



Universidad de San Carlos de Guatemala

Facultad de Ingeniería

Escuela de Ingeniería Mecánica- Eléctrica

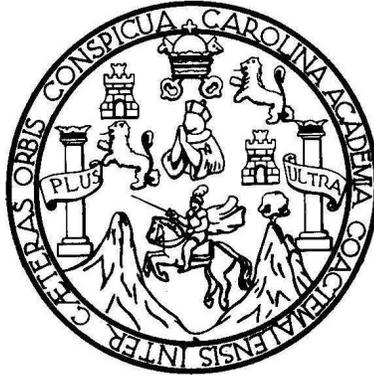
**DIAGNÓSTICO Y EVALUACIÓN DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN
DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE DISTINTAS LOCALIDADES DEL
INTERIOR DE LA REPÚBLICA, POR MEDIO DE TERMOGRAFÍA**

Luis Ernesto Velásquez Escobar

Asesorado por el Ing. Mario Ramón Figueroa López

Guatemala, octubre de 2008

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DIAGNÓSTICO Y EVALUACIÓN DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA DE DISTINTAS LOCALIDADES DEL INTERIOR DE
LA REPÚBLICA, POR MEDIO DE TERMOGRAFÍA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

**PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR**

LUIS ERNESTO VELÁSQUEZ ESCOBAR
ASESORADO POR EL ING. MARIO RAMÓN FIGUEROA LÓPEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, OCTUBRE DE 2008

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

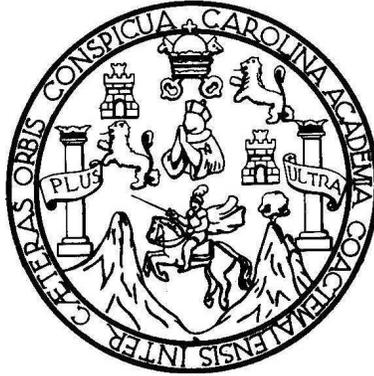
Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

DIAGNÓSTICO Y EVALUACIÓN DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE DISTINTAS LOCALIDADES DEL INTERIOR DE LA REPÚBLICA, POR MEDIO DE TERMOGRAFÍA,

tema que me fuera aprobado por la Dirección de Escuela de Ingeniería Mecánica, con fecha 03 de julio de 2006.

LUIS ERNESTO VELASQUEZ ESCOBAR

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA**



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero Spinola de López
VOCAL III	Ing. Miguel Angel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. José Milton De León Bran
VOCAL V	Br. Isaac Sultán Mejía
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Francisco Javier González López
EXAMINADOR	Ing. Carlos Fernando Rodas
EXAMINADOR	Ing. Otto Fernando Andrino González
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

Guatemala 8 de Septiembre de 2008

Ingeniera

Norma Ileana Sarmiento Zeceña

Directora de la Unidad de EPS

Estimada Ingeniera Norma Sarmiento:

Por este medio le estoy informando que he revisado el Trabajo de EPS titulado: DIAGNOSTICO Y EVALUACION DE LINEAS DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA DE DISTINTAS LOCALIDADES DEL INTERIOR DE LA REPUBLICA POR MEDIO DE TERMOGRAFIA, desarrollado por el estudiante universitario Luis Ernesto Velásquez Escobar.

El documento en mención reúne la calidad suficiente para ser considerado un excelente trabajo de EPS, razón por la cual no me resta mas que brindar un dictamen de aprobación e indicarle que el autor y mi persona como asesor somos responsables del contenido y las conclusiones del mismo.

Atentamente


Mario Ramón Figueroa López

Ingeniero Electricista

Colegiado 3454

Asesor


Mario Ramón Figueroa López
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 3454

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

UNIDAD DE EPS

Guatemala, 19 de septiembre de 2008.
REF.EPS.D.572.09.08.

Inga. Norma Ileana Sarmiento Zeceña de Serrano
Directora Unidad de EPS
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimada Ingeniera Sarmiento Zeceña.

Por este medio atentamente le informo que como Asesor-Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.), del estudiante universitario **LUIS ERNESTO VELASQUEZ ESCOBAR** de la Carrera de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con carné No. **200010880**, procedí a revisar el informe final, cuyo título es **"DIAGNÓSTICO Y EVALUACIÓN DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE DISTINTAS LOCALIDADES DEL INTERIOR DE LA REPÚBLICA POR MEDIO DE TERMOGRAFÍA"**.

En tal virtud, **LO DOY POR APROBADO**, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"


Ing. Kenneth Assur Estrada Ruiz
Asesor-Supervisor de EPS
Área de Ingeniería Mecánica Industrial



c.c. Archivo
KIER/ra

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA
UNIDAD DE EPS

Guatemala, 19 de septiembre de 2008.
REF.EPS.D.572.09.08.

Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Escobedo.

Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado **"DIAGNÓSTICO Y EVALUACIÓN DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE DISTINTAS LOCALIDADES DEL INTERIOR DE LA REPÚBLICA POR MEDIO DE TERMOGRAFÍA"** que fue desarrollado por el estudiante universitario, **LUIS ERNESTO VELASQUEZ ESCOBAR** quien fue debidamente asesorado por el Ing. Mario Ramón Figueroa López y supervisado por el Ing. Kenneth Issur Estrada Ruíz.

Por lo que habiendo cumplido con los objetivos y requisitos de ley del referido trabajo y existiendo la aprobación del mismo por parte del Asesor - Supervisor de EPS, en mi calidad de Directora apruebo su contenido solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,
"Id y Enseñad a Todos"

Inga. Norma Ileana Sarmiento Zetina de Serrano
Directora Unidad de EPS



NISZ/ra

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Guatemala, 24 de septiembre 2008.

Señor Director
Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
DIAGNÓSTICO Y EVALUACIÓN DE LINEAS DE DISTRIBUCIÓN
DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE DISTINTAS LOCALIDADES DEL
INTERIOR DE LA REPÚBLICA POR MEDIO DE
TERMOGRAFÍA, del estudiante: Luis Ernesto Velásquez Escobar,
que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

YO Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. José Guillermo Medoya Barrios
Coordinador Área de Electrónica



JGBB:src

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante: Luis Ernesto Velásquez Escobar, titulado: DIAGNÓSTICO Y EVALUACIÓN DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE DISTINTAS LOCALIDADES DEL INTERIOR DE LA REPÚBLICA POR MEDIO DE TERMOGRAFÍA, procede a la autorización del mismo.

Ing. Mario Renato Escobedo Martínez

DIRECTOR



GUATEMALA, 26 DE SEPTIEMBRE 2009.

Universidad de San Carlos
de Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. DTG.357.08

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **DIAGNÓSTICO Y EVALUACIÓN DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE DISTINTAS LOCALIDADES DEL INTERIOR DE LA REPÚBLICA, POR MEDIO DE TERMOGRAFÍA**, presentado por el universitario **LUIS ERNESTO VELÁSQUEZ ESCOBAR**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Murphy Olimpo Paiz Reinos
Decano



Guatemala, octubre de 2008

/cc
cc. archivo

ACTO QUE DEDICO A:

- **DIOS**

Pues en el nombre de Cristo ahora puedo decir que tengo una nueva esperanza y que yo quiero estar en sus caminos. Hoy te doy gracias Señor por este día.

- **MIS PADRES**

Luis Ernesto Velásquez de la Cruz y Zoila de Velásquez por su apoyo a lo largo de todos los años de vida que hasta hoy dios me ha regalado.

- **MIS HERMANOS**

Johanna Maribel, Edwin Giovani y Rudy Estuardo por el apoyo que me han brindado.

- **MIS ABUELOS**

Maria de la Cruz, Ernesto Velásquez, Aurelia de Mata y Manuel Escobar. Descansen en paz tres de ellos. Pues de ellos he aprendido mucho y han sido como otros padres para mí.

- **MIS AMIGOS**

Por los momentos compartidos a lo largo de esta carrera.

AGRADECIMIENTOS A:

**ING. MARIO RAMÓN
FIGUEROA LÓPEZ**

Por el tiempo y apoyo brindado
en el desarrollo de este trabajo.

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE MECÁNICA-ELÉCTRICA**

Por ser mi casa de estudios y
fuente de inspiración.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
GLOSARIO	IX
RESUMEN	XV
OBJETIVOS	XVII
INTRODUCCIÓN	XIX
1 TERMOGRAFÍA	1
1.1. Qué es la termografía infrarroja.....	1
1.1.1 Pirometria infrarroja.....	1
1.1.2 Introducción a la interpretación de los resultados obtenidos por medio de termografía.....	3
1.1.3 Pirometros de radiación.....	5
1.1.3.1. Pirometros ópticos.....	7
1.1.3.2. Pirometros de radiación total.....	9
1.2. Cámara termografica marca flir utilizada para las inspecciones.....	25
1.2.1 Descripción del modo de uso de la cámara termografica.....	25
1.2.2 Formato de representación de resultados que se puede obtener por medio del equipo utilizado.....	30
1.2.2.1. Hoja de resultados.....	30
1.2.2.2. Valores medidos.....	30
2 ASPECTOS A CONSIDERAR EN LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN QUE SERAN INSPECCIONADAS POR MEDIO DE TERMOGRAFÍA	31
2.1. Instalaciones.....	31

2.1.1	Caracterización de líneas de distribución.....	31
2.1.2	Estado actual.....	32
2.1.3	Artículos relacionados a inspecciones de mantenimiento establecidos en las normas NTDOST (normas técnicas de diseño y operación del servicio de transporte de energía eléctrica).....	33
2.1.3.1.	Artículo 18 líneas y equipo de transporte.....	33
2.1.3.2.	Artículo 19.5 inspección de las líneas y subestaciones.....	34
2.1.3.3.	Artículo 20 reportes de inspección y/o mantenimiento.....	34
2.1.3.4.	Artículo 22 sanciones.....	34
2.2.	Análisis de la termografía realizada.....	35
2.2.1	Causas del sobrecalentamiento en partes de las líneas de distribución.....	36
2.2.2	Esfuerzos eléctricos y mecánicos a considerar que pueden causar daño en las distintas partes de la línea.....	39
2.2.2.1.	Eléctrico.....	39
2.2.2.2.	Resistencia eléctrica alta.....	39
2.2.2.3.	Cortos circuitos.....	41
2.2.2.4.	Circuitos abiertos.....	42
2.2.2.5.	Corrientes inductivas.....	42
2.2.2.6.	Tierras energizadas.....	43
2.2.2.7.	Condiciones de guía.....	43
2.2.2.8.	Problemas mecánicos.....	46
2.2.2.9.	Fricción.....	46
2.2.2.10.	Válvula o tubo bloqueado/fuga.....	47
2.2.2.11.	Aislamiento dentro de la planta o instalación..	49

2.2.3	Temperaturas de fusión y datos generales de los materiales analizados.....	49
2.2.3.1.	Aluminio.....	49
2.2.3.2.	Aleaciones de aluminio.....	50
2.2.3.3.	Cobre.....	50
2.2.3.4.	Acero.....	51
2.2.3.5.	Hierro.....	52
2.2.4	Características de los conectores a nivel microscópico....	52
2.2.5	Tipos de conectores y su adecuada instalación para evitar puntos calientes.....	54
2.2.5.1.	Tipos de conectores.....	55
2.2.5.2.	Conectores mecánicos.....	55
2.2.5.3.	Ventajas de los conectores mecánicos.....	56
2.2.5.4.	Desventajas de los conectores mecánicos.....	57
2.2.5.5.	Conectores de compresión.....	58
2.2.5.6.	Ventajas de los conectores de compresión.....	58
2.2.5.7.	Desventajas de los conectores de compresión.....	60
2.2.5.8.	Conectores soldados.....	60
2.2.5.9.	Ventajas de las conexiones soldadas.....	61
2.2.5.10.	Desventajas de las conexiones soldadas.....	61
2.2.5.11.	Procedimiento para montaje de conectores...	62
2.2.5.12.	Preparación de la superficie de contacto.....	63
2.2.5.13.	Remoción del aislamiento.....	64
2.2.5.14.	Inhibidores del óxido.....	65
3	DIAGRAMAS UNIFILARES.....	67

3.1.	Diagramas unifilares del circuito al cual pertenecen las líneas de distribución.....	67
4	ANÁLISIS TEÓRICO/GRÁFICO DE LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN POR TERMOGRAFÍA.....	71
4.1.	Resultados de la termografía.....	71
4.2.	Análisis de la termografía.....	87
4.2.1	Valores medidos.....	87
4.3.	Problemas detectados.....	88
4.4.	Consideración de distintas causas de los daños.....	94
4.4.1	Solución a los daños detectados.....	95
5	CUÁNTO CUESTA LA SOLUCIÓN DE LOS PROBLEMAS.....	97
5.1.	Costo del mantenimiento de las líneas por medio de termografía y su recuperación en el tiempo a través del mejor funcionamiento de las líneas.....	97
	CONCLUSIONES.....	101
	RECOMENDACIONES.....	103
	BIBLIOGRAFÍA.....	107
	ANEXOS.....	109

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Energía radiante de un cuerpo.....	6
2.	Pirómetros ópticos.....	7
3.	Pirómetros de radiación total.....	9
4.	Dispositivo de refrigeración por aire.....	11
5.	Dispositivo automático de seguridad.....	12
6.	Pirómetros de radiación de ángulo estrecho y ancho.....	14
7.	Radiación recibida por el pirómetro.....	18
8.	Aplicaciones de los pirómetros de radiación.....	20
9.	Esquema de funcionamiento de un detector fotoeléctrico.....	23
10.	Interfase gráfica de la cámara termografica utilizada.....	27
11.	Cámara termográfica E65 vista frontal.....	28
12.	Cámara termográfica E65 vista inferior.....	28
13.	Panel de control de la cámara termografica E65.....	29
14.	Puertos de Comunicación de la Cámara Termografica E65.....	29
15.	Calentamiento excesivo en una conexión debido a deterioro de la conexión.....	40
16.	Sobrecalentamiento en un seccionador debido a la alta resistencia de contacto.....	41
17.	Sobrecalentamiento de un cojinete del motor causado por el deterioro del lubricante.....	47
18.	Funcionamiento normal de una trampa de vapor.....	48
19.	Vista microscópica de las asperezas entre dos superficies.....	54
20.	Diagrama unifilar de la línea de distribución de energía eléctrica, Morales, Izabal.....	68

21. Diagrama unifilar de la línea de distribución de energía eléctrica, Esquipulas, Chiquimula.....	69
22. Termografía de seccionadores, línea de distribución Morales, Izabal.....	72
23. Termografía de un conector, línea de distribución Morales, Izabal.....	73
24. Termografía de un conector, línea de distribución Morales, Izabal.....	74
25. Termografía de un transformador de distribución, línea de distribución, Morales Izabal.....	75
26. Termografía de un cortacircuito, línea de distribución Morales, Izabal.....	76
27. Termografía de un transformador de distribución, línea de distribución Morales, Izabal.....	77
28. Termografía de un conector, línea de distribución Morales, Izabal.....	78
29. Termografía de puentes, línea de distribución, Esquipulas Chiquimula.....	79
30. Termografía de cortacircuitos, línea de distribución, Esquipulas Chiquimula.....	80
31. Termografía de un conector, línea de distribución, Esquipulas Chiquimula.....	81
32. Termografía de seccionadores, salida de media tensión, Zolic, Puerto Barrios, Izabal.....	82
33. Termografía de cortacircuitos, salida de media tensión de papelera de Arimany, Pueblo Nuevo Viñas, Santa Rosa.....	83
34. Termografía de recloser de la salida de media tensión Taxisco, Chiquimulilla, Santa Rosa.....	84

35. Termografía de seccionadores, salida de media tensión, Zona Militar de Coban, Alta Verapaz.....	85
36. Termografía de seccionador, salida de media tensión, Usumatlan Cabañas, Zacapa.....	86
37. Gráfico de Línea Troncal de Morales, Izabal.....	89
38. Gráfico de Línea de Baja Tensión de Morales, Izabal.....	89
39. Gráfico de Línea Troncal de Esquipulas, Chiquimula.....	91
40. Gráfico de Línea de Baja Tensión de Esquipulas, Chiquimula.....	91

TABLAS

I Clasificación de puntos calientes.....	44
II Compensación por los efectos del viento.....	45
III Resumen de los trabajos de termografía realizados en Morales, Izabal.....	88
IV Resumen de los trabajos de termografía realizados en Esquipulas, Chiquimula.....	90
V Resumen de puntos calientes en reclosers.....	92
VI Resumen de puntos calientes reparados en reclosers.....	96
VII Costos en el mercado por termografía.....	97
VIII Inversión realizada en Morales, Izabal.....	98
IX Inversión realizada en Esquipulas, Chiquimula.....	98
X Perdidas al ocurrir alguna falla.....	99

GLOSARIO

Punto Caliente

Aquellos puntos en los cuales existe una temperatura demasiado elevada, la cual puede causar daño al equipo si ésta no se corrige. Generalmente, un punto caliente en un circuito eléctrico se origina por una conexión floja, corroída, oxidada o bien por falla del componente en sí.

Radiación Infrarroja

La radiación infrarroja o radiación térmica es un tipo de radiación electromagnética de mayor longitud de onda que la luz visible, pero menor que la de las microondas. Consecuentemente, tiene menor frecuencia que la luz visible y mayor que las microondas.

Termograma

Un termograma es una impresión o color de la Imagen Térmica del objeto analizado, lo cual, gracias al software puede ser observado en el monitor de una computadora.

Exceso de temperatura

El exceso de temperatura mostrada para cada fallo es la diferencia de temperatura en °C entre el objeto y una temperatura de referencia, cuando hay disponible una pieza de un equipo para ser utilizada como tal.

Cuerpo negro

Un cuerpo negro es un objeto que absorbe toda la luz y toda la energía que incide sobre él. Ninguna parte de la radiación es reflejada o pasa a través del cuerpo negro. A pesar de su nombre, el cuerpo negro emite luz y constituye un modelo ideal físico para el estudio de la emisión de radiación electromagnética. El nombre cuerpo negro fue introducido por Gustav Kirchhoff en 1862. La luz emitida por un cuerpo negro se denomina radiación de cuerpo negro.

Emisividad

La emisividad de un material específica cuál es la fracción de radiación de cuerpo negro que es capaz de emitir el cuerpo real. La emisividad puede ser distinta en cada longitud de onda y depende de factores tales como la temperatura, condiciones de las superficies (pulidas, oxidadas, limpias, sucias, nuevas o intemperizadas, etc.) y ángulo de emisión.

