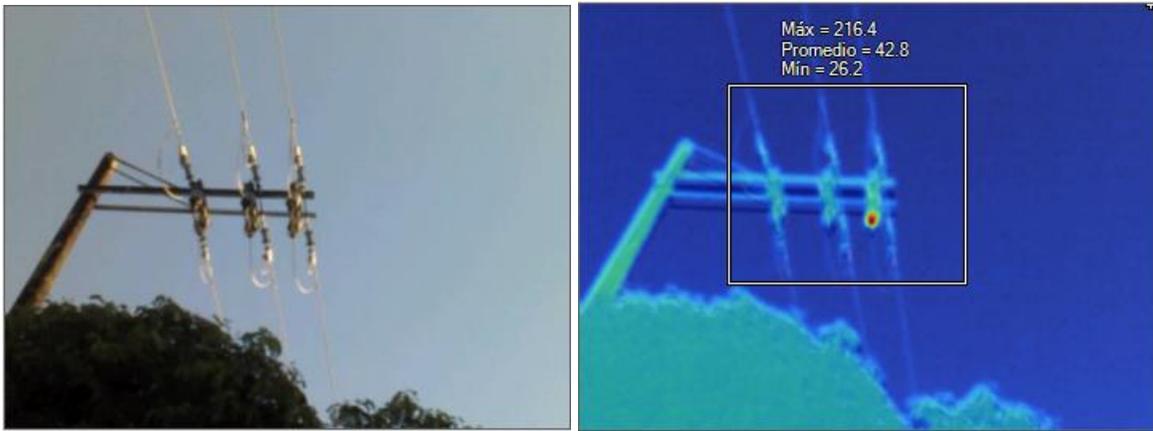


Imagen 47. Seccionador S2127 en nivel de tensión II del alimentador TA0102 – Fuente: Autor.

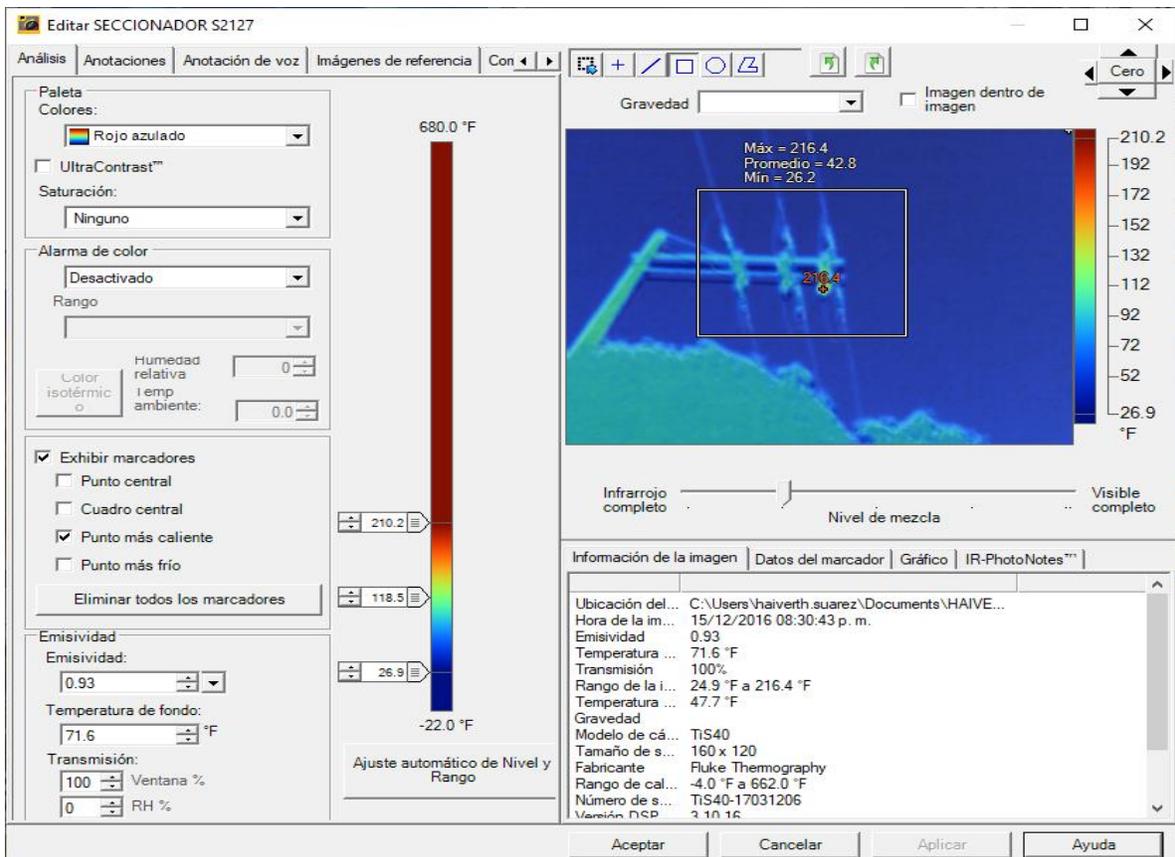


Imagen 48. Análisis térmico con el software Smart View 4.3 – Fuente: Autor

Se registra la información captada en el fotograma, siendo evidente una diferencia de temperatura delta en la fase C del seccionador S2127 que alimenta un sector del municipio de Tame y la temperatura ambiente, se establece un nivel de criticidad alto, dando aviso previo al operario de subestación y al director del área de mantenimiento encargado de la zona. Con el fin de que en una próxima parada y/o consignación programada se realice un ajuste en el torque de los bornes de la cuchilla o en caso de que sea necesario se remplace el elemento, para corregir esta deficiencia en el menor tiempo posible.

5.3 ANÁLISIS DE MUESTRAS TERMOGRÁFICAS EN NIVEL DE TENSIÓN III

En la imagen 49 se aprecia una fotografía realizada durante una inspección termográfica en el Interruptor CRA34 de salida línea 34,5 kV, que va hacia el complejo petrolero capachos con llegada a la subestación Termo-capachos desde subestación TAME.



Imagen 49. Inspección termográfica en nivel de tensión III interruptor CRA34 en S/E Tame – Fuente: Autor

