



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD

TEMA:

**“DESARROLLO DE ESTRATEGIAS BASADAS EN
MONITOREO POR TEMPERATURA PARA EL
MANTENIMIENTO PREDICTIVO EN
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.”**

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico

Línea de investigación: Biotecnología, energía y recursos naturales renovables

AUTOR:

Salazar Vilañez Johan Joel

DIRECTOR:

Ing. Olger Gilberto Arellano Bastidas MSc.

Ibarra – Ecuador (2026)



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

En cumplimiento del Art. 144 de la Ley de Educación Superior, hago la entrega del presente trabajo a la Universidad Técnica del Norte para que sea publicado en el Repositorio Digital Institucional, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

DATOS DE CONTACTO			
CÉDULA DE IDENTIDAD:	1004234686		
APELLIDOS Y NOMBRES:	Salazar Vilañez Johan Joel		
DIRECCIÓN:	Vía Santa Rosa del Tejar (La bola verde)		
EMAIL:	jjsalazarv@utn.edu.ec		
TELÉFONO FIJO:		TELÉFONO MÓVIL:	0998913067

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	DESARROLLO DE ESTRATEGIAS BASADAS EN MONITOREO POR TEMPERATURA PARA EL MANTENIMIENTO PREDICTIVO EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.
AUTOR (ES):	Salazar Vilañez Johan Joel
FECHA DE APROBACIÓN: DD/MM/AAAA	24/02/2026
PROGRAMA:	<input checked="" type="checkbox"/> PREGRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO
TITULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniero(a) Eléctrico(a)
ASESOR /DIRECTOR:	Ing. Ramiro Vasquez MSc. Ing. Olger Arellano MSc.

2. CONSTANCIAS

El autor (es) manifiesta (n) que la obra objeto de la presente autorización es original y se la desarrolló, sin violar derechos de autor de terceros, por lo tanto, la obra es original y que es (son) el (los) titular (es) de los derechos patrimoniales, por lo que asume (n) la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá (n) en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, a los 24 días del mes de febrero de 2026

EL AUTOR:

Salazar Vilañez Johan Joel



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



**CERTIFICADO DEL DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN
CURRICULAR**

Yo, Olger Gilberto Arellano Bastidas en calidad de director del señor estudiante Salazar Vilañez Johan Joel certifico que ha culminado con las normas establecidas en la elaboración del Trabajo de Integración Curricular con el tema: “Desarrollo de estrategias basadas en monitoreo por temperatura para el mantenimiento predictivo en transformadores de distribución.”.

Para la obtención del título de Ingeniero Eléctrico, aprobado la defensa, impresión y empastado.

.....

MSc. Olger Gilberto Arellano Bastidas

DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



DEDICATORIAS

A mis padres, Cesar Salazar y Rosa Vilañez, por su cariño incondicional, su respaldo constante y los valores que me han inculcado a lo largo de mi vida. Su confianza y acompañamiento han sido fundamentales en cada etapa, y su ejemplo ha guiado mi esfuerzo hasta alcanzar este objetivo.

A mis hermanos, Michael Salazar y Javier Salazar, por ser una fuente constante de inspiración, apoyo y ejemplo de superación. Su compañía y comprensión han sido un impulso permanente para seguir adelante y convertirme en una mejor versión de mí mismo.

A mi sobrina Danna Salazar y a mi cuñada Lorena Calderón, por ser una parte esencial de mi alegría y por los momentos compartidos que llenan de felicidad mi vida. En especial, a mi sobrina, por motivarme a dar lo mejor de mí y recordarme la importancia de ser un buen ejemplo.

A mi pareja, Daniela Angamarca, por su amor incondicional y su apoyo constante a lo largo de este proceso. Por acompañarme en los momentos difíciles, sostenerme cuando más lo necesitaba y alentarme a seguir adelante. Su comprensión fue un impulso decisivo para culminar esta etapa, y su presencia sigue siendo una parte esencial de mi camino; con la certeza de que continuaremos apoyándonos en cada etapa de la vida.



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



AGRADECIMIENTOS

Agradezco profundamente a toda mi familia por el apoyo incondicional, la comprensión y el acompañamiento brindados a lo largo de este proceso. Su confianza, paciencia y palabras de aliento fueron un pilar fundamental para mantenerme firme y culminar esta etapa de mi formación académica.

Expreso mi sincero agradecimiento a mi tutor de tesis, Ing. Olger Arellano, MSc., y a mi asesor, Ing. Ramiro Vásquez, MSc., por su valiosa guía y acompañamiento académico durante el desarrollo de este trabajo. Su paciencia, dedicación y enseñanzas no solo fueron fundamentales para la realización de la tesis, sino que también marcaron de manera significativa mi proceso de formación profesional. Ha sido un honor contar con su orientación y aprender de su experiencia a lo largo de este período académico.

Agradezco a mis amigos Josué Tates y Kevin Morales, por su amistad desde el inicio de la carrera, por la confianza y por el apoyo constante en cada etapa. Su compañía en el día a día, en los proyectos y en los momentos de mayor exigencia académica fue un impulso importante para seguir adelante. A Ian Naranjo, Anthony Quezada, y Paul Velasteguí por el compañerismo, las risas, las salidas y los espacios de pausa que hicieron más llevadero este proceso.

A Jairo Quelal, Jostin Pallasco y Eduardo Jaramillo por su amistad y por los momentos de calidad que me ayudaron a despejarme de la rutina académica.

De corazón, agradezco a todos quienes me acompañaron y creyeron en mí durante esta etapa universitaria; su apoyo, presencia y palabras de aliento fueron parte esencial para llegar hasta aquí.



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



INDICE DE CONTENIDOS

RESUMEN.....	11
ABSTRACT.....	12
CAPITULO I.....	13
1.1. Problema de investigación.....	13
1.2. Objetivos.....	13
1.2.1. Objetivo General	13
1.2.2. Objetivos Específicos	14
1.3. Alcance y delimitación	14
1.4. Justificación	15
CAPÍTULO II	17
2.1. Antecedentes.....	17
2.2. El Sistema Eléctrico de Potencia y la Distribución.....	20
2.2.1. Estructura General del SEP	20
2.2.2. Redes de Distribución: Primaria y Secundaria.....	20
2.3. Transformadores eléctricos de distribución	21
2.5.1. Punto caliente.....	22
2.5.2. Zonas típicas de aparición de puntos calientes.....	23
2.5.3. Principios de Generación de Calor (Efecto Joule)	24
2.6. Gestión del Mantenimiento en transformadores de distribución	25
2.6.1. Mantenimiento Correctivo, Preventivo y Predictivo.....	25
2.6.2. Mantenimiento predictivo y termografía.....	26
2.6.3. Beneficios que tiene el mantenimiento predictivo con la termografía	27
2.7. Tecnologías de Monitoreo Térmico.....	28
2.7.1. Sistemas de Monitoreo de Condición Térmica	28
2.7.2. Sensores de contacto e instrumentación interna.....	28
2.7.3. Sistemas de monitoreo remoto basados en IoT y Telemetría.....	29
2.7.4. Termografía Infrarroja Terrestre	29
2.8. Termografía	30
2.8.1. Fundamentos Físicos de la Termografía	30
2.8.2. Influencia de Variables Ambientales	31
2.9. Métodos de Identificación de Puntos Calientes	31



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



2.10.	Marco Normativo para la Evaluación Térmica.....	33
2.10.1.	Norma ANSI/NETA ATS-2025.....	33
2.10.2.	Norma NFPA 70B.....	33
2.10.3.	Norma ASTM E1934.....	34
2.10.4.	Norma NTE INEN 2111 / IEC 60076-1	34
CAPÍTULO III.....		35
3.1.	Introducción.....	35
3.2.	Metodología.....	35
3.3.	Criterio técnico de selección de muestra	37
3.4.	Descripción del lugar de estudio.....	38
3.4.1.	Características técnicas	38
3.5.	Materiales	39
3.5.1.	Cámara termográfica Fluke TiX580	39
3.5.2.	Software SmartView Classic 4.4.....	40
3.5.3.	Herramientas geoespaciales (ArcGIS / Geoportal)	40
3.5.4.	Equipo de protección personal (EPP)	40
3.6.	Criterios para la obtención de termogramas	41
3.6.1.	Condición de carga.....	41
3.6.2.	La velocidad del viento	41
3.6.3.	La distancia y el ángulo de visión	41
3.6.4.	Emisividad	42
3.6.5.	Condiciones climáticas.....	42
3.7.	Procedimiento para inspección técnica con termografía.....	42
3.7.1.	Parámetros para la obtención de termogramas.....	44
3.8.	Criterios para el análisis de termogramas	45
3.8.1	Severidad según ΔT (ΔT).....	45
CAPITULO IV.....		47
4.1.1.	Análisis aplicando el criterio de comparación entre componentes similares bajo carga similar	47
4.1.2.	Análisis aplicando el criterio de ambiente-aire	51
4.2.	Resultados del análisis de transformadores	55
4.3.	Fundamento predictivo de las estrategias propuestas	56
4.4.	Estrategias de mantenimiento predictivo mediante termografía.....	57



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

CARRERA DE ELECTRICIDAD



4.4.1. ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO 1. Monitoreo por criticidad del activo (sobrecarga, antigüedad e historial de fallos) con validación termográfica.	58
4.4.2. ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO 2. Monitoreo sectorizado por densidad de carga con registro histórico y priorización de inspección	61
4.4.3. ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO 3: Monitoreo por severidad térmica (ΔT) con verificación postmantenimiento predictivo.	63
CONCLUSIONES	67
RECOMENDACIONES	69
ANEXOS.....	72
ANEXO A.....	72
ANEXO II	73
ANEXO III.....	74
ANEXO IV.....	75
ANEXO V	76
ANEXO VI.....	77
ANEXO VII	78
ANEXO VIII.....	79
ANEXO IX.....	80
ANEXO X.....	81
ANEXO XI.....	82
ANEXO XII	83
ANEXO XIII.....	84
ANEXO XIV.....	85



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



INDICE DE FIGURAS

Fig 1: Sistema Eléctrico de Potencia [7].....	20
Fig 2: Núcleo ferromagnético de un transformador.....	22
Fig 3: Partes de los transformadores.....	23
Fig 4: Procedimiento representada en diagrama de bloques.....	37
Fig 5: Ejemplo de Termografa previo a análisis.....	44



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



INDICE DE TABLAS

Tabla 1	39
Tabla 2	46
Tabla 3	48
Tabla 4	50
Tabla 5	52
Tabla 6	54
Tabla 7	55
Tabla 8	72
Tabla 9	73
Tabla 10	74
Tabla 11	75
Tabla 12	76
Tabla 13	77
Tabla 14	78
Tabla 15	79
Tabla 16	80
Tabla 17	81
Tabla 18	82
Tabla 19	83
Tabla 20	84
Tabla 21	85



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



RESUMEN

En el presente trabajo de grado se desarrollaron estrategias basadas en el monitoreo por temperatura para el mantenimiento predictivo en transformadores de distribución, fundamentadas en inspección termográfica terrestre y en datos de transformadores obtenidos desde ArcGIS para la delimitación del área de estudio y la priorización de la muestra según su condición operativa. Posteriormente, se analizaron los termogramas obtenidos con una cámara termográfica, a partir de los cuales se registraron parámetros como la temperatura máxima de los componentes, la temperatura ambiente y las temperaturas de referencia. Se importaron las imágenes termográficas en el software SmartView Classic y se analizaron dichos parámetros aplicando criterios técnicos de análisis por comparación entre componentes similares y por diferencia de temperatura respecto al ambiente lo que permitió realizar una clasificación según los niveles de severidad térmica encontrados. En los resultados obtenidos se evidenció que la mayor parte de la muestra de transformadores presentó incrementos térmicos leves, mientras que en el resto se identificaron casos puntuales, incluyendo transformadores en condición normal y algunos con grados de mayor severidad, sujetos a intervención prioritaria. Con base en esta evidencia se estableció una base técnica y se propusieron estrategias de mantenimiento predictivo orientadas a la priorización de la inspección por densidad de carga y criticidad del activo, así como a la programación de reinspecciones y verificación post-mantenimiento predictivo, permitiendo anticipar el incremento del riesgo térmico y gestionar la evolución de puntos calientes bajo condiciones reales de operación.

Palabras clave: Transformadores de distribución, termografía, puntos calientes, termogramas, mantenimiento predictivo.



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



ABSTRACT

This study presents temperature-based monitoring strategies for predictive maintenance of distribution transformers. The approach combines terrestrial thermographic inspections with transformer data from ArcGIS to define the study area and prioritize the sample based on operational conditions. Thermograms obtained from infrared cameras were analyzed using SmartView Classic software, recording parameters such as component maximum temperatures, ambient temperature, and reference temperatures. Technical analysis criteria, including comparison between similar components and temperature differences relative to the ambient, were applied to classify transformers according to thermal severity levels. Results showed that most transformers exhibited mild thermal increases, while a few presented higher severity levels requiring prioritized intervention. Based on these findings, predictive maintenance strategies were proposed, focusing on inspection prioritization according to load density and asset criticality, as well as scheduling re-inspections and post-maintenance verification. These strategies enable early anticipation of thermal risk increases and effective management of hot spot evolution under real operating conditions.

Keywords: distribution transformer, infrared thermography, hot-spot temperature, predictive maintenance.



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



CAPITULO I
INTRODUCCIÓN

Tema:

Desarrollo de estrategias basadas en monitoreo por temperatura para el mantenimiento predictivo en transformadores de distribución.

1.1. Problema de investigación.

En la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. (EMELNORTE), distribuidora de energía eléctrica de la ciudad de Ibarra, los transformadores de distribución desempeñan un papel esencial en el suministro eléctrico, asegurando que la energía llegue de manera eficiente a los usuarios. Sin embargo, estos equipos están expuestos a diversos factores que pueden provocar fallas o interrupciones, como el sobrecalentamiento, la sobrecarga y otras condiciones térmicas. Este problema se ve agravado por el aumento constante de la demanda energética y la antigüedad de los transformadores en funcionamiento.

Las consecuencias de este problema afectan, tanto a EMELNORTE, como a sus usuarios. Para la empresa, implica mayores costos de mantenimiento correctivo, riesgo de fallas en el sistema y pérdida de activos valiosos. Para los usuarios, significa una mayor probabilidad de interrupciones en el suministro eléctrico, lo cual podría generar malestar y pérdidas económicas.

¿Cuál es el procedimiento para implementar estrategias basadas en el monitoreo por temperatura y analizar su efectividad en el mantenimiento predictivo de los transformadores de distribución de EMELNORTE?

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

Desarrollar estrategias basadas en monitoreo por temperatura mediante termografía, para el mantenimiento predictivo en transformadores de distribución de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A.



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



1.2.2. Objetivos Específicos

Describir los métodos de identificación de puntos calientes de temperatura en los transformadores de distribución.

Determinar puntos calientes y patrones de anomalías térmicas mediante el uso de termografía, considerando diversas condiciones de operación de los transformadores de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A.

Diseñar estrategias de monitoreo de temperatura que permitan la implementación de un plan de mantenimiento predictivo.

1.3. Alcance y delimitación

El presente trabajo de investigación se centra en EMELNORTE, específicamente en los transformadores de distribución ubicados en la ciudad de Ibarra, que desempeñan un papel fundamental en el suministro eléctrico local. Algunos de estos transformadores están sujetos a posibles sobrecargas y sobrevoltajes, condiciones que pueden comprometer su desempeño y confiabilidad. Para identificar estos transformadores, se analizarán registros históricos de carga y eventos operativos proporcionados por EMELNORTE.

El estudio abarca el desarrollo de estrategias de mantenimiento predictivo mediante el monitoreo de temperatura, utilizando termografía como técnica principal para detectar anomalías térmicas tempranas, como puntos calientes o patrones irregulares que indiquen riesgos operativos. Se analizarán factores térmicos que afectan la operación de los transformadores, incluyendo la influencia de la carga, las condiciones ambientales y el envejecimiento de los componentes.

Para la selección y priorización de los transformadores de distribución que serán objeto de análisis, se empleará el software de gestión de activos de la empresa ArcGIS, el cual será proporcionado por la empresa de distribución, lo que permitirá una identificación precisa basada en su ubicación geográfica, historial de fallas y condiciones de operación.