Bolómetro

Un bolómetro es un instrumento que mide la cantidad total de radiación electromagnética que viene de un objeto en todas las longitudes de onda. La medida se realiza por medio de una medida de la temperatura de un detector iluminado por la fuente a estudiar.

Un bolómetro consiste de un cuerpo absorbente de calor conectado a un sumidero de calor (un objeto mantenido a temperatura constante) a través de un material aislante. El resultado es que cualquier radiación absorbida por el detector aumenta su temperatura por encima del sumidero de calor que actúa de referencia. La radiación absorbida se mide, por lo tanto, a partir del contraste de temperatura entre el detector y la referencia. En algunos bolómetros el termómetro actúa también como absorbente mientras que en otros, el termómetro y el detector son dispositivos diferentes. Este tipo de bolómetros se denominan de diseño compuesto. En bolómetros del primer tipo la temperatura se mide por medio de la variación de la resistencia del absorbente (metálico) en función de su temperatura.

Termopar

Un termopar es un circuito formado por dos metales distintos que produce un voltaje siempre y cuando los metales se encuentren a temperaturas diferentes. En electrónica, los termopares son ampliamente usados como sensores de temperatura.

Son baratos, intercambiables, tienen conectores estándar y son capaces de medir un amplio rango de temperaturas. Su principal limitación es la exactitud ya que los errores del sistema inferiores a un grado centígrado son difíciles de obtener.

Termopilas

El grupo de termopares conectados en serie recibe el nombre de termopila. Tanto los termopares como las termopilas son muy usadas en aplicaciones de calefacción a gas.

Pirómetro

Un pirómetro, también llamado pirómetro óptico, es un dispositivo capaz de medir la temperatura de una sustancia sin necesidad de estar en contacto con ella. El término se suele aplicar a aquellos instrumentos capaces de medir temperaturas superiores a los 600 grados celsius. Una aplicación típica es la medida de la temperatura de metales incandescentes en molinos de acero o fundiciones.

Termómetro

El termómetro es un instrumento de medición de la temperatura, que usa el principio de la dilatación, por lo que se prefiere el uso de materiales con un coeficiente de dilatación alto de modo que, al aumentar la temperatura, la dilatación del material sea fácilmente visible.

F.E.M.

La fuerza electromotriz (f.e.m.) es toda causa capaz de mantener una diferencia de potencial entre dos puntos de un circuito abierto o de producir una corriente eléctrica en un circuito cerrado. Es una característica de cada generador eléctrico. Con carácter general puede explicarse por la existencia de un campo electromotor ϵ cuya circulación, $\int \epsilon \, ds$, define la fuerza electromotriz del generador.

RESUMEN

Una inspección infrarroja rutinaria del equipamiento eléctrico es una valiosa herramienta de mantenimiento preventivo/predictivo. Se pueden inspeccionar: transformadores, aisladores, seccionadores, fusibles, barras de conexión, líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica, detecta falsos contactos, sobrecargas, desbalanceo de cargas, etc. Con este equipo se anticipan posibles fallas logrando una importante mejora en la calidad del servicio eléctrico brindado, y en la protección y mantenimiento de las instalaciones.

Durante las inspecciones a las líneas de distribución de energía eléctrica la inspección está centrada a los puntos de contacto a lo largo de la línea, es decir, aquellos puntos en que los cables son apretados por distintos tipos de conectores así como conexiones en los equipos que se encuentra a lo largo de la línea de distribución.

Al realizar la inspección de la línea de distribución por medio de termografía se hace necesario tomar criterios para determinar si existe daño en la línea o si ésta se encuentra sin problemas, uno de los aspectos que sirven como referencia en la detección es hacer la comparación de las temperaturas entre el componente que se piensa está dañado y el componente que se sabe se encuentra dentro de una temperatura adecuada y dependiendo de la diferencia de temperatura que exista entre estos dos valores se clasificara la gravedad del problema en la línea de transmisión. Finalmente, se deben presentar los reportes de los puntos encontrados con problemas, los cuales serán llamados puntos calientes, los reportes servirán para realizar la reparación de los daños y según se indique la gravedad del daño en la línea se deberá corregir el daño en el tiempo adecuado.

OBJETIVOS

- **General**

Realizar inspecciones a líneas de distribución de energía eléctrica por medio termografía y determinar si existen daños en la línea que deban ser reparados.

- **Específicos**

1. Establecer los criterios para determinar después de las mediciones de temperatura la gravedad de las mismas.
2. Presentar los resultados de las inspecciones de forma que se pueda identificar en donde existen problemas con mayor frecuencia.
3. Determinar distintas causas de porqué pueden aparecer puntos con una temperatura no adecuada en la línea de distribución de energía eléctrica.
4. Establecer los beneficios que representa realizar inspecciones termográficas en forma periódica a la línea de distribución de energía eléctrica.

INTRODUCCIÓN

En el campo del mantenimiento de líneas se deben realizar inspecciones periódicas de la misma, para verificar que la línea de distribución esté habilitada en todo momento para transportar la energía desde las plantas de generación hasta la carga que necesita de esa energía.

Una compañía de distribución de energía eléctrica está dedicada a hacer llegar la energía a cada uno de los usuarios y de allí es de donde la compañía obtendrá sus ganancias y podrá manejar la empresa de manera que ésta sea rentable, pero puede tener problemas si la energía que debe hacer llegar al usuario no llega de forma continua, es por ello que debe de procurar darle mantenimiento al equipo que es propiedad de la empresa y que está relacionado con la distribución de la energía, de lo contrario fallas en distintos componentes podrían ocurrir como consecuencia de la falta de mantenimiento en los componentes de la línea de transmisión.

Las inspecciones a una línea de distribución pueden realizarse a través de un análisis termográfico mediante la utilización de una cámara termográfica y software adecuado para la presentación de los reportes, en los cuales se indicará si las temperaturas de los componentes de la línea de distribución se encuentran dentro de un rango normal de temperatura o si la temperatura se encuentra en un rango fuera de lo normal, esto indicará si en determinado componente existe algún daño y por consiguiente la necesidad de la reparación de ese componente antes de que una falla en la línea suceda y cause pérdidas a la compañía y a los usuarios por no contar con la energía eléctrica.

1. TERMOGRAFÍA

1.1 Qué es la Termografía Infrarroja

Una Termografía Infrarroja es la técnica de producir una imagen visible de luz infrarroja invisible (para nuestros ojos) emitida por objetos de acuerdo a su condición térmica. Una cámara Termográfica produce una imagen en vivo. (visualizada como fotografía de la temperatura de la radiación)

Las cámaras miden la temperatura de cualquier objeto o superficie de la imagen y producen una imagen con colores que interpretan el diseño térmico con facilidad. Una imagen producida por una cámara infrarroja es llamada: Termografía o Termograma.

El objetivo de la termografía es visualizar la temperatura en una imagen térmica llamada termograma, utilizando una sofisticada cámara que capta la emisión de la radiación infrarroja de los cuerpos calientes.

1.1.1 Pirometría Infrarroja

La energía infrarroja es invisible al ojo humano, pero se puede sentir. Lo que se siente cuando se pone la mano cerca de una superficie caliente es precisamente la energía calorífica irradiada. Al aumentar la temperatura de la superficie, existe un incremento proporcional en la energía infrarroja irradiada. A temperaturas superiores a aproximadamente 542°C (100°F), una superficie comienza a radiar energía lumínica visible y, al mismo tiempo, existe un incremento proporcional en la energía infrarroja.

Este aumento proporcional en la energía infrarroja, en función de la temperatura de la superficie hace posible la pirometría infrarroja combinando un detector apropiado, circuitos electrónicos y un medio de indicación y control. El espectro infrarrojo es de 0.22 μm ($1 \mu\text{m} = 10^{-6} \text{ cm}$) a 17 μm , y la porción más utilizada de dicho rango es de 2 a 7 μm . Algunos fabricantes utilizan solo la porción de 5 a 7 μm del rango para mediciones de pirometría.

Los principios infrarrojos en que se utilizan bolómetros, termopares al vacío y termopilas, se han utilizado con éxito en espectrómetros infrarrojos y como pirometros espectrales de radiación total.

El bolómetro es un dispositivo térmico que cambia su resistencia térmica en función de la temperatura (de la misma manera que un termómetro de resistencia). La resistencia del bolómetro varía en respuesta a la intensidad de la variación térmica enfocada en él. Este dispositivo casi siempre se fabrica de un alambre de níquel o un listón delgado de platino, dependiendo de su aplicación y la velocidad de respuesta requerida. El listón de platino proporciona una respuesta más rápida.

El termopar al vacío es un termopar común con una masa térmica baja que responde con gran rapidez a cambios en la energía térmica radiante. El termopar está encerrado dentro de una caja al vacío con una mirilla adecuada para admitir la energía radiante.

En aplicaciones industriales en las que se requiere la velocidad de respuesta, del termopar al vacío, se acostumbra ensamblar varios en serie para formar una termopila. La termopila tiene una velocidad de respuesta más lenta aunque las velocidades de respuesta de menos de varios segundos no son importantes en muchas aplicaciones industriales.

El uso de detectores de estado sólido con una respuesta espectral de banda angosta seleccionada minimizan los efectos de radiación total que son indeseables, por lo menos en un tipo de pirómetro infrarrojo. Se pueden fabricar pirómetros infrarrojos exactos y prácticos que combinan una construcción resistente, circuitos de estado sólido, una fuente de calibración integral y características de control. Estos instrumentos se pueden utilizar para medir energía radiante infrarroja en el rango de temperatura de 65°C a 2568°C (150 a 4650°F), con un tamaño mínimo de blanco de 0.060 plg.

Se han desarrollado termómetros infrarrojos industriales para usar sulfuro de plomo fotoconductor como detector, con tiempos de respuesta de 0.25s como estándar o con tiempos de respuesta de 0.04s para aplicaciones especiales.

1.1.2 Introducción a la interpretación de los resultados obtenidos por medio de termografía

Las cámaras termográficas producen imágenes de toda la radiación infrarroja recibida desde un objeto. La radiación infrarroja es función de la temperatura de la superficie del objeto y esto hace posible a la cámara calcular y mostrar esta temperatura.

La radiación que la cámara detecta no solo se debe a la temperatura del objeto si no es función también de la emisividad. También hay radiación originada desde los alrededores y es reflejada desde el objeto, la radiación del objeto y la radiación reflejada desde el objeto serán también afectadas por la absorción de la atmósfera.

El calor es la energía asociada con los movimientos aleatorios de moléculas y átomos de los cuales esta compuesto el material.

El calor siempre fluye desde objetos a altas temperaturas a objetos a bajas temperaturas. Un objeto que gana calor incrementa su energía interna. Un objeto que pierde calor decrece su energía interna.

La temperatura es definida como el grado de calor o frío medido en una escala definida. La diferencia de temperatura es la fuerza conductora de flujo de calor o transferencia.

Una cámara infrarroja como se mencionó antes detecta la radiación de calor desde una superficie (en la mayoría de los casos) basada en:

- la temperatura de la superficie
- emisividad
- radiación de calor reflejada desde los alrededores.

Entender cómo es que el objeto obtiene calor es esencial para hacer una interpretación termografica apropiada. Existen tres modos fundamentales de transferencia de calor: conducción, convección y radiación. Uno debe siempre recordar que estos tres modos actuaran juntos donde sea posible. El total del flujo de calor es la suma de los flujos de calor producidos por cada uno de estos tres modos.

Conducción: Es la transferencia de calor a través de un objeto por comunicación directa de energía cinética.

Convección: Es la transferencia de energía en forma de calor vía el movimiento de un fluido.

Radiación de calor: Es transmitida por radiación electromagnética.

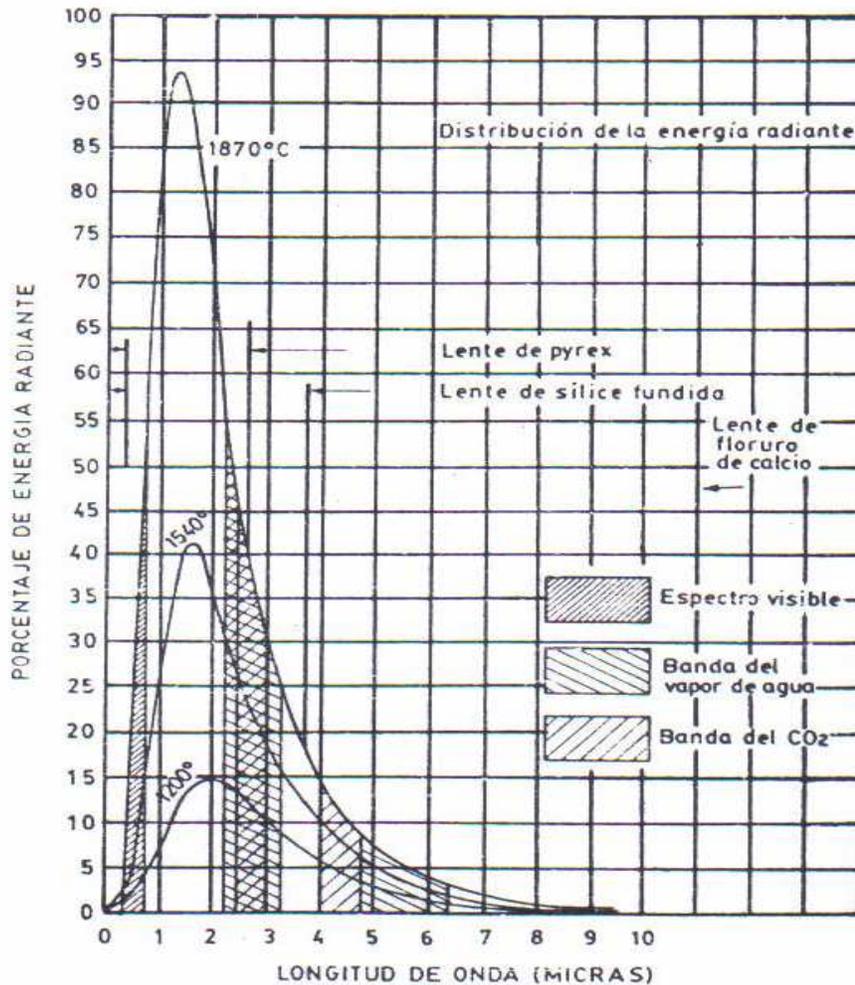
Existe el efecto de medición indirecta en el cual la cámara muestra una temperatura mucho menor de la que realmente existe en el interior. La persona que realiza la termografía y su análisis necesita entender efectos como este con el propósito de evaluar apropiadamente las condiciones del equipo.

Efectos del viento: Velocidad del viento excesiva puede reducir las temperaturas a tal grado que realizar termografía se vuelva impráctico.

1.1.3 Pirómetros de radiación

Los pirómetros de radiación se fundan en la ley de Stefan-Boltzman, que dice que la intensidad de energía radiante emitida por la superficie de un cuerpo aumenta proporcionalmente a la cuarta potencia de la temperatura absoluta del cuerpo, es decir, $W = KT^4$. La figura 1 muestra el gráfico de la energía radiante de un cuerpo a varias temperaturas en función de la longitud de onda. Desde el punto de vista de medición de temperaturas industriales, las longitudes de ondas térmicas abarcan desde 0.1 micras para las radiaciones ultravioletas, hasta 12 micras para las radiaciones infrarrojas.

Figura 1. Energía radiante de un cuerpo



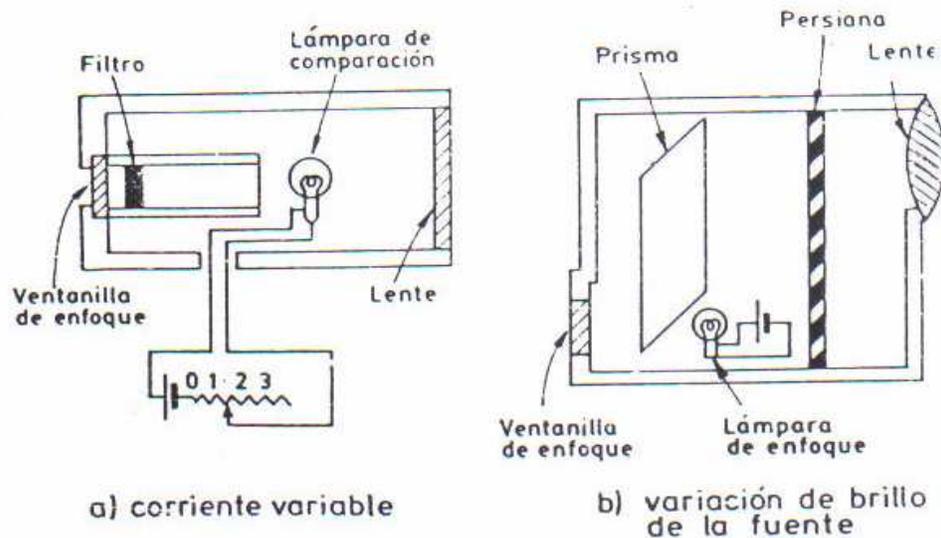
Puede observarse que la radiación visible ocupa un intervalo entre la longitud de onda de 0.45 micras para el valor violeta hasta 0.7 micras para el rojo. Los pirómetros de radiación miden, pues, la temperatura de un cuerpo a distancia en función de su radiación. Los instrumentos que miden la temperatura de un cuerpo en función de la radiación luminosa que éste emite, se denominan pirómetros ópticos de radiación parcial o pirómetros ópticos y los que miden la temperatura captando toda o una gran parte de la radiación emitida por el cuerpo se llaman pirómetros de radiación total.

1.1.3.1 Pirómetros ópticos

Los pirómetros ópticos manuales se basan en la desaparición del filamento de una lámpara al compararlo visualmente con la imagen del objeto enfocado. Pueden ser de dos tipos:

- a) de corriente variable en la lámpara y
- b) de corriente constante en la lámpara con variación del brillo de la imagen de la fuente (figura 2).

Figura 2. Pirómetros ópticos



Los pirómetros ópticos automáticos son parecidos a los de radiación infrarroja que se estudian mas adelante y consisten esencialmente en un disco rotativo que modula desfasadas la radiación del objeto y la de una lámpara estándar que inciden en un fototubo multiplicador.