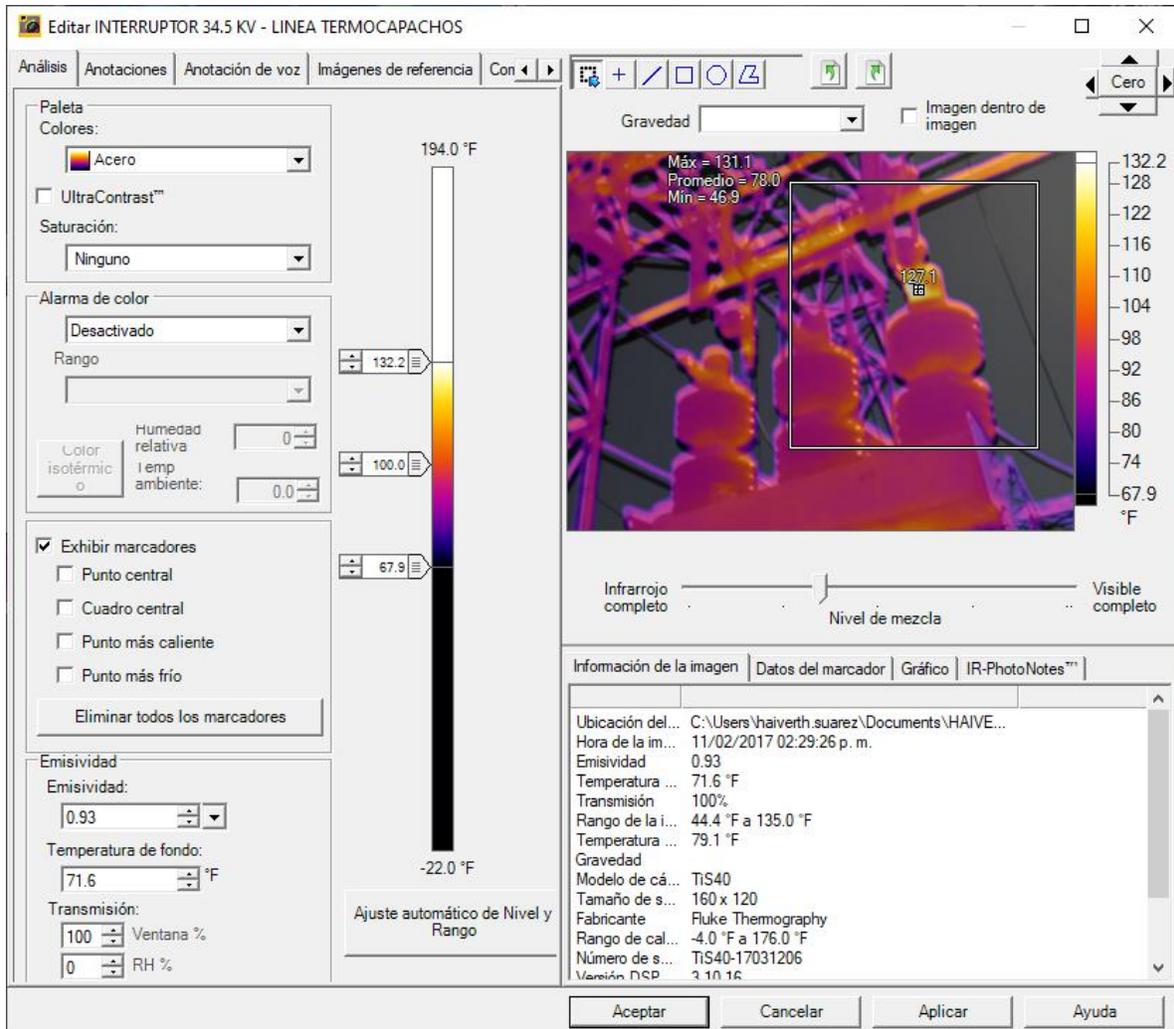


Imagen 50. Análisis térmico con el software Smart View 4.3 – Fuente: Autor

Se registra la información captada en el fotograma, siendo evidente una diferencia de temperatura delta en la fase C del interruptor CRA34 que va hacia la línea 34,5 kV del complejo petrolero Capachos, se establece un nivel de criticidad media, dando aviso previo al operario de subestación y al director del área de mantenimiento encargado de la zona. Con el fin de que en una próxima parada y/o consignación programada se realice un ajuste en el torque de los bornes superiores e inferiores para corregir esta deficiencia en el menor tiempo posible.

En la imagen 51 se aprecia una fotografía realizada durante una inspección termográfica en el Interruptor T252A de línea 34,5 kV que va hacia la barra de 34,5 kV, la cual alimenta tres (3) líneas de subtransmisión en ese nivel de tensión en la subestación TAME.



Imagen 51. Inspección termográfica en nivel de tensión III Interruptor T252A en S/E Tame – Fuente: Autor

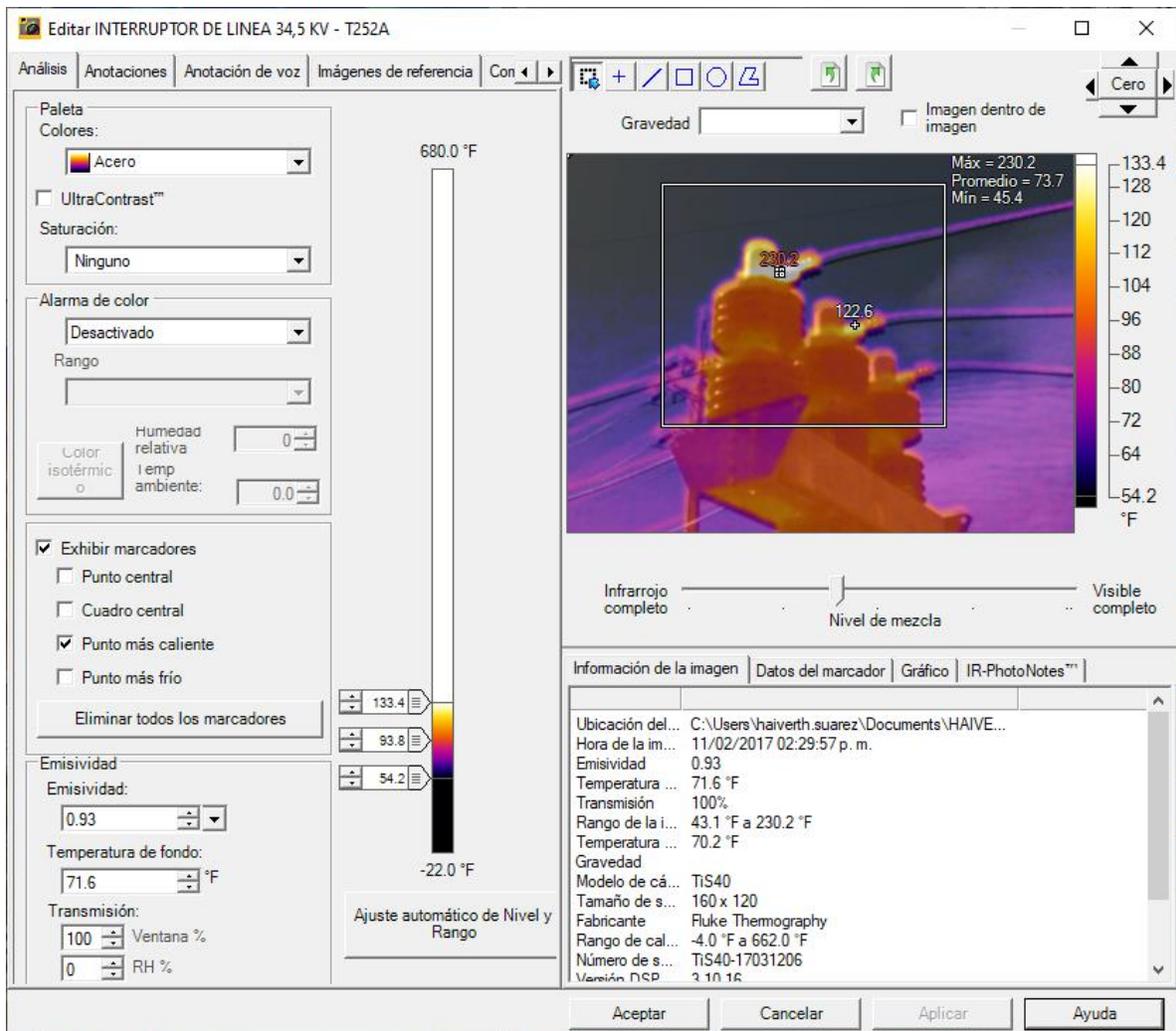


Imagen 52. Análisis térmico con el software Smart View 4.3 – Fuente: Autor

Se registra la información captada en el fotograma, siendo evidente una diferencia de temperatura delta en las fases A y C del interruptor T252A de línea que va hacia la barra 34,5 kV en la subestación TAME, se establece un nivel de criticidad alto, dando aviso previo al operario de subestación y al director del área de mantenimiento encargado de la zona. Con el fin de que se programe una parada y/o consignación para que se realice un ajuste en el torque de los bornes superiores e inferiores del interruptor o un cambio de la grapa en caso de ser necesario, para corregir esta deficiencia en el menor tiempo posible.

En la imagen 53 se aprecia una fotografía realizada durante una inspección termográfica en el Interruptor T189 de línea 115 kV que va hacia la barra de 115 kV, la cual alimenta todo el sistema de subtransmisión y distribución de la zona sur del departamento de Arauca en la subestación TAME.



Imagen 53. . Inspección termográfica en nivel de tensión III Interruptor T189 en S/E Tame – Fuente: Autor