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



Para la validación de las estrategias de mantenimiento predictivo, se empleará la termografía como método principal de monitoreo térmico, permitiendo la identificación y visualización de anomalías térmicas en los transformadores bajo diversas condiciones operativas. La aplicación de la termografía permitirá realizar el monitoreo térmico de los transformadores sin interrumpir su operación normal, evitando cortes en el suministro eléctrico durante el proceso de evaluación.

1.4. Justificación

La implementación de estrategias de mantenimiento predictivo basadas en la temperatura es esencial para EMELNORTE debido a los riesgos que enfrentan los transformadores de distribución. El sobrecalentamiento, si no se detecta a tiempo, puede comprometer la continuidad del servicio, aumentar los costos por reparaciones correctivas y ocasionar interrupciones no programadas, lo que genera pérdidas económicas tanto para la empresa como para los usuarios.

Se emplea un enfoque predictivo en las estrategias de mantenimiento por su capacidad para anticipar la ocurrencia de fallas mediante el monitoreo de parámetros asociados a la temperatura, lo que permite planificar intervenciones oportunas, priorizar acciones preventivas basadas en el estado real de los equipos y prolongar la vida útil de los transformadores.

Además, este enfoque reduce los recursos de la empresa, ya que posibilita intervenir únicamente en aquellos transformadores que realmente presentan condiciones de riesgo, reduciendo la necesidad de reemplazos costosos y minimizando las interrupciones en la operación del sistema. De esta manera, EMELNORTE fortalece la eficiencia en la gestión del mantenimiento y asegura un suministro eléctrico más confiable para sus usuarios.

En este contexto, la aplicación de un enfoque predictivo en combinación con el uso de la termografía y el software ArcGIS permite identificar de manera no invasiva anomalías térmicas, puntos críticos de sobrecalentamiento y a su vez gestionar información, sin necesidad de interrumpir la operación del sistema lo que permite establecer un nivel de viabilidad del anteproyecto favorable. Su implementación requiere recursos técnicos y



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



financieros manejables para EMELNORTE, lo que se traduce en beneficios operativos significativos y en el fortalecimiento de la confiabilidad del suministro eléctrico.



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



CAPÍTULO II
MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes

Masabanda Santana desarrolló un trabajo de titulación en la Universidad Técnica del Norte orientado al diseño de un plan de mantenimiento programado para los equipos eléctricos pertenecientes a EMELNORTE, considerando las condiciones operativas reales del sistema de distribución eléctrica [1]. El estudio se basó en la recopilación y análisis de información técnica de los equipos, así como en la aplicación de estrategias de mantenimiento preventivo y predictivo con el propósito de mejorar la confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico. En dicho trabajo se destaca la importancia de implementar metodologías de mantenimiento basadas en la condición de los equipos, permitiendo priorizar las intervenciones y adecuar el uso de recursos técnicos y económicos de la empresa[1].

Molina Quiroz desarrolló una metodología de mantenimiento predictivo aplicada a redes de distribución de medio voltaje, utilizando la termografía infrarroja como herramienta principal para la evaluación del estado operativo de los equipos eléctricos [2]. En su estudio se identifican como principales causas de anomalías térmicas las sobrecargas, las conexiones deficientes y el deterioro progresivo de los componentes, factores que generan incrementos anormales de temperatura en puntos críticos del sistema y elevan el riesgo de fallas.[2]

Además, el autor señala que la termografía permite realizar inspecciones con los equipos energizados, sin necesidad de interrumpir el suministro eléctrico, lo que facilita la detección temprana de puntos calientes y la priorización de intervenciones de mantenimiento [2].

Cerón, Lozano, Aponte y Romero analizaron en 2020 el uso de la termografía infrarroja para el estudio del comportamiento térmico de transformadores eléctricos, a partir de la interpretación de imágenes térmicas obtenidas durante su operación[3]. El estudio se



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



enfocó en identificar zonas con temperaturas elevadas, conocidas como puntos calientes, y en analizar su relación con las condiciones de carga y operación del transformador.

Los autores indican que el análisis de la distribución de temperatura en las imágenes termográficas permite reconocer diferencias entre un funcionamiento normal y situaciones asociadas a sobrecalentamientos anormales[3]. De esta manera, el trabajo aporta criterios prácticos para la interpretación de imágenes térmicas, orientados a la identificación de puntos calientes en transformadores, aspecto fundamental para el mantenimiento predictivo basado en el monitoreo por temperatura.

Ulloa-Loor y Romero-Bedón desarrollaron un estudio orientado al uso de drones equipados con cámaras térmicas para la inspección de redes de distribución eléctrica mediante termografía infrarroja [4]. El trabajo se enfocó en evaluar la aplicación de esta tecnología para la detección de anomalías térmicas en elementos eléctricos ubicados en zonas de difícil acceso, comparando su desempeño frente a las inspecciones tradicionales realizadas de forma manual.

Señalan que el uso de drones facilita la obtención de imágenes térmicas sin necesidad de contacto directo con los equipos ni interrupción del servicio eléctrico, lo que mejora la seguridad del personal y reduce los tiempos de inspección [4]. Asimismo, el estudio evidencia que la información térmica obtenida mediante drones permite identificar puntos calientes y apoyar las actividades de mantenimiento predictivo en redes de distribución, especialmente en sistemas donde el acceso físico a los equipos resulta limitado.

Un trabajo desarrollado por Betancourt Acosta orientado al diagnóstico de puntos calientes en sistemas eléctricos mediante el uso de termografía infrarroja resalta la importancia de evaluar las anomalías térmicas a partir de la comparación de temperaturas medidas durante la inspección[5]. En su estudio, el autor indica que el análisis termográfico debe considerar no solo el valor absoluto de la temperatura del punto caliente, sino también su relación con la temperatura ambiente y con otros componentes que operan bajo condiciones similares.



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



De igual manera, el trabajo destaca que factores como las condiciones ambientales, el nivel de carga y la selección de un punto de referencia adecuado influyen directamente en la interpretación de las imágenes termográficas [5]. A partir de estos criterios, se plantea la necesidad de establecer rangos de diferencia de temperatura que permitan clasificar la severidad de las anomalías térmicas y apoyar la toma de decisiones en actividades de mantenimiento predictivo.

2.2.El Sistema Eléctrico de Potencia y la Distribución

El sistema eléctrico de potencia (SEP) se entiende como la infraestructura que integra los procesos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Esta estructura permite que la energía producida en centrales llegue de forma segura y continua hasta los usuarios finales, siendo la distribución la etapa donde se concreta la conexión directa entre la red y la demanda residencial, comercial e industrial [6]. Dentro de esta etapa se incluyen elementos como alimentadores primarios y secundarios, transformadores de distribución, acometidas y medidores, que permiten la entrega final de la energía [6, 7].

2.2.1. Estructura General del SEP

El SEP se organiza comúnmente en tres etapas. Primero, la generación, donde se produce la energía a partir de diferentes fuentes (por ejemplo, hidráulica, solar, eólica o térmica). Luego está la transmisión, que transporta grandes bloques de energía a altos niveles de voltaje, conectando subestaciones y grandes centros de demanda. Finalmente, la distribución, que es la etapa donde se adapta el suministro para alimentar a los usuarios finales, mediante redes físicas y equipos como transformadores y alimentadores[6].



Fig 1: Sistema Eléctrico de Potencia [7]

2.2.2. Redes de Distribución: Primaria y Secundaria

En términos generales, la red se compone por subestaciones de distribución, alimentadores primarios, transformadores de distribución y la red secundaria (bajo voltaje), además de servicios asociados como acometidas y medidores [6, 8]. Las subestaciones de distribución reducen el voltaje proveniente de subtransmisión a niveles



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



típicos de distribución; por ejemplo, una relación 69 kV a 13,8 kV que marca el inicio de los alimentadores primarios[6].

- **Red primaria:** Corresponde a la red que transporta la energía en medio voltaje desde las subestaciones de distribución hacia los distintos sectores de la zona de concesión, mediante los alimentadores primarios. En el caso descrito para EMELNORTE, se trabaja con alimentadores de 13,8 kV, los cuales abastecen a los transformadores de distribución [6].
- **Red secundaria:** Una vez que la energía pasa por los transformadores de distribución, el voltaje se reduce a niveles aptos para consumo. La red secundaria (bajo voltaje) conduce el suministro hacia las acometidas de los usuarios finales con niveles de voltaje de 120/240 V para sistemas monofásicos y 127/220 V para sistemas trifásicos [6].

2.3. Transformadores eléctricos de distribución

Dentro de la red eléctrica, los transformadores de distribución cumplen la función de elevar o disminuir el voltaje a niveles utilizables por los usuarios finales. Por esa razón, son equipos indispensables para la continuidad del suministro eléctrico [6]. Este dispositivo eléctrico está conformado por un núcleo ferromagnético común que está rodeado por dos o más bobinas de alambre enrolladas a su alrededor, las cuales no se encuentran conectadas físicamente entre sí.[9]

El flujo magnético compartido en el núcleo sirve como el único vínculo entre las bobinas, permitiendo la transferencia de energía eléctrica de un circuito a otro mediante el principio de inducción electromagnética, lo que posibilita la elevación o reducción de los niveles de voltaje. [9]

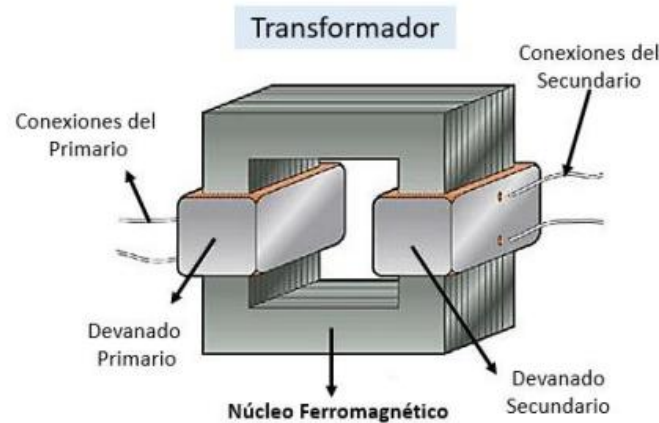


Fig 2: Núcleo ferromagnético de un transformado [9]

2.4.Transformadores con sobrecarga

Las sobrecargas, tanto de corta como de larga duración, representan una condición crítica para los transformadores, ya que generan incrementos significativos de temperatura que pueden derivar en puntos calientes, deterioro del aislamiento y reducción de la rigidez dieléctrica. Las sobrecargas de corta duración, aunque transitorias, pueden provocar elevadas temperaturas en conductores y aceite, mientras que las de larga duración aceleran el envejecimiento térmico del equipo y comprometen su vida útil. [9]

2.5.Comportamiento térmico de transformadores de distribución

Desde el punto de vista térmico, el transformador siempre genera calor debido a las pérdidas propias de su funcionamiento. Sin embargo, cuando existen condiciones no ideales, como sobrecargas, conexiones deficientes o deterioro progresivo de componentes, pueden presentarse incrementos anormales de temperatura que se manifiestan como puntos calientes[2, 5]

2.5.1. Punto caliente

Un punto caliente se define como una concentración anormal de calor en una zona localizada de un componente. A diferencia del calentamiento general que experimenta un transformador por su operación normal, este fenómeno se manifiesta como una elevación

de temperatura específica en un área reducida. Su presencia es un indicador de una posible ineficiencia en el flujo de la corriente eléctrica, causada generalmente por un aumento en la resistencia de los materiales o por una conexión deficiente [2, 10].

Físicamente, el punto caliente representa un síntoma de deterioro o mal funcionamiento que, de no ser atendido, puede derivar en la degradación acelerada del aislamiento circundante o en la falla total del equipo [8].

2.5.2. Zonas típicas de aparición de puntos calientes

Aunque es un equipo estacionario, internamente trabaja con corrientes, flujo magnético y aislamiento, lo que hace que su condición se vea afectada por factores como carga, temperatura y envejecimiento [11]. Cuando el transformador opera por encima de su condición nominal o con exigencias elevadas, se incrementan las temperaturas y esfuerzos en partes críticas como devanados, conductores internos, aislamiento y aceite, pudiendo llegar a niveles no aceptables [8].

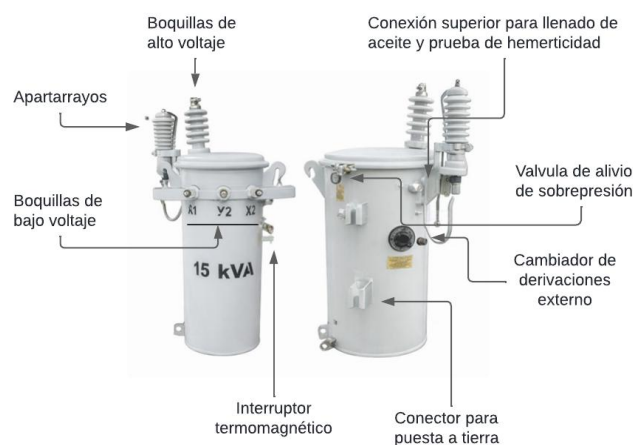


Fig 3: Partes de los transformadores

Entre los puntos más comunes a revisar se consideran:

- Bushings de medio voltaje (H): por ser puntos de conexión de la red primaria, pueden presentar calentamientos anormales cuando hay problemas de contacto, contaminación superficial o exigencias de carga elevadas [2, 8].



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



- Terminales de bajo voltaje (X): al concentrar la salida hacia la red secundaria, cualquier deficiencia en conexiones o aumento de corriente puede reflejarse en incrementos térmicos localizados[2, 5].
- Tanque y aletas de refrigeración: permiten observar el comportamiento térmico general del transformador; un aumento de temperatura más distribuido puede relacionarse con condiciones de operación exigentes o disipación térmica limitada[8].
- Protecciones adyacentes (pararrayos, seccionadores o cortacircuitos): por ser elementos con contactos y uniones expuestas, pueden mostrar puntos calientes asociados a mal contacto, corrosión o envejecimiento de componentes [2, 5].
- Sistema de puesta a tierra: normalmente no debería presentar calentamientos; sin embargo, se inspecciona para identificar conexiones deficientes o corrientes anómalas que puedan producir incrementos de temperatura en uniones y conductores de tierra[8].

2.5.3. Principios de Generación de Calor (Efecto Joule)

El calentamiento en un transformador de distribución ocurre principalmente por las pérdidas internas asociadas a su operación. La más directa es la pérdida por Efecto Joule, que se produce cuando circula corriente por los devanados y conductores, ya que todo conductor tiene una resistencia eléctrica [10]. En forma simple, este fenómeno establece que la potencia disipada en forma de calor (conocida técnicamente como pérdidas en el cobre) es el resultado de la interacción entre la resistencia del conductor por el cuadrado de la intensidad de la corriente que circula por él.

Esto significa que si la corriente aumenta (por mayor carga), el calor no se incrementa de forma mínima, sino que aumenta de manera más marcada porque depende del cuadrado de la corriente. Por esa razón, durante condiciones de carga elevada, se incrementan las temperaturas en los devanados y conexiones internas, así como en el aceite y otras partes del transformador [8].



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



Además de las pérdidas por Joule (pérdidas en el cobre), existen pérdidas en el núcleo magnético y pérdidas adicionales asociadas al flujo de dispersión. Estas pérdidas también se transforman en calor y afectan el equilibrio térmico del transformador. Por eso, cuando el transformador opera con exigencias elevadas o fuera de condición nominal, se pueden presentar aumentos de temperatura en zonas críticas como devanados, conductores internos, conexiones, aislamiento y aceite, lo cual acelera el envejecimiento del sistema aislante y puede aumentar el riesgo de falla [8].

2.6. Gestión del Mantenimiento en transformadores de distribución

Los transformadores de distribución trabajan de forma continua dentro de la red y forman parte de los equipos esenciales en la etapa de distribución [1]. Debido a condiciones reales de carga, ambiente y envejecimiento, pueden presentarse incrementos anormales de temperatura y concentraciones térmicas en zonas específicas, lo que incrementa el riesgo de deterioro y falla si no se atienden a tiempo [8]. Por ello, resulta necesario abordar el mantenimiento como parte de la gestión técnica de los activos, con el propósito de conservar su funcionamiento y sostener la continuidad del servicio eléctrico.