Este envía una señal de salida en forma de onda cuadrada de impulsos de corriente continua que convenientemente acondicionada modifica la corriente de alimentación de la lámpara estándar hasta que coinciden en brillo la radiación del objeto y la de la lámpara. En este momento, la intensidad de corriente que pasa por la lámpara es función de la temperatura.

En algunos momentos, el acondicionamiento de señal se realiza con un microprocesador, lo que permite alcanzar una precisión de $\pm 0.5\%$ en la lectura, con la posibilidad adicional de trabajar en modo continuo o de integrar picos o valles de la radiación, en el caso del paso de objetos delante del pirómetro. Un juego de lentes parecido al de una cámara fotográfica permite efectuar la lectura de objetos tan pequeños como de $\varnothing 0.4\text{mm}$.

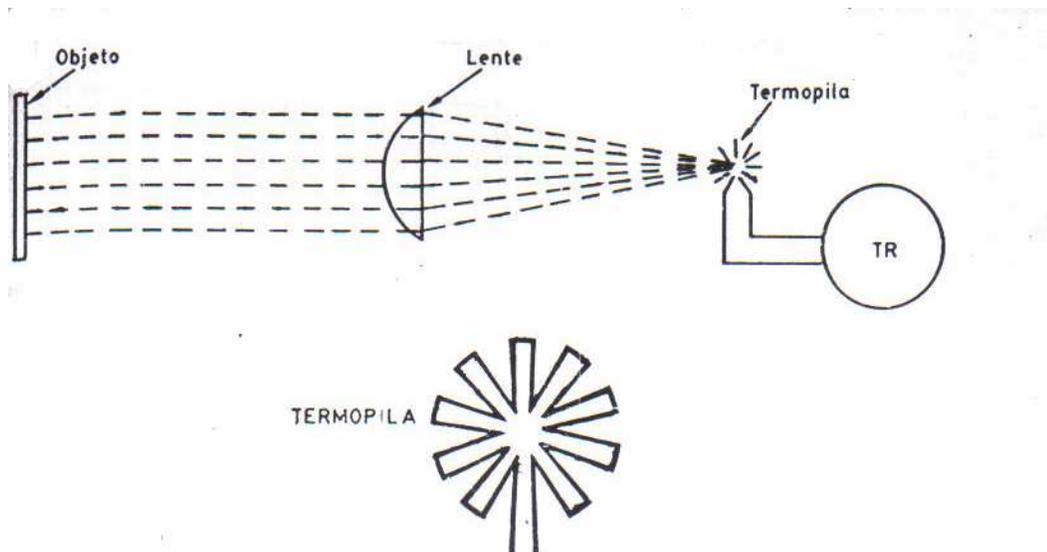
El coeficiente de emisión de energía radiante (medida de la característica relativa del cuerpo para emitir energía radiante) depende mucho del estado de la superficie del cuerpo emisor; para un metal como el cobre pasa de 0.10 a 0.85 si el metal perfectamente pulido se recubre bruscamente con una capa de óxido, y lo mismo sucede con un baño metálico líquido. En el anexo 1 se indican los valores de los coeficientes de emisión.

El pirómetro dirigido sobre una superficie incandescente no nos dará su temperatura verdadera si la superficie no es exactamente negra, es decir, que absorba absolutamente todas las radiaciones y no refleje ninguna. En los casos generales es preciso hacer una corrección de la temperatura leída (temperatura de brillo S) para tener en cuenta el valor de absorción (o de emisión ϵ) de la superficie.

1.1.3.2 Pirómetros de radiación total

El pirómetro de radiación total (figura 3) está formado por un lente de pirex sílice o fluoruro de calcio que concentra la radiación del objeto caliente en una termopila formada por varios termopares de Pt-Pt/Rh, de pequeñas dimensiones y montados en serie. La radiación está enfocada incidiendo directamente en las uniones calientes de los termopares. Su reducida masa les hace muy sensibles a pequeñas variaciones de la energía radiante, y, además muy resistentes a vibraciones o choques. La parte de los termopares expuesta a la radiación está ennegrecida, para comportarse como un cuerpo negro, aumentando así sus propiedades de absorción de energía, proporcionando la f.e.m. máxima.

Figura 3. Pirómetro de radiación total.



La f.e.m. que proporciona la termopila depende de la diferencia de temperaturas entre la unión caliente (radiación procedente del objeto enfocado) y la unión fría.

Esta última coincide con la de la caja del pirómetro, es decir, con la temperatura ambiente. La compensación de ésta se lleva a cabo mediante una resistencia de níquel conectada en paralelo con los bornes de conexión del pirómetro y colocada en su interior de modo que su temperatura es siempre igual a la del cuerpo de este. Al aumentar la temperatura ambiente aumenta el valor de la resistencia de la bobina de níquel, lo que compensa la pérdida de f.e.m. de la termopila que acompaña el calentamiento del cuerpo del instrumento. En los bornes de la termopila va conectado un cable de cobre que llega hasta el instrumento.

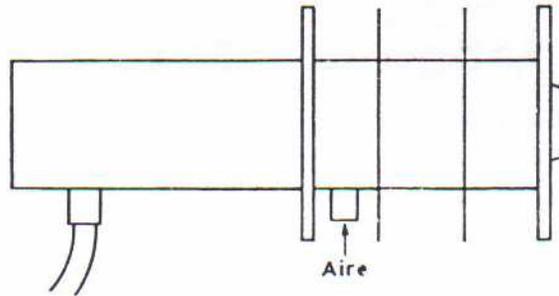
La compensación descrita se utiliza para temperaturas ambientales máximas de 120°C. A mayores temperaturas se emplean dispositivos de refrigeración por aire o por agua, que disminuyen la temperatura de la caja en unos 10 a 40°C por debajo de la temperatura ambiente.

En la medición de bajas temperaturas, la compensación se efectúa utilizando además una resistencia termostática adicional que mantiene constante la temperatura de la caja en unos 50°C, valor que es poco más alto que la temperatura ambiente que pueda encontrarse y lo suficientemente bajo como para no reducir apreciablemente la diferencia de temperaturas útil.

El pirómetro puede disponer de los siguientes accesorios:

- Lente posterior para enfocar correctamente la radiación en la termopila.
- Dispositivo de refrigeración por aire (figura 4) que protege la lente contra un calentamiento excesivo y al mismo tiempo, la mantiene limpia de los gases o vapores que puedan estar en contacto con el tubo de mira.

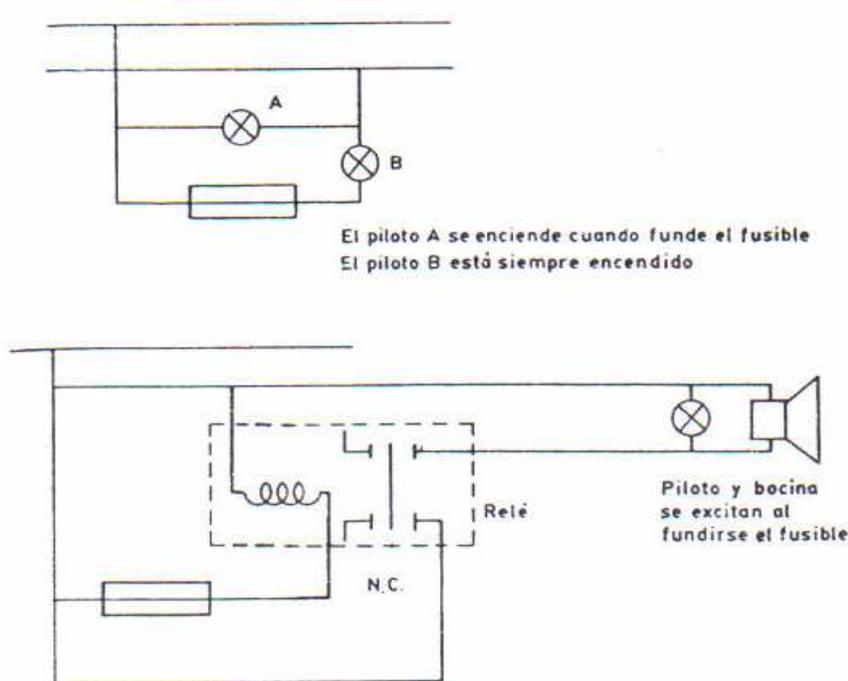
Figura 4. Dispositivo de refrigeración por aire



Se recomienda que el caudal del aire de purga sea constante, y que su presión no supere los $0,7 \text{ kg/cm}^2$. Se utiliza usualmente un pequeño rotámetro con regulador de caudal de una capacidad aproximada en aire de 140-1400 NI/h (5 a 50 scfh). De este modo, la atmósfera en contacto con la lente se encuentra libre de gases o vapores que podrían dañar la lente o condensarse en la misma, dando lugar a una disminución de la temperatura leída. Una presión mayor en el aire de purga podría dar lugar a un escape de aire a través de las juntas de la lente, y enfriar la termopila, lo que alteraría la medida.

- Dispositivo de refrigeración por agua empleado usualmente con el dispositivo de refrigeración por aire. Este accesorio impide que el cuerpo del pirómetro se caliente excesivamente por conducción a lo largo del tubo de mira, o por radiación de otras fuentes.
- Dispositivo automático de seguridad (figura 5) para aislar la lente del proceso y proteger el pirómetro en el caso de que una llama lo alcance directamente.

Figura 5. Dispositivo automático de seguridad



Consiste esencialmente en una caja estanca provista de un disparador automático mantenido en posición con hilo fusible; en el caso de una elevación brusca de la temperatura provocada por condiciones peligrosas de la llama, se funde el hilo y el resorte cierra el obturador. El dispositivo incluye adicionalmente un obturador manual intercalado entre el automático y el proceso, que permite cambiar el fusible sin peligro para el operario. La corriente nominal del fusible es de unos 5 A, y puede conectarse a un circuito de alarma luminosa o acústica, o bien, a un circuito de control para disminuir automáticamente el consumo de combustible-aceite o gas, al presentarse las condiciones de peligro.

Tubos de mira con extremo abierto que se utiliza para proteger la lente, o bien para impedir la llegada de radiaciones de otras fuentes extrañas a las que se esta apuntando.

Tubos de mira con extremo cerrado que se emplean en hornos con atmósfera a presión, o con gases particularmente agresivos y en las medidas de temperatura de metales fundidos en los que el tubo de mira debe estar sumergido (por la existencia de escorias en la superficie de metal, que darían lugar a una temperatura leída errónea). El fondo del tubo es la fuente de radiación, y las paredes laterales tienen poca influencia. Al ser el tubo cerrado, las condiciones de trabajo se aproximan a las de cuerpo negro.

Los tubos pueden ser metálicos o cerámicos. Los primeros son de acero inoxidable o aleaciones metálicas resistentes al calor y a la corrosión y se emplean a temperaturas que no superan generalmente los 1100°C. Permiten una respuesta más rápida a los cambios de temperatura que los tubos cerámicos.

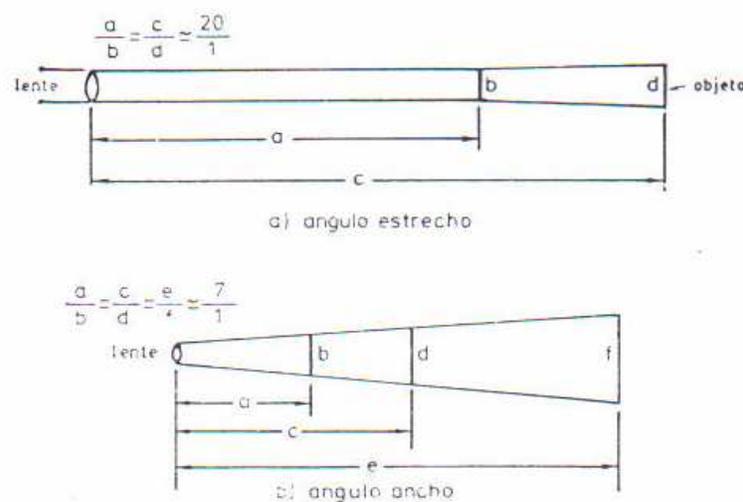
Los tubos cerámicos más utilizados están formados esencialmente de los materiales:

- Carburo de silicio, que se utiliza principalmente en hornos por ofrecer buenas características térmicas, respuesta rápida a las variaciones de temperatura y resistencia a los cambios bruscos de temperatura.
- Sillramic, material refractario vitrificado que, a temperaturas elevadas, presenta gran resistencia al choque térmico y a la penetración de los gases presentes en el horno, pero posee baja resistencia mecánica. Por estos motivos, este tubo debe ser usado con gran precaución.

En los tratamientos térmicos en baños de sales conviene, en la puesta en marcha, calentarlo lentamente y sumergirlo a poca velocidad (se recomienda unos 25mm por minuto), para evitar un brusco choque térmico que daría lugar a su rotura. Al cabo de unas pocas inmersiones es necesario sustituirlo, si bien, el coste es menor que si se empleara para la medida un termopar de Pt-Pt/Rh.

La relación entre la f.e.m. generada y la temperatura del cuerpo es independiente de la distancia entre el cuerpo y la lente (excluyendo la presencia de gases o vapores que absorban energía) siempre que la imagen de la superficie del cuerpo emisor de la radiación cubra totalmente la unión caliente de la termopila. El fabricante normaliza la relación entre las dimensiones del objeto y su distancia a la lente, para garantizar unas buenas condiciones de lectura. De este modo existen pirómetros de radiación de ángulo estrecho (factor de distancia 20:1) y de ángulo ancho (factor de distancia 7:1) (figura 6).

Figura 6. Pirómetros de radiación de ángulo estrecho y ancho.



Un problema de gran importancia es la selección del material de la lente que debe transmitir la máxima energía compatible con la gama de radiación emitida.

Las lentes de pirex se utilizan en el campo de temperaturas de 850 a 1750°C, la lente de sílice fundida en el intervalo de 450°C a 1250°C y la lente de fluoruro de calcio para temperaturas inferiores.

En la figura 1, de distribución de energía radiante, puede verse que la radiación visible representa el área entre 0.4 y 0.75 micras, que las lentes de pyrex permiten el paso de ondas de 0.3 a 2.7 micras; que las de sílice fundida dejan pasar ondas de 0.3 a 3.5 micras. y que las de fluoruro de calcio, lo hacen hasta 12 micras: las llamas no luminosas irradian y absorben energía en una banda ancha de 2.4 a 3.2 micras debido a la presencia de CO₂ y vapor de agua. De este modo, el empleo de la lente de pirex elimina prácticamente todas las longitudes de onda correspondientes a la energía irradiada por el CO₂ y vapor de agua y por consiguiente la medida de la temperatura no viene influida por la presencia de llamas no luminosas. Sin embargo, un pirómetro con lente de sílice que deja pasar ondas entre 0.3 y 3.8 micras es sensible a la radiación de la llama no luminosa si ésta interfiere en la línea de mira del instrumento. Asimismo, un pirómetro especial, constituido por una lente de fluoruro de calcio y con un ángulo de enfoque ancho para captar la mayor cantidad posible de energía (que a bajas temperaturas es muy débil), permite medir temperaturas muy bajas, de 50 a 200°C.

Señalemos ahora algunos aspectos de la aplicación de los pirómetros de radiación en la medición de temperaturas de cuerpos negros, opacos y transparentes. Un cuerpo opaco emite a una temperatura dada una cantidad de energía de radiación que depende del material y de la forma de la superficie.

La medida de la característica relativa del cuerpo para emitir energía radiante recibe el nombre de coeficiente de emisión o emisividad. El cuerpo puede reflejar energía radiante adicional, procedente de cuerpos próximos, llamas etc., de modo que si tiene un bajo coeficiente de emisión reflejará una gran cantidad de energía incidente, y, al contrario, con un alto coeficiente de emisión la energía reflejada será baja. El cuerpo negro posee una emisividad igual a la unidad y emite la máxima energía radiante. Los cuerpos cuyo coeficiente de emisión es menor que la unidad se conocen como cuerpos opacos.

Si la emisividad del cuerpo es conocida, el instrumento receptor lleva acoplado un pequeño reóstato de ajuste, que permite ajustar directamente la lectura a la temperatura exacta del cuerpo caliente.

Al captar la radiación de un cuerpo opaco, la f.e.m observada en la termopila es menor que la correspondiente a la verdadera, siendo su relación:

$$\text{f.e.m. equivalente} = \text{f.e.m. observada} / \text{emisividad}$$

La energía radiante que emerge de una pequeña abertura en la pared de un recinto calentando uniformemente y con paredes opacas (que tenga o no objetos en su interior a la misma temperatura), tiende a ser radiación de cuerpo negro, ya que la energía que entra o sale de la abertura no se refleja sino que es absorbida a través de las innumerables reflexiones internas. Este es el caso de muchas instalaciones industriales en las que el pirómetro enfoca directamente a una abertura del horno, o al extremo de un tubo de mira cerrado.

Un pirómetro de radiación calibrado para condiciones de cuerpo negro indicará una baja temperatura al enfocar a un cuerpo opaco instalado en el exterior de forma que éste no refleje prácticamente energía radiante de otras fuentes.

Hay que señalar que los coeficientes de emisión de materiales tales como óxido de cobre, óxido de hierro y óxido de níquel son lo suficientemente elevados para medir en forma muy exacta la temperatura sin demasiados errores procedentes de radiaciones parásitas.

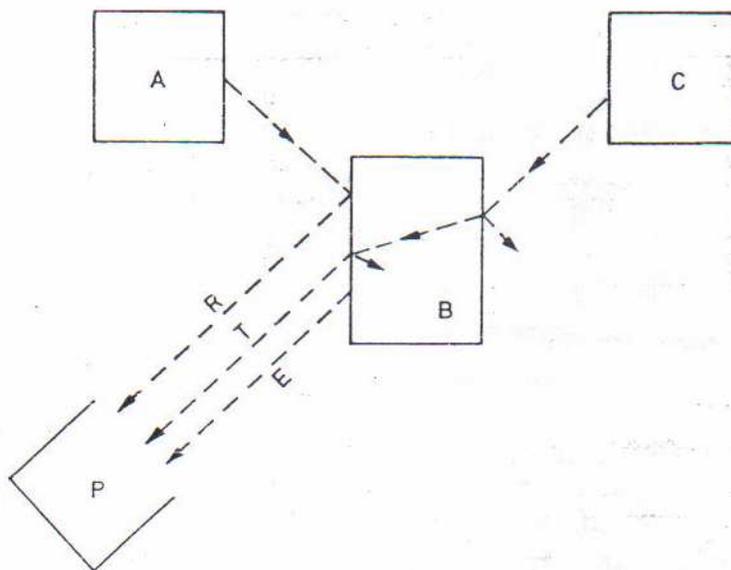
Sin embargo, los materiales de superficie limpia, tales como aluminio, níquel, acero inoxidable y latón poseen bajos coeficientes de emisión y por consiguiente reflejan un gran porcentaje de energía. En estos casos, el empleo de un pirómetro de radiación puede dar lugar a grandes errores, a menos que la medida se efectúe en condiciones controladas. Lo mismo ocurre ante la presencia de una película de aceite y de escoria.