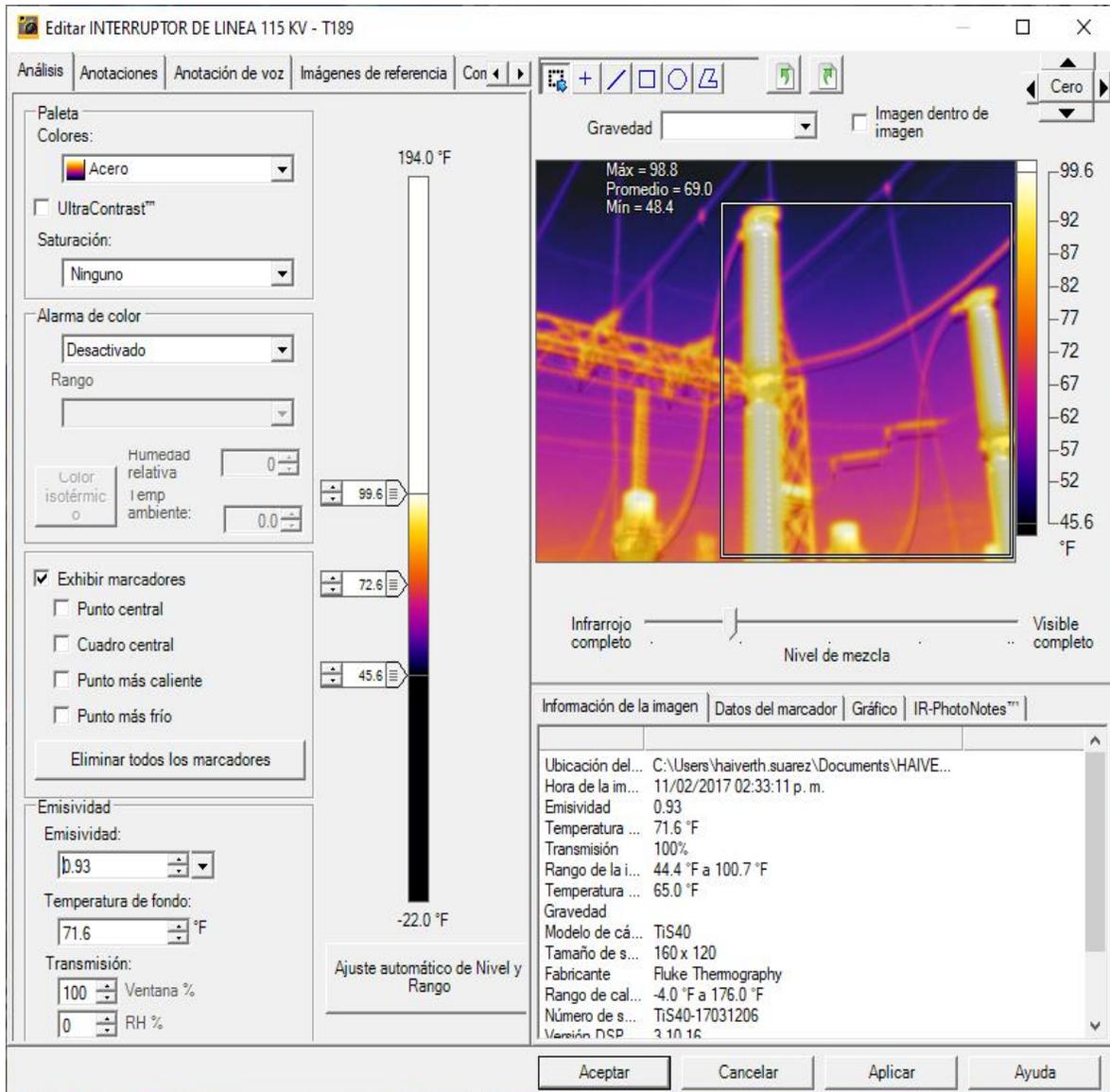


Imagen 54. Análisis térmico con el software Smart View 4.3 – Fuente: Autor

Se registra la información captada en el fotograma, donde no se evidencia una diferencia de temperatura considerable entre el Interruptor de línea T189 y la temperatura ambiente, se establece un nivel de criticidad baja, dando aviso previo al operario de subestación y al director del área de mantenimiento encargado de la zona. Se definen fechas en el cronograma de mantenimiento preventivo para realizar una nueva muestra al activo.

6. ANÁLISIS DE MEDICIONES REALIZADAS Y PATRÓN DE COMPORTAMIENTO DE FALLAS ELÉCTRICAS

Toda actividad de mantenimiento que se realiza tiene como antecedente una condición o fenómeno que lo genera, a veces por causa natural y en otras por factores humanos. La meta del operador de red ENELAR es garantizar la continuidad del servicio mancomunadamente con parámetros de calidad, donde se trabaja en la mejora continua de los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI. Donde:

- SAIDI: Tiempo promedio de interrupciones que percibe un usuario en un año.
- SAIFI: Frecuencia promedio de interrupciones que percibe un usuario en un año.

	SAIDI	SAIFI
2019	100,86	35,68
2020	81,32	34,12
2021	64,0	30,9
may-22	29,15	11,01

Tabla 3. Valores de los indicadores SAIDI y SAIFI de ENELAR – Fuente: Archivo ENELAR

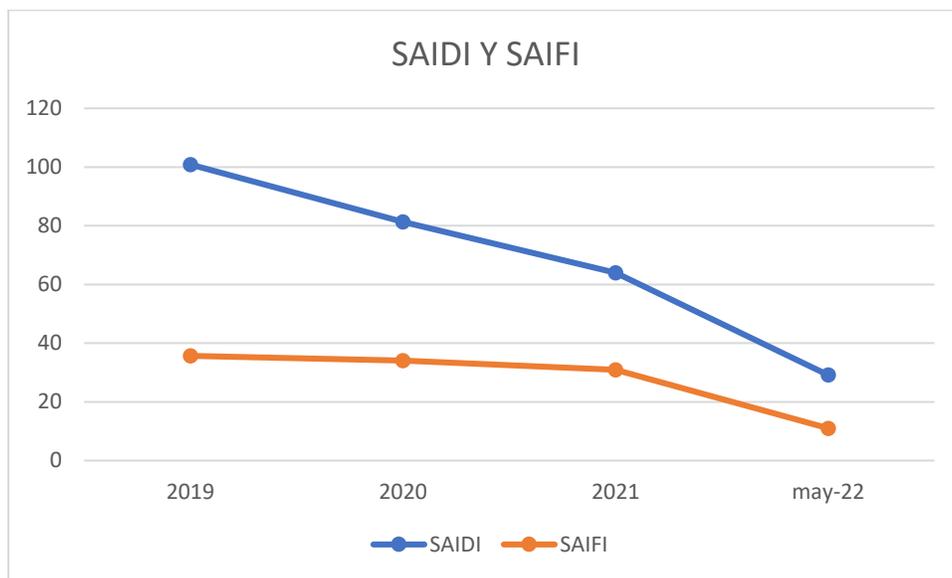


Imagen 55. Evolución de los indicadores SAIDI y SAIFI de ENELAR – Fuente: Archivo ENELAR

Para analizar el comportamiento de las fallas se toma una muestra localizada en la zona sur del departamento de Arauca en los circuitos de distribución de la subestación TAME. Dicho esto en los últimos seis (6) meses la Empresa de Energía Eléctrica de Arauca (ENELAR) atendió una serie de eventos discriminados de la siguiente manera:

CÓDIGO DEL ALIMENTADOR	DESCRIPCIÓN DEL CIRCUITO	TENSIÓN (KV)	PORCENTAJE DE FALLAS REPORTADAS POR OMS LOS ULTIMOS SEIS (6) MESES				
			Descargas atmosféricas	Aves en contacto con la red	Fallo por elementos del sistema	Vegetación en contacto con la red	Causas desconocidas
TA0101	Circuito de alimentación urbano Tame 01	13,2	52,50%	2,00%	13,00%	10,00%	22,50%
TA0102	Circuito de alimentación urbano y rural Tame 02	13,2	48,70%	8,30%	7,00%	30,00%	6,00%
TA0103	Circuito de alimentación rural Corocito	13,2	35,50%	26,50%	12,00%	16,00%	10,00%
TA0104	Circuito de alimentación rural Betoeyes	13,2	35,00%	15,00%	32,00%	15,00%	3,00%

Tabla 4. Porcentaje de eventos registrados por el OMS en los circuitos de distribución del Municipio de Tame – Fuente: C.C.A. de la empresa ENELAR.

Analizando el porcentaje de fallas registrado en la zona, pudiera inferirse que esta etapa del año donde el invierno está presente aporta en gran medida en el aumento de su porcentaje a la hora en la que se reportan las fallas a través del OMS SPARD de la empresa; las actividades de servidumbre se ejecutan a través de cuadrillas, quienes tienen la función de limpiar y despejar la vegetación que representa un riesgo en los circuitos de distribución y subtransmisión de la empresa ENELAR, Tame se encuentra ubicado en una zona geográfica de gran vegetación en el piedemonte araucano, con límites al parque natural el Cocuy, donde en colaboración con CORPORINOQUIA cuenta con su respectivo plan de manejo ambiental para el desarrollo de estas actividades.

La técnica en termografía se debe emplear para disminuir el porcentaje de la variable “fallo por elementos del sistema”, ya que estas están asociadas a discontinuidades del servicio de energía ocasionadas por cortacircuitos, transformadores de distribución, DPS, líneas reventadas. Donde con un seguimiento oportuno se puede de forma programada atender estas situaciones, en el cual se puedan localizar los tramos que se encuentran en riesgo, pudiendo cuantificar los tiempos del mantenimiento correctivo que permita garantizar la confiabilidad en el sistema de distribución local.

El personal operativo de cada zona deberá contar con el conocimiento de manipular esta herramienta, contando con la orientación y respaldo de un profesional calificado para estas actividades. La información registrada se debe consolidar en un formato que sea práctico y muy específico con la toma de datos, el cual deberá estar basado con el correspondiente manual de operación que guíe de forma clara y precisa el emplear de la técnica en termografía.

Ya que al no contar con este tipo de información documentada, no es posible evaluar en estos momentos la eficacia de la técnica en termografía en los sistemas de distribución de la empresa, donde seguramente será una herramienta que apunte a la disminución de los indicadores de calidad.