En redes de distribución, donde existen numerosos transformadores dispersos geográficamente, la gestión del mantenimiento requiere organización y planificación. No se trata únicamente de intervenir cuando ocurre una falla, sino de establecer criterios para inspeccionar, priorizar y programar acciones de acuerdo con el estado y la importancia del equipo [1].

2.6.1. Mantenimiento Correctivo, Preventivo y Predictivo

En los sistemas de distribución, el mantenimiento se entiende como el conjunto de acciones orientadas a conservar los equipos operando en condiciones seguras y eficientes, evitando que su desempeño se degrade con el tiempo [1]. En este contexto, se suele clasificar el mantenimiento en correctivo, preventivo y predictivo, porque cada uno responde a momentos distintos del “ciclo” de una falla: después de que ocurre, antes de que ocurra por calendario/experiencia, o antes de que ocurra por condición/medición [1, 2].



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



Mantenimiento correctivo: se aplica cuando la falla ya se presentó; su lógica se basa en restaurar el funcionamiento del equipo mediante reparación o reemplazo de componentes afectados [1, 2].. En transformadores de distribución, este enfoque suele asociarse a eventos que obligan a actuar de inmediato (por ejemplo, desconexión del equipo, daños visibles o comportamiento anormal que ya impide operar). Su limitación principal es que no permite anticiparse: se depende de que el fallo ocurra para intervenir, lo cual puede generar salidas no planificadas y trabajos de urgencia [1].

- **Mantenimiento preventivo:** Se busca reducir la probabilidad de falla mediante actividades programadas (inspecciones, limpieza, ajustes, revisión de componentes, entre otras), definidas por períodos o criterios establecidos [1]. En otras palabras, se interviene “antes” de que ocurra una avería, apoyándose en recomendaciones del fabricante, estadísticas de operación y la experiencia acumulada [1]; sin embargo, puede llevar a intervenir equipos que todavía se encuentran en buen estado si la planificación no considera su condición real.
- **Mantenimiento predictivo:** Se basa en inspecciones y mediciones para conocer la condición real del equipo y anticipar fallas, de modo que las intervenciones se realicen cuando existan indicios de deterioro y no únicamente por calendario [1, 2]. Este enfoque se apoya en el seguimiento de parámetros operativos (por ejemplo, variables eléctricas y térmicas), y su objetivo es adelantarse a la aparición de fallas con información obtenida durante la operación normal o mediante pruebas de condición [1, 2].

2.6.2. Mantenimiento predictivo y termografía.

En equipos de distribución, muchas condiciones anómalas se reflejan primero como incrementos de temperatura en zonas específicas, debido a esfuerzos de carga, pérdidas internas o problemas en conexiones y componentes. Por ello, la evaluación térmica se vuelve un apoyo útil dentro del mantenimiento predictivo, ya que permite reconocer anomalías respecto a una condición normal y orientar acciones antes de que el daño avance [2].



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



En este sentido, la termografía se integra de forma natural con el mantenimiento predictivo porque facilita la detección temprana de anomalías térmicas durante la operación del equipo, aportando evidencia para priorizar inspecciones, programar intervenciones y reducir la probabilidad de fallas inesperadas, sin depender únicamente de calendarios fijos[2, 5].

2.6.3. Beneficios que tiene el mantenimiento predictivo con la termografía

Al identificar temperaturas fuera de lo normal en los sistemas eléctricos de potencia, se pueden evitar paradas no planificadas que afectan de forma directa la continuidad del suministro [10, 12].

Entre las principales ventajas de esta tecnología se pueden mencionar las siguientes:

- Inspección sin interrupciones: El análisis térmico puede realizarse sin detener la operación del sistema eléctrico. Esto permite evaluar a los transformadores trabajando con su carga normal, que es cuando suelen aparecer las anomalías térmicas[2, 10].
- Ubicación clara del problema: Facilita encontrar con precisión las zonas calientes y registrar las temperaturas en puntos críticos como terminales, bushings y protecciones, donde normalmente se concentran calentamientos cuando pueden existir conexiones deficientes y se presenta el efecto Joule [5, 10]
- Mayor seguridad en campo: Reduce el riesgo para el personal, ya que la medición se realiza a distancia y no requiere contacto directo con equipos energizados[10].
- Mejor uso de tiempo y recursos: Al localizar el punto exacto de la posible falla, se evitan trabajos de emergencia y se pueden organizar las intervenciones con mayor rapidez, llevando los repuestos y herramientas necesarias de forma más precisa [12].
- Protección del equipo y vida útil: Permite intervenir solo en los equipos que realmente presentan riesgo, reduciendo el deterioro acelerado del papel aislante y del aceite dieléctrico, lo que contribuye a prolongar la vida útil del transformador[8, 12]



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



- Seguimiento del mantenimiento: Ayuda a comprobar si la reparación fue efectiva, comparando las imágenes térmicas tomadas antes y después de la intervención, lo que sirve como respaldo técnico del trabajo realizado [2, 5].

2.7. Tecnologías de Monitoreo Térmico

Para garantizar la integridad operativa de los transformadores de distribución, es fundamental realizar un análisis crítico de las diversas tecnologías de monitoreo térmico disponibles en la industria. La elección de la técnica adecuada no solo depende de la precisión de la medida, sino de su viabilidad económica, facilidad de implementación en campo y la capacidad de inspección masiva sin afectar la continuidad del servicio.[12]

2.7.1. Sistemas de Monitoreo de Condición Térmica

Esta tecnología consiste en la estimación indirecta de la temperatura interna mediante algoritmos que procesan variables externas como la carga, la temperatura ambiente y las características de diseño del equipo. Se emplean técnicas de regresión, como los vectores de soporte, para predecir el comportamiento térmico del punto caliente bajo diferentes escenarios operativos [3]. Aunque es una herramienta valiosa para el análisis teórico, su precisión depende de la veracidad de los datos de carga históricos y modelos térmicos dinámicos, los cuales pueden presentar anomalías significativas si el transformador ha sufrido degradación por envejecimiento o condiciones ambientales extremas[3, 8].

2.7.2. Sensores de contacto e instrumentación interna

Este método se basa en la instalación de termopares o sensores de fibra óptica directamente en los devanados o en el aceite dieléctrico del transformador. Si bien proporcionan una medición exacta de la temperatura del punto más caliente (hot-spot), su implementación requiere la desenergización del equipo y modificaciones mecánicas en el tanque [11]. Debido a su naturaleza intrusiva y al elevado costo de instalación por unidad, su uso se restringe a transformadores de gran potencia en subestaciones, resultando poco práctico para el monitoreo masivo de un parque de transformadores de distribución disperso[1].



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



2.7.3. Sistemas de monitoreo remoto basados en IoT y Telemetría

Las tecnologías basadas en el Internet de las Cosas (IoT) permiten la recolección de parámetros eléctricos y térmicos en tiempo real mediante nodos sensores instalados en cada transformador. Aunque estos sistemas ofrecen una supervisión continua, su implementación a gran escala en redes de distribución se ve limitada por el alto costo de adquisición de los módulos de comunicación y la necesidad de una infraestructura de red robusta (4G/5G) que no siempre está disponible en las zonas rurales de la concesión [13].

Además, estos dispositivos requieren su propio programa de mantenimiento y calibración, lo que incrementa la complejidad logística para la empresa[13].

2.7.4. Termografía Infrarroja Terrestre

La termografía infrarroja terrestre se define como una técnica de inspección que emplea cámaras térmicas portátiles, operadas directamente por el personal técnico desde el nivel del suelo. A diferencia de la inspección mediante Vehículos Aéreos No Tripulados (UAV), que si bien ofrece mayor rapidez en la evaluación de redes de transmisión[4], puede presentar ciertas limitaciones, asociadas principalmente al elevado costo del equipamiento, la necesidad de personal especializado para la operación y pilotaje, así como a las restricciones impuestas por las condiciones ambientales en entornos urbanos y la autonomía limitada de las baterías[4, 12].

Se elige la termografía terrestre por las siguientes razones técnicas:

- **Precisión y versatilidad:** Permite al técnico realizar capturas desde múltiples ángulos y distancias cortas, asegurando que componentes pequeños como terminales o pernos en "U" sean analizados con total claridad [5, 10].
- **Viabilidad económica:** Requiere una inversión significativamente menor en comparación con los sistemas de monitoreo IoT o el despliegue de aeronaves no tripuladas, garantizando la sostenibilidad financiera del plan de mantenimiento[12, 13].
- **Agilidad operativa:** Al no depender de planes de vuelo, condiciones de conectividad de datos o infraestructuras de comunicación complejas, la cámara



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



térmica manual permite una inspección inmediata en cualquier punto geográfico de la concesión[2, 10].

- Capacidad de diagnóstico en sitio: Facilita que el técnico identifique la severidad de la falla en el momento de la inspección, permitiendo una toma de decisiones ágil sobre la urgencia de la intervención[10, 12].

2.8. Termografía

La termografía infrarroja se basa en la radiación que emiten los cuerpos como consecuencia de su temperatura. En equipos eléctricos en operación, esta técnica permite observar la distribución térmica superficial y reconocer patrones de calentamiento asociados al funcionamiento normal o a condiciones anómalas. Por ello, antes de interpretar un termograma, es necesario comprender los factores físicos que influyen en la medición y que pueden alterar el valor de temperatura mostrado.[10]

En inspecciones de redes y equipos energizados, la medición no depende únicamente del “calor real” del punto observado, sino también de características de la superficie (cómo emite radiación) y del entorno (viento, radiación solar y reflejos). Si estos parámetros no se consideran, se pueden obtener lecturas que conduzcan a interpretaciones erróneas o a la sobre o subestimación de la severidad de un posible punto caliente[10, 11].

2.8.1. Fundamentos Físicos de la Termografía

Las cámaras termográficas no miden temperatura de forma directa; registran la radiación infrarroja que llega al sensor y, a partir de esa radiación, estiman la temperatura superficial. En esa relación aparece la emisividad (ϵ), que representa la capacidad de una superficie para emitir radiación y toma valores entre 0 y 1. En la práctica, muchos materiales usados en sistemas eléctricos (aislantes, superficies pintadas o con suciedad) presentan emisividades altas cercanas a 0,95, lo que favorece una medición más estable; sin embargo, en superficies metálicas pulidas la emisividad puede ser baja (por ejemplo, cobre pulido), y si no se ajusta el valor en la cámara o en el software, la temperatura mostrada puede no representar adecuadamente la condición real del punto evaluado [10].



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



Otro aspecto importante es la influencia del entorno. La cámara recibe radiación emitida por el objeto, pero también puede recibir radiación del ambiente que se refleja en la superficie, especialmente cuando existen superficies brillantes o cuando hay incidencia solar. Por esta razón, en termografía se considera la temperatura de fondo o del entorno (temperatura reflejada), parámetro que se utiliza para compensar el efecto de la radiación del ambiente reflejada en el objeto. Este ajuste ayuda a reducir errores y a interpretar con más criterio si el calentamiento observado corresponde a un defecto real o a un efecto de reflexión [10].

2.8.2. Influencia de Variables Ambientales

En inspecciones al exterior, las condiciones ambientales pueden modificar la temperatura superficial observada. El viento incrementa la transferencia de calor por convección y puede reducir la temperatura aparente de un punto crítico, enmascarando problemas que podrían ser graves. Por ello, se recomienda evitar inspecciones termográficas cuando la velocidad del viento es alta, ya que puede disminuir la temperatura del punto caliente y afectar la detección del problema [10].

De forma similar, la radiación solar puede generar lecturas engañosas por reflejos o por calentamiento superficial localizado. Un criterio práctico para distinguir un reflejo de un punto caliente real es capturar termogramas desde distintos ángulos: si el “punto caliente” cambia o desaparece al variar el ángulo de observación, es probable que se trate de un reflejo y no de una anomalía térmica del componente. Además, se reconoce que variables como la temperatura ambiente, la lluvia, el viento y la radiación solar influyen en la precisión de los resultados, por lo que deben considerarse en el procedimiento de inspección y en el registro de datos de campo [10, 11].

2.9. Métodos de Identificación de Puntos Calientes

La identificación de una anomalía térmica en un transformador de distribución debe realizarse mediante procedimientos estandarizados que permitan distinguir entre una condición normal de operación y una falla inminente. La aplicación de estos métodos



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



garantiza que el diagnóstico no sea subjetivo y se fundamente en la comparación técnica de datos térmicos [10].

- Método de Comparación entre Fases (Fase a Fase): Consiste en evaluar simultáneamente componentes similares de las fases que operan bajo la misma carga y condiciones ambientales. Una diferencia notable de temperatura entre una fase y las restantes indica anomalías críticas como conexiones flojas o desequilibrios de carga[10, 12].
- Método de Diferencial Térmico (ΔT): Se basa en determinar el diferencial entre la temperatura del componente y la temperatura del aire circundante (ambiente). Este método es fundamental para localizar problemas que apenas están comenzando y que no se ven a simple vista. Gracias a esto, se puede calcular la urgencia de la reparación, aunque el equipo no esté funcionando a su máxima capacidad de carga[5, 11].
- Método de Análisis de Tendencia: Este procedimiento implica la comparación de los termogramas actuales con registros históricos del mismo activo o con futuros registros. Permite detectar el incremento progresivo de la firma térmica debido al envejecimiento o la degradación de los materiales, anticipando la falla antes de que se alcancen límites críticos[2, 8].
- Método Cuantitativo Absoluto (Máximos Admisibles): Se fundamenta en la comparación de los valores medidos frente a límites de temperatura predefinidos por normativas internacionales. El técnico valida si la temperatura del componente supera los umbrales máximos permitidos para su clase de aislamiento o tipo de material, estableciendo un criterio de aprobación o rechazo inmediato[8, 11].
- Método de Procesamiento mediante Inteligencia Artificial: Utiliza algoritmos de Deep Learning para el análisis, ubicación y clasificación automatizada de imágenes térmicas. Este método procesa patrones de calor complejos para identificar automáticamente fallas en el tanque o en el sistema de refrigeración, eliminando la variabilidad de la interpretación humana[14].



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



2.10. Marco Normativo para la Evaluación Térmica

Las normas técnicas representan el conjunto de criterios, métodos y límites consensuados por expertos a nivel global para garantizar la seguridad, confiabilidad y continuidad de los sistemas de potencia. La adopción de una normativa específica dentro de un plan de mantenimiento predictivo proporciona un respaldo legal y técnico que elimina la subjetividad en el diagnóstico, permitiendo que las decisiones de intervención se basen en datos estadísticamente validados y no en criterios aislados del operador [15, 16]

2.10.1. Norma ANSI/NETA ATS-2025

Esta normativa es emitida por la ANSI (American National Standards Institute / Instituto Nacional Estadounidense de Estándares) y la NETA (InterNational Electrical Testing Association / Asociación Internacional de Pruebas Eléctricas), específicamente bajo las siglas ATS (Acceptance Testing Specifications / Especificaciones de Pruebas de Aceptación). Es una referencia ampliamente utilizada en cuanto a procedimientos de prueba para equipos de potencia, proporcionando tablas de severidad térmica (ΔT) extremadamente específicas, dividiendo las fallas en niveles de urgencia inmediata basándose en el diferencial de temperatura sobre el ambiente o componentes similares, garantizando que el equipo evaluado sea apto para continuar en servicio bajo estándares de confiabilidad internacionales[11]

2.10.2. Norma NFPA 70B

Esta normativa es emitida por la NFPA (National Fire Protection Association / Asociación Nacional de Protección contra el Fuego) y se titula Estándar para el Mantenimiento de Equipos Eléctricos. Se enfoca en la gestión integral del riesgo y la seguridad industrial, estableciendo la frecuencia y los protocolos de inspección termográfica necesarios para prevenir incendios y paradas no programadas en sistemas eléctricos. Es una normativa de carácter preventivo que prioriza la continuidad del servicio y la protección de la vida humana, integrando los hallazgos térmicos dentro de un programa de mantenimiento basado en la criticidad de cada activo de la red[17].



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



2.10.3. Norma ASTM E1934

Esta normativa es emitida por la ASTM (American Society for Testing and Materials / Sociedad Estadounidense para Pruebas y Materiales), bajo el título de Guía Estándar para el Examen de Equipos Eléctricos y Mecánicos mediante Termografía Infrarroja. A diferencia de otros estándares, su enfoque es estrictamente metodológico, detallando las prácticas recomendadas para el control de variables ambientales, la emisividad y la distancia de captura. Su aplicación es fundamental para minimizar el error técnico durante la inspección de campo, estableciendo que la calidad del diagnóstico depende directamente de la correcta compensación de factores externos antes de clasificar cualquier anomalía[18].