El coeficiente de emisión de un cuerpo a 0.65 micras (longitud de onda a la que es sensible el pirómetro óptico) es mayor que su emisividad total y por lo tanto los errores que se cometen al tomar un coeficiente igual a la unidad en condiciones que se desvían del cuerpo negro son mayores en el pirómetro de radiación total que el óptico. Así pues, con correcciones de emisividad adecuadas, el pirómetro óptico es muy útil para comprobar los pirómetros de radiación.

Las consideraciones anteriores se han aplicado a cuerpos opacos y son válidas también para cuerpos no opacos (como el vidrio), pero incluyendo un término adicional de transparencia (o transmisión).

Dentro de la banda de ondas de operación, el pirómetro no puede distinguir entre la energía emitida por el cuerpo y la transmitida y reflejada por otras fuentes de radiación. En la figura 7 puede verse que el pirómetro P recibe la energía reflejada R emitida por el cuerpo A, la energía transmitida T emitida por el cuerpo C y la energía E emitida por el cuerpo B. Cualquiera de las radiaciones recibidas puede ser la deseada, ya que, por ejemplo, puede interesar la temperatura de C, y B puede consistir en llamas o humos, y A las paredes del horno. En el caso de medir la temperatura de B, la condición mas desfavorable se presenta cuando su temperatura es baja y sus coeficientes de reflexión o de transmisión o ambos son altos y la temperatura de A o C, o ambas, son elevadas. La radiación deseada queda muy enmascarada. Tal es el caso de una chapa de aluminio expuesta a radiaciones parásitas de superficies calientes, llamas etc. El empleo de blindajes ayuda a resolver el problema.

Figura 7 Radiación recibida por el pirómetro

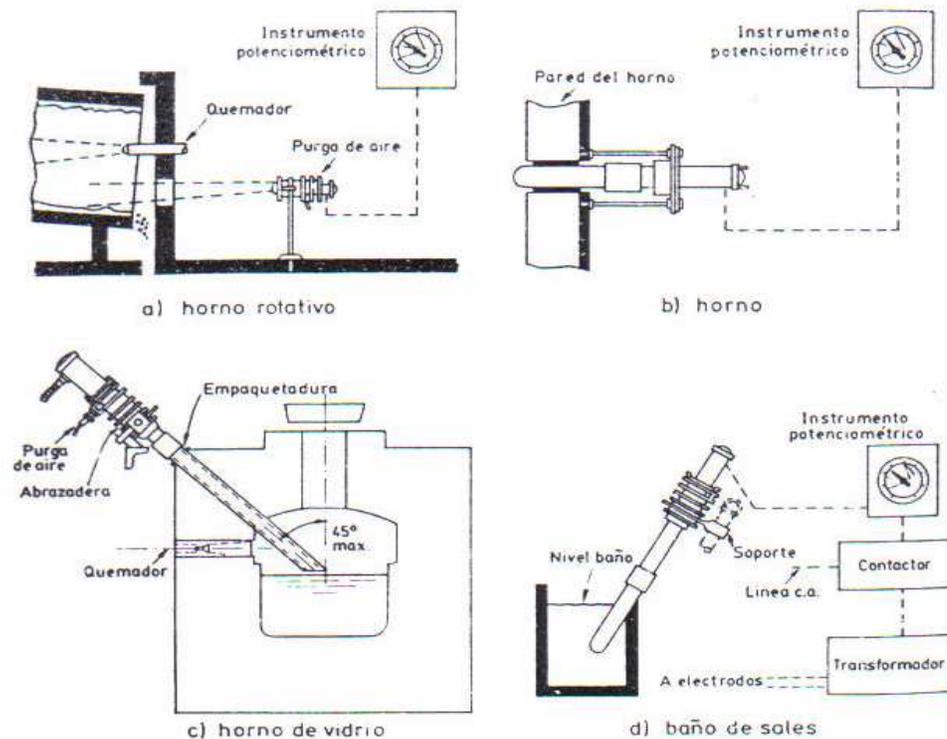


En un crisol conteniendo vidrio en fusión, la energía radiante emitida por el fondo a las paredes del crisol puede emerger a través del vidrio. Si el crisol es opaco, su energía radiante es la propia de un cuerpo negro y puede transmitirse parcialmente a través del vidrio hacia el exterior. Así pues, la energía radiante emitida estará compuesta de la del crisol y de la propia del vidrio.

Las dificultades expuestas y los problemas que se presentan para determinar la temperatura verdadera de un cuerpo mediante pirómetros de radiación pueden hacer creer al lector que la regulación de temperaturas con estos instrumentos es muy difícil. Sin embargo, hay que señalar afortunadamente que en muchos procesos las condiciones de trabajo son repetitivas; de este modo, aunque se desconozcan la emisividad o se presenten radiaciones parásitas o el cuerpo sea transparente, se controlará el proceso en condiciones idénticas, es decir, a iguales indicaciones del instrumento, ya que es más importante este punto que la detección de la temperatura real del proceso.

En la figura 8 pueden verse varios esquemas de aplicaciones industriales de los pirómetros de radiación. Ha habido varios intentos para proyectar un pirómetro cuyas lecturas fueran independientes del coeficiente de emisión del cuerpo. El modelo más logrado es el denominado pirómetro de relación, o de dos colores, que divide la radiación del objeto en dos haces medidos por dos células de silicio similares, una de ellas dispone de un filtro que solo deja pasar la radiación de longitud de onda mas corta (0,65 micras) y la otra en la zona de 0.9 micras.

Figura 8. Aplicaciones de los pirómetros de radiación.



La relación entre las dos corrientes de salida de la célula es una medida de la temperatura del objeto. Su empleo es excelente en los llamados cuerpos grises, es decir, aquellos cuyo coeficiente de emisión es constante para todas las longitudes de onda. Por otro lado, este pirómetro permite medir a través de atmósfera de humos, vapor y polvo ya que por su principio de funcionamiento la lectura es teóricamente independiente de la absorción de la atmósfera intermedia. El elevado precio de este instrumento y el perfeccionamiento general de los pirómetros de radiación han hecho que el pirómetro de relación no se haya difundido tan ampliamente como sería lógico de acuerdo con sus características.

La técnica de láser aplicada en pirometría resuelve los problemas descritos que presenta el pirómetro de dos colores, de tal modo que, en una superficie con emisividad desconocida, un rayo láser que se refleje en la superficie proporciona un valor de la emisividad próximo a la unidad.

En la industria aumentan de día en día, las aplicaciones de medición de temperatura que requieren el empleo de pirómetro de radiación para enfocar objetos más pequeños a velocidades mucho más rápidas y con respuesta limitada a pequeñas zonas del espectro.

El pirómetro de radiación por su constitución, genera una señal débil que no permite ser amplificada con amplificadores de c.c. debido a su deriva de cero, por lo cual es necesario aplicar una técnica totalmente distinta: interrumpir cíclicamente la radiación que va del objeto al detector a fin de aplicar técnicas de c.a. con su característica alta estabilidad para amplificar la corriente continua pulsante.

El pirómetro de radiación de termopila, ya estudiado tiene el inconveniente de su baja velocidad de respuesta que no permite la interrupción óptica de alta velocidad, por lo cual se emplean detectores fotoeléctricos de alta velocidad de respuesta (10 a 100 milisegundos).

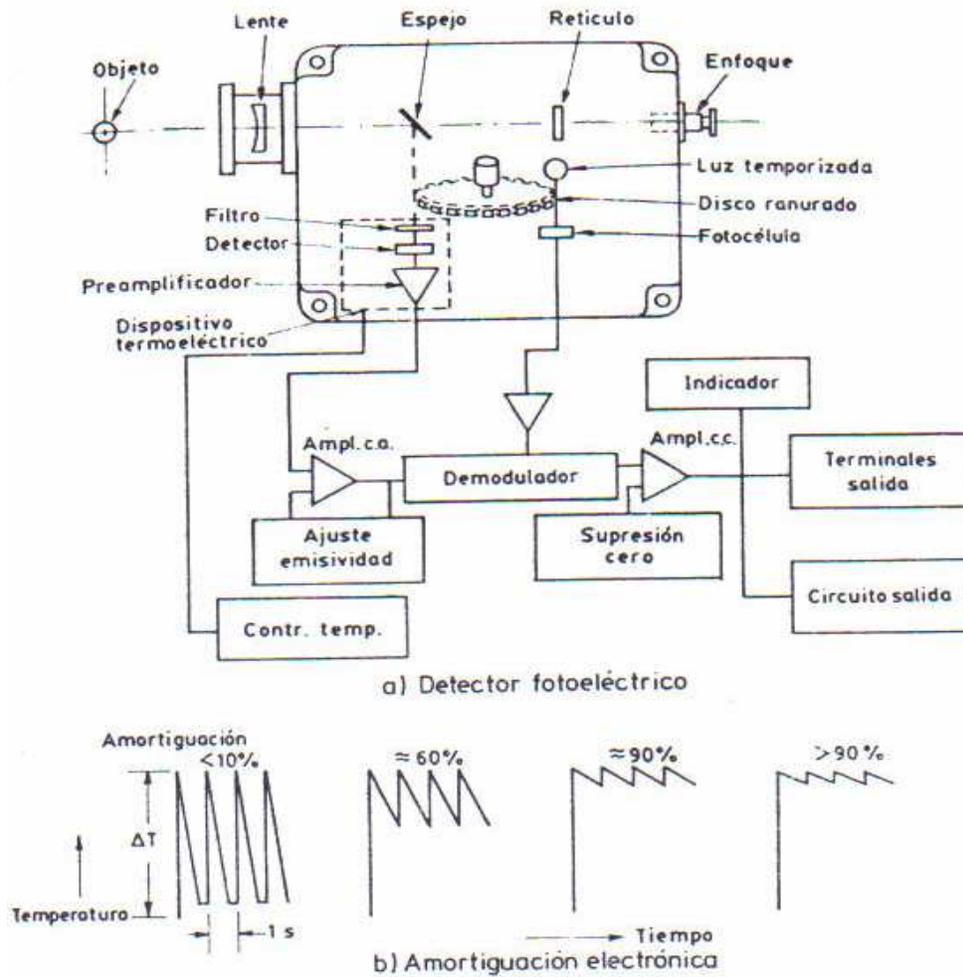
Un modelo para medir la temperatura de la superficie de vidrio fundido utiliza un filtro de infrarrojos para dejar pasar ondas de 5 a 7 micras que dan una mínima interferencia con vapor de agua, dióxido de carbono y la luz solar. La imagen del objeto es captada por el detector a través de un mecanismo óptico adecuado y modulada por un disco ranurado giratorio interrumpiéndola unas 1400 veces por segundo.

El disco, a través de una lámpara y un diodo fotoeléctrico, proporciona además una señal de sincronización al demodulador en la unidad acondicionadora. La señal pulsante es después amplificada en un amplificador de corriente alterna.

En aplicaciones de industria del vidrio, tales como la medición de la temperatura de las gotas de vidrio en su caída, el instrumento indicará picos de temperatura y para disminuir la curva de onda en diente de sierra obtenida se utiliza un integrador electrónico que las reduce prácticamente a una línea casi recta (figura 9b). En la figura 9a puede verse un esquema de funcionamiento del detector.

Una variante portátil del instrumento, dotada de microprocesador, produce en 0.5 segundos, enfocando el objeto y pulsando el botón de medida, una lectura digital de 4 dígitos. La emisividad puede ajustarse de 0.01 a 1 con incrementos de 0.01. Las lecturas pueden enviarse en código ASCII vía una puerta RS-232C a una impresora opcional, con un convertidor analógico-digital incorporado. También pueden almacenarse para ser comparadas con los nuevos datos que se van adquiriendo, proporcionando las temperaturas medias, las máximas, las mínimas y las diferencias. El campo de medida típico es de -300 a 1100 °C pudiendo alcanzar los -500 a 1650 °C o bien 400 a 3000 °C.

Figura 9. Esquema de funcionamiento de un detector fotoeléctrico.



Otros métodos de medida de temperatura utilizan instrumentos y técnicas muy elaboradas.

El sensor de temperaturas de fibra óptica puede trabajar con dos principios de funcionamiento: como pirómetro de radiación, con un cuerpo negro en un extremo y un fotodetector en el otro.

Con margen de trabajo 600-2000°C; como detector de la fotoluminiscencia inducida por luz ultravioleta o visible con un margen de -50 a +500°C.

Un termómetro ultrasónico puede medir temperaturas dentro del intervalo de 2-20K con una gran precisión. Su funcionamiento está basado en la determinación de la velocidad del sonido en el gas helio. Esta velocidad es casi proporcional a la raíz cuadrada de la temperatura absoluta.

El termómetro de cristal de cuarzo mide la frecuencia de un oscilador de cuarzo en contacto con el cuerpo cuya temperatura desea medirse, mediante un contador que utiliza como reloj de referencia la señal de un oscilador a temperatura controlada. Su margen de trabajo es de -80 a +250 °C, y su precisión es muy elevada de $\pm 0.075^\circ\text{C}$.

Algunas sales paramagnéticas, tales como el sulfato amónico ferrico, tienen la propiedad de cambiar de estado de energía bajo la acción de un fuerte campo magnético.

Manteniendo como única variable la susceptibilidad magnética de la sal es posible medir temperaturas muy bajas, inferiores a 1 K (procesos criogénicos). Un elemento parecido al termistor es el sensor de germanio que consiste en un cristal de germanio con cuatro hilos: dos hilos para la corriente de alimentación (I) y los otros dos para obtener una caída de tensión gracias a la resistencia interna R que varía con la temperatura a través del cristal. La señal de salida es $I^2 R$, teniendo presente que la potencia disipada por la corriente de alimentación sea baja para no dar lugar a errores de autocalentamiento.

El sensor es capaz de medir temperaturas muy bajas, de 1.5 a 10 K, su escala no es lineal y se utiliza en procesos criogénicos con preferencia sobre las sales paramagnéticas.

Otros métodos de medición de temperaturas muy bajas incluyen la resonancia cuadrupolar nuclear de ^{35}Cl (hasta 11 K), las uniones de efecto túnel (entre 0.3 y 3 K)...

1.2 Cámara termográfica marca Flir Serie E65 utilizada para las inspecciones

1.2.1 Descripción del modo de uso de la cámara termográfica

A continuación se describe la función de cada uno de los botones que nos permiten controlar la cámara termográfica:

Apuntador Laser: Presionando el botón del láser en el lado de debajo de la cámara, un punto láser aparecerá en la imagen. Este punto aparece 40mm/1.57" sobre el centro de la imagen de la cámara.

Botón YES : Presionando este botón se mostrará el sistema de menús.

Botón NO on/off: Presionando brevemente este botón se cancelan selecciones en cuadros de dialogo. Presionándolo por un largo periodo de tiempo apagara la cámara.

Botón Save: Presionando brevemente este botón congelara la imagen en pantalla y mostrara un cuadro de dialogo donde se puede seleccionar entre guardar o cancelar la imagen.

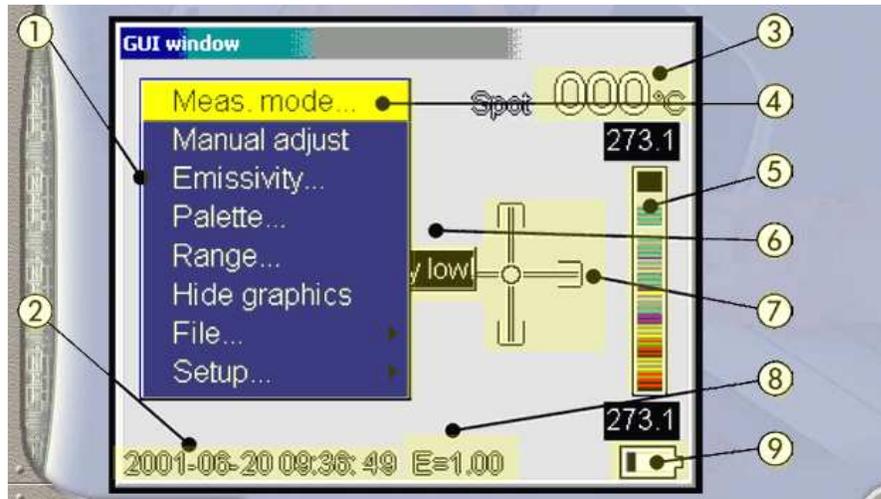
Presionando este botón por un periodo de tiempo relativamente largo hará que la cámara guarde la imagen en pantalla sin mostrar el cuadro de dialogo.

Botón Select: Presionando brevemente este botón cambiaremos la función de los botones con flechas, de esta forma los botones con flechas pueden ser usados para cambiar manualmente level/gain emissivity (nivel/entrada emisividad), posición de funciones de medición o para seleccionar imagen previa/siguiente. Presionando el botón select por un periodo de tiempo relativamente largo hará que la cámara implemente un auto ajuste a la imagen.

Menús y submenús: El sistema de menús es organizado dentro de ocho grupos principales. El ingreso al sistema de menús se realiza presionando el botón YES y se puede salir de este presionando el botón NO en el panel de botones.

Para moverse hacia arriba / abajo en los menús, submenús y cuadros de dialogo se utilizan los botones con las flechas respectivas e igualmente para moverse hacia la izquierda / derecha en los menús, submenús y para cambiar valores y alternativas en los cuadros de dialogo se utilizan los botones con las flechas respectivas.