7. FORMATO PROPUESTO PARA MANUAL DE PROCEDIMIENTO EN MANTENIMIENTO PREVENTIVO, QUE REQUIERA LA UTILIZACIÓN DE TÉCNICAS TERMOGRÁFICAS

Esta monografía plantea un manual de operación que contribuya al personal operativo de la empresa de energía eléctrica ENELAR, el poder realizar la técnica de termografía en sus diferentes circuitos de distribución y potencia, que permita generar alertas tempranas en el que los mantenimientos correctivos se realicen de forma oportuna, garantizando la prestación del servicio a los usuarios (Imagen 56). Adicional se plantea la elaboración de un formato de inspección, el cual permitirá almacenar la información relevante de la muestra al equipo, dando su respectivo análisis y/o recomendaciones respectivas (Imagen 57y 58).

7.1 MANUAL TÉCNICO PARA REALIZAR INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA EN NIVEL DE TENSIÓN I, II Y III.

	SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN ENELAR E.S.P - SIGELAR	MTT-IN-00
	PROCEDIMIENTO TÉCNICO PARA REALIZAR INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA EN NIVEL DE TENSIÓN I, II Y III	Versión: 01
		Fecha: 01-07-2022

1. OBJETIVO

Establecer un procedimiento único para realizar inspección termográfica en circuitos de distribución y subestaciones en nivel de tensión I, II y III.

2. ALCANCE

Este instructivo aplica para todo el personal idóneo con competencias requeridas para ejecutar trabajos de inspección termográfica a los equipos eléctricos en nivel de tensión I, II y III. Con el fin de identificar "puntos calientes", desviaciones por sobre temperatura y puntos de alta resistividad basados en la norma RETIE, y recomendar acciones para la eliminación de estos.

3. DEFINICIONES

ACOMETIDA: Derivación de la red local del servicio respectivo, que llega hasta el registro de corte del inmueble o equipo eléctrico.

CAJA DE CONTROL: es una caja de material aislante que aloja en su interior los elementos de protección de las líneas generales de alimentación de una instalación eléctrica.

CÁMARA TERMOGRÁFICA: Dispositivo que detecta el patrón térmico de un cuerpo al que se le apunta, en el espectro de la longitud infrarroja y sin necesidad de entrar en contacto con este cuerpo.

CAPACIDAD CALORÍFICA: Medida de la capacidad de un objeto de almacenar energía termal. La capacidad calorífica es igual al calor específico de un objeto multiplicado por su densidad multiplicada por su tamaño (o el calor específico por masa).

CCM'S: centro de control de motores.

EMISIVIDAD: Relación de la temperatura entrante y saliente de un cuerpo con alta transmisibilidad.

EPI: Elemento de protección individual.

MOTOR ELÉCTRICO: es un dispositivo que convierte la energía eléctrica en energía mecánica por medio de la acción de los campos magnéticos generada en sus bobinas, son máquinas eléctricas rotatorias compuestas por un estator y un rotor.

PUNTO CALIENTE: Punto de conexión que esté trabajando a una temperatura por encima de la normal, generando pérdidas de energía y a veces, riesgo de incendio.

SOBRE-TEMPERATURA: Condición de un cuerpo en el cual se observa una temperatura mayor a la de su comportamiento de diseño establecido por el fabricante.

TERMOGRAFÍA: Técnica que permite medición de temperaturas a distancia y sin necesidad de contacto físico, con el objeto a estudiar, mediante la captación de la radiación del espectro electromagnético, utilizando cámaras termográficas que convierten la energía radiada en información sobre la temperatura del cuerpo estudiado.



TERMO-GRAMA: Imagen digital generada a partir de la toma mediante la observación de un cuerpo en el espectro infrarrojo. Se obtiene a partir de una cámara termográfica.

VARIADORES DE VELOCIDAD: (VSD), por sus siglas en inglés Variable Speed Drive) es en un sentido amplio un dispositivo o conjunto de dispositivos mecánicos, hidráulicos, eléctricos o electrónicos empleados para controlar la velocidad giratoria de maquinaria, especialmente de motores. También es conocido como Accionamiento de Velocidad Variable (ASD, también por sus siglas en inglés Adjustable-Speed Drive).

4. EQUIPOS Y MATERIALES

Todos los elementos y herramientas que se empleen para la inspección termográfica de redes eléctricas deberán cumplir con los requerimientos contractuales para la realización de dicha labor, de tal forma que se garantice el trabajo seguro de los trabajadores.

En este sentido se listan los elementos, equipos y herramientas requeridos para la actividad de mantenimiento:

- Vehículo de transporte
- Cámara Termográfica
- Cámara Fotográfica Digital (convencional para tomar registros)
- Computador portátil con software de procesamiento de imágenes infrarrojas.
- Pinza Voltio amperimétrica
- Tapete Dieléctrico
- Herramienta de mano (Juego de Copas, Destornillador de pala, Juego de Llaves)
- Equipo de comunicación tipo radio (intrínsecamente seguro).
- Detector de baja tensión con baterías de repuesto.
- Tabla o cuaderno para tomar apuntes.
- Escalera dieléctrica tipo tijera para trabajos en circuitos energizados hasta 1.000 Vac.

5. ELEMENTOS DE PROTECCIÓN PERSONAL

Para el desarrollo de todas las actividades en este procedimiento contempladas será de obligatorio cumplimiento portar los elementos de protección personal relacionados a continuación:

- Protección de la cabeza: Casco de seguridad, Clase E Tipo 1, que cumpla con norma ANSI Z 87.1.



- Protección respiratoria (Si aplica): Protección contra partículas y aerosoles libres de aceite: OSHA 29 CFR1910, CSA. Z94. 4-93, NIOSH N95, OSHA 29 CFR 1910.134, Protector contra partículas tóxicas: OSHA 29 CFR1910, CSA. Z94. 4-93, NIOSH P95, Protector contra Vapores Orgánicos: NIOSH 42CFR84, NIOSH P100.
- Protección a manos: Guantes de vaqueta para trabajos en frío; Guantes de precisión, guantes dieléctricos Clase 0 y/o Clase 1 (según aplique su nivel de tensión).
- Protección en el cuerpo: Camisa manga larga - Pantalón en dril cómodo y/o overol manga larga, ambos de material retardante a la llama (ignífuga) con nivel mínimo de protección al arco eléctrico de 8 cal / cm², cuya densidad de área sea igual o superior a 6.5 Oz/yd². Cumplimiento de la norma NFPA 2112®-2012.
- Protección de pies y piernas: Botas de seguridad dieléctricas con refuerzo en la punta contragolpes NTC 2396 - 2257 ANSI Z 41.

6. CONDICIONES PRE-OPERACIONALES REQUERIDAS.



Tenga en cuenta: Solo al cumplir las condiciones pre-operacionales descritas a continuación, puede empezar a ejecutar la actividad. **Si falta asegurar algo NO continúe.**

Para la ejecución de los mantenimientos predictivos, se deben aplicar todos los controles y barreras identificados en el respectivo análisis del sistema de gestión de seguridad y salud en el trabajo SST:

- Debe existir una orden de trabajo (OT) para el inicio de las actividades.
- Inspeccionar el estado de los accesorios/ implementos de seguridad a utilizar.
- Inspeccionar el área de trabajo antes de iniciar las labores para verificar la presencia de animales y/o insectos
- Asegurar el cumplimiento de los requisitos documentales; Análisis de riesgos, permisos de trabajo, certificados de apoyo y demás que existan como requisitos para los equipos/actividad.
- Alistar equipos y herramientas, inspeccionando y asegurando su buen estado.
- Validar que por las condiciones del área no generen riesgos adicionales que no hayan quedado contemplados en el procedimiento y el análisis de riesgo.
- Demarcar el área de trabajo con cinta de peligro o conos de señalización (Mientras exista exposición de equipos energizados).
- Realizar limpieza del área de trabajo para eliminar o controlar líquidos en el piso y evitar resbalones.
- Señalizar las áreas que presentan obstrucción, o limite el paso, esto lo mantendrá alerta. No camine sobre líneas de tuberías eléctricas que puedan causar caídas a nivel.



- Leer completamente este documento y seguir sus instrucciones sin limitarse a ellas.
- Asegurar las competencias del personal que realizará esta actividad.
- Se debe tener claro la ubicación geográfica de los equipos a inspeccionar, a fin de realizar los ajustes operativos de ser requerido.
- Las actividades para ejecutar durante la actividad poseen como riesgo más relevante el riesgo eléctrico, por lo cual deben ejecutarse mínimo con dos personas
- con herramienta aislada y durante lluvias y/o tormentas eléctricas no se deben ejecutar actividades.

7. DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES

La información básica para el diagnóstico se obtiene mediante una cámara infrarroja que permite efectuar tomas a distancia de los objetos bajo análisis, con el fin de apreciar las características térmicas de los mismos. De esta manera es posible inspeccionar equipos en operación, para identificar problemas que solamente se manifiestan bajo tales condiciones.

La información gráfica captada en tiempo real es procesada posteriormente mediante software especializado para que, por contraste de colores determinar la distribución de temperaturas en los distintos puntos de interés. El análisis del espectro térmico para un caso particular implica la verificación con puntos de referencia de los cuales se espera un cierto comportamiento, y la constatación de la coherencia térmica a través del sistema del cual forma parte.

Los equipos de toma de imagen térmica se componen de detectores infrarrojos, para los cuales existe una diferencia; cumpliéndose en dos rangos especificados y que son entre 3,8 y 5,2 μm para amplias y bajas temperaturas y de 8 a 14 μm para aplicaciones de mantenimiento predictivo.

Estando dentro de las características de medición por radiación, el equipo de toma de imagen debe poseer control sobre los valores de emisividad de cada punto y así informarle al equipo cual es el nivel de radiación del material observado.

	ACTIVIDAD	DOCUMENTO/ REGISTRO	RESPONSABLE
1.	Verificación previa. Ubique físicamente los equipos y/o elementos a inspeccionar y prepare el permiso de trabajo). Verificar que se cuenta en sitio con las herramientas básicas y el equipo asignado para la prueba.		Ingeniero electricista, Jefe cuadrilla - Operarios y/o Outsourcing.
2.	Señalar área de trabajo. Divida las estaciones por áreas para ser inspeccionadas y establezca un listado de puntos que necesitan ser evaluados. El área de trabajo debe ser señalizada con cinta reflexiva y/o conos de seguridad.		Jefe cuadrilla - Operarios y/o Outsourcing.



	ACTIVIDAD	DOCUMENTO/ REGISTRO	RESPONSABLE
3.	<p>Parametrizar la cámara termográfica.</p> <p>Ajuste la frecuencia del equipo de inspección, esta determina cuanta área se puede ver en una distancia específica. Calibre el lente de la cámara en su campo visual (FOV). El campo visual es el área horizontal y vertical que se ve a través de la cámara termográfica.</p> <p>Una vez aplicado el paso anterior se debe verificar la correcta emisividad de imagen en la cámara. Para inspecciones eléctricas ajustar la cámara a un nivel de emisividad de 0,95. Verificar que no existan incidencias del sol sobre superficies reflectantes; en caso tal de que esto suceda el técnico deberá ajustar la emisividad del equipo a los valores que correspondan según el tipo de material a inspeccionar.</p>		Ingeniero electricista , Jefe cuadrilla - Operarios y/o Outsourcing.
4.	<p>Toma de muestras termográficas.</p> <p>Realizar inspección visual de seguridad antes de tomar las imágenes térmicas con la técnica de las 7 A: Arriba – Abajo - Adelante – Atrás- Adentro, Afuera, A los lados.</p> <p>Analizar el objeto de acuerdo con los límites de proximidad permitido por el RETIE. Identifique la distancia al equipo y/o elemento a inspeccionar y gradúe el foco de la cámara termográfica. Utilice el método de movimiento de la cámara para eliminar reflexiones.</p> <p>Realizar inspección con cámara termográfica, sobre todos los componentes eléctricos como: barrajes, elementos de maniobra, puntos de conexiones, transformador de potencia y de servicios de auxiliares, sistemas de ventilación y de humedad entre otros elementos que hacen parte de este tipo de instalaciones eléctricas.</p>		Ingeniero electricista , Jefe cuadrilla - Operarios y/o Outsourcing.
5.	<p>Validación de los fotogramas.</p> <p>Tome por lo menos cuatro registros termográficos de cada punto.</p> <p>En caso de hallazgo relevante, consultar con el profesional responsable quien a su criterio debe validar la muestra y sugerir una nueva inspección en caso de ser necesario.</p> <p>Guardar registro del termograma.</p>		Ingeniero electricista , Jefe cuadrilla - Operarios y/o Outsourcing
6.	<p>Verificación del estado final del sitio de trabajo.</p> <p>Cerrar puerta de caja de control, tableros eléctricos, gabinetes, CCM'S, motores entre otros.</p>		Ingeniero electricista , Jefe cuadrilla - Operarios y/o Outsourcing

**SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN ENELAR E.S.P - SIGELAR**

MTT-IN-00

**PROCEDIMIENTO TÉCNICO PARA REALIZAR INSPECCIÓN
TERMOGRÁFICA EN NIVEL DE TENSIÓN I, II Y III**

Versión: 01

Fecha: 01-07-2022

	ACTIVIDAD	DOCUMENTO/ REGISTRO	RESPONSABLE
	Dar por terminada la respectiva Orden de trabajo y el cierre del permiso de trabajo.		
7.	Registro de información. Realizar la entrega de la data obtenida en campo al profesional eléctrico para la elaboración del respectivo informe técnico de inspección termográfica.		Ingeniero electricista , Jefe cuadrilla - Operarios y/o Outsourcing
8.	Análisis. El termógrafo analiza la información registrada por el técnico electricista, para determinar las condiciones encontradas. En esta actividad se realizará la comparación de elementos por delta (Δ) de temperatura entre elementos del mismo tipo o entre un elemento y la temperatura ambiente de acuerdo con: TPC = Temperatura de Punto Crítico o Caliente ($^{\circ}$ C) TCN = Temperatura equivalente en Condiciones Normales de trabajo ($^{\circ}$ C) $\Delta T_t = TPC - TCN$ TAE = Temperatura Ambiente equivalente ($^{\circ}$ C) $\Delta T_a = TPC - TAE$ Los informes respectivos de análisis finales realizados deben ser enviados al administrador de contratos para la ejecución de la acción de mantenimiento sugerida, de acuerdo con el tipo de novedad detectada cuando la prioridad es urgente el administrador del contrato deberá enviar el mismo día que reciba el informe al Director TOPMA y respectivos Directores de zona donde se haya realizado la medición.		Ingeniero electricista y/o Outsourcing.

8. CONSIDERACIONES POSTERIORES A LA EJECUCIÓN DE LA ACTIVIDAD.


Tenga en cuenta: Solo al cumplir las condiciones descritas a continuación, puede liberar la actividad. **Si falta asegurar algo no dé por completada la actividad.**

- Al finalizar los trabajos se debe limpiar y ordenar las herramientas que se utilizaron.
- Entregar el equipo/sistema operativo y reportar eventualidades al supervisor.
- Cerrar documentación de la actividad: cierre del permiso de trabajo.

Se comunicará a los interesados para realizar las acciones de mantenimiento derivadas del análisis de cada toma termográfica así:

- Cuando se realice el análisis entre elementos iguales o similares:

Delta de Temperatura (°C)	Prioridad	Acción Recomendada	Tiempo de Acción
$1 \leq \Delta T_t$	Ninguna	Próximo predictivo	De acuerdo con cronograma de termografía
$1 < \Delta T_t \leq 3$	Seguimiento	Amerita seguimiento	Entre 60 a 90 días
$3 < \Delta T_t \leq 15$	Programable	Posible deficiencia. Programar mantenimiento	15 y 45 días
$15 < \Delta T_t$	Urgente	Urgente. Tomar acciones correctivas	En el menor tiempo posible (No mayor a 15 días)

- Cuando se realice el análisis entre un elemento y la temperatura ambiente:

Delta de Temperatura (°C)	Prioridad	Acción Recomendada	Tiempo de Acción
$1 \leq \Delta T_a$	Ninguna	Próximo predictivo	De acuerdo con cronograma de termografía
$1 < \Delta T_a \leq 10$	Seguimiento	Amerita seguimiento	Entre 60 a 90 días
$20 < \Delta T_a \leq 40$	Programable	Posible deficiencia. Programar mantenimiento	15 y 45 días
$40 < \Delta T_a$	Urgente	Urgente. Tomar acciones correctivas	En el menor tiempo posible (No mayor a 15 días)



9. MANEJO AMBIENTAL

La actividad no tiene asociado un impacto ambiental relevante, sin embargo, todos los residuos generados deberán ser recogidos y trasladados para disponer en los recipientes adecuados para la clasificación de los residuos sólidos resultantes de la actividad: empaques, bolsas plásticas y/o secciones de cable desnudo.