2.10.4. Norma NTE INEN 2111 / IEC 60076-1

Esta normativa, emitida por el INEN (Servicio Ecuatoriano de Normalización), es la adopción oficial del estándar internacional IEC 60076-1 en el país. Representa el marco legal obligatorio en Ecuador para definir cómo deben diseñarse y probarse los transformadores de distribución. Su función principal es establecer los límites máximos de calor permitidos para el aceite y los devanados, asegurando que cualquier falla detectada por termografía se evalúe según los parámetros de fabricación originales del equipo, garantizando así su seguridad y vida útil[19].



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



CAPÍTULO III
MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. Introducción

En el desarrollo de este capítulo se presentan los datos e información correspondientes a los transformadores de distribución, pertenecientes a la muestra seleccionada y delimitada con base en los criterios técnicos que se establecen en este mismo capítulo. Dicha delimitación se realizó en transformadores que presentan posibles condiciones de sobrecarga y la presencia de puntos calientes, por constituir equipos con mayor probabilidad de desarrollar anomalías térmicas.

Asimismo, se describen sus principales características técnicas, que permiten la aplicación de la termografía infrarroja para la detección de puntos calientes y la identificación de anomalías operativas, con el fin de evaluar su condición térmica y determinar la presencia de fallas.

3.2. Metodología

La metodología de este trabajo de grado se estructuró en diferentes fases, las cuales permitieron realizar un análisis adecuado del comportamiento térmico de los transformadores de distribución del área de estudio delimitado en la ciudad de Ibarra. La primera fase se basó en la recopilación y el análisis de información relacionada con el comportamiento térmico de los transformadores de distribución y los métodos de identificación de puntos calientes considerando especialmente el uso de la termografía infrarroja como herramienta de diagnóstico.

Dicha investigación documental se sustentó en fuentes bibliográficas asociadas a la condición térmica de los transformadores, con el propósito de consolidar una base teórica sólida que respalde el desarrollo de estrategias de mantenimiento predictivo aplicadas a transformadores de distribución.

Durante la siguiente fase, se efectuó el análisis de la información de los transformadores con sobrecarga pertenecientes al área de concesión de EMELNORTE S.A., suministrada



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



por el Departamento de ArcGIS de la empresa distribuidora. A partir de estos datos, se procedió a la filtración y selección de los transformadores correspondientes a la ciudad de Ibarra, delimitando así el área de estudio a los equipos con dichas características.

A continuación, se llevó a cabo una inspección termográfica con el apoyo del Departamento de Calidad y Energía de EMELNORTE S.A., con el fin de corroborar la presencia de puntos calientes o anomalías térmicas, así como registrar la información necesaria para el respectivo análisis de resultados.

Posteriormente, la información recolectada fue procesada mediante el análisis de termogramas, apoyado en el uso del software SmartView Classic 4.4, con el fin de obtener los diferenciales térmicos y clasificar el nivel de severidad de los puntos calientes detectados para realizar una reevaluación en los transformadores con mayor severidad con el fin de priorizar aquellos equipos con mayor riesgo de falla y establecer criterios técnicos para su intervención oportuna.

Finalmente, se procedió al diseño de estrategias de mantenimiento predictivo mediante la termografía orientadas a los transformadores de distribución de EMELNORTE S.A. de la ciudad de Ibarra, fundamentadas en los resultados obtenidos, con el propósito de mejorar la gestión del mantenimiento, reducir la probabilidad de fallas inesperadas y garantizar la continuidad del servicio eléctrico.

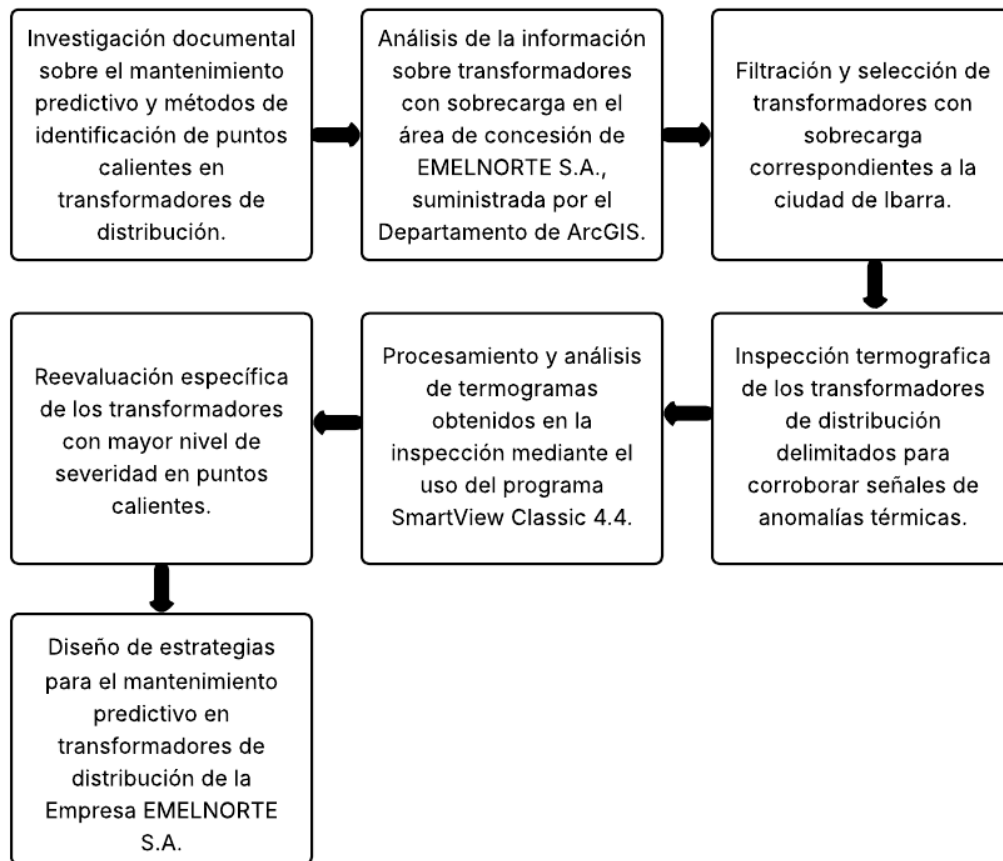


Fig 4: Procedimiento representada en diagrama de bloques.
Fuente: Elaboración propia.

3.3.Criterio técnico de selección de muestra

Para el desarrollo del estudio, se consideró como población a los transformadores del área de concesión de EMELNORTE S.A., seleccionándose como muestra aquellos que operan bajo condiciones de sobrecarga. Esta condición se considera técnicamente relevante porque incrementa el calor generado por la corriente y eleva el esfuerzo térmico de los componentes conductores; adicionalmente, bajo mayor corriente, las pérdidas localizadas por incrementos de resistencia de contacto en conexiones y terminales tienden a manifestarse como puntos calientes detectables por termografía. En este contexto, su análisis permite establecer criterios técnicos de intervención predictiva orientados a prevenir la evolución de estas condiciones hacia fallas funcionales.



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



Finalmente, la muestra fue nuevamente delimitada mediante criterios geográficos, considerando exclusivamente los transformadores de distribución ubicados en la ciudad de Ibarra, provincia de Imbabura, con el propósito de garantizar la viabilidad del desplazamiento en campo, facilitar la ejecución de las inspecciones termográficas y asegurar la operatividad del estudio. Esta delimitación permitió realizar un levantamiento de información más eficiente, asegurando una cobertura adecuada de los equipos seleccionados y la consistencia de los resultados obtenidos.

3.4. Descripción del lugar de estudio

La Empresa Eléctrica Regional Norte S.A., conocida como EMELNORTE S.A., es la principal empresa distribuidora de energía eléctrica en la región norte del Ecuador. Su área de concesión comprende las provincias de Carchi e Imbabura, así como sectores de las provincias de Sucumbíos y Esmeraldas. Dentro de su zona de cobertura, EMELNORTE S.A. dispone de una capacidad instalada total de 514,33 MVA en transformadores monofásicos y trifásicos.

El estudio se centró específicamente en los transformadores de distribución que presentan condiciones de sobrecarga y que se encuentran exclusivamente en la ciudad de Ibarra, provincia de Imbabura. Los sectores considerados abarcan desde Puchago, ubicado al norte de la ciudad, hasta el centro de Ibarra, considerado como el punto más al sur, incluyendo áreas residenciales, comerciales y educativas, tales como el centro de Ibarra, el mercado mayorista, Puchago, El Retorno, La Primavera, Los Ceibos, el sector de La Esperanza y el mercado La Playita, entre otros.

3.4.1. Características técnicas

En la tabla se presentan los transformadores con características de sobrecarga delimitadas previamente. Estos equipos poseen una capacidad instalada total de 425 kVA y suministran energía a un total de 1.395 abonados. Se observa que el transformador N°13185 concentra la mayor cantidad de abonados, mientras que el transformador N°7651 registra 4 abonados, siendo el equipo con la menor cantidad de usuarios.

Tabla 1
Transformadores delimitados en la ciudad de Ibarra.

OBJECT ID	ALIMENTADOR	Nro. TRAF0	POT (kVA)	ABONADOS
20758	ALIM-ALPACHACA 1	7680	15	8
20764	ALIM-ALPACHACA 1	7688	30	160
20806	ALIM-ALPACHACA 1	7697	25	37
22677	ALIM-EL RETORNO 5	12652	15	23
28335	ALIM-SAN AGUSTIN 1	11630	15	78
28778	ALIM-EL RETORNO 2	12087	10	49
28951	ALIM-SAN AGUSTIN 6	13101	38	74
29027	ALIM-EL RETORNO 4	12352	15	99
29030	ALIM-EL RETORNO 4	12312	25	138
29120	ALIM-EL RETORNO 4	12322	15	17
29396	ALIM-AJAVI 1	7186	25	74
29425	ALIM-AJAVI 1	7208	25	67
29761	ALIM-SAN AGUSTIN 7	13185	38	167
29780	ALIM-SAN AGUSTIN 7	13196	25	160
29885	ALIM-SAN AGUSTIN 4	13221	25	103
29911	ALIM-SAN AGUSTIN 4	13298	10	29
30227	ALIM-ALPACHACA 2	13545	10	37
66595	ALIM-SAN AGUSTIN 1	11452	15	38

3.5. Materiales

3.5.1. Cámara termográfica Fluke TiX580

Para el desarrollo de estrategias de mantenimiento predictivo se empleó la cámara de termografía Fluke, modelo TiX580, para la identificación de puntos calientes y el comportamiento térmico de los transformadores de distribución

La cámara termográfica es un equipo de tipo radiométrico, capaz de registrar imágenes térmicas en las que cada píxel contiene información asociada a la temperatura. Su funcionamiento se basa en la detección de la radiación infrarroja emitida por las superficies, generando termogramas que representan la distribución térmica lo que permite al usuario analizar contrastes de temperatura y detectar patrones de calentamiento en los elementos de los transformadores eléctricos.[20]



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



3.5.2. Software SmartView Classic 4.4

SmartView Classic, versión 4.4, es un software de análisis termográfico orientado al tratamiento de imágenes radiométricas. Permite la apertura de termogramas, la aplicación de herramientas de medición (puntos, áreas y perfiles), la obtención de valores máximos y promedios, el ajuste de escalas térmicas para fines comparativos y la documentación de resultados mediante reportes[21].

Dicho programa se empleó para el procesamiento de datos obtenidos durante la inspección termográfica, permitiendo pasar de una interpretación visual del termograma a un análisis cuantitativo basado en valores medibles, necesario para la clasificación el nivel de severidad.

3.5.3. Herramientas geoespaciales (ArcGIS / Geoport)

Las plataformas ArcGIS y el Geoport constituyen herramientas de información geográfica orientadas a la administración de activos en redes eléctricas [23]. Estas herramientas permiten representar la red eléctrica mediante capas temáticas, ubicar transformadores y elementos asociados, así como vincular información técnica de cada activo, incluyendo su identificación, localización y datos operativos disponibles [13]. Asimismo, dichos recursos tecnológicos se emplearon para realizar la trazabilidad de los puntos geográficos, con el fin de realizar la segmentación, organización y análisis de la información recolectada durante el desarrollo del presente trabajo de grado.[22]

3.5.4. Equipo de protección personal (EPP)

Para la ejecución de las inspecciones termográficas orientadas al desarrollo de estrategias de mantenimiento, se empleó el equipo de protección personal (EPP), con el propósito de garantizar la seguridad del personal durante las actividades realizadas en campo sobre infraestructura energizada.

Concebido como un conjunto de elementos de seguridad para trabajos en entornos eléctricos, el EPP permite reducir los riesgos asociados a la manipulación y proximidad de equipos eléctricos, así como al desplazamiento en zonas operativas. De esta manera,



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



su utilización contribuye al cumplimiento de los requerimientos de seguridad operativa y a la prevención de incidentes, especialmente en maniobras efectuadas en cercanía a estructuras de distribución.

3.6. Criterios para la obtención de termogramas

A continuación, se presentan los criterios establecidos en el capítulo II para la obtención de termogramas durante la inspección, los cuales garantizan una correcta representación de los calentamientos y facilitan la identificación de posibles anomalías, contribuyendo al desarrollo de estrategias de mantenimiento preventivo.

3.6.1. Condición de carga

Se requiere que los transformadores operen con una carga mínima del 40% al momento de la inspección termográfica, ya que es necesario contar con un nivel de corriente representativo que permita detectar calentamientos anormales por efecto Joule. A cargas reducidas, el aumento térmico puede ser insuficiente, y un defecto real podría no manifestarse con claridad, lo que incrementa el riesgo de subestimar la severidad.

3.6.2. La velocidad del viento

Las inspecciones terrestres se deben ejecutar preferentemente con velocidades de viento inferiores a 16 km/h (4,4 m/s). Un viento elevado incrementa el enfriamiento por convección, reduce la temperatura superficial aparente y puede enmascarar un punto caliente, especialmente en conexiones y superficies expuestas. Por ello, cuando el viento es perceptible o variable, se registra como condición de inspección y se considera como factor de incertidumbre al interpretar el ΔT observado.

3.6.3. La distancia y el ángulo de visión

Debe tomarse en cuenta la distancia aproximada al activo y el ángulo de observación, debido a que ambos influyen en la resolución del componente inspeccionado, en el enfoque y en la probabilidad de captar radiación reflejada. Como criterio operativo, se adopta un ángulo entre 45° y 60°, evitando capturas perpendiculares cuando exista



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



radiación solar directa, para reducir el error por reflexión y mejorar la consistencia entre termogramas.

3.6.4. Emisividad

La cámara termográfica estima temperatura superficial a partir de radiación infrarroja; por tanto, la emisividad del material es un parámetro determinante para la validez de la lectura. Un ajuste inadecuado de ϵ puede generar errores sistemáticos en la temperatura calculada y afectar directamente el ΔT , especialmente al comparar componentes o inspecciones realizadas en diferentes días.

Para la inspección se configura un valor de $\epsilon = 0,95$, representativo para superficies aislantes y no metálicas presentes en componentes del transformador (por ejemplo, porcelana de bushings), con el objetivo de mantener consistencia entre capturas y reducir variabilidad por configuración.

3.6.5. Condiciones climáticas

Se consideran condiciones como lluvia, neblina y alta humedad por su influencia en la calidad de captura y en la confiabilidad del resultado, tanto por efectos sobre el entorno (variación de la transferencia de calor superficial, atenuación de la radiación infrarroja y cambios en la superficie). Estas condiciones se registran en cada levantamiento, ya que permiten contextualizar el termograma y explicar posibles variaciones del ΔT no asociadas a un defecto del componente.

3.7. Procedimiento para inspección técnica con termografía.

Es importante mencionar, que la diferencia de temperatura (ΔT) está directamente relacionada con las pérdidas por efecto Joule, las cuales aumentan con el cuadrado de la corriente. Bajo condiciones de sobrecarga, estas pérdidas se incrementan, elevando la temperatura de los conductores y generando puntos calientes. Por ello, la inspección termográfica de la muestra seleccionada constituye una herramienta clave para el mantenimiento predictivo.