Figura 10. Interfase gráfica de la cámara termográfica utilizada



1. Menú Principal.
2. Campo de Información.
3. Resultado de la Medición.
4. Resaltador de Menú.
5. Escala de Temperatura por Colores.
6. Mensajes de Advertencia.
7. Función de Medición.
8. Emisividad.
9. Símbolo de Estatus de la Batería.

Figura 11. Cámara Termográfica E65 vista frontal

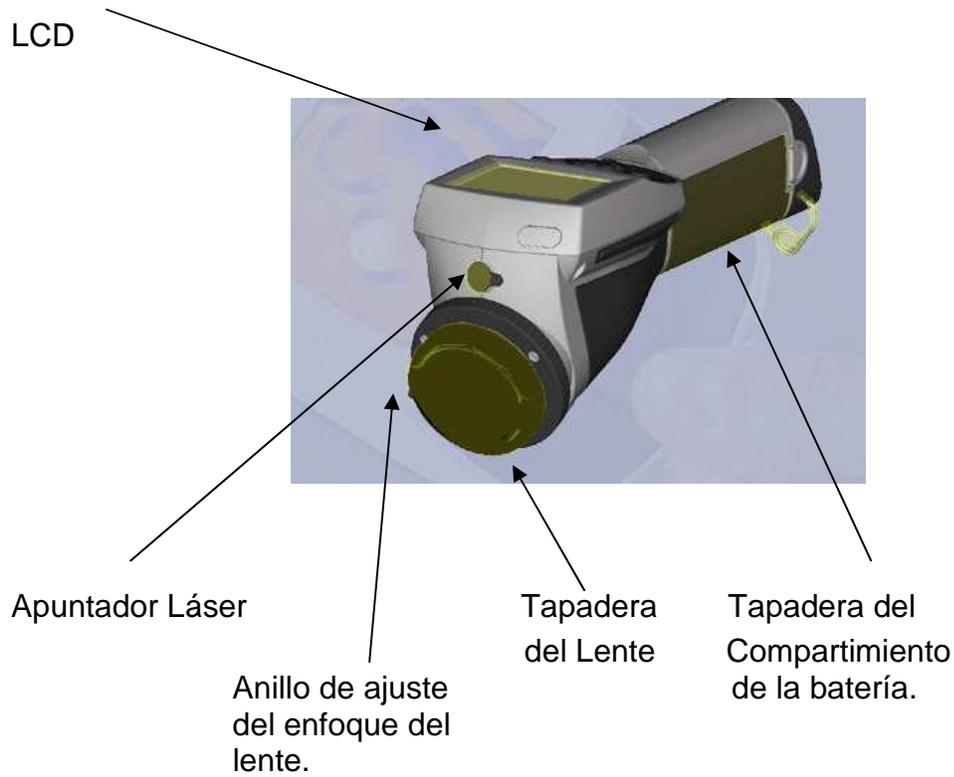


Figura 12. Cámara Termográfica E65 vista inferior

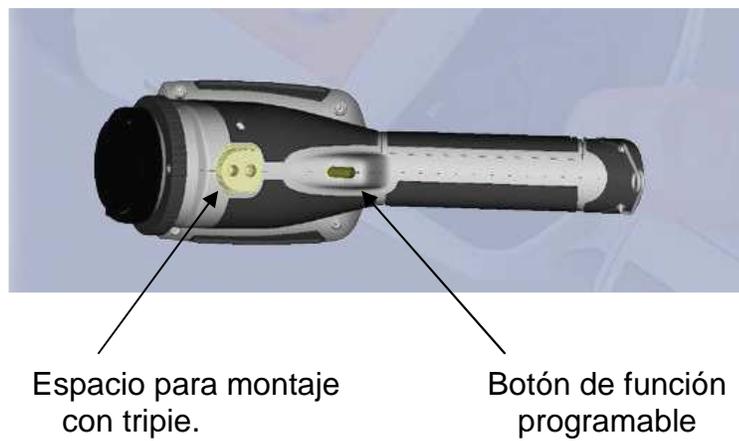


Figura 13. Panel de Control de la Cámara Termográfica E65



Panel de Botones de Selección

Figura 14. Puertos de Comunicación de la Cámara Termográfica E65

Conector del cable de la fuente de voltaje

Conector serial

Conector de video de salida.



1.2.2 Formato de presentación de resultados que se puede obtener por medio del equipo utilizado.

1.2.2.1 Hoja de resultados

En las hojas de resultados se recogen todos los datos de interés relativos a la inspección: instalación, fecha, elemento, localización del fallo, estado térmico y en caso de algún defecto las recomendaciones oportunas; así como otros datos técnicos cuya interpretación es la siguiente:

1.2.2.2 Valores medidos

- Temperatura ambiente en °C
- SP: Valor de temperatura en el punto marcado. Pueden aparecer varios puntos, o sea varios SP. Estos valores se encuentran resumidos en una tabla, indicando el valor de temperatura en cada punto.
- LI: Variaciones de temperatura a lo largo de una línea de interés trazada. Estos valores se representan además en un gráfico de variación de temperatura lineal.
- AR: Valores de temperatura en un área determinada.

Asimismo, la hoja de resultados presenta la correspondiente fotografía (en visión real) donde se ha detallado el punto defectuoso y un termograma con su escala de temperatura. De este modo queda constancia gráfica de la anomalía. Por último se presenta la evaluación del defecto y posibles aclaraciones o incidencias respecto al punto anómalo.

2. ASPECTOS A CONSIDERAR EN LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN QUE SERAN INSPECCIONADAS POR MEDIO DE TERMOGRAFÍA.

2.1 Instalaciones

Las instalaciones en las cuales se realizará la revisión abarcan todos aquellos componentes en los cuales pueda detectarse por medio de la termografía algún daño que deba ser reparado, tal es el caso de malas conexiones de la línea hacia los distintos equipos con que cuenta tales como: conectores, seccionadores, reguladores, transformadores de distribución, reclosers. En cada uno de los anteriores se revisaran los puntos de contacto en los cuales se puede detectar por medio de termografía daños en los mismos y que pueden afectar posteriormente el funcionamiento continuo de las líneas de distribución.

2.1.1 Caracterización de líneas de distribución.

Se puede considerar que la línea es un elemento del sistema de potencia. En las líneas aéreas los conductores están suspendidos de la torre y aislados de ella y de los demás conductores a través de los aisladores, cuyo número esta determinado por el voltaje de la línea. Cuentan con blindaje o hilos de guarda para proporcionar protección a los conductores de fase contra descargas atmosféricas.

Una línea de transmisión de electricidad tiene cuatro parámetros que afectan su capacidad para cumplir su función como parte de un sistema de potencia: resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia.

La variación del parámetro resistencia implicará que se perderá energía en forma de calor que es lo que sucede en varios casos en los que se detectan puntos calientes en la línea y es por ello que este parámetro de la línea es el que se debe de tomar en cuenta para efectos de este estudio de termografía.

La resistencia de los conductores de las líneas es la causa más importante de pérdida de potencia en ellas. El término “resistencia”, a menos que sea calificado específicamente, se refiere a la resistencia efectiva. La resistencia efectiva de un conductor es

$$R = \frac{\text{pérdida de potencia en el conductor } \Omega}{I^2}$$

Donde la potencia esta en watts e I es la corriente rms en el conductor en amperes. La resistencia efectiva es igual a la resistencia de cd del conductor solo si la distribución de corriente a través del conductor es uniforme.

La variación en resistencia de los conductores metálicos con la temperatura es prácticamente lineal en el rango normal de operación.

2.1.2 Estado Actual.

Actualmente las instalaciones que serán revisadas, es decir, aquellas que estén involucradas con la línea de distribución de energía eléctrica.

Se encuentran en un funcionamiento continuo y aquellos componentes de la línea que por alguna razón se han deteriorado y que pueden ser detectados por medio de la termografía son a los que habrá que darles mantenimiento.

En las localidades en las que se revisará la línea de distribución y los equipos y dispositivos involucrados, se tiene el conocimiento de que estas líneas necesitan un mantenimiento periódico para asegurar el funcionamiento continuo de las líneas de distribución para que estas cumplan su función de transportar la energía de la fuente a la carga en este caso de las subestaciones de distribución a los consumidores.

Esto nos indica que actualmente las líneas de distribución están funcionando correctamente pero si no se les da mantenimiento, puede dar lugar a fallas que pudieron haber sido evitadas por medio del uso del mantenimiento predictivo por medio de termografía.

2.1.3 Artículos relacionados a inspecciones de mantenimiento establecidos en las normas NTDOST (normas técnicas de diseño y operación del servicio de transporte de energía eléctrica).

En el capítulo tres de las normas NTDOST que se trata lo referente a Criterios Operacionales aparecen varios Artículos, los cuales establecen la obligación de una revisión periódica de las instalaciones para garantizar el buen funcionamiento de éstas, dentro de los Artículos de interés para efectos de este estudio tenemos los siguientes:

2.1.3.1 Artículo 18 líneas y equipo de transporte

La responsabilidad de inspeccionar y garantizar la integridad y conveniente operación de las líneas y los equipos de una empresa de transporte, o de participantes que sean propietarios de líneas y equipos de transporte es de ellas mismas.

Las empresas de transporte deberán inspeccionar sus líneas y equipos conectados al Sistema Eléctrico Nacional antes de la conexión inicial y periódicamente después de su conexión para asegurarse que los parámetros y datos están correctos y no han cambiado más allá de los límites aceptables.

2.1.3.2 Artículo 19.5 Inspección de las líneas y subestaciones

El Transportista deberá realizar inspecciones regulares en las líneas de transporte así como en subestaciones de acceso a la red, para verificar que no existan equipos defectuosos y que las condiciones de los cables, aisladores, herrajes y demás elementos sean las adecuadas.

2.1.3.2 Artículo 20 reportes de inspección y/o mantenimiento.

La Comisión y/o el AMM (administración del mercado mayorista) podrán requerir en cualquier momento reportes de inspecciones y/o mantenimiento de las empresas de transporte y/o conducir en forma autónoma inspecciones periódicas.

Así como también es de considerar el título 4 de las normas, el cual trata lo relacionado con las sanciones y el cual contiene un solo capítulo y un solo artículo donde se establece lo siguiente:

2.1.3.3 Artículo 22 sanciones

El Transportista deberá cumplir con lo establecido en la Ley General de Electricidad y su Reglamento y con los requisitos de estas Normas.

El incumplimiento con los estándares y medidas de seguridad de las instalaciones del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica establecidas en estas normas, resultará en sanciones, aplicadas por la Comisión, de acuerdo con lo establecido en La Ley General de Electricidad y su Reglamento, u otro reglamento que la Comisión establezca para este fin.

2.2 Análisis de la termografía realizada

El uso de detección térmica e imagen en monitoreo de condición de plantas y mantenimiento predictivo es probablemente el mas extenso de todas las aplicaciones actuales. Desde chequeo periódico de puntos del comportamiento de temperaturas en maquinaria rotativa a programas completamente documentados de mantenimiento predictivo, la enumeración de monitoreo de condiciones para el despliegue de mas equipos termográficos más que cualquier otro uso comercial. La base para estos programas es el hecho de que un comportamiento térmico errado o desviado de equipo operando es generalmente un precursor de una operación costosa e ineficiente y entonces dará lugar a una falla.

El uso de visores térmicos infrarrojos para el monitoreo de las condiciones de la planta y el campo del mantenimiento preventivo han venido creciendo desde hace 25 años hacia donde este es aceptado universalmente adjunto a la facilidad de operación de la energía.

Datos termograficos desde cientos de inspecciones de líneas de transmisión han sido coleccionados y han sido desarrollados estándares por el comportamiento térmico de interruptores eléctricos y equipo de distribución eléctrica.

Utilidades tales como las de conexión y desconexión de equipo de compañías de servicios y utilidades del noreste mantienen personal a tiempo completo que llevan a cabo un continuo trabajo de inspección por infrarrojo, ahorrando millones de dólares anualmente en equipo y tiempo desperdiciado. Algunos años atrás la Corporación Hidro Ontario lanzaba un nuevo tipo de inspección termográfica vanguardista en cuyos bancos de datos estaban almacenados estándares de fallas térmicas de cientos de desconexiones típicas, transformadores, paneles de energía, y otros mecanismos de interruptores. Esto permite una rápida y precisa contribución del operador en el reporte de condición del equipo y conduce a una corrección oportuna de puntos problemas incipientes.

2.2.1 Causas del sobrecalentamiento en partes de las líneas de distribución.

Indicaciones de problemas en condiciones de monitoreo son conocidas como “localizaciones” estas según su origen pueden dar lugar a condiciones de calentamiento inusual que pueden ser causadas por eventos normales o fallas causadas por diversos factores. Las localizaciones deben, por ello, ser acompañadas por otra información de condiciones antes de que estos puedan ser válidos como problemas incipientes. Las localizaciones caen en una tabla de tres categorías: eléctricas, mecánicas y misceláneas.

De todas las aplicaciones de la termografía las instalaciones eléctricas son candidatas naturales a la aplicación de la termografía infrarroja. Podremos detectar puntos calientes en los termogramas realizados a las mismas. Las causas de estos puntos calientes pueden ser varias:

_ Reflexiones

- _ Radiación aportada por el sol
- _ Carga
- _ Variaciones de emisividad
- _ Calor inducido por corrientes de Eddy
- _ Aumento de resistencia, ocasionado por:

- o Conexión floja
- o Conexión con suciedad
- o Conexión con corrosión
- o Conexión con ajuste deteriorado
- o Componente incorrecto
- o Instalación incorrecta

Será labor del inspector de termografía saber discernir, filtrar y evaluar los puntos calientes encontrados en los termogramas, buscando la causa y el origen de los mismos.

Por otra parte, en general una falla electromecánica antes de producirse se manifiesta generando e intercambiando calor. Este calor se traduce habitualmente en una elevación de temperatura que puede ser súbita, pero, por lo general y dependiendo del objeto, la temperatura comienza a manifestar pequeñas variaciones.

Si es posible detectar, comparar y determinar dicha variación, entonces se pueden detectar fallas que comienzan a gestarse y que pueden producir en el futuro cercano o a mediano plazo una parada de planta y/o un siniestro afectando personas e instalaciones.

Esto permite la reducción de los tiempos de parada al minimizar la probabilidad de salidas de servicio imprevistas, no programadas, gracias a su aporte en cuanto a la planificación de las reparaciones y del mantenimiento. Los beneficios de reducción de costos incluyen ahorros de energía, protección de los equipos, velocidad de inspección y diagnóstico, verificación rápida y sencilla de la reparación, etc.

La inspección termográfica en sistemas eléctricos tiene como objetivo detectar componentes defectuosos basándose en la elevación de la temperatura como consecuencia de un aumento anormal de su resistencia ohmica. Las causas que originan estos defectos, entre otras, pueden mencionarse:

- Conexiones flojas
- Conexiones afectadas por corrosión
- Suciedad en conexiones y/o en contactos
- Degradación de los materiales aislantes
- Empalmes o conexiones sulfatadas
- Contactos defectuosos
- Puntos de conexión en mal estado
- Alta resistividad
- Grandes desbalances entre fases
- Puntos calientes en transformadores
- Puntos calientes en equipos de línea MT y BT
- Conductores subdimensionados
- Conductores sobrecargados
- Problemas en terminales de potencia

2.2.2 Esfuerzos eléctricos y mecánicos a considerar que pueden causar daño en las distintas partes de la línea.

2.2.2.1 Eléctrico

Aplicaciones en el campo de la electricidad representan un uso primario de la termografía infrarroja en cuanto a instalaciones y utilidades. Ello también representa la mayor franca aplicación del equipo. Las más comunes detecciones eléctricas son causadas por resistencia eléctrica alta, cortos circuitos, circuitos abiertos, corrientes inductivas y tierras energizadas.

2.2.2.2 Resistencia eléctrica alta

Resistencia eléctrica alta es la causa más común de puntos calientes en equipo eléctrico y líneas de poder. La ley de Ohm establece que la potencia disipada en un elemento en operación (y calentamiento resultante) es igual a el cuadrado de la corriente multiplicado por la resistencia ($P = I^2 R$). Cuando la corriente de la línea es relativamente constante y la resistencia es mas alta de lo que debería ser, potencia adicional es disipado y se presenta una anomalía térmica. Esto es siempre costoso y frecuentemente es peligroso. El factor de costo es múltiple. Primero, la conexión disipa watts valiosos en una forma que no se quiere, la cual es en forma de calor en lugar de producir trabajo útil. Segundo, el incremento de resistencia causa una caída adicional de voltaje y esto da como resultado en un incremento en pérdidas de corriente. Tercero, la elevación de temperatura causa desgaste acelerado, lo cual hará que se necesite un pronto reemplazo del equipo. Ejemplos típicos de calentamiento resistivo incluyen malas conexiones, corrosión en las conexiones, parte de conductores quebrados.

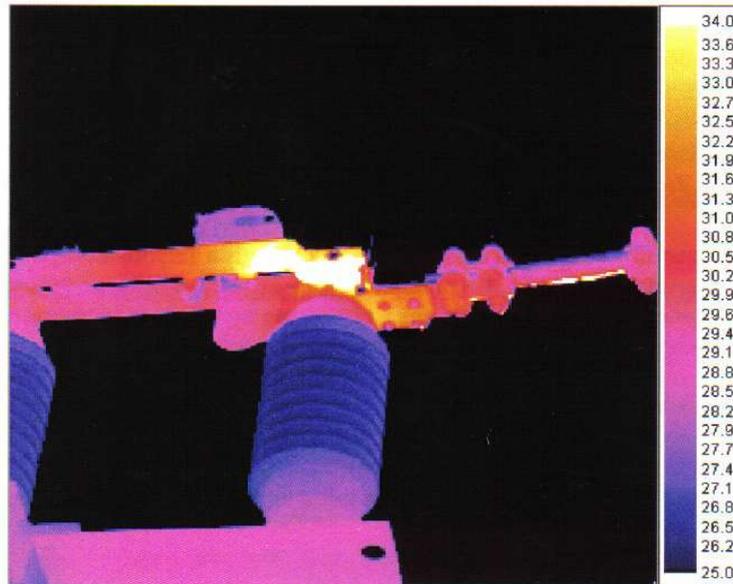
La figura 15 es un ejemplo de calentamiento excesivo causado por resistencia alta en una conexión debido del deterioro de la conexión. La temperatura mas alta que se puede apreciar es más de 50°F es mayor que la temperatura correspondiente a las conexiones de las otras dos fases.