10. REFERENCIAS

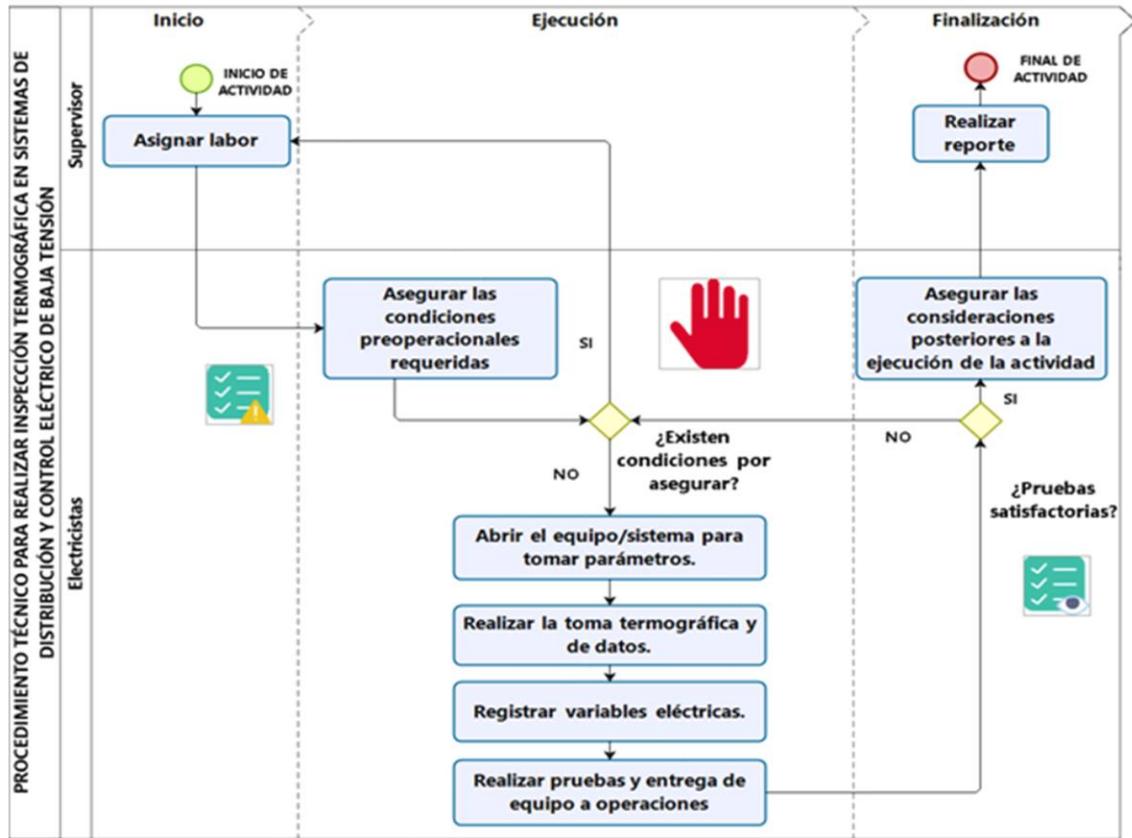
INFORMACIÓN DOCUMENTADA	
Código	Nombre del documento
N/A	Norma NETA-MTS-2011 (INTERNATIONAL ELECTRIC TESTING ASSOCIATION)
N/A	Norma IEEE 117 – 2000
N/A	Norma de Seguridad en Instalaciones Industriales NFPA70E de 2015.
RETIE,	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, Ministerio de Minas y Energía. 2013
N/A	Guía para inspecciones termográficas nivel 1 – The Professional Thermographers Association.

La siguiente tabla fue extraída del RETIE, página 60:

Tensión nominal del sistema (fase – fase)	Límite de aproximación seguro [m]		Límite de aproximación restringida (m) Incluye movimientos involuntarios.	Límite de aproximación técnica (m)
	Parte móvil expuesta	Parte fija expuesta		
50 V – 300 V	3,0	1,0	Evitar contacto	Evitar contacto
301 V – 750 V	3,0	1,0	0,30	0,025
751 V – 15 kV	3,0	1,5	0,7	0,2
15,1 kV – 36 kV	3,0	1,8	0,8	0,3
36,1 kV – 46 kV	3,0	2,5	0,8	0,4
46,1 kV – 72,5 kV	3,0	2,5	1,0	0,7
72,6 kV – 121 kV	3,3	2,5	1,0	0,8
138 kV – 145 kV	3,4	3,0	1,2	1,0
161 kV – 169 kV	3,6	3,6	1,3	1,1
230 kV – 242 kV	4,0	4,0	1,7	1,6
345 kV – 362 kV	4,7	4,7	2,8	2,6
500 kV – 550 kV	5,8	5,8	3,6	3,5

Tabla 13.7. Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas en corriente alterna.

11. ANEXO – FLUJOGRAMA



Fuente de imagen: Bizagi Modeler

12. CONTROL DOCUMENTAL

VERSIÓN	VIGENTE	DESCRIPCIÓN	PREPARADO	APROBADO
1.0	07/2022	Emisión Primigenia del documento		
			Ingeniero Electricista	Coordinador Operativo – Director de zona

NOTA DE PROPIEDAD

Los derechos de propiedad intelectual de este documento y su contenido le pertenecen exclusivamente a la empresa ENELAR. Por lo tanto, queda estrictamente prohibido el uso, divulgación, distribución, reproducción, modificación y/o alteración de los mencionados derechos, con fines distintos a los previstos en este documento, sin la autorización previa y escrita de ENELAR.

Imagen 56. Manual de operación para realizar inspección termográfica en niveles de tensión I, II y III en la empresa ENELAR – Fuente: Autor.

7.2 FORMATO DE INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA EN NIVEL DE TENSIÓN I, II Y III

A continuación se muestra el formato de inspección sin datos registrados:

		SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN ENELAR E.S.P.-SIGELAR			MTT-FO-																
		FORMATO PARA REALIZAR INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA EN NIVEL DE TENSIÓN I, II Y III			VERSIÓN: 01																
					FECHA: 01-07-2022																
ZONA:		MUNICIPIO:		PÁG	1 DE 1																
ELEMENTO A INSPECCIONAR:		CÓDIGO:		CÁMARA:																	
NIVEL DE TENSIÓN:		ORDEN DE TRABAJO:		CÓD. CÁMARA																	
TIPO DE INSPECCIÓN:		JEFE DE CUADRILLA:		FECHA																	
DIAGNÓSTICO:																					
IMAGEN TÉRMICA				IMAGEN VISUAL																	
ANÁLISIS TÉRMICO																					
CLASIFICACIÓN DE FALLA		SPOT	Valor Medido																		
		Max	0,00			°C															
ΔT O/S	0,0	S1	°F		°C																
Criticidad	BUENO	S2	°F		°C																
Emisividad	0,95	S3	°F		°C																
Temp. Ambiente	27	S4	°F		°C																
		S5	°F		°C																
		S6	°F		°C																
<p>Para efectos de clasificación de fallas se manejan los siguientes criterios, teniendo en cuenta los criterios NETA de la tabla 100.18 ANSI/NETA 2017, las condiciones climáticas de la región y los requerimientos del sistema. *O/S: Temperatura contra objeto Similar – O/A: Temperatura contra objeto y temp. Ambiente</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>DIFERENCIAL DE TEMPERATURA</th> <th>CLASIFICACIÓN</th> <th>CONDICIÓN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1°C - 10°C O/A ó <3°C O/S</td> <td>En buen estado</td> <td>BUENO</td> </tr> <tr> <td>11°C - 20°C O/A y 4°C - 15°C O/S</td> <td>Probable deficiencia</td> <td>ACEPTABLE</td> </tr> <tr> <td>21°C - 40°C O/A y >15°C O/S</td> <td>Deficiencia</td> <td>INSATISFACTORIA</td> </tr> <tr> <td>>40°C O/A y > 15°C O/S</td> <td>Deficiencia mayor</td> <td>PELIGROSA</td> </tr> </tbody> </table>							DIFERENCIAL DE TEMPERATURA	CLASIFICACIÓN	CONDICIÓN	1°C - 10°C O/A ó <3°C O/S	En buen estado	BUENO	11°C - 20°C O/A y 4°C - 15°C O/S	Probable deficiencia	ACEPTABLE	21°C - 40°C O/A y >15°C O/S	Deficiencia	INSATISFACTORIA	>40°C O/A y > 15°C O/S	Deficiencia mayor	PELIGROSA
DIFERENCIAL DE TEMPERATURA	CLASIFICACIÓN	CONDICIÓN																			
1°C - 10°C O/A ó <3°C O/S	En buen estado	BUENO																			
11°C - 20°C O/A y 4°C - 15°C O/S	Probable deficiencia	ACEPTABLE																			
21°C - 40°C O/A y >15°C O/S	Deficiencia	INSATISFACTORIA																			
>40°C O/A y > 15°C O/S	Deficiencia mayor	PELIGROSA																			
RECOMENDACIONES																					
DIAGNÓSTICO				DILIGENCIADO																	
				APROBADO POR:																	

Imagen 57. Formato de inspección termográfico sin diligenciar – Fuente: Autor.