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



En la inspección se prioriza la comparación entre componentes similares, por ejemplo, bushings o terminales equivalentes, debido a que, bajo condiciones de carga comparables se espera un comportamiento térmico semejante. Cuando se evidencia una diferencia de temperatura (ΔT) significativa entre elementos equivalentes se puede asociar a una condición anómala local, como un posible incremento de la resistencia de contacto en conexiones o puntos de unión, por reapriete deficiente, contaminación, oxidación o degradación del punto de contacto. En estos casos, la corriente que circula por el conductor disipa mayor energía en forma de calor en el punto afectado, manifestándose como un punto caliente detectable en el termograma.

Para la realización de dicha inspección termográfica destinada a la obtención de imágenes termográficas, llamadas termogramas, se ejecuta una serie de actividades secuenciales, guiadas por personal capacitado en la toma y recolección de datos termográficos de EMELNORTE S.A., las cuales se presentan a continuación:

- Se programa la ruta de inspección de manera que todos los transformadores incluidos en la lista sean revisados durante el recorrido. Esta planificación asegura que cada equipo sea inspeccionado sistemáticamente, permitiendo la obtención de termogramas completos y representativos para el análisis de posibles anomalías térmicas.
- Se realiza la calibración de los parámetros requeridos por la cámara termográfica, tomando en cuenta las condiciones ambientales presentes durante la inspección. Esta calibración asegura que las mediciones sean precisas y consistentes.
- Durante la inspección, se debe verificar el cumplimiento de las normas de seguridad, para que el personal opere bajo condiciones seguras y utilice el equipo de protección personal adecuado.
- El personal capacitado lleva a cabo la inspección y genera termogramas de los transformadores para su posterior análisis.

3.7.1. Parámetros para la obtención de termogramas

La inspección termográfica se realizó en el mes de enero de 2026, a partir de las 19:00 horas, horario considerado dentro del periodo de mayor consumo energético en el país. Bajo este contexto, se tomaron en cuenta los siguientes parámetros obtenidos mediante plataformas tecnológicas de información meteorológica, consultadas según la ubicación y hora de la inspección:

- Emisividad del 0.93 siendo 1 el punto máximo.
- Temperatura ambiente entre los 20°C y 18°C
- Humedad relativa entre los 82%
- Velocidad del viento de 7.2 km/h

Dichos valores se registran debido a su influencia en la disipación térmica del equipo; en especial, el viento incrementa la convección y puede reducir la temperatura aparente, por lo que el ΔT respecto al ambiente debe interpretarse con criterio técnico. Como parte del procedimiento, se registraron los termogramas de los transformadores, que documentan las condiciones térmicas durante la inspección.



Fig 5: Ejemplo de Termografía previo a análisis.



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



3.8. Criterios para el análisis de termogramas

Previo al desarrollo de estrategias de mantenimiento predictivo, se realiza el análisis de los termogramas obtenidos, los cuales se analizan basándose en varios criterios técnicos, teniendo en cuenta factores ambientales, de carga, entre otros.

3.8.1 Severidad según ΔT (ΔT)

Para el análisis del nivel de severidad de los puntos calientes en los transformadores, se establecen rangos de criticidad según la diferencia de temperatura (ΔT), conforme a lo indicado en la norma ANSI/NETA ATS-2025. La norma contempla dos criterios de evaluación, la comparación entre componentes similares bajo condiciones de carga comparable (ΔT_{ref}) y la comparación entre el componente evaluado y la temperatura ambiente (ΔT_{amb}).

En el presente estudio se prioriza el criterio entre componentes similares bajo condiciones de carga comparable, debido a que ofrece mayor consistencia para inspecciones en campo. Al comparar elementos equivalentes, por ejemplo, bushings o terminales comparables se reduce la influencia de variables externas como viento, radiación solar, ángulo de visión, distancia y ajustes de emisividad, ya que dichos factores afectan de forma semejante a ambos componentes. En consecuencia, el diferencial obtenido representa con mayor probabilidad una asimetría térmica asociada al componente, por ejemplo, pérdidas localizadas en conexiones o resistencia de contacto elevada. Por su parte, la comparación entre el componente evaluado y la temperatura ambiente se utiliza como complemento cuando no existe un componente equivalente para comparación o cuando el calentamiento es generalizado en el tanque, considerando que su interpretación es más sensible a las condiciones ambientales y a la representatividad del valor de temperatura ambiente registrado.

Con base en estos criterios, en la Tabla 2 se presenta la clasificación de severidad adoptada y la acción recomendada para cada rango de ΔT .

Tabla 2
Clasificación del nivel de severidad térmica en función del diferencial de temperatura ΔT .
Adaptada de la norma ANSI/NETA [11]

Grado de severidad	ΔT por comparación entre componentes similares bajo carga similar	ΔT por comparación componente – temperatura ambiente	Acción recomendada
0	$< 1\text{ }^{\circ}\text{C}$	$< 1\text{ }^{\circ}\text{C}$	Condición normal
1	$1\text{ }^{\circ}\text{C} - 3\text{ }^{\circ}\text{C}$	$1\text{ }^{\circ}\text{C} - 10\text{ }^{\circ}\text{C}$	Monitorear a largo plazo.
2	$4\text{ }^{\circ}\text{C} - 15\text{ }^{\circ}\text{C}$	$11\text{ }^{\circ}\text{C} - 20\text{ }^{\circ}\text{C}$	Reparar en la próxima parada
3	—	$21\text{ }^{\circ}\text{C} - 40\text{ }^{\circ}\text{C}$	Reparar tan pronto como sea posible
4	$> 15\text{ }^{\circ}\text{C}$	$> 40\text{ }^{\circ}\text{C}$	Reparar inmediatamente

La clasificación presentada se basó en los criterios de severidad térmica establecidos por la norma ANSI/NETA para inspecciones termográficas, considerando los dos enfoques de evaluación: comparación entre componentes similares bajo carga comparable y comparación componente temperatura ambiente. En este estudio se incorporó el grado de severidad 0 para diferenciales de temperatura inferiores al umbral mínimo, con el fin de registrar explícitamente condiciones normales sin anomalías detectables. Adicionalmente, la tabla se adaptó al contexto operativo del programa de mantenimiento al asociar cada rango con una acción recomendada; los umbrales de ΔT se mantuvieron conforme al modelo normativo utilizado.



CAPITULO IV

RESULTADOS Y ANÁLISIS

En este capítulo se presenta el análisis de los termogramas obtenidos en la inspección técnica; este análisis se realizó mediante el uso del software SmartView Classic, considerando cada parámetro relevante y clasificando los resultados según la severidad de los puntos calientes identificados.

A partir de esta evaluación se establecen estrategias de mantenimiento predictivo basadas en la termografía, las cuales contribuyen a la vida útil de los transformadores y garantiza el servicio continuo hacia los consumidores.

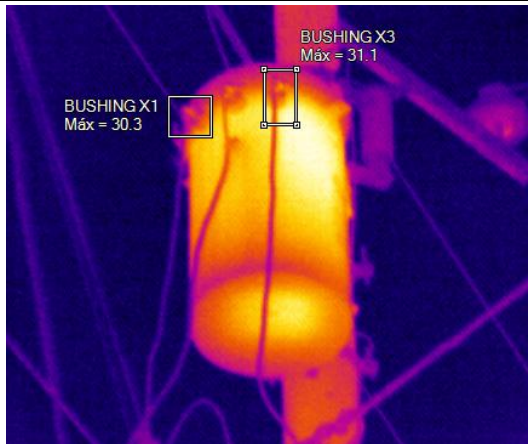

4.1. Análisis de termogramas.

Durante el análisis de los termogramas, se realizó la priorización de criterios para clasificar el grado de severidad de los transformadores, en función de las condiciones ambientales y térmicas registradas. Asimismo, se presentan ejemplos representativos de cada termograma, junto con su respectivo análisis.

4.1.1. Análisis aplicando el criterio de comparación entre componentes similares bajo carga similar

Se presentan dos casos representativos en los cuales se llevó a cabo el análisis térmico, aplicando el criterio de comparación entre componentes similares que operan bajo condiciones de carga semejantes.

Tabla 3
Análisis de resultados de la inspección termográfica del transformador N°13298

FICHA TÉCNICA DE INSPECCIÓN							
OBJET ID:	29911	Nro DE TRAF0:	13298	HORA DE INSPECCION:	19:01	POT(KVA):	10
EMISIVIDAD:	0,93						
FECHA DE INSPECCION:	21/01/2026		HORA DE INSPECCION:		ALIM-SAN AGUSTIN 4		
IMAGEN TÉRMICA			IMAGEN DE CAMPO				
							
ANÁLISIS TERMICO							
ANOMALIA:	NO	TEMPERATURA MAXIMA (C°):	31,1	TEMPERATURA AMBIENTE (C°):	-		
		TEMPERATURA REFERENCIA(C°):	30,3	ΔT CON TEMPERATURA AMBIENTE (°C):	-		
		ΔT CON REFERENCIA (°C):	0,8				
GRADO DE SEVERIDAD	0	ACCION A TOMAR:	CONDICIÓN NORMAL				

En el análisis del transformador presentados en la Tabla 3, se aplicó el criterio de comparación entre componentes similares a los terminales de baja tensión X1 y X3, dado que ambos corresponden a conductores activos, mientras que el borne central se asocia al neutro. Como resultado, se obtuvo una diferencia de temperatura de $\Delta T = 0,8 \text{ }^\circ\text{C}$, valor que no supera el umbral mínimo de $1 \text{ }^\circ\text{C}$ establecido para la identificación de una posible deficiencia; por lo tanto, no se considera dentro de la tabla de clasificación del nivel de severidad basada en ΔT .



REPÚBLICA DEL ECUADOR


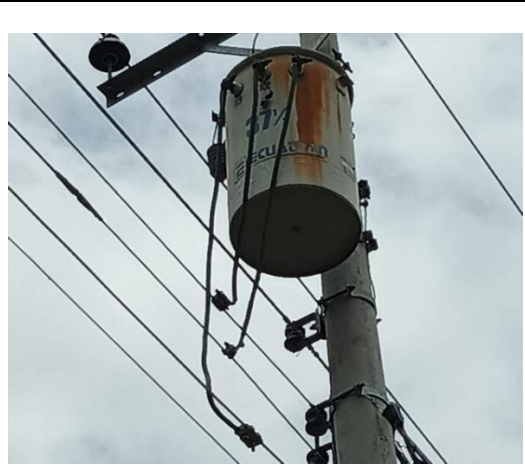
UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



En consecuencia, al evidenciarse un comportamiento térmico homogéneo entre componentes equivalentes y la ausencia de indicios de calentamiento localizado, el transformador analizado se categoriza en condición normal, sin presencia de anomalías térmicas. Por ello, no se requieren acciones correctivas inmediatas, manteniéndose únicamente dentro del seguimiento rutinario del programa de inspección.

Si en inspecciones futuras, ejecutadas bajo condiciones comparables de captura y operación, se mantiene un diferencial térmico de este orden entre elementos equivalentes, el comportamiento se considera estable y el componente no evidencia tendencia de asimetría térmica. En cambio, un incremento progresivo del ΔT entre terminales equivalentes constituiría un indicio temprano de desviación térmica en el punto más caliente, justificando su reclasificación por severidad y el ajuste de prioridad dentro del plan de mantenimiento.

Tabla 4
Análisis de resultados de la inspección termográfica del transformador N°13101

FICHA TÉCNICA DE INSPECCIÓN							
OBJET ID:	28951	Nro DE TRAFO:	13101	HORA DE INSPECCIÓN:	20:04	POT(KVA):	38
EMISIVIDAD	0,93						
FECHA DE INSPECCION:	23/01/2026		ALIMENTADOR:		ALIM-SAN AGUSTIN 6		
IMAGEN TÉRMICA			IMAGEN DE CAMPO				
							
ANÁLISIS TÉRMICO							
ANOMALIA:	SI	TEMPERATURA MÁXIMA (C°):	43,6	TEMPERATURA AMBIENTE (C°):	-		
		TEMPERATURA REFERENCIA(C°):	21,4	ΔT CON TEMPERATURA AMBIENTE (C°):	-		
		ΔT CON REFERENCIA (C°):	22,2				
GRADO DE SEVERIDAD	4	ACCION A TOMAR:	REPARAR INMEDIATAMENTE				

La Tabla 4, muestra un nuevo caso de estudio, en el cual se realiza el análisis térmico mediante la aplicación del criterio de comparación entre componentes similares. A diferencia del ejemplo anterior (condición normal), en este registro se evidencia un desbalance térmico marcado entre dos conexiones equivalentes del secundario.

En la imagen termográfica se registró una temperatura máxima de $T_{max} = 43,6 \text{ }^\circ\text{C}$ en la conexión X3 y una temperatura de referencia de $T_{ref} = 21,4 \text{ }^\circ\text{C}$ en la conexión X1, obteniéndose una diferencia térmica de $\Delta T = 22,2 \text{ }^\circ\text{C}$. Este incremento de temperatura



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



entre componentes similares es indicativo de una deficiencia térmica significativa, generalmente asociada a un aumento de la resistencia en el punto de contacto, producto de conexiones flojas, deterioradas o con deficiencias en el ajuste.

Se clasifica el transformador dentro del nivel 4 de la tabla de clasificación, debido a que ΔT tiene un valor superior a 15 °C entre componentes. En consecuencia, la acción recomendada por el grado de severidad es la intervención correctiva inmediata, con el fin de prevenir posibles interrupciones en el suministro eléctrico.

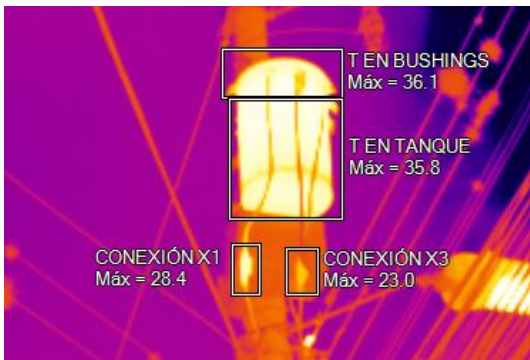

Si esta asimetría térmica persiste durante la operación, el punto más caliente continuará sometido a un estrés térmico superior al del componente equivalente, lo que incrementa la probabilidad de degradación acelerada del punto de conexión y de evolución hacia una condición operativa más crítica. Por ello, además de la corrección inmediata, resulta pertinente una verificación termográfica posterior para confirmar que el patrón se normalizó y que el ΔT retornó a valores compatibles con simetría térmica entre conexiones equivalentes.

4.1.2. Análisis aplicando el criterio de ambiente-aire

Además del criterio de segmentos similares, en esta investigación utiliza el criterio de temperatura ambiente, particularmente en situaciones donde no existen elementos equivalentes para contrastar dentro del mismo equipo, o cuando se observa un incremento térmico generalizado, por ejemplo, calentamiento distribuido en el tanque, donde la comparación entre bornes o componentes similares deja de ser representativa.

A continuación, se presentan ejemplos de termogramas analizados mediante el criterio de temperatura ambiente y se exponen sus resultados.

Tabla 5
Análisis de resultados de la inspección termográfica del transformador N°7697

FICHA TÉCNICA DE INSPECCIÓN							
OBJET ID:	20806	Nro DE TRAF0:	7697	HORA DE INSPECCIÓN	19:44	POT(KVA):	25
EMISIVIDAD	0,93						
FECHA DE INSPECCION:	21/01/2026		ALIMENTADOR:		ALIM-ALPACHACA 1		
IMAGEN TÉRMICA				IMAGEN DE CAMPO			
							
ANÁLISIS TERMICO							
ANOMALIA:	SI	TEMPERATURA MAXIMA (C°):	36,1	TEMPERATURA AMBIENTE (C°):	20		
		TEMPERATURA REFERENCIA(C°):	-	ΔT CON TEMPERATURA AMBIENTE (°C):	16,1		
		ΔT CON REFERENCIA (°C):	-				
GRADO DE SEVERIDAD	2	ACCION A TOMAR:	REPARAR EN LA PRÓXIMA PARADA				

La obtención del termograma de la Tabla 5, se realizó el 21 de enero de 2026, bajo los parámetros establecidos en la Sección 3.6.1. En la imagen se observan valores de 36,1 °C en los bushings y 35,8 °C sobre el tanque del transformador, lo que evidencia una condición térmica distribuida, caracterizada por valores prácticamente constantes.