Figura 15. Calentamiento excesivo en una conexión debido a deterioro de la conexión.



En líneas de poder y seccionadores, conexiones calientes debido a el deterioro son las causa mas comunes y son consideradas fallas incipientes. La figura 16 es un ejemplo de sobrecalentamiento en un seccionador debido al contacto dañado. La elevada resistencia de contacto resulta en un incremento de temperatura por encima de lo adecuado de 10°C.

Figura 16. Sobrecalentamiento en un seccionador debido a la alta resistencia de contacto.



2.2.2.3 Cortos circuitos

Cuando ocurre un corto circuito en una línea de poder, usualmente son de duración extremadamente breve y tienen resultados inmediatos y desastrosos. Cortos circuitos dentro de un componente en operación, no obstante, puede ser detectado y diagnosticado usando equipo de termografía; la sección en corto causara excesivo flujo de corriente, con calentamiento resultante. Un ejemplo de esto podría ser secciones cortocircuitadas de un devanado de un transformador de corriente. La detección en tal caso podría ser que el transformador podría aparecer mas caliente de lo normal y/o mas caliente que otros dispositivos similares. Problemas similares pueden ocurrir dentro de equipo en rotación tal como motores y generadores y dentro de suministros de energía.

2.2.2.4 Circuitos abiertos

Circuitos abiertos son frecuentemente pasados por alto por termógrafos inexpertos como indicaciones de problemas de potencial a causa de que estos generalmente no se muestran como puntos calientes. Un elemento de operación que aparezca mas frío de lo normal talvez indique que el elemento esta en circuito abierto y fuera de operación. Un problema común con los inversores por ejemplo, es “golpe” (abierto) de capacitores. El capacitor dañado aparecerá mas frío que otros capacitores similares dentro del inversor. En suministros de potencia, resistores o circuitos integrados que están abiertos y fuera de operación aparecerán también más fríos de lo normal, aunque el mal funcionamiento quizás cause calentamiento excesivo en otro lugar en el elemento de operación.

2.2.2.5 Corrientes Inductivas

Corrientes inductivas pueden causar calentamiento excesivo dentro de componentes ferrosos o elementos que están dentro de un campo magnético de equipo grande tal como el generador principal en una planta de potencia. Puntos calientes pueden aparecer en ubicaciones aparentemente poco probables tales como el almacón de motores y elementos estructurales. Varios ejemplos han sido documentados donde tornillos de acero han sido inapropiadamente usados para reemplazar tornillos no férricos en la estructura de apoyo de gran maquinaria rotativa. Puntos calientes causados por calentamiento inductivo no siempre están en primer lugar en cuanto a generar peligro o falla, pero estos hallazgos podrían ser bien documentados por un termógrafo conciente de la importancia de tener referencias para casos futuros.

2.2.2.6 Tierras energizadas

Tierras energizadas son fenómenos que comúnmente ocurren en plantas e instalaciones y son en muchos casos, considerados situaciones de “seguridad de vida”. Desde el momento en que una conexión a tierra está energizada estará usualmente extremadamente caliente, pocas veces hay dificultad identificando un problema como este por medio de la termografía. El problema es establecer la causa, la cual podría ser exclusiva. La causa podría ser avería en el aislamiento de un elemento en operación. La conexión a tierra podría también estar llevando corrientes inducidas debido a la avería en un elemento cercano. Frecuentemente un diagnóstico requiere considerable aporte del conocimiento del personal de las instalaciones.

2.2.2.7 Condiciones de guía

La pregunta “Qué tanto una desviación de temperatura de la normal constituye una condición con problemas?” es frecuentemente preguntada en la comunidad que monitorea condiciones por medio de termografía por aquellos comenzando nuevos programas. A causa de que existen muchos factores, incluyendo variaciones ambientales, que pueden influenciar la temperatura medida, no hay una simple respuesta a la pregunta. Con esta prevención en mente, como sea, es razonable seleccionar cuatro aspectos guía para determinar la severidad de defectos detectados basados en el sentido común y la experiencia. El desarrollo de aspectos guía comenzó en la industria de la electricidad, y hoy muchas instalaciones tienen “reglas de aprobación” sistemas donde según ellos clasifican la potencial severidad de un defecto basados en el incremento de la temperatura y condiciones de carga conocidas. Un ejemplo de clasificación según aspectos guía se muestra en la siguiente tabla. Los aspectos guía listados están basados en 50% de carga.

El método para ajuste de aspectos guía como condiciones variantes de carga es también mostrado. Es de hacer notar que estos aspectos guía son basados en el conocimiento y experiencia en una compañía. No hay un único método aceptado universalmente.

Tabla I Clasificación de puntos calientes

CLASE	INCREMENTO DE TEMPERATURA (basado en un máximo de carga del 50 %)	DESCRIPCION
I	Mas grande que 0.5 °C	Primera etapa de sobrecalentamiento. Debería ser mantenido bajo control y reparado en el siguiente mantenimiento programado.
II	5 a 30°C	Desarrollando sobrecalentamiento. Reparar en el primer momento oportuno con la consideración debida al entorno de la carga.
III	Mas grande que 30°C	Sobrecalentamiento excesivo. Reparar de una vez pero con la debida consideración de la carga.

La ley de Joules establece: $P = I^2 R$. Se puede usar esta fórmula para saber la proporción del incremento de temperatura a 50% de la carga.

Ejemplo: A 20 % de la carga, un 8°C de incremento es visto. Para sacar la proporción de esto a 50 % de la carga, se multiplica por el cuadrado de la relación de cargas como sigue:

$$(50/20)^2 = 6.25$$

$$6.25 * 8^{\circ}\text{C} = 50^{\circ}\text{C de incremento.}$$

La siguiente tabla resume otra selección de aspectos guía en la industria eléctrica para compensar los efectos del viento frío que queda fuera de las mediciones termograficas a equipo eléctrico. La tabla muestra factores de ajuste para velocidades del viento abajo de 9 m/s (18 knots). Mediciones termográficas no son recomendadas a velocidades del viento mayores que 18 knots.

Tabla II Compensación por los efectos del viento

VELOCIDAD DEL VIENTO (m/s)	FACTOR DE CORRECCIÓN
1 (o menos)	1.00
2	1.36
3	1.64
4	1.86
5	2.06
6	2.23
7	2.40
8	2.50
9 (o más)	Mediciones no recomendadas

$$1 \text{ m/s} = 2 \text{ knots} = 2.2369 \text{ mph}$$

Ejemplo: Un exceso de incremento de temperatura en un componente es medido y es 5 °C a una velocidad de viento de 8 m/s. El actual exceso de temperatura es calculado como: $5 * 2.54 = 12.7^{\circ}\text{C}$.

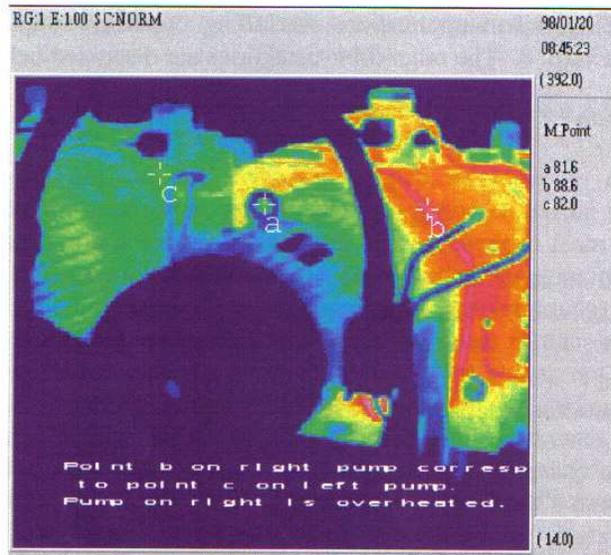
2.2.2.8 Problemas mecánicos

Daños mecánicos que mas frecuentemente ocurren en plantas están clasificados en uno de cuatro categorías; defectos de edificios, fricción, válvulas o tubos en mal funcionamiento (bloqueado/fuga) y defectos por desgaste dentro de la planta. Las aplicaciones a defectos de edificios, incluyendo desgaste de edificios son discutidos para aplicaciones que no se tratarán en este estudio. Las otras tres categorías son discutidas en los siguientes párrafos.

2.2.2.9 Fricción

La identificación de problemas a la par de una excesiva fricción y su calentamiento resultante es el tipo más común de detección de daño mecánico para medición a través de termografía infrarroja, y la mayoría de estos problemas por fricción ocurren en maquinaria rotativa. Los problemas contabilizados incluyen desgaste, contaminación o pobre lubricación de cojinetes y acoplamientos y ejes desalineados. Daños típicos ocurren en motores de bombeo tales como aquellos mostrados en figura 17 donde el deterioro del lubricante en el motor crea incrementos de temperatura en la ubicación del cojinete. Un desalineamiento en el eje dará como resultado una distribución desigual de carga causando generación de calor en el punto de más alta resistencia mecánica.

Figura 17. Sobrecalentamiento de un cojinete del motor causado por el deterioro del lubricante.

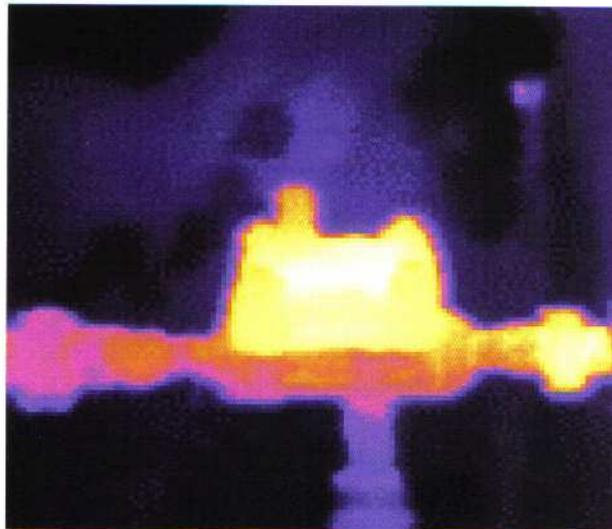


2.2.2.10 Válvula o tubo bloqueado/fuga

La localización por termografía de válvulas o tubos con fuga podría ser simple o complicada, dependiendo de un número de condiciones. Detectar la fuga es usualmente simple si la sección de la válvula o tubo no está cubierta con material aislante y si la temperatura del fluido conducido por la sección de válvula o tubo es suficientemente caliente o frío en comparación a la temperatura ambiente. Cuando un fluido caliente, por ejemplo, pasa a través de una válvula cerrada, la temperatura tenderá a elevarse en el lado lejano a la válvula y podrá ser observado termográficamente. Trampas de vapor son válvulas especiales que automáticamente y por ciclos abren y cierran para remover condensación desde las secciones de vapor en la línea de proceso.

Si el termógrafo tiene conocimiento previo de su operación apropiada, trampas de vapor pueden ser observadas termograficamente para determinar si están operando apropiadamente. La figura 18 es un termograma de una trampa de vapor funcionando normalmente. La salida (izquierda) calienta cuando la trampa se abre y descarga y enfría cuando la trampa se cierra y comienza a recargar. Una trampa en mal funcionamiento de este tipo podría no exhibir diferencia de temperatura entre la entrada (derecha) y la salida.

Figura 18. Funcionamiento normal de una trampa de vapor



Bloqueo en la línea de transferencia de un fluido puede ser simple de detectar termograficamente si la temperatura del fluido es lo suficientemente caliente o fría en comparación a la temperatura ambiente. Si no, hay más propuestas sutiles que han tenido exitosas documentaciones. La aplicación de calor uniforme transitorio, por ejemplo, frecuentemente resultará en diferencias de temperatura en el sitio bloqueado a causa de la diferencia en la capacidad térmica entre el fluido (en forma líquida) y el bloqueo sólido.

2.2.2.11 Aislamiento dentro de la planta o instalación

Muchos de los equipos, conductos y tuberías dentro de una instalación que contiene o lleva fluido caliente o frío son normalmente usados para conservar energía térmica y por razones de seguridad. La termografía es rutinariamente usada para probar la uniformidad y la integridad de efectos térmicos. Diferencias térmicas observadas pueden ser usadas para detectar los efectos de pérdida de aislamiento, disminución o degradación del aislamiento y aislamiento mojado.

2.2.3 Temperaturas de fusión y datos generales de los materiales analizados

2.2.3.1 Aluminio

Es un metal de color blanco plateado, siendo su principal característica su ligereza que lo hace muy útil en variadas aplicaciones. Es dúctil y maleable, buen conductor de la electricidad y del calor. Tiene un peso específico de 2.7 Kg / dm³ y funde a los 667 °C. Su resistencia a la tracción es de unos 10 Kg / mm² si es fundido o recocido, valor que se duplica si está laminado en frío (agrio); esta resistencia decrece rápidamente si aumenta la temperatura, así: a 300 °C su resistencia disminuye a un tercio y a 500 °C a un décimo de su valor en frío.

Se distinguen dos clases de aluminio: puro (99.88 % de Al) y técnico (99 % 98 %... de Al). El primero se emplea excepcionalmente, mientras que el aluminio técnico encuentra mayor campo de aplicaciones.

2.2.3.2 Aleaciones de aluminio

Las propiedades mecánicas del aluminio mejoran considerablemente si se alea con otros metales, tales como el cobre, magnesio, silicio, zinc, plomo, etc. En la norma UNE 38.001 se establece la siguiente clasificación:

Serie L-200. Aleaciones ligeras de Al para moldeo.

Serie L-300. Aleaciones ligeras de Al para forja.

Serie L-400. Aleaciones ligeras de Al de alta fusión.

2.2.3.3 Cobre

Este metal puede encontrarse en estado nativo en la naturaleza, principalmente formando compuestos minerales: pirita de cobre, cobre oxidado, etc. Su obtención a partir de estos minerales es posible a través de tres procedimientos:

- Reduciendo el óxido de cobre en hornos apropiados, teniendo como producto el cobre metalúrgico.
- Por medio del tratamiento con disolventes adecuados, lo que da un cobre muy impuro al que hay que refinar.
- Por vía electrolítica, con lo que se obtiene un cobre muy puro.

Según su pureza, las características del cobre varían, manteniéndose dentro de los siguientes límites:

- Densidad 8.8-8.9
- Punto de fusión 1,0564 °C - 1,083°C
- Resistencia a la tracción 20 45 Kg. / mm²

Sólo se oxida superficialmente y su color rojizo se vuelve verdoso.

El cobre es muy maleable pudiendo laminarse en hojas hasta de 0.02 mm de espesor, también permite estirarlo en hilos finísimos. Sus principales aplicaciones son: fabricación de hilos, cables, láminas, en instalaciones eléctricas, en la construcción de recipientes y útiles diversos, además en la fabricación de múltiples aleaciones.

Denominación: La serie que denomina a los cobres es la C-100, siendo los respectivos grupos los siguientes:

Grupo C-100 Cobres afinados.

Grupo C-130 Cobres exentos de oxígeno.

Grupo C-140 Cobres desoxidados.

Algunas de las aleaciones de cobre más conocidas son el bronce, que es la aleación de cobre con estaño y el latón que es una aleación de cobre y zinc.

2.2.3.4 Acero

El acero se obtiene eliminando las impurezas del arrabio, producto de fundición de los altos hornos, y añadiendo después las cantidades adecuadas de carbono y otros elementos. La principal dificultad para la fabricación del acero es su elevado punto de fusión, 1.400 °C, que impide utilizar combustibles y hornos convencionales.

Los aceros se clasifican en: aceros al carbono, aceros aleados, aceros inoxidables, aceros de herramientas y aceros de baja aleación ultrarresistentes. Los aceros al carbono contienen diferentes cantidades de carbono y menos del 1,65% de manganeso, el 0,60% de silicio y el 0,60% de cobre. Los aceros aleados poseen vanadio y molibdeno además de cantidades mayores de manganeso, silicio y cobre que los aceros al carbono.

Los aceros inoxidable llevan cromo y níquel, entre otros elementos de aleación. Los aceros de herramienta contienen wolframio, molibdeno y otros elementos de aleación que les proporcionan mayor resistencia, dureza y durabilidad. Los aceros de baja aleación ultra resistentes tienen menos cantidad de elementos de aleación y deben su elevada resistencia al tratamiento especial que reciben.

2.2.3.5 Hierro

El hierro es sin duda el más importante de los metales, por su abundancia y por sus aplicaciones industriales. Los principales minerales de hierro son: magnetita, oligisto, limonita, y siderita. El hierro es un material duro, tenaz, resistente, trabajable y muy dúctil. Se emplea en la fabricación de perfiles, la elaboración de acero y de un sinfín de piezas metálicas. Consideramos hierro a una aleación férrea de hierro y carbono con un contenido de carbono inferior al 0.1%. La temperatura de fusión del hierro es de 1536⁰C y su densidad de 7.86 g/cm³.

2.2.4 Características de los conectores a nivel microscópico.

Un tratado que abarque todos los aspectos de la teoría de los conectores puede volverse muy confuso si no se subdivide en temas manejables. Es más, dentro de un tema en particular, hay diversas cuestiones que pueden (y de hecho, así sucede) sobreponerse entre sí. Sin embargo, sin importar el medio de conexión, su aplicación o su función, todas las conexiones eléctricas tienen un objetivo fundamental: brindar un camino de conducción eléctrica entre los conductores que se unen. Un resultado inherente de este objetivo es que una conexión eléctrica debe exhibir un bajo contacto o resistencia.

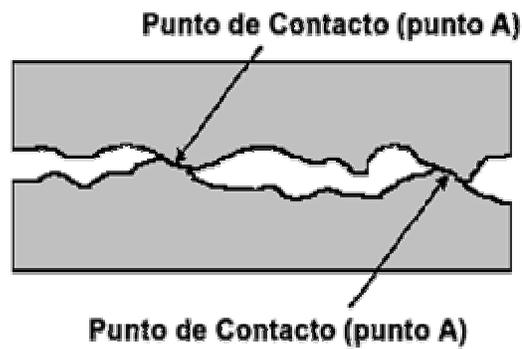
Dos superficies de conductores cualesquiera en contacto (por ejemplo, el conector y el cable) no se emparejan perfectamente. A nivel microscópico, cada superficie se asemeja a un terreno accidentado con picos y valles. Cuando se juntan las dos superficies, los picos y valles de uno se emparejarán aleatoriamente con los de la otra superficie. Cuando ocurre un contacto directo, la resistencia de una superficie a la otra es teóricamente cero, es decir, no existe una caída de tensión con al superficie inmediata.