En la imagen 58 se muestra el diligenciamiento del formato:

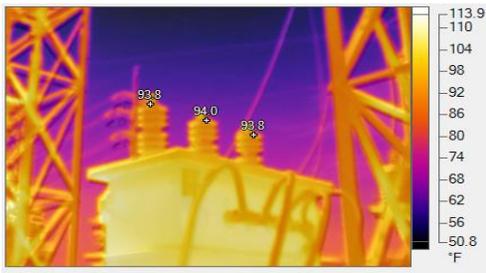
	SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN ENELAR E.S.P-SIGELAR			MTT-FO-																
	FORMATO PARA REALIZAR INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA EN NIVEL DE TENSIÓN I, II Y III			VERSIÓN: 01																
			FECHA: 01-07-2022																	
ZONA:	SUR	MUNICIPIO:	TAME	PÁG	1 DE 1															
ELEMENTO A INSPECCIONAR:	TRANSFORMADOR	CÓDIGO:	TRAFO SERV. AUX. S/E TAME	CÁMARA:	Tis40															
NIVEL DE TENSIÓN:	II	ORDEN DE TRABAJO:	9429	CÓD. CÁMARA	17031206															
TIPO DE INSPECCIÓN:	INTERNO	JEFE DE CUADRILLA:	ING. HAIVERTH SUAREZ	FECHA	24/05/2022															
DIAGNÓSTICO:	Bueno, programar para inspección																			
IMAGEN TÉRMICA			IMAGEN VISUAL																	
																				
ANÁLISIS TÉRMICO																				
CLASIFICACIÓN DE FALLA		SPOT	Valor Medido																	
		Max	34,44 °C																	
ΔT O/S	0,1	S1	93,8 °F	34,33 °C																
		S2	93,8 °F	34,33 °C																
Criticidad	BUENO	S3	94 °F	34,44 °C																
Emisividad	0,95	S4	°F	°C																
Temp. Ambiente	27	S5	°F	°C																
		S6	°F	°C																
<p>Para efectos de clasificación de fallas se manejan los siguientes criterios, teniendo en cuenta los criterios NETA de la tabla 100.18 ANSI/NETA 2017, las condiciones climáticas de la región y los requerimientos del sistema. *O/S: Temperatura contra objeto Similar – O/A: Temperatura contra objeto y temp. Ambiente</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>DIFERENCIAL DE TEMPERATURA</th> <th>CLASIFICACIÓN</th> <th>CONDICIÓN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1°C - 10°C O/A ó <3°C O/S</td> <td>En buen estado</td> <td>BUENO</td> </tr> <tr> <td>11°C - 20°C O/A y 4°C - 15°C O/S</td> <td>Probable deficiencia</td> <td>ACEPTABLE</td> </tr> <tr> <td>21°C - 40°C O/A y >15°C O/S</td> <td>Deficiencia</td> <td>INSATISFACTORIA</td> </tr> <tr> <td>>40°C O/A y > 15°C O/S</td> <td>Deficiencia mayor</td> <td>PELIGROSA</td> </tr> </tbody> </table>						DIFERENCIAL DE TEMPERATURA	CLASIFICACIÓN	CONDICIÓN	1°C - 10°C O/A ó <3°C O/S	En buen estado	BUENO	11°C - 20°C O/A y 4°C - 15°C O/S	Probable deficiencia	ACEPTABLE	21°C - 40°C O/A y >15°C O/S	Deficiencia	INSATISFACTORIA	>40°C O/A y > 15°C O/S	Deficiencia mayor	PELIGROSA
DIFERENCIAL DE TEMPERATURA	CLASIFICACIÓN	CONDICIÓN																		
1°C - 10°C O/A ó <3°C O/S	En buen estado	BUENO																		
11°C - 20°C O/A y 4°C - 15°C O/S	Probable deficiencia	ACEPTABLE																		
21°C - 40°C O/A y >15°C O/S	Deficiencia	INSATISFACTORIA																		
>40°C O/A y > 15°C O/S	Deficiencia mayor	PELIGROSA																		
RECOMENDACIONES																				
Se recomienda programar para inspección y así evitar desgastes, condiciones indeseadas del equipo o fallas. Continuar con rutinas de mantenimiento predictivo y preventivo.																				
DIAGNÓSTICO			DILIGENCIADO																	
Se evidencia probable deficiencia en los bajantes secundarios del transformador, esto genera deterioro en el equipo que pueden acarrear condiciones más delicadas.			HAIVERTH SUAREZ																	
			APROBADO POR:																	

Imagen 58. Formato de inspección termográfico diligenciado - Fuente: Autor.

8. CONCLUSIONES

- La implementación de este tipo de herramientas en los mantenimientos predictivos no puede pasar desapercibido, se le debe dar toda la rigurosidad del caso, independientemente del diagnóstico positivo que se obtenga, se debe continuar con la planificación y seguimiento de esta práctica, ya que las condiciones inseguras aparecen en cualquier instante.
- Poder determinar la condición de operación de un elemento en la cadena de distribución sin necesidad de abrirlo o suspender a través de la técnica de termografía, la reválida como una práctica que debe estar presente en todos los planes de mantenimiento predictivos y preventivos de cualquier operador de red del país.
- Los arcos eléctricos que se presentan en los sistemas eléctricos tienen como indicios la formación de tracking eléctrico, la periodicidad y el seguimiento con el que se revisen cada uno de los elementos servirán como alertas tempranas para que en un mantenimiento programado se realice la corrección, evitando situaciones traumáticas e irreversibles del sistema.
- El hecho de que todos los cuerpos emitan radiación infrarroja, hace posible medir su temperatura a través de una cámara termográfica, dando confiabilidad a la hora de almacenar e interpretar los datos, pudiendo dar recomendaciones basados en valores ajustados a variables precisas.
- Contar con una manual de operación en la técnica en termografía, enriquecerá el sistema de gestión de la empresa ENELAR, donde el personal que cumpla los requisitos técnicos puede tener una fuente de consulta en caso de querer practicar a través de esta técnica un mantenimiento preventivo y predictivo.
- El no contar con información documental sobre la implementación de esta técnica en las labores de mantenimientos en subestaciones y circuitos de distribución de la empresa ENELAR, genera incertidumbre en la fiabilidad de esas actividades desarrolladas, dándole valor agregado a esta monografía en la elaboración de un manual de operación y un formato de inspección que puede ser implementado en las diferentes actividades de mantenimiento que se programan.
- Es importante elaborar los historiales térmicos con los equipos nuevos e instalados, con el fin de hacer seguimiento y generar una hoja de vida de cada activo, pudiendo tener un criterio de evaluación de futuras fallas, donde si al momento de ejecutar un PMP no se cuenta con estos historiales es importante iniciar con la documentación de esta información.

- Realizar una captura de un termograma puede resultar sencillo, pero para lograr una medida precisa y exacta, dependerá de la habilidad del termógrafo y la interpretación de variables, puntualmente en la emisividad y el análisis de resultado que el termógrafo determina del termograma, para la realización del informe respectivo.
- Todo programa de mantenimiento debe tener un equilibrio técnico-económico donde además de ser técnicamente viable, se debe tener una viabilidad económica, en el cual el retorno de inversión se debe ver compensado con la disminución en sus indicadores de calidad SAIFI Y SAIDI, quienes son los objetivos principales de los operadores de red, pudiendo acceder a incentivos económicos interpuestos en el marco regulatorio descritos en la resolución CREG 015 de 2018.

9. BIBLIOGRAFÍA

Andrés, A. (2010). *Universidad simón Bolívar*. Obtenido de Sitio Blog "Desenchufados": <https://desenchufados.net/arco-electrico-producido-en-aisladores-bajo-lluvia/>

BARRERA, M. A. (2005). *UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER - UIS*. Obtenido de Monografía "DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO CON TERMOGRAFÍA INFRARROJA EN LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LOS DEPARTAMENTOS DE TOPPING Y CRACKING DE LA GCB-ECOPETROL S.A."

Billinton, W. &. (1989). *IEEE Xplore*. Obtenido de Artículo "Customer cost of electric service interruptions": <https://ieeexplore.ieee.org/document/29332>

CALET CAMACHO BEDOYA, D. F. (2017). *UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA*. Obtenido de Tesis de grado "La termografía como herramienta de diagnóstico predictivo para los elementos eléctricos conectados a la red energía": <https://repositorio.utp.edu.co/items/8cc4be70-90d1-4f06-a2c6-957c1db25e03>

campo, L. m.-A. (2011). Monografía "estado del arte de la termografía infrarroja como herramienta en los procesos industriales". Universidad Pontificia Bolivariana.