No obstante, se identifica un comportamiento térmico predominante en el tanque con respecto al ambiente, lo que permite aplicar el criterio de evaluación basado en la comparación entre la temperatura máxima del equipo y la temperatura ambiente, con el fin de clasificar el nivel de severidad conforme a los rangos establecidos para la inspección termográfica.



REPÚBLICA DEL ECUADOR

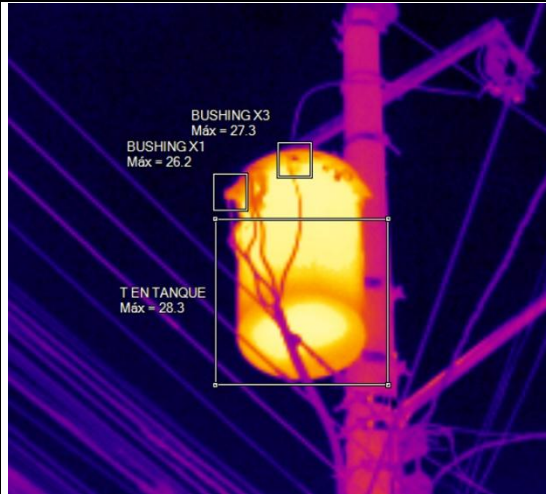

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



Al contrastar $T_{max} = 36.1^{\circ}C$ con la temperatura del aire ambiente registrada durante la inspección $T_{amb} = 20^{\circ}C$, se determina un incremento térmico de $\Delta T_{amb} = 16,1^{\circ}C$. De acuerdo con la tabla de severidad por ΔT respecto al criterio por ambiente-aire adoptada en esta investigación, el valor obtenido corresponde a Severidad 2, por lo que la acción recomendada es realizar la corrección en la próxima parada programada [10].

Si el diferencial respecto al ambiente permanece en este rango y el patrón térmico continúa siendo generalizado sin concentraciones localizadas, el hallazgo se mantiene como condición controlada mediante seguimiento. Sin embargo, un aumento del ΔT_{amb} o la aparición de un patrón más concentrado en un componente específico, por ejemplo, una conexión o terminal, implicaría un incremento del riesgo térmico y justificaría reclasificación por severidad y priorización de intervención; en ese caso, la comparación entre componentes equivalentes (ΔT_{sim}) permitiría confirmar con mayor robustez la presencia de una asimetría térmica real.

Tabla 6
Análisis de resultados de la inspección termográfica del transformador N°11630

FICHA TÉCNICA DE INSPECCIÓN							
OBJET ID:	28335	Nro DE TRAF0:	11630	HORA DE INSPECCIÓN	19:24	POT(KVA):	15
EMISIVIDAD	0,93						
FECHA DE INSPECCION:	23/01/2026		ALIMENTADOR:		ALIM-SAN AGUSTIN 1		
IMAGEN TÉRMICA				IMAGEN DE CAMPO			
							
ANÁLISIS TERMICO							
ANOMALIA:	SI	TEMPERATURA MAXIMA (C°):	27,3	TEMPERATURA AMBIENTE (C°):	19		
		TEMPERATURA REFERENCIA(C°):	-	ΔT CON TEMPERATURA AMBIENTE (°C):	8.3		
		ΔT CON REFERENCIA (°C):	-				
GRADO DE SEVERIDAD	1	ACCION A TOMAR:	MONITOREAR A LARGO PLAZO				

Se presenta otro caso de estudio, en el que se evalúa el transformador mediante el criterio de comparación entre componentes similares y, como verificación complementaria, el criterio temperatura ambiente.

En el análisis realizado para el transformador de la Tabla 6, da resultado que la zona de mayor temperatura del tanque (26,5 °C) y al contrastarla con la temperatura ambiente (19°C) aplicando dicho criterio, se verificó la existencia de un posible incremento térmico generalizado. Bajo este análisis, el valor de ΔT respecto al ambiente se mantiene dentro



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



del rango correspondiente a Severidad 1; por lo tanto, no se considera una condición crítica ni se requiere una intervención inmediata. No obstante, se recomienda mantener un monitoreo periódico a largo plazo, con el fin de verificar la estabilidad del comportamiento térmico del transformador.

Si este incremento térmico respecto al ambiente se mantiene en inspecciones posteriores bajo condiciones comparables (carga y entorno similares), el hallazgo dejaría de ser un evento puntual y pasaría a representar una condición térmica sostenida del activo, con posibilidad de intensificarse ante mayores exigencias de operación. En ese escenario, el riesgo térmico del componente aumentaría y la condición podría escalar a rangos de mayor severidad, por lo que la intervención programada busca controlar la condición antes de que evolucione; adicionalmente, cuando sea posible, el diagnóstico debe complementarse con comparación entre elementos equivalentes para reducir la sensibilidad del criterio ambiente a variaciones externas.

4.2. Resultados del análisis de transformadores

Posterior al análisis termográfico del total de transformadores delimitados en el área de estudio, se obtuvieron los resultados que se presentan en la Tabla 7, los cuales fueron organizados y clasificados en grupos según el nivel de severidad ΔT .

Tabla 7
Resultados generales de la inspección termográfica en transformadores de la ciudad de Ibarra.

Nro. TRANSFORMADORES	GRADO DE SEVERIDAD	ACCION A TOMAR
6	0	CONDICIÓN NORMAL
5	1	MONITOREAR A LARGO PLAZO
6	2	REPARAR EN LA PRÓXIMA PARADA
0	3	REPARAR TAN PRONTO SEA POSIBLE
1	4	REPARAR INMEDIATAMENTE

Como resultado general del análisis, se observa que el 33,33 % de los transformadores evaluados se concentra en el grado de severidad 0, lo que indica que estos equipos no



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



presentan puntos calientes ni anomalías térmicas relevantes, manteniéndose en condición normal de operación.

Por otra parte, el 61,11 % de la muestra se ubica en los grados de severidad 1 y 2, evidenciando la presencia de incrementos térmicos leves a moderados. Si bien estas condiciones no requieren acciones inmediatas, sí demandan seguimiento periódico y la planificación de intervenciones programadas, conforme al criterio técnico de severidad adoptado, con el fin de evitar su evolución hacia estados de mayor criticidad.

En cuanto a los niveles de mayor severidad, no se registran transformadores clasificados en severidad 3, y únicamente el 5,56 % de la muestra corresponde a un transformador en severidad 4, el cual requiere una intervención inmediata. Estos resultados indican que la mayoría de los equipos evaluados se mantiene en una condición térmica no crítica y gestionable mediante monitoreo y mantenimiento predictivo planificado.

En conjunto, estos resultados constituyen la base termográfica que sustenta el enfoque predictivo y respalda la estructuración de las estrategias propuestas.

4.3. Fundamento predictivo de las estrategias propuestas

Con base en los resultados del análisis termográfico y la clasificación por severidad obtenida en la muestra evaluada, la severidad térmica se adopta en este estudio como un indicador anticipado de posibles fallas en transformadores de distribución. Esto se sustenta en que los diferenciales de temperatura (ΔT) observados en servicio evidencian la presencia de pérdidas térmicas y condiciones anómalas incipientes en componentes del transformador. A partir de los termogramas se determina la temperatura máxima T_{max} y, principalmente, el ΔT , aplicando dos criterios contemplados en la normativa: la comparación entre componentes similares (ΔT_{sim}) y, como verificación complementaria, la comparación componente–aire ambiente (ΔT_{amb}) priorizando el primero por su mayor consistencia en inspecciones de campo.

Cuando el ΔT_{sim} se presenta entre componentes equivalentes que deberían operar con comportamiento térmico semejante, el hallazgo evidencia una asimetría térmica



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



compatible con pérdidas localizadas en el componente más caliente, asociadas a condiciones como incremento de resistencia de contacto o degradación del punto de unión. En consecuencia, la severidad térmica no se interpreta como un valor aislado, sino como una medida objetiva de la magnitud de la desviación térmica observada durante la operación, con capacidad de reflejar deterioros antes de que se expresen como una falla funcional.

Bajo este enfoque, el mantenimiento predictivo se sustenta exclusivamente en la evidencia termográfica, ya que el ΔT y el patrón térmico permiten anticipar la posible evolución de un punto caliente si la causa del calentamiento se mantiene y el transformador continúa operando bajo variaciones de carga y ambiente. En consecuencia, las estrategias propuestas emplean la severidad térmica como base para priorizar acciones de mantenimiento y definir seguimiento, orientando intervenciones proporcionales al riesgo y actuando antes de que la condición evolucione a niveles críticos.

4.4. Estrategias de mantenimiento predictivo mediante termografía.

El monitoreo termográfico y el cálculo de ΔT permiten identificar y cuantificar puntos calientes con un criterio técnico objetivo; sin embargo, por sí solos no constituyen un plan de mantenimiento predictivo. El valor de ΔT indica la severidad de una condición térmica en un momento determinado, pero, por sí solo, no establece la acción a ejecutar, su prioridad ni el esquema de seguimiento dentro del programa.

Por ello, las estrategias de mantenimiento se formulan a partir de estos resultados, con el fin de transformar el diagnóstico térmico en un esquema operativo de planificación y seguimiento, garantizando que la termografía se integre efectivamente dentro de un programa de mantenimiento predictivo.

En las estrategias propuestas, los resultados termográficos de cada campaña se consolidan en un registro por transformador y por zona, de modo que puedan compararse con inspecciones posteriores. La comparación del diferencial térmico (ΔT) en el mismo componente, bajo condiciones de medición comparables, permite identificar si la



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



desviación térmica se mantiene, disminuye o aumenta. Esta tendencia se utiliza como criterio operativo para ajustar la prioridad del activo y la periodicidad de seguimiento dentro del programa, priorizando aquellos transformadores o sectores donde el ΔT se incremente o se repita. De este modo, el enfoque predictivo se fortalece porque el monitoreo incorpora evidencia histórica para orientar decisiones.

4.4.1. ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO 1. Monitoreo por criticidad del activo (sobrecarga, antigüedad e historial de fallos) con validación termográfica.

Fundamento técnico

En el presente estudio se evidenció que más del 60% de los transformadores evaluados se clasificaron en un grado de severidad entre 1 y 4, lo cual representa una condición térmica con indicios suficientes para la aplicación de mantenimiento predictivo basado en evidencia. Este resultado respalda que la priorización del monitoreo no debe ejecutarse de forma aleatoria, ya que orientar la inspección hacia activos con mayor probabilidad de estrés operativo incrementa la eficiencia de detección de puntos calientes y de diferenciales térmicos significativos (ΔT). En este sentido, el criterio de criticidad del activo, sobrecarga, antigüedad e historial de fallos se plantea como un filtro técnico para no ejecutar inspecciones a ciegas; sin embargo, dichas variables no constituyen por sí mismas una falla, sino condiciones de operación que pueden aumentar la probabilidad de degradación. Un transformador sobrecargado puede operar dentro de márgenes de diseño sin presentar anomalía térmica, y un transformador antiguo puede mantenerse en condición adecuada si su estado es satisfactorio o si ha sido intervenido previamente. Por ello, la validación mediante termografía es clave: permite confirmar la presencia de anomalías térmicas cuando existe (severidad 1–4) y también descartar activos que, pese a su criticidad operativa, no evidencian anomalía térmica, evitando intervenciones innecesarias.

Es importante mencionar, que esta estrategia se encuentra respaldada por la presente tesis, al haberse aplicado de forma práctica durante el desarrollo del estudio.



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



Criterio de aplicación

Esta estrategia se aplica cuando se dispone de información operativa básica del parque de transformadores, específicamente: condición de sobrecarga o demanda asociada, antigüedad estimada e historial de fallas/intervenciones. Estos parámetros se utilizan como criterios de priorización de inspección para orientar el monitoreo hacia activos con mayor exposición a estrés operativo, sin asumir que dichas condiciones constituyan una falla. La condición real del transformador se confirma mediante la evidencia termográfica, determinando T_{max} , el cálculo de ΔT y la severidad asociada.

Metodología de ejecución (pasos técnicos)

1. Consolidar la ficha técnica del activo: ubicación, potencia nominal, condición de carga disponible, antigüedad aproximada e historial de fallas/intervenciones.
2. Priorizar el listado de inspección en función de sobrecarga, antigüedad e historial de fallos, iniciando por los activos con mayor exposición a estrés operativo.
3. Ejecutar inspección termográfica en los activos priorizados, capturando termogramas sobre componentes críticos (bushings/terminales, conexiones visibles, tanque y aletas), determinando T_{max} .
4. Calcular ΔT con referencia técnica válida, priorizando comparación entre componentes equivalentes; utilizar referencia del tanque solo cuando no existan equivalentes, dejando constancia de la limitación.
5. Clasificar severidad térmica (0 a 4) y documentar el patrón observado (asimetrías entre equivalentes, calentamientos localizados en conexiones/terminales o calentamientos distribuidos en superficies relevantes).
6. Cuando el ΔT se clasifique en severidad 1 a 4, ejecutar mantenimiento predictivo de acuerdo con la urgencia asociada (reparar en la próxima parada, tan pronto como sea posible o reparar inmediatamente).



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



Acciones típicas, según el hallazgo: reapriete, limpieza, revisión de conexiones/bushings, balanceo de cargas cuando aplique y verificación de condiciones de ventilación.

7. Actualizar el registro del activo con criticidad, evidencia termográfica y decisión operativa del ciclo actual:
 - Si el activo presenta severidad 1–4, registrar como anomalía y programar intervención según severidad.
 - Si el activo presenta severidad 0, se registra como condición normal validada, evitando intervenciones innecesarias y manteniéndolo dentro del control rutinario del programa.
8. En inspecciones posteriores, evaluar la tendencia del ΔT respecto al registro previo del mismo componente y ajustar la programación:
 - ΔT creciente \rightarrow adelantar reinspección e incrementar prioridad de intervención.
 - ΔT decreciente \rightarrow mantener seguimiento y ampliar periodicidad si retorna a condición normal.

Justificación del enfoque predictivo

La estrategia es predictiva porque utiliza criterios que representen mayor riesgo para priorizar activos donde es más probable que se manifiesten anomalías térmicas relevantes y, a partir de la validación termográfica, anticipa el incremento de riesgo antes de una falla funcional. El enfoque no se basa en suposiciones ni en intervención por rutina: la criticidad guía la inspección y la severidad térmica (ΔT) define la acción de mantenimiento predictivo, permitiendo actuar de forma proporcional y sustentada en evidencia.

Resultado esperado dentro del plan de mantenimiento

Obtener un plan eficiente de monitoreo y del mantenimiento al concentrar recursos en transformadores con mayor exposición a condiciones de riesgo, aumento de la probabilidad de identificación de puntos calientes relevantes, reducción de intervenciones



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



innecesarias al descartar activos sin anomalía térmica pese a su condición operativa, y poder definir una planificación al integrar criterios que representen un mayor riesgo con resultados termográficos para priorización y toma de decisiones.

Se consolida el registro termográfico por activo para evaluar tendencia de ΔT entre campañas.

4.4.2. ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO 2. Monitoreo sectorizado por densidad de carga con registro histórico y priorización de inspección

Fundamento técnico

En el desarrollo del estudio se evidenció la existencia de transformadores clasificados en severidad 0, los cuales no presentan indicios termográficos de anomalía térmica y representan una condición de operación normal. Bajo este enfoque, la densidad de carga no se considera una condición de falla, sino un parámetro operativo clave para delimitar zonas de estudio y estructurar campañas de monitoreo ordenadas. En sectores de alta densidad de demanda, los transformadores operan bajo mayor estrés térmico por exigencia de carga y por continuidad de operación, lo cual incrementa la probabilidad de que, con el tiempo, se manifiesten anomalías térmicas en conexiones, terminales o superficies de disipación. Por ello, la estrategia busca consolidar campañas sectorizadas de mantenimiento predictivo que permitan mantener control sobre transformadores en condición normal, construir un registro histórico de ΔT por zona y detectar oportunamente anomalías térmicas antes de que evolucionen a severidades superiores.

Criterio de aplicación

Esta estrategia se aplica cuando se requiere organizar el monitoreo termográfico del parque de transformadores por zonas de estudio, asegurando una cobertura progresiva y comparabilidad entre inspecciones.