Sin embargo, en realidad, existen pocos puntos de contacto directo, también conocidos como "puntos A" entre las dos superficies (ver la Figura 19). Si se aplica una tensión entre las superficies de acoplamiento, fluirá una corriente pero sólo a través de los puntos de contacto. La restricción del flujo de corriente a estos pocos puntos de contacto constituyen la resistencia de contacto.

Por lo tanto, para que un conector eléctrico alcance su objetivo, se debe crear tantos puntos de contacto con el conductor como sea posible. Cuantos más puntos de contacto se establezcan dentro de un área dada, habrá menor resistencia de contacto. La eficiencia de largo plazo del conector se relaciona directamente con los puntos de contacto establecidos originalmente.

El conector no sólo debe maximizar los puntos de contacto durante la instalación, también debe mantener ese contacto por todo el tiempo de vida deseado para esa conexión.

Figura 19 Vista microscópica de las asperezas entre dos superficies



Aunque la premisa de crear una conexión eléctrica parece sencilla, muchos factores influyen la capacidad de una conexión para establecer en primer lugar, y luego mantener, una baja resistencia de contacto. Los contaminantes de superficie o corrosión interferirán con el establecimiento del contacto inicial, la fatiga térmica puede aflojar al conector y el esfuerzo mecánico y la corrosión de largo plazo puede disminuir la superficie de contacto en forma directa o indirecta atacando la integridad estructural del conector.

2.2.5 Tipos de conectores y su adecuada instalación para evitar puntos calientes.

Una buena conexión eléctrica requiere tres elementos básicos: el conector apropiado, una preparación adecuada del cable y procedimientos correctos de instalación. Además, las condiciones en el sitio tales como la temperatura, el ambiente y la condición del conductor no son controlables y obstruirán los intentos de producir una adecuada conexión eléctrica. Por lo tanto, el diseño del conector debe ser capaz de compensar estas condiciones variables.

Las juntas del conductor y las interconexiones son parte de cada circuito eléctrico. Allí es de suma importancia que las conexiones eléctricas sean hechas apropiadamente. El requisito básico de cualquier conexión eléctrica es que mantenga su integridad estructural y eléctrica a lo largo del lapso esperado de su vida. Materiales de alta calidad y el modo de trabajo (en el conector y durante la instalación) son esenciales para asegurar que los requisitos básicos del conector se alcancen.

2.2.5.1 Tipos de conectores

Los tipos de conectores desarrollados a lo largo de los años caen generalmente dentro de tres categorías: mecánicos, de compresión y de fusión. Los conectores mecánicos emplean ferretería o medios mecánicos similares para crear puntos de contacto y para mantener la integridad de la conexión. Las conexiones por compresión usan herramientas especialmente creadas para engrapar o sujetar el conector al conductor con una gran fuerza, creando una unión eléctrica permanente. Las conexiones de fusión se hacen principalmente por soldadura. Las secciones siguientes discuten las propiedades de los distintos criterios de diseño para estos tipos de conectores y de las conexiones específicas contenidas en ellas.

2.2.5.2 Conectores mecánicos

La teoría básica de los contactos describen cómo se establece el contacto eléctrico entre los conductores por medio de la aplicación de la fuerza mecánica. Aún cuando la fuerza aplicada sea pequeña, la resistencia en un punto de contacto es, en teoría, cero (en la práctica la resistencia es muy pequeña, típicamente en el orden de los micro ohmios o menor).

Sin embargo, hay otros factores aparte de la resistencia de contacto que deben tomarse en cuenta.

Los conectores mecánicos desarrollados en las últimas décadas han superado muchas de las complicaciones en la instalación atribuidos a los métodos de conexión de fusión, tales como el soldado. La conexión mecánica de hoy en día ha sido diseñada para acomodarse a la capacidad de la corriente que recorre el conductor y para brindar la facilidad de instalación, con lo que se logra una conexión eléctrica segura y confiable.

2.2.5.3 Ventajas de los conectores mecánicos

Los conectores mecánicos generalmente tienen una ventaja sobre otros tipos de conectores (por ejemplo, los de compresión), en el grado de resistencia inherente de los componentes del conector. La elasticidad permite el seguimiento del creep (fenómeno de fluencia) y reduce los esfuerzos debido a la expansión térmica que tienden a ocasionar un creep excesivo. Los componentes de un conector diseñado adecuadamente brindan la elasticidad deseada.

Los conectores mecánicos también se pueden instalar con herramientas básicas, como socket o llaves de terminal abierto, destornilladores, etc. Estos conectores son fáciles de usar y requieren de un mínimo de entrenamiento para ser instalados apropiadamente.

Generalmente el esfuerzo físico no es excesivo, aunque al instalar varios conectores y/o ferretería de engrampe por conector puede requerir cierto esfuerzo físico.

Los conectores mecánicos también tienen la ventaja de ser removibles, y que si se encuentran en buenas condiciones pueden ser reusados. Cuando las condiciones lo garantizan, los conectores mecánicos se pueden desensamblar sin ocasionar daño a los componentes de conexión.

La eficiencia eléctrica de los conectores mecánicos cumple o supera los requerimientos industriales para los que fueron diseñados. Por lo tanto, no se compromete la eficiencia cuando se usan los conectores mecánicos en ambientes de prueba.

2.2.5.4 Desventajas de los conectores mecánicos

Aunque los conectores mecánicos ofrecen versatilidad y facilidad de instalación, entre otros atributos, hay algunas desventajas y consideraciones que deben tenerse en cuenta.

Se deben seguir requerimientos de torque específicos para brindar la necesaria fuerza de engrampe para una conexión eléctrica perfecta. Los instaladores rara vez usan llaves de torque calibradas para asegurar las tuercas y los pernos de los conectores mecánicos. Por lo tanto, no se puede repetir la consistencia de las fuerzas aplicadas en otras instalaciones mecánicas.

La naturaleza general de una conexión mecánica no permite un elevado esfuerzo de retención. Por lo tanto, los conectores mecánicos no se usan como conectores a plena tensión mecánica.

De forma similar, el uso de conectores mecánicos en áreas de alta vibración puede requerir de mayor mantenimiento y de una inspección periódica. Finalmente, si se requiere una conexión aislada, los conectores mecánicos son usualmente difíciles y toscos para cubrir adecuadamente debido a su geometría.

2.2.5.5 Conectores de compresión

Los conectores de compresión son parte de un sistema de conexión que emplea herramientas de instalación y dados específicos para realizar conexiones permanentes y de alta calidad. La versatilidad de un sistema de compresión asegura que todas las funciones de compresión (Derivación, terminal y empalme) sean obtenibles en diversas formas. Además, los conectores de compresión están disponibles para conductores de aluminio, de cobre y de acero, además de combinaciones de éstos.

2.2.5.6 Ventajas de los conectores de compresión

El bajo costo de un conector de compresión comparado con los otros métodos no pueden pasarse por alto, particularmente cuando se refiere a la distribución. Por experiencia se conoce que los conectores de compresión operará mejor que los conectores mecánicos, y en el peor caso, con igual performance. La naturaleza de su construcción permite un mejor grado de envoltura del conductor que retiene el compuesto inhibidor de óxido y protege el área de contacto de la atmósfera, brindando por lo tanto, una conexión libre de mantenimiento.

Las fuerzas enfocadas y consistentes impartidas al conector de compresión por la herramienta de instalación logra una conexión eléctrica y mecánica adecuada.

Las altas fuerzas de ruptura rompen los óxidos y establecen los puntos de contacto (zonas A) para una menor resistencia de contacto. El propio conector de compresión está hecho de un material que es suave con relación al conductor de modo no rebote y ocasione la separación del contacto.

Los requerimientos para las aplicaciones de plena tensión se indican en la norma ANSI C119.4, y para la mayor parte, se acomodan por conectores de compresión. Los conectores de compresión son más adecuados en áreas con acumulación de viento, vibración, nieve y otros esfuerzos asociados con las aplicaciones de tensión. Las conexiones de compresión también se han probado en aplicaciones rigurosas de puesta a tierra por encima y por debajo de sus condiciones nominales. También hay disponibles conectores de compresión de puesta a tierra que soportan los rigores de las pruebas UL-467 y IEEE Std 837.

Una ventaja muy importante para los conectores de compresión es la eliminación del elemento humano durante la instalación con el uso de las herramientas y/o dados recomendados. Se imparten fuerzas consistentes y repetibles con cada pliegue. El sistema de compresión puede tener dados codificados por color que son iguales a la codificación del conductor. Si no existe tal codificación, se usa un índice numerado con marcas estampadas en el conector, y debería ser igual al índice numerado del dado. Algunos dados también resaltarán su índice numerado en el crimp completo, lo que lo convierte en una combinación casi a prueba de tontos para su inspección. Para simplificar aún más el proceso de compresión, las herramientas de instalación sin dados no requieren de seleccionar e insertar los dados.

Debido a su geometría, los conectores de compresión son considerablemente más fáciles de aislar o de encintar que los conectores mecánicos.

2.2.5.7 Desventajas de los conectores de compresión

Aunque la instalación de una conexión de compresión es generalmente más barata en costo que los otros tipos de conectores, la adquisición de las herramientas adecuadas de instalación para un sistema de compresión requiere una elevada inversión de capital.

Además, hay tantos diferentes tipos de herramientas de compresión para elegir que vuelve las decisiones iniciales difíciles y costosas si se hacen cambios más adelante. Las herramientas de instalación de compresión se han desarrollado por varios años para acomodarse a diferentes requerimientos del cliente (por ejemplo, tamaños de conductores o facilidad de uso). Por lo tanto, un conector típico de empalme de compresión puede tener potencialmente una multitud de herramientas y de dados recomendados para la instalación.

Debido a la necesidad de herramientas específicas y de dados para instalar una conexión de compresión, los instaladores deben ser entrenados en las técnicas y en el mantenimiento adecuado de estas herramientas. La precisa selección del dado y de la herramienta es una necesidad para una adecuada instalación de una conexión de compresión.

Cuando se usan herramientas operadas manualmente, debe tenerse en cuenta que algunas conexiones de compresión requieren mayores esfuerzos físicos para la instalación. Cuando se instalan varias conexiones, los instaladores pueden fatigarse y es posible que no completen el número indicado de pliegues.

2.2.5.8 Conectores soldados

Las conexiones soldadas se usan principalmente en aplicaciones de subestaciones, y de forma particular con conductores de aluminio.

Una vez que se diseña la subestación, para varias interfaces de conexión se deberá seleccionar una metodología de conexión. Como se discutió antes, en muchos casos se elegirá un medio mecánico. Sin embargo, las conexiones soldadas brindan una alternativa viable para ciertas conexiones.

2.2.5.9 Ventajas de las conexiones soldadas

Las conexiones soldadas pueden brindar una alternativa económica cuando se hacen conexiones dentro del área de una subestación. Una gran cantidad de conexiones ocasionan un menor costo por soldadura debido a la disponibilidad de los materiales necesarios y del personal calificado. Una unión soldada adecuadamente puede crear un conductor continuo que es muy confiable. Al permitir la conductividad del material de relleno, la unión esencialmente homogénea creado por una soldadura brinda una relación de resistencia menor a la unidad.

2.2.5.10 Desventajas de las conexiones soldadas

Cuando se actualiza o se hacen adiciones que requieren pocas conexiones, la soldadura no es una metodología de conexión rentable. Las menores cantidades de las uniones de soldadura ocasionan mayores costos de instalación.

Adicionalmente, se requiere un mayor nivel de habilidad para producir un soldadura confiable. El proceso de soldado requiere que se unan los materiales de tal forma que sean libres de contaminantes.

Cualquier impureza de la superficie, tales como la grasa o la suciedad, contaminará la unión y ocasionará una baja conductividad eléctrica y/o insuficiente esfuerzo mecánico. Los contaminantes también pueden causar la corrosión prematura de la conexión soldada.

Se debe limpiar adecuadamente las superficies con solventes pero también son necesarios métodos de limpieza mecánica. Como consecuencia, los costos de instalación se incrementarán teniendo en cuenta el aumento en el tiempo requerido para preparar adecuadamente el conductor y debido al alto nivel de habilidad requerido para realizar las operaciones de soldado.

2.2.5.11 Procedimiento para montaje de conectores:

1. Para obtener un desempeño óptimo de cualquier conector, la superficie del conector debe ser fuertemente limpiada antes de la instalación. La oxidación que se forma en la superficie de todos los conductores actúa como aislante. De no remover la oxidación mencionada se puede producir una alta resistencia en la unión y posteriormente puede producirse una falla.
2. La superficie del conductor debe ser cepillada con un cepillo con cerdas de alambre hasta que este brillante y reluciente.
3. Conductores de aluminio (nuevos o viejos) deben ser cubiertos con BURNDY PENETROX después del cepillado. PENETROX es un compuesto que ayuda a establecer una baja resistencia en las uniones y previene para que no se forme nuevamente oxidación en el aluminio.

Limpieza y uso del Compuesto: Debemos enfatizar que cuando están involucrados conectores o conductores de aluminio la limpieza apropiada del aluminio y el uso de un buen compuesto, tal como BURNDY PENETROX A, son esenciales para no tener fallas .

BURNDY como otros fabricantes, proveen los conectores recubiertos de un compuesto para hacer innecesaria la limpieza de los conectores, pero en todos los casos, el conductor de aluminio debe ser limpiado por un cepillo de cerdas de alambre e inmediatamente recubierto por el compuesto del conector.

Para simplificar la aplicación del compuesto, y para asegurar su uso, también todos los conectores de aluminio BURNDY, excepto los conectores abrazadera larga tipo subestación, son desde la fábrica llenos con el compuesto PENETROX. Para los conectores de compresión tubulares, las barras tubulares con suficientemente llenadas y cubiertas con PENETROX. Para otros tipos, las ranuras de contacto son llenadas con PENETROX y encerradas en un envoltorio plástico en un proceso llamado “desmontaje de sellado”.

2.2.5.12 Preparación de la superficie de contacto

La preparación de la superficie de contacto es esencial asegurar el contacto apropiado entre el conector y conductor. Los contaminantes de la superficie interferirán grandemente con el establecimiento de una conexión eléctrica perfecta. Los pasos siguientes deben tomarse en cuenta para preparar la superficie de contacto para la conexión:

1. Quite toda la corrosión y óxidos de la superficie a lo largo de las áreas de contacto. Los óxidos se forman naturalmente en las superficies metálicas con exposición al aire, y en el caso de algunos metales como aluminio, la formación es relativamente rápida y transparente al ojo. Remueva los óxidos en el conector y conductor, esto se realiza previo a la instalación y puede lograrse adecuadamente con un cepillo de alambre. Las superficies enchapadas no deben ser cepilladas con alambre.
2. Si un conector o la superficie del conductor es enchapada, la remoción de contaminantes debe hacerse con un solvente de limpieza apropiado o compuesto similar, que no perjudique la integridad del enchape.
3. Pocos fabricantes selectos grabarán químicamente y aplicarán un anti-oxidante que cubre a todas las superficies del conector justo después de su fabricación.

El recubrimiento anti-oxidante, además de los componentes inhibidores del óxido, actúa para retardar la formación de óxido de aluminio en el aluminio del enchapado. Para conectores tratados con recubrimiento anti-oxidante durante la fabricación, las superficies de contacto pueden asegurarse ser relativamente libres de óxido y listas para la conexión. (Para determinar si un recubrimiento anti-oxidante se ha aplicado, ponga el conector bajo una luz negra. Los anti-oxidantes aparecerán como un recubrimiento "blanquecino" cuando lo exponga a la luz negra.) Los conectores no tratados con un anti-oxidante deben limpiarse previo a la instalación.

4. La preparación de la superficie también incluye la remoción de otros contaminantes de las superficies de contacto. Los tipos de contaminantes que pueden estar presentes en una superficie del conductor son partículas de aislamiento, adhesivos, aceites, suciedad, y humedad. Sin tener en cuenta el contaminante, la remoción es esencial para el apropiado contacto eléctrico. Una vez más, la remoción del contaminante debe realizarse sin perturbar las superficies enchapadas.

2.2.5.13 Remoción del aislamiento

La cubierta del conductor y los aislamientos protegen al conductor de la corrosión y del daño mecánico, así como proporciona separación eléctrica entre las capas conductoras y/o del contacto externo. Al instalar un conector, la cubierta debe quitarse completamente sin dañar al conductor adyacente. La región del conductor expuesta debe ser de longitud suficiente para acomodar la(s) superficie(s) de contacto completa del conector.

Dependiendo del tipo de conductor, la remoción del aislamiento (y re-aislamiento de la conexión terminada) puede ser bastante complicada.

Si trabajamos con conductores complicados que tienen múltiples capas de aislamiento y materiales que cubren, o sólo cables de chaqueta simple, allí existe algunas reglas básicas para remover el aislamiento.

1. El aislamiento debe quitarse para una longitud sólo mayor que la longitud del contacto del conector a ser instalado. En el caso de conexiones de compresión, la longitud desnuda debe incluir longitud adicional para compensar a la expulsión del conector durante el engrapado.
2. Sin tener en cuenta el método usado, el conductor adyacente no debe ser dañado por el corte o durante el proceso de remoción del aislamiento. El corte de las hebras reduce el área seccional de cruce del conductor y pueden producir un eventual fracaso.
3. Después de que el conductor se pela y todo el aislamiento es removido, siga las pautas para la preparación de superficie de contacto y, cuando sea necesario, aplique el inhibidor de óxido.

2.2.5.14 Inhibidores del óxido

Al hacer las conexiones por compresión o mecánicas, generalmente es una práctica recomendada cubrir las superficies de contacto con un compuesto que inhibe el óxido. Estos compuestos tienen muchos atributos que aseguran un buen contacto y refuerzan la longevidad de la conexión. Aunque se discutió en numerosas secciones dentro de este documento, se presenta debajo una lista compilada de los beneficios de usar inhibidores del óxido.

- La penetración de capas de óxido ayuda a producir resistencia de contacto inicial baja y produce una mejor conductibilidad de conexión.
- Prevención de oxidación y corrosión sellando la juntura del aire y contaminantes.
- Ayuda a incrementar el poder de adherencia de la conexión, cuando sea necesario.