COMMITTEES, S. (2004). *EC EUROPA - COMISIÓN EUROPEA*. Obtenido de Documento web "Espectro electromagnético" : https://ec.europa.eu/health/scientific_committees/opinions_layman/es/lamparas-bajo-consumo/glosario/def/espectro-electromagnetico.htm

CORDERO, C. E. (2020). *ACIEM - Asociación Colombiana de Ingenieros*. Obtenido de Conferencia en "Termografía Básica": https://issuu.com/memorias_conferencias_aciem/docs/memorias_conf_13_jul_2020_pm

Council, A. E. (2019). *Energy Council*. Obtenido de Revista "Electrical Arc Flash.Hazrd Managment Guideline" P. 14-15:

https://www.energycouncil.com.au/media/15808/eafhm_guideline_30_25-03-2019_web.pdf

- CREG 015. (2018). *Comisión de Regulación de Energía y Gas*. Obtenido de Documento publico donde "Se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional.": https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0015_2018.htm
- Cuichan, M. (2013). *ESCUELA POLITECNICA NACIONAL*. Obtenido de Documento presentado por nombre "Pruebas de Tracking": <https://es.scribd.com/document/370441958/Pruebas-de-Tracking>
- ENELAR. (2021). *Empresa de Energía de Arauca*. Obtenido de Documento "Informe de Gestión ENELAR 2021": <https://www.enelar.com.co/noticias/transparencia-y-acceso-a-la-informacion-publica>
- FERNÁNDEZ, D. A. (2006). *Universidad de Cantabria*. Obtenido de TESIS DOCTORAL "CONTRIBUCIONES A LAS TÉCNICAS NO DESTRUCTIVAS PARA EVALUACIÓN Y PRUEBA DE PROCESOS Y MATERIALES BASADAS EN RADIACIONES INFRARROJAS": <https://repositorio.unican.es/xmlui/handle/10902/1130>
- FLIR. (2011). *Documento "Guía de termografía para mantenimiento predictivo"*. Obtenido de https://www.flirmedia.com/MMC/THG/Brochures/T820264/T820264_ES.pdf
- GARRIDO, S. G. (2009). *MANTENIMIENTO CORRECTIVO (Organización y gestión de la reparación de averías)*. MADRID: RENOVETEC.
- GARRIDO, S. G. (2009). *MANTENIMIENTO PREDICTIVO - Técnicas de Mantenimiento Condicional basadas en la medición de variables físicas*. MADRID: RENOVETEC.
- Garza, C. (2016). *Congreso de Mantenimiento & Confiabilidad . Latinoamérica* . Obtenido de Presentación Blog "ADOPTANDO ISO 29821-1 PARA EL DIAGNÓSTICO DE FALLAS ELÉCTRICAS" : <https://cmc-latam.com/2019/05/16/adoptando-iso-29821-1-diagnostico-fallas-electricas/>
- Germán Morales España, R. B. (2009). *UNIVERSIDAD DE ANTIOQUIA*. Obtenido de Artículo "Ubicación única de fallas en sistemas de distribución por medio de zonas con SVM": <http://ingenieria.udea.edu.co/grupos/revista/revistas/nro047/Articulo%2017.pdf> - http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0120-62302009000100017
- Gómez-Acebo, T. (2005). *UNIVERSIDAD DE NAVARRA*. Obtenido de Libro en "TERMODINÁMICA": <https://dadun.unav.edu/bitstream/10171/5185/4/Termodinamica-UnivNavarra.pdf>
- GONZALEZ, C. R. (2003). *PRINCIPIOS DE MANTENIMIENTO*. Bucaramanga: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER - UIS.

- Guevara G, C. A. (2019). Estudio de Arco Eléctrico en Pozos Petroleros Aplicando Normas IEEE STD.1584 y NFPA 70E. *Revista venezolana de Ciencia y Tecnología URBE - REVECITEC*, P.82.
- GUTIERREZ, A. M. (2009). *MANTENIMIENTO - PLANEACIÓN, EJECUCIÓN Y CONTROL*. MEXICO D.F: ALFAOMEGA.
- IEEE 1584, I. (2018). *IEEE Std. 1584 "Guide for Performing Arc-Flash Hazard Calculations" P. 75 ANNEX E*. New York, NY USA: IEEE Xplorer.
- Indunova. (Consulta en el 2022). *INDUNOVA*. Obtenido de Documento empresarial "Termografía: ¿Cuáles son las causas que originan puntos calientes en un sistema eléctrico?": <https://indunova.es/termografia-cuales-son-las-causas-que-originan-puntos-calientes-en-un-sistema-electrico/>
- Infante, J. m. (2016). *ELECTROINDUSTRIA*. Obtenido de EMB documento "TERMOGRAFÍA EN LA INDUSTRIA - Tecnología para ver más allá de lo evidente": <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=2890&ni=termografia-en-la-industria-tecnologia-para-ver-mas-alla-de-lo-evidente>
- Infanzón, M. H. (2019). *CITE ENERGÍA*. Obtenido de Artículo técnico "LOS CUERNOS DE ARCO" - Ministerio de la producción PERÚ: http://www.citeenergia.com.pe/wp-content/uploads/2016/09/Ing.-Miguel-Huamani-Infanzon_compressed.pdf
- INTERNATIONAL, A. . (2014). *Norma E1316*. Obtenido de Terminología estandar para los exámenes No Destructivos: <https://qdoc.tips/astm-e1316-2014-pdf-free.html>
- Knospe, B. (2017). *TESTO*. Obtenido de Documento "Termografía, guía de bolsillo": <https://static-int.testo.com/media/fa/0e/49bd6f50d6cb/Pocket-Guide-Thermography-ES.pdf>
- MADRID. (2011). *Guía de la termografía infrarroja Aplicaciones en ahorro y eficiencia energética*. Obtenido de Consejería de Economía y Hacienda, organización Dirección General de Industria, Energía y Minas: <http://www.madrid.org/bvirtual/BVCM015258.pdf>
- Mario Ricardo Cárdenas Barrero, M. E. (2011). *CODENSA SA ESP*. Obtenido de Artículo "DIAGNÓSTICO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN AERIAS DE 11.4 HASTA 34.5 KV CON LA TÉCNICA DE ULTRASONIDO" : https://www.academia.edu/19615034/DIAGNOSTICO_DE_REDES_DE_DISTRIBUCION_POR_ULTRASONIDO_Mario_Ricardo_Cardenas_Barrero
- NIETO, J. M. (2004). *UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER - UIS*. Obtenido de Tesis de trabajo de grado "SOFTWARE TUTORIAL DE TERMOGRAFÍA APLICADA A LA INGENIERÍA DE MANTENIMIENTO".
- Preingels. (2020). *Preingels - Proyectos e ingeniería electromecánica*. Obtenido de PREINGELS S.A. DE C.V. "Como detectar un punto caliente": <https://preingels.com.mx/como-detectar-un-punto-caliente/>
- RODRÍGUEZ, L. Y.-E. (2011). *UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA*. Obtenido de Monografía para optar por el título de Esp. en control e instrumentación industrial

"PRINCIPIOS BÁSICOS DE LA TERMOGRAFÍA INFRARROJA Y SU UTILIZACIÓN COMO TÉCNICA PARA MANTENIMIENTO PREDICTIVO":
https://repository.upb.edu.co/bitstream/handle/20.500.11912/1561/digital_20999.pdf?sequence=1&isAllowed=y%20

Sánchez, R. A. (2014). *UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID*. Obtenido de TESIS DOCTORAL "Medida de descargas parciales en radiofrecuencia":
<https://core.ac.uk/download/pdf/29405784.pdf>

SYSTEMS, A. F. (2015). *The Ultimate Infrared Handbook for R&D Professionals*. Obtenido de Documento en línea "Resource Guide for Using Infrared in the Research and Development Industry.":
https://www.flirmedia.com/MMC/THG/Brochures/T559243/T559243_EN.pdf

VALENZUELA, P. N. (2016). *UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA*. Obtenido de Tesis de monografía "TERMOGRAFÍA INFRARROJA APLICADA AL ANÁLISIS DEL EFECTO DE ENSUCIAMIENTO EN EQUIPOS SOLARES FOTOVOLTAICOS":
<https://repositorio.usm.cl/bitstream/handle/11673/23342/3560900257157UTFSM.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Víctor A. Gómez, R. A. (2011). Identificación y localización de fallas en sistemas de distribución, utilizando medidores de calidad del servicio de energía eléctrica. *Ciencia e ingeniería . Universidad Distrital Francisco Jose de Caldas- obtenido de* <https://revistas.udistrital.edu.co/index.php/revcie/issue/view/83>, p.178.

Zamora, B. S. (2016). *Universidad de Valladolid* . Obtenido de Tesis de grado en física repositorio documental "Transferencia radiativa atmosférica":
<https://uvadoc.uva.es/handle/10324/19021>