El área se sectoriza por densidad de carga, por ejemplo:



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



- Alta densidad: industrial/comercial y urbano denso.
- Densidad media: urbano–residencial y periurbano.
- Baja densidad: rural/disperso.

El orden de inspección prioriza las zonas de mayor densidad por su mayor exigencia operativa y su impacto sobre la continuidad del servicio. Los resultados se consolidan en un historial térmico sectorizado para comparar campañas y redefinir la prioridad de inspección por zona.

Metodología de ejecución (pasos técnicos)

1. Delimitar y mapear las zonas de inspección según densidad de carga y cobertura operativa.
2. Programar inspecciones termográficas por zona, iniciando en alta densidad, continuando con densidad media y finalizando con baja densidad.
3. Capturar termogramas por transformador sobre componentes críticos definidos (bushings/terminales, conexiones visibles, tanque y aletas), identificando el punto caliente (T_{max}).
4. Calcular ΔT con referencia técnica válida, priorizando la comparación entre componentes equivalentes; utilizar el tanque como referencia solo cuando no existan equivalentes, dejando constancia de la limitación.
5. Clasificar severidad térmica y registrar resultados por zona: identificación del transformador, componente evaluado, T_{max} , ΔT , severidad y condiciones mínimas de inspección.
6. Cuando se identifique un transformador con ΔT clasificado en severidad 1 a 4, ejecutar mantenimiento predictivo basado en la acción asociada a la severidad (por ejemplo: reparar en la próxima parada, reparar tan pronto como sea posible o reparar inmediatamente), de acuerdo con el criterio técnico adoptado.



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



7. Consolidar los hallazgos en el registro sectorizado y definir el orden de la siguiente campaña por zona, considerando:
- Concentración de casos con severidad 1–4.
 - Recurrencia de hallazgos en campañas previas.

Justificación del enfoque predictivo

La estrategia es predictiva porque integra la termografía como un mecanismo de control por condición a nivel territorial, permitiendo intervenir con base en evidencia térmica antes de una falla funcional. La zonificación organiza la ejecución del monitoreo, mientras que el historial térmico sectorizado que se genere a partir de estos resultados permite reconocer activos con anomalías y priorizarlos en inspecciones posteriores. A diferencia de un seguimiento rígido por cronograma, la prioridad se ajusta en función de la evidencia registrada (ΔT , severidad y patrón térmico) y del criterio del personal capacitado, lo que permite gestionar el riesgo de manera operativa y adaptable.

Resultado esperado dentro del plan de mantenimiento

Con esta estrategia se espera la cobertura ordenada del parque de transformadores por sectores, conservación de condición normal en equipos severidad 0 mediante líneas base sectorizadas, ejecución de mantenimiento predictivo cuando se detecten hallazgos severidad 1 a 4, y la realización de un historial térmico en base a las reinspecciones termográficas hechas, de forma que permita priorizar ciertos transformadores en futuros monitoreos, reduciendo el riesgo de evolución hacia condiciones críticas mediante intervención basada en evidencia.

4.4.3. ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO 3: Monitoreo por severidad térmica (ΔT) con verificación postmantenimiento predictivo.

Fundamento técnico

La severidad térmica obtenida del análisis termográfico, expresada mediante T_{max} y el diferencial térmico ΔT , permite establecer un diagnóstico por condición en operación y



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



orientar decisiones de mantenimiento predictivo. En el estudio se evidenció que transformadores en severidad 1 y 2, aunque no representan una condición crítica ni demandan reparación inmediata, presentan un diferencial térmico que constituye un indicio temprano de desviación respecto al comportamiento esperado. Por ello, el mantenimiento predictivo se aplica para controlar la condición térmica, reducir el ΔT y evitar la evolución a severidades 3 y 4, donde el riesgo operativo y la urgencia aumentan. Dado que el comportamiento térmico del transformador varía con la carga y las condiciones del entorno, la estrategia no asume que la condición empeore necesariamente, sino que se basa en gestionar el riesgo mediante el seguimiento de la evolución térmica y la verificación posterior a las acciones de mantenimiento predictivo.

Criterio de aplicación

Esta estrategia se aplica a todo transformador inspeccionado con termografía cuando es posible determinar T_{max} y calcular ΔT con una referencia técnica válida, priorizando las siguientes opciones en orden:

- Comparación entre componentes equivalentes bajo condiciones similares, por ejemplo, bushings y terminales de conexión comparables.
- Utilizar el tanque como referencia solo cuando no existan equivalentes, dejando constancia de la limitación.

Con base en el ΔT se asigna un grado de severidad (0 a 4) y se define una periodicidad inicial de reinspección: severidad 0 (12 meses), severidades 1–2 (6 meses) y severidades 3–4 (3 meses). La estrategia incorpora un criterio de escalamiento: si en la reinspección el ΔT aumenta o el patrón térmico se intensifica, se incrementa el nivel de severidad y se ajusta la periodicidad de seguimiento; si el ΔT disminuye y retorna a condición normal, el activo vuelve al control rutinario.

Metodología de ejecución

1. Capturar el termograma en campo bajo condiciones de inspección estandarizadas.
2. Identificar el componente evaluado y el punto de mayor temperatura (T_{max}).



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



3. Definir referencia para el cálculo de ΔT , aplicando el orden: (a) componente equivalente; (b) tanque cuando no exista equivalente, dejando constancia de la limitación.
4. Calcular ΔT , clasificar severidad (0 a 4) y registrar evidencia (termograma, $T_{\text{máx}}$, ΔT , referencia y observaciones).
5. Ejecutar mantenimiento predictivo en función del grado de severidad y programar reinspección:
 - **Severidad 0:** condición normal; reinspección a 12 meses.
 - **Severidad 1–2:** condición con riesgo de evolución; reinspección a 6 meses.
 - **Severidad 3–4:** condición crítica; intervención prioritaria o inmediata y reinspección a 3 meses.
 - **Acciones típicas de mantenimiento predictivo basadas en evidencia térmica (según el hallazgo y el componente):** reapriete de conexiones/terminales, limpieza de puntos de contacto, revisión de bushings y conexiones visibles, balanceo de cargas cuando aplique, y verificación de condiciones de ventilación del transformador (tanque y aletas).
6. En la reinspección, comparar ΔT con el registro anterior (tendencia):
 - Si ΔT disminuye y el patrón se normaliza, se debe reclasificar a grado de severidad menor y ampliar la periodicidad.
 - Si ΔT aumenta o el patrón se intensifica, se debe escalar el grado de severidad y reducir periodicidad (de 12 a 6 meses, o de 6 a 3 meses).
 - Si tras la intervención y el escalamiento (especialmente en severidades 3–4) el ΔT se mantiene alto o incrementa, ejecutar análisis técnico profundo,



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



que puede derivar en reparación del elemento o evaluación del transformador.

Justificación del enfoque predictivo

Esta estrategia es predictiva porque usa la termografía como seguimiento continuo: detecta una anomalía, la clasifica por severidad, define una acción proporcional al riesgo y verifica su comportamiento en la reinspección mediante el ΔT , posterior a la intervención.

Resultado esperado dentro del plan de mantenimiento.

Priorización dinámica de inspección y de acción según severidad, reducción del riesgo térmico mediante intervención basada en evidencia y verificación de efectividad por reinspección, con el retorno del transformador a la condición normal (severidad 0) cuando el ΔT es controlado, que permite realizar inspecciones a largo plazo según los criterios definidos.

El registro por campaña permite sustentar la decisión de mantener, adelantar o escalar el seguimiento según el comportamiento observado. Es decir, realizar un registro histórico a partir de estos resultados permite establecer mantenimientos predictivos según se necesite.



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



CONCLUSIONES

- La investigación consolidó una base técnica para el diagnóstico térmico en transformadores de distribución, identificando que los puntos calientes se asocian principalmente a incrementos de resistencia en conexiones/terminales, degradación de contactos, desequilibrios de carga y limitaciones de disipación. En este marco, se describieron los métodos de identificación, destacando la termografía por ser no intrusiva, aplicable en campo y capaz de localizar anomalías sin interrumpir la operación.
- La inspección termográfica en condiciones reales de operación permitió determinar puntos calientes y patrones de anomalía térmica en transformadores de EMELNORTE de la ciudad de Ibarra, aplicando criterios técnicos y condiciones mínimas para asegurar consistencia en los termogramas. El análisis combinó comparación entre componentes similares bajo carga similar y el criterio temperatura ambiente, lo que permitió evaluar tanto equipos con referencia interna como casos sin referencia adecuada o con calentamiento distribuido, clasificando los transformadores en cinco niveles de condición, de condición normal a severidad 4.
- El diagnóstico termográfico se tradujo en un esquema operativo de mantenimiento predictivo mediante estrategias de monitoreo por temperatura. Para la primera estrategia la priorización por criticidad del activo permitió orientar la inspección hacia transformadores con mayor probabilidad de estrés operativo; mediante la planificación por criterios de cobertura la segunda estrategia facilitó organizar campañas y optimizar recursos. La estrategia de reinspección según severidad térmica vinculó la variación de temperatura con acciones recomendadas, priorización y periodicidad de reinspección proporcional al riesgo, incorporando verificación posterior para confirmar la efectividad de las correcciones en



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



operación. En conjunto, estas estrategias convierten la termografía en un proceso sistemático, replicable e implementable en EMELNORTE.



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



RECOMENDACIONES

- Se recomienda que las estrategias de monitoreo por temperatura para el mantenimiento predictivo de transformadores, propuestas en este estudio, sean adoptadas como referencia en futuros análisis del comportamiento térmico. Asimismo, se aconseja mantener la priorización de criterios en el desarrollo de dichos análisis.



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



Referencias bibliográficas

- [1] A. D. Masabanda Santana, "Diseño de un plan de mantenimiento programado para equipos primarios de las subestaciones eléctricas pertenecientes a la concesión de Emelnorte S.A.," bachelorThesis, 2023. [Online]. Available: <http://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/13904>
- [2] E. I. Molina Quiroz, "Metodología de mantenimiento predictivo en redes de distribución de medio voltaje por medio de técnica de estudio termográfico," 2023.
- [3] A. F. Cerón, R. A. Lozano, G. Aponte, and A. A. Romero, "Estimación de la temperatura de punto caliente en transformadores de potencia inmersos en aceite mineral utilizando regresión con vectores de soporte," *Información tecnológica*, vol. 31, no. 4, pp. 35-44, 2020.
- [4] A. E. U. Loor and F. R. R. Bedón, "Estudio del uso de drones para el análisis termográfico en redes de distribución eléctrica," *Polo del Conocimiento*, vol. 9, no. 1, pp. 49-62, 2024.
- [5] C. A. Betancourt Acosta, "Diagnóstico de puntos calientes a través de tomas termográficas en los sistemas eléctricos de potencia basado en el procesamiento de imágenes," 2023.
- [6] J. N. Angamarca Nicaragua, "Modelamiento de reubicación de transformadores de distribución en redes de bajo voltaje para la reducción de pérdidas técnicas de energía," bachelorThesis, 2025. [Online]. Available: <https://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/16863>
- [7] C. N. d. c. d. energía, "Rendición de cuentas 2018," ed. CENACE, Ecuador, 2019.
- [8] I. E. Commission, "Power transformers - Part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers," ed, 2018.
- [9] F. D. Vargas Espinoza, "Análisis de cargabilidad y pérdida de vida útil de los transformadores de 500/230kV, instalados en el sistema nacional interconectado," ed, 2023.
- [10] R. Poyato, "Termografía en sistemas de distribución eléctrica," ed: Fluke Ibérica SL [https://www.interempresas.net/Electricidad/Articulos ...](https://www.interempresas.net/Electricidad/Articulos...), 2009.
- [11] I. E. T. Association, "*Standard for Acceptance Testing Specifications for Electrical Power Equipment and Systems*," *ANSI/NETA ATS*, 2025.



REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



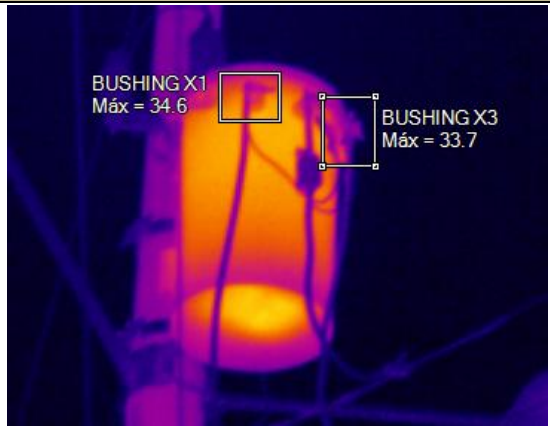

- [12] M. F. Aguilera Flores, "Plan de mantenimiento eléctrico predictivo, preventivo y correctivo para el cuarto de transformación de la Facultad de Educación Técnica para el desarrollo de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.," ed, 2025.
- [13] S. R. P. Mora, F. A. B. Jaramillo, and D. A. C. Caiza, "Análisis de técnicas avanzadas de monitoreo y telemetría para gestión energética en transformadores de baja tensión," *Cotopaxi Tech*, vol. 4, no. 2, pp. 142-156, 2024.
- [14] R. Balabantaraya, A. K. Sahoo, P. K. Sahoo, C. M. Abir, and M. K. Panda, "A novel infrared thermography image analysis for transformer condition monitoring," *e-Prime-Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*, vol. 10, p. 100758, 2024.
- [15] AEROLASER. "Qué es la emisividad en termografía." <https://aerolaser.es/que-es-la-emisividad-en-termografia/> (accessed).
- [16] A. Massaro, A. Panarese, and A. Galiano, "Infrared Thermography applied on Fresh Food Monitoring in Automated Alerting Systems," in *2020 IEEE International Workshop on Metrology for Industry 4.0 & IoT*, 3-5 June 2020 2020, pp. 554-558, doi: 10.1109/MetroInd4.0IoT48571.2020.9138207.
- [17] *Norma para el Mantenimiento de Equipos Eléctricos*, 2026.
- [18] *Standard Guide for Examining Electrical and Mechanical Equipment with Infrared Thermography*, 2024.
- [19] *Norma técnica ecuatoriana NTE INEN-IEC 60076-1*, 2016.
- [20] F. Corporation, "Manual de uso: Expert Series Thermal Imagers TiX500, TiX501, TiX520, TiX560, TiX580," ed, 2019.
- [21] F. Corporation, "Users Manual: Software for Thermal Imagers SmartView IR," ed, 2022.
- [22] D. F. Baroja Llanos, D. L. Mejía Romo, Á. M. Cevallos Ramírez, and G. H. Puetate Huera, "Sistemas de información geográfica, aplicaciones y ejercicios con ARCGIS," ed. Ibarra, Ecuador, 2020.

ANEXOS

ANEXO A

Tabla 8

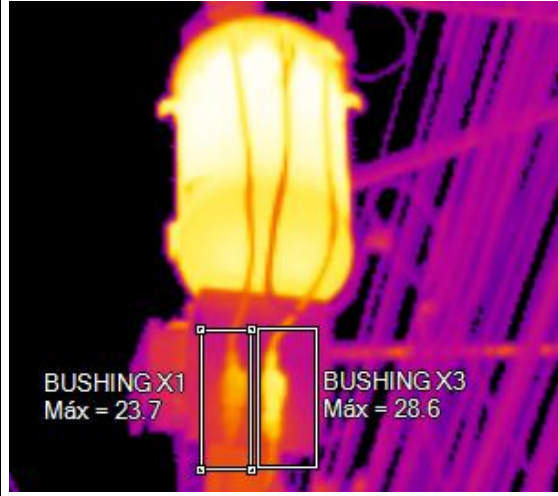

Análisis de resultados de la inspección termográfica del transformador N°13545

FICHA TÉCNICA DE INSPECCIÓN							
OBJET ID:	3022 7	Nro DE TRAF0:	13545	ALIMENTAD OR:	ALIM- ALPACHA CA 2	POTENCIA(K VA):	1 0
EMISIVIDAD :	0,93						
FECHA DE INSPECCION:	21/01/2026			HORA DE INSPECCION:	16:56		
IMAGEN TÉRMICA				IMAGEN DE CAMPO			
							
ANÁLISIS TERMICO							
ANOMALIA:	NO	TEMPERATURA MAXIMA (C°):	34,6	TEMPERATURA AMBIENTE (C°):	-		
		TEMPERATURA REFERENCIA(C°):	33,7	ΔT CON TEMPERATURA AMBIENTE (°C):	-		
		ΔT CON REFERENCIA (°C):	0,9				
GRADO DE SEVERIDAD	0	ACCION A TOMAR:	CONDICIÓN NORMAL				

ANEXO II

Tabla 9

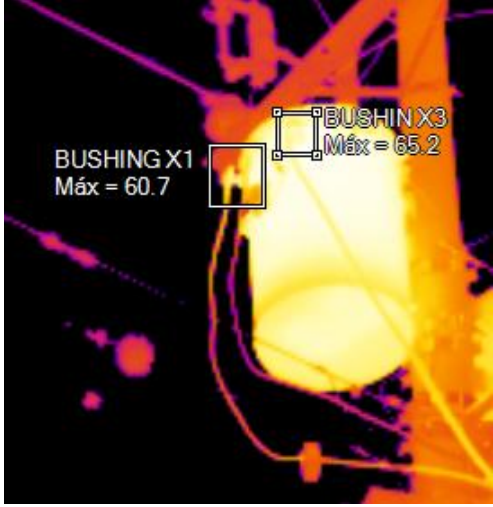

Análisis de resultados de la inspección termográfica del transformador N°13221

FICHA TÉCNICA DE INSPECCIÓN							
OBJET ID:	2988 5	Nro DE TRAF0:	13221	ALIMENTAD OR:	ALIM- SAN AGUSTIN 4	POTENCIA(KV A):	2 5
EMISIVIDAD :	0,93						
FECHA DE INSPECCION:	21/01/2026		HORA DE INSPECCION:		7:12		
IMAGEN TÉRMICA				IMAGEN DE CAMPO			
							
ANÁLISIS TERMICO							
ANOMALIA:	SI	TEMPERATURA MAXIMA (C°):	28,6	TEMPERATURA AMBIENTE (C°):	-		
		TEMPERATURA REFERENCIA(C°):	23,7	ΔT CON TEMPERATURA AMBIENTE (°C):	-		
		ΔT CON REFERENCIA (°C):	4,9				
GRADO DE SEVERIDAD	2	ACCION A TOMAR:	REPARAR EN LA PRÓXIMA PARADA				

ANEXO III

Tabla 10

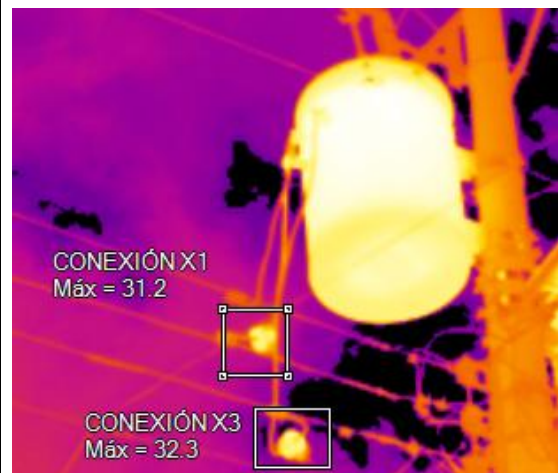

Análisis de resultados de la inspección termográfica del transformador N°13185

FICHA TÉCNICA DE INSPECCIÓN							
OBJET ID:	29761	Nro DE TRAFO:	13185	ALIMENTAD OR:	ALIM-SAN AGUSTIN 7	POTENCIA(K VA):	38
EMISIVIDAD :	0,93			HORA DE INSPECCION:	19:20		
FECHA DE INSPECCION:	21/01/2026						
IMAGEN TÉRMICA				IMAGEN DE CAMPO			
							
ANÁLISIS TERMICO							
ANOMALIA:	SI	TEMPERATURA MAXIMA (C°):	65,2	TEMPERATURA AMBIENTE (C°):	-		
		TEMPERATURA REFERENCIA(C°):	60,7	ΔT CON TEMPERATURA AMBIENTE (°C):	-		
		ΔT CON REFERENCIA (°C):	4,5				
GRADO DE SEVERIDAD	2	ACCION A TOMAR:	REPARAR EN LA PRÓXIMA PARADA				

ANEXO IV

Tabla 11



Análisis de resultados de la inspección termográfica del transformador N°13196

FICHA TÉCNICA DE INSPECCIÓN							
OBJET ID:	2978 0	Nro DE TRAF0:	13196	ALIMENTAD OR:	ALIM- SAN AGUSTIN 7	POTENCIA(K VA):	25
EMISIVIDAD :	0,93						
FECHA DE INSPECCION:	21/01/2026		HORA DE INSPECCION:		19:25		
IMAGEN TÉRMICA				IMAGEN DE CAMPO			
							
ANÁLISIS TERMICO							
ANOMALIA:	SI	TEMPERATURA MAXIMA (C°):	32,3	TEMPERATURA AMBIENTE (C°):	-		
		TEMPERATURA REFERENCIA(C°):	31,2	ΔT CON TEMPERATURA AMBIENTE (C°):	-		
		ΔT CON REFERENCIA (C°):	1,1				
GRADO DE SEVERIDAD	1	ACCION A TOMAR:	MONITOREAR A LARGO PLAZO				

ANEXO V

Tabla 12



Análisis de resultados de la inspección termográfica del transformador N°7680

FICHA TÉCNICA DE INSPECCIÓN							
OBJET ID:	2075 8	Nro DE TRAFO:	7680	ALIMENTAD OR:	ALIM- ALPACHA CA 1	POTENCIA (KVA):	15
EMISIVIDAD :	0,93						
FECHA DE INSPECCION:	21/01/2026			HORA DE INSPECCION:	19:35		
IMAGEN TÉRMICA				IMAGEN DE CAMPO			
							
ANÁLISIS TERMICO							
ANOMALIA:	SI	TEMPERATURA MAXIMA (C°):	37,6	TEMPERATURA AMBIENTE (C°):	-		
		TEMPERATURA REFERENCIA(C°):	32	ΔT CON TEMPERATURA AMBIENTE (C°):	-		
		ΔT CON REFERENCIA (°C):	5,6				
GRADO DE SEVERIDAD	2	ACCION A TOMAR:	REPARAR EN LA PRÓXIMA PARADA				

ANEXO VI

Tabla 13



Análisis de resultados de la inspección termográfica del transformador N°7688

FICHA TÉCNICA DE INSPECCIÓN							
OBJET ID:	2076 4	Nro DE TRAF0:	7688	ALIMENTAD OR:	ALIM- ALPACHA CA 1	POTENCIA(K VA):	3 0
EMISIVIDAD :	0,93						
FECHA DE INSPECCION:	21/01/2026		HORA DE INSPECCION:		19:39		
IMAGEN TÉRMICA				IMAGEN DE CAMPO			
							
ANÁLISIS TERMICO							
ANOMALIA:	NO	TEMPERATURA MAXIMA (C°):	25,9	TEMPERATURA AMBIENTE (C°):	-		
		TEMPERATURA REFERENCIA(C°):	25,3	ΔT CON TEMPERATURA AMBIENTE (C°):	-		
		ΔT CON REFERENCIA (C°):	0,6				
GRADO DE SEVERIDAD	0	ACCION A TOMAR:	CONDICIÓN NORMAL				

ANEXO VII

Tabla 14



Análisis de resultados de la inspección termográfica del transformador N°7208

FICHA TÉCNICA DE INSPECCIÓN							
OBJET ID:	2942 5	Nro DE TRAF0:	7208	ALIMENTAD OR:	ALIM- AJAVI 1	POTENCIA(KV A):	25
EMISIVIDAD :	0,93						
FECHA DE INSPECCION:	23/01/2026		HORA DE INSPECCION:		19:02		
IMAGEN TÉRMICA				IMAGEN DE CAMPO			
							
ANÁLISIS TERMICO							
ANOMALIA:	SI	TEMPERATURA MAXIMA (°C):	36,6	TEMPERATURA AMBIENTE (°C):	-		
		TEMPERATURA REFERENCIA(°C):	34,6	ΔT CON TEMPERATURA AMBIENTE (°C):	-		
		ΔT CON REFERENCIA (°C):	2				
GRADO DE SEVERIDAD	1	ACCION A TOMAR:	MONITOREAR A LARGO PLAZO				

ANEXO VIII

Tabla 15



Análisis de resultados de la inspección termográfica del transformador N°11452

FICHA TÉCNICA DE INSPECCIÓN							
OBJET ID:	6659 5	Nro DE TRAF0:	11452	ALIMENTAD OR:	ALIM- SAN AGUSTIN 1	POTENCIA(KV A):	1 5
EMISIVIDAD :	0,93						
FECHA DE INSPECCION:	23/01/2026			HORA DE INSPECCION:	19:20		
IMAGEN TÉRMICA				IMAGEN DE CAMPO			
							
ANÁLISIS TÉRMICO							
ANOMALIA:	NO	TEMPERATURA MAXIMA (C°):	27,6	TEMPERATURA AMBIENTE (C°):	-		
		TEMPERATURA REFERENCIA(C°):	26,8	ΔT CON TEMPERATURA AMBIENTE (°C):	-		
		ΔT CON REFERENCIA (°C):	0,8				
GRADO DE SEVERIDAD	0	ACCION A TOMAR:	CONDICIÓN NORMAL				

ANEXO IX

Tabla 16



Análisis de resultados de la inspección termográfica del transformador N°12087

FICHA TÉCNICA DE INSPECCIÓN							
OBJET ID:	2877 8	Nro DE TRAF0:	12087	ALIMENTAD OR:	ALIM-EL RETORNO 2	POTENCIA(KV A):	1 0
EMISIVIDAD :	0,93						
FECHA DE INSPECCION:	23/01/2026			HORA DE INSPECCION:	19:37		
IMAGEN TÉRMICA				IMAGEN DE CAMPO			
							
ANÁLISIS TERMICO							
ANOMALIA:	NO	TEMPERATURA MAXIMA (C°):	29,6	TEMPERATURA AMBIENTE (C°):	-		
		TEMPERATURA REFERENCIA(C°):	29,1	ΔT CON TEMPERATURA AMBIENTE (C°):	-		
		ΔT CON REFERENCIA (C°):	0,5				
GRADO DE SEVERIDAD	0	ACCION A TOMAR:	CONDICIÓN NORMAL				

ANEXO X

Tabla 17



Análisis de resultados de la inspección termográfica del transformador N°12312

FICHA TÉCNICA DE INSPECCIÓN							
OBJET ID:	2903 0	Nro DE TRAF0:	12312	ALIMENTAD OR:	ALIM-EL RETORNO 4	POTENCIA(KV A):	2 5
EMISIVIDAD :	0,93			HORA DE INSPECCION:	19:56		
FECHA DE INSPECCION:	23/01/2026						
IMAGEN TÉRMICA				IMAGEN DE CAMPO			
							
ANÁLISIS TERMICO							
ANOMALIA:	SI	TEMPERATURA MAXIMA (C°):	53,7	TEMPERATURA AMBIENTE (C°):	-		
		TEMPERATURA REFERENCIA(C°):	39,9	ΔT CON TEMPERATURA AMBIENTE (°C):	-		
		ΔT CON REFERENCIA (°C):	13,8				
GRADO DE SEVERIDAD	2	ACCION A TOMAR:	REPARAR TAN PRONTO COMO SEA POSIBLE				

ANEXO XI

Tabla 18



Análisis de resultados de la inspección termográfica del transformador N°12352

FICHA TÉCNICA DE INSPECCIÓN							
OBJET ID:	2902 7	Nro DE TRAF0:	12352	ALIMENTAD OR:	ALIM-EL RETORNO 4	POTENCIA(KV A):	1 5
EMISIVIDAD :	0,93			HORA DE INSPECCION:	19:59		
FECHA DE INSPECCION:	23/01/2026						
IMAGEN TÉRMICA				IMAGEN DE CAMPO			
							
ANÁLISIS TERMICO							
ANOMALIA:	SI	TEMPERATURA MAXIMA (C°):	34,5	TEMPERATURA AMBIENTE (C°):	-		
		TEMPERATURA REFERENCIA(C°):	33,5	ΔT CON TEMPERATURA AMBIENTE (C°):	-		
		ΔT CON REFERENCIA (C°):	1				
GRADO DE SEVERIDAD	1	ACCION A TOMAR:	MONITOREAR A LARGO PLAZO				

ANEXO XII

Tabla 19

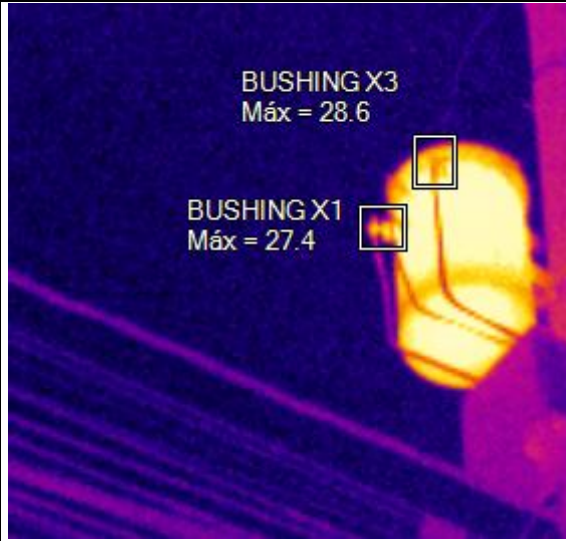

Análisis de resultados de la inspección termográfica del transformador N°12322

FICHA TÉCNICA DE INSPECCIÓN							
OBJET ID:	2912 0	Nro DE TRAF0:	12322	ALIMENTAD OR:	ALIM-EL RETORNO 4	POTENCIA(KV A):	1 5
EMISIVIDAD :	0,93						
FECHA DE INSPECCION:	23/01/2026			HORA DE INSPECCION:	20:19		
IMAGEN TÉRMICA				IMAGEN DE CAMPO			
							
ANÁLISIS TERMICO							
ANOMALIA:	SI	TEMPERATURA MAXIMA (C°):	40,4	TEMPERATURA AMBIENTE (C°):	-		
		TEMPERATURA REFERENCIA(C°):	34,7	ΔT CON TEMPERATURA AMBIENTE (°C):	-		
		ΔT CON REFERENCIA (°C):	5,7				
GRADO DE SEVERIDAD	2	ACCION A TOMAR:	REPARAR EN LA PRÓXIMA PARADA				

ANEXO XIII

Tabla 20



Análisis de resultados de la inspección termográfica del transformador N°12652

FICHA TÉCNICA DE INSPECCIÓN							
OBJET ID:	2267 7	Nro DE TRAF0:	12652	ALIMENTA DOR:	ALIM-EL RETORN O 5	POT(KVA):	15
EMISIVIDAD:	0,93						
FECHA DE INSPECCION:	23/01/2026		HORA DE INSPECCION:	20:23			
IMAGEN TÉRMICA			IMAGEN DE CAMPO				
							
ANÁLISIS TERMICO							
ANOMALIA:	SI	TEMPERATURA MAXIMA (C°):	28,6	TEMPERATURA AMBIENTE (C°):	-		
		TEMPERATURA REFERENCIA(C°):	27,4	ΔT CON TEMPERATURA AMBIENTE (°C):	-		
		ΔT CON REFERENCIA (°C):	1,2				
GRADO DE SEVERIDAD	1	ACCION A TOMAR:	MONITOREAR A LARGO PLAZO				

ANEXO XIV

Tabla 21

Análisis de resultados de la inspección termográfica del transformador N°7186

FICHA TÉCNICA DE INSPECCIÓN							
OBJET ID:	293 96	Nro DE TRAF0:	7186	ALIMENTAD OR:	ALIM- AJAVI 1	POTENCIA(KV A):	25
EMISIVIDA D:	0,93			HORA DE INSPECCION:	19:08		
FECHA DE INSPECCION:	23/01/2026			HORA DE INSPECCION:		19:08	
IMAGEN TÉRMICA				IMAGEN DE CAMPO			
							
ANÁLISIS TERMICO							
ANOMALIA:	NO	TEMPERATURA MAXIMA (C°):	30,2	TEMPERATURA AMBIENTE (C°):	-		
		TEMPERATURA REFERENCIA(C°):	30,1	ΔT CON TEMPERATURA AMBIENTE (°C):	-		
		ΔT CON REFERENCIA (°C):	0,1				
GRADO DE SEVERIDAD	0	ACCION A TOMAR:	CONDICIÓN NORMAL				