- Continuación de las propiedades para mantener la integridad de la conexión encima de rangos de temperatura amplios.
- Compatibilidad con el aislamiento del cable.

En muchos casos, el fabricante del conector predeterminará el inhibidor del óxido apropiado y proporcionará el conector pre-llenado con ese compuesto. Donde el conector no está pre-lleno, dos tipos generales de compuestos están disponibles, dependiendo si cobre o aluminio serán unidos. Ambos tipos son convenientes para conexiones pad-to-pad y ranura-a-conductor de contacto.

3. DIAGRAMAS UNIFILARES

3.1 Diagramas unifilares del circuito al cual pertenecen las líneas de distribución.

Los diagramas unifilares de la línea de distribución a la cual se le hará una inspección por medio de termografía son útiles durante la inspección, ya que teniendo el diagrama unifilar tendremos el conocimiento de la ubicación de las estructuras y se podrá realizar de una manera ordenada la inspección a la línea de distribución para que cada uno de los componentes sean chequeados y anotados luego de la inspección.

En el diagrama unifilar aparecen los números de matrícula de las estructuras que están ubicadas a lo largo de la línea de distribución, estos números nos servirán como referencia para consultar en el diagrama en que sector de la localidad es el que se está trabajando y al momento de encontrar un punto caliente este pueda ser identificado por la cuadrilla que lo reparará por ejemplo una semana después si ese fuera el caso.

En el diagrama unifilar se puede observar los distintos ramales que tiene la línea de distribución de energía eléctrica, para realizar la inspección por medio de termografía se partirá desde el punto en donde empieza la línea de distribución, el cual es la salida de media tensión en la subestación de la localidad hasta llegar al final de la línea de distribución que provee de energía a la localidad específica.

Figura 20. Diagrama unifilar de la línea de distribución de energía eléctrica de Morales, Izabal.

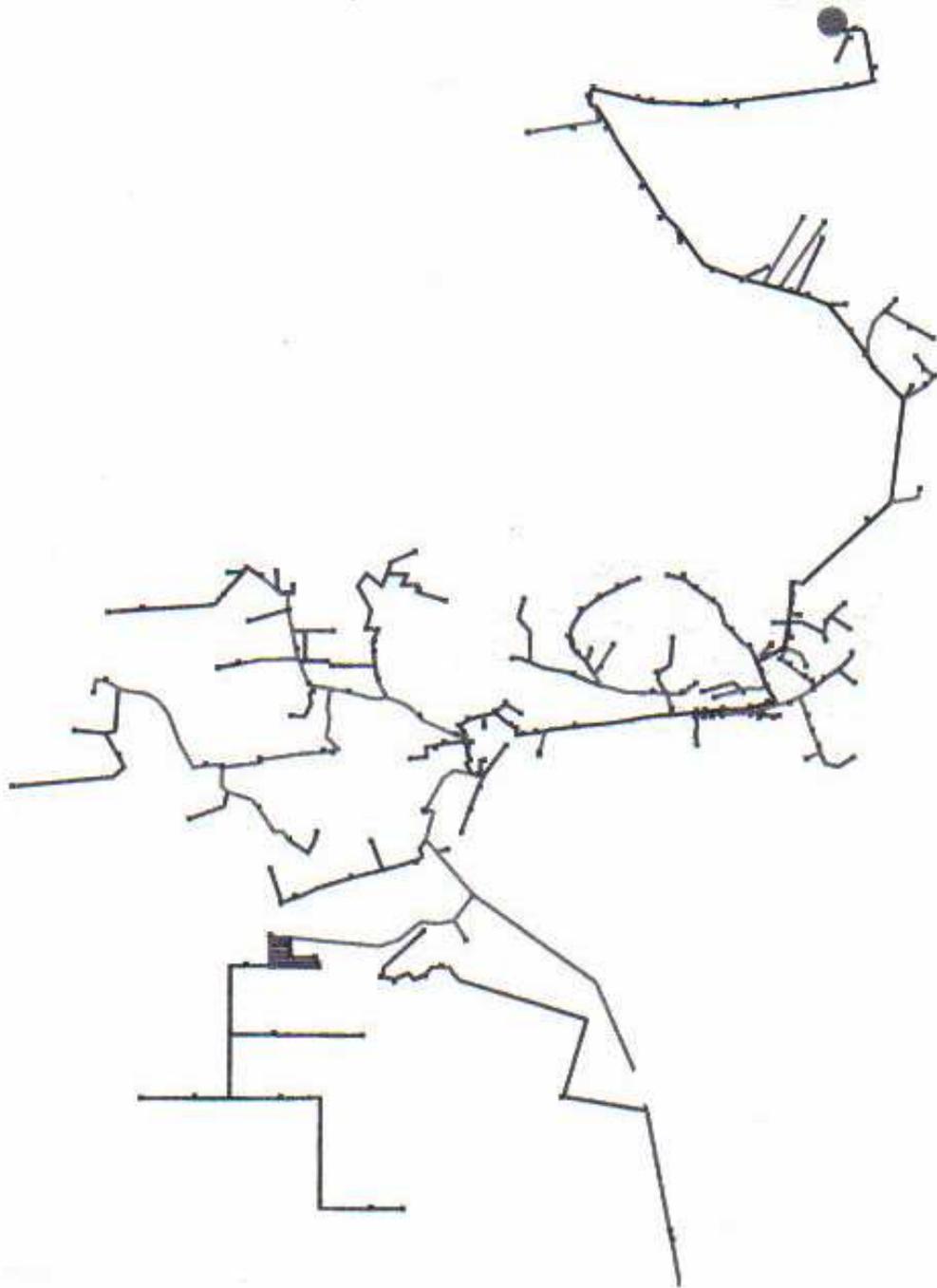
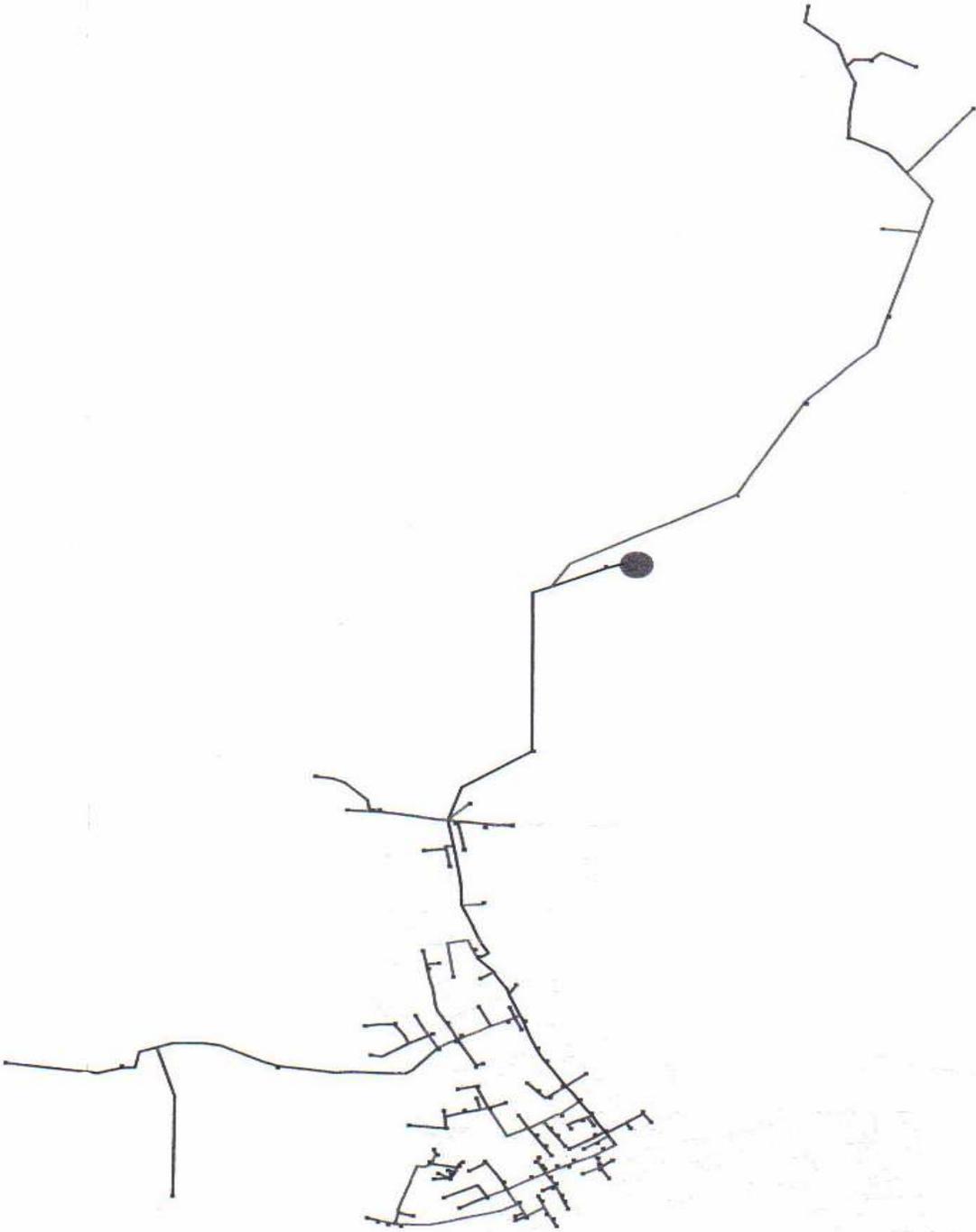


Figura 21. Diagrama unifilar de la línea de distribución de energía eléctrica de Esquipulas, Chiquimula.



4. ANÁLISIS TEÓRICO/GRÁFICO DE LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN POR TERMOGRAFÍA.

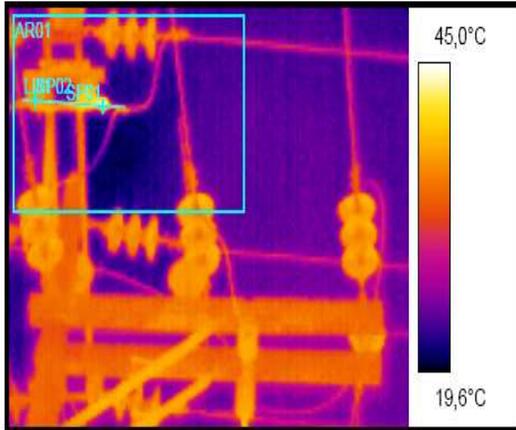
El análisis que conlleva la realización del mantenimiento por termografía debe de realizarse considerando los principios básicos de la termografía y las distintas causas que puedan causar calentamiento excesivo en distintos componentes de la línea de distribución, tanto los principios básicos de la termografía como las distintas causas que pueden causar calentamiento fueron discutidas en capítulos anteriores, solo queda por considerar la realización de las comparaciones que se tienen que hacer gráficamente entre los componentes que se encuentran a una temperatura normal y los que tiene una temperatura fuera de lo normal.

En la siguiente sección se presentarán los termogramas, en los cuales se han identificado los puntos de interés y de los cuales se ha obtenido la lectura de la temperatura y según los criterios establecidos en el capítulo anterior, se ha determinado la gravedad del punto caliente en cuestión.

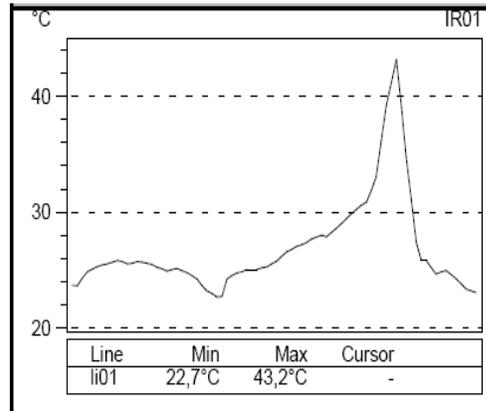
4.1 Resultados de la Termografía

Los resultados de la termografía se expondrán a través de una muestra de catorce termogramas de los casos de puntos calientes, los cuales se han elegido por ser los más representativos y mediante ellos se puede exponer una variedad de distintos puntos en los que pueden darse puntos calientes.

**Figura 22. Termografía de seccionadores, línea de distribución
Morales, Izabal.**

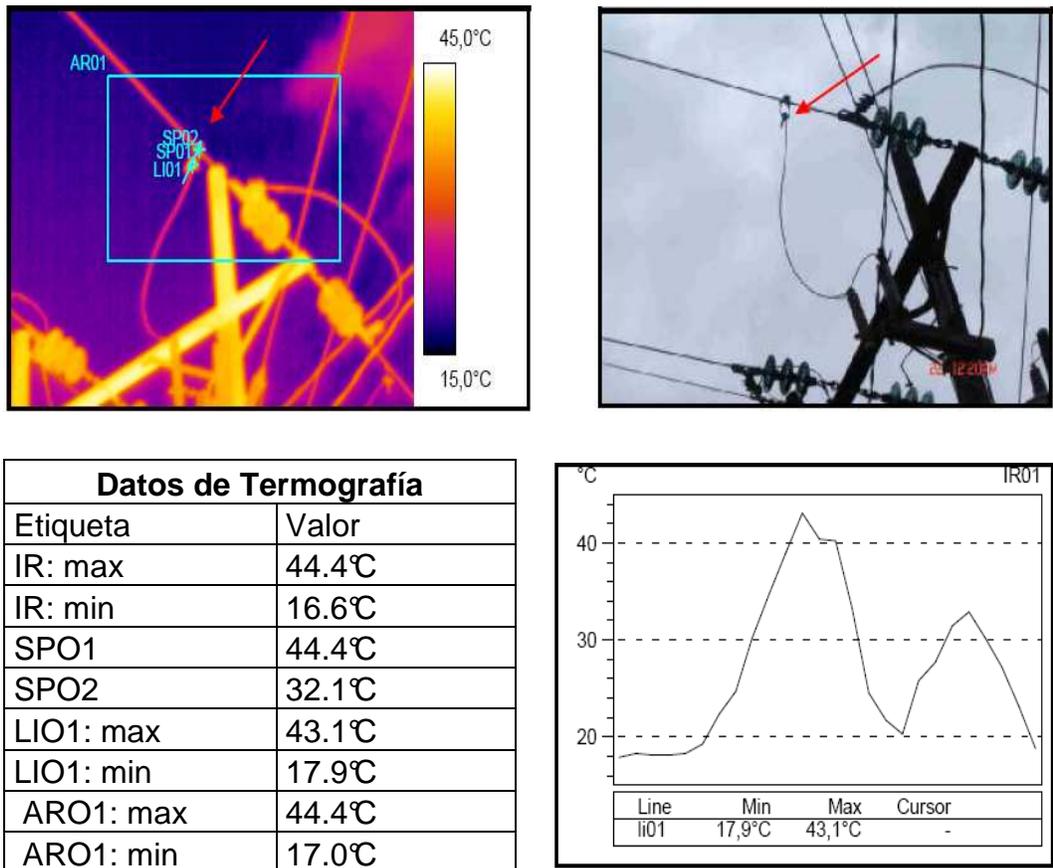


Datos de Termografía	
Etiqueta	Valor
IR: max	46.6°C
IR: min	19.6°C
SPO1	43.4°C
SPO2	25.7°C
LIO1: max	43.2°C
LIO1: min	22.7°C
ARO1: max	46.6°C
ARO1: min	19.6°C



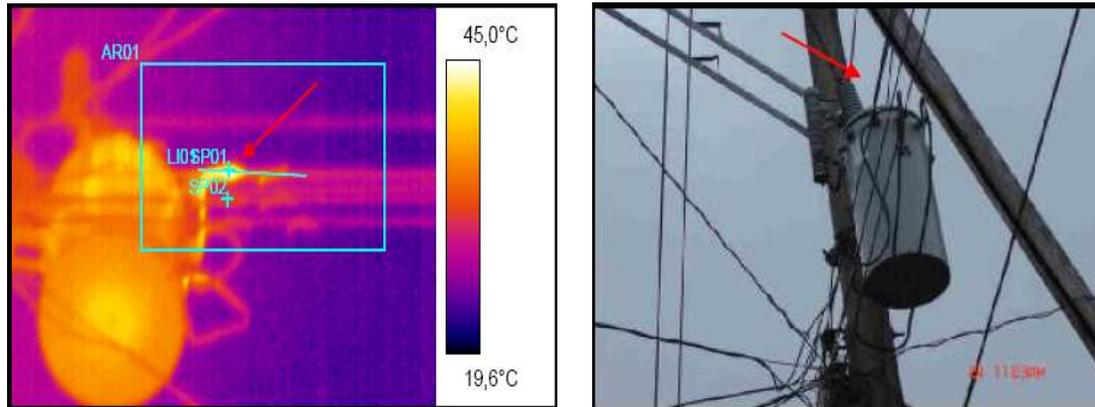
En la anterior figura, se aprecia uno de los casos en los que se detectó un punto caliente, en este caso se trata de un seccionador en el cual se aprecia una temperatura que supera al de la fase sana por poco mas de 18°C y según los criterios establecidos, se establece que la revisión debe realizarse lo antes posible, alrededor de unas 2 semanas para la reparación sería lo ideal.

**Figura 23. Termografía de un conector, línea de distribución
Morales, Izabal.**

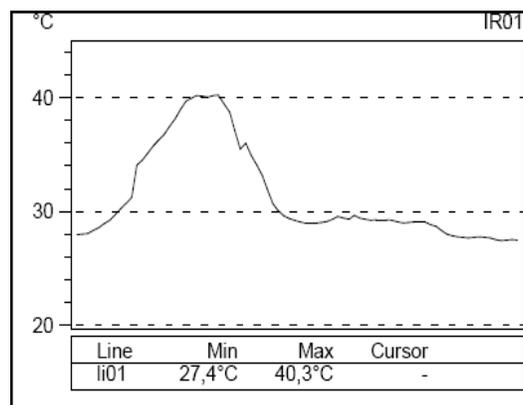


En la figura anterior podemos apreciar otro de los casos en los que se encontró un punto caliente, en este caso se trata de un conector que conecta el cable de un transformador de distribución a la línea troncal de 34.5 KV, en este caso se puede ver que la diferencia de temperatura entre el conector sano y el dañado es de 12°C y por lo tanto en este caso se tendrá que reparar la falla lo antes posible, alrededor de 2 semanas sería el tiempo adecuado.

**Figura 24. Termografía de un conector, línea de distribución
Morales, Izabal.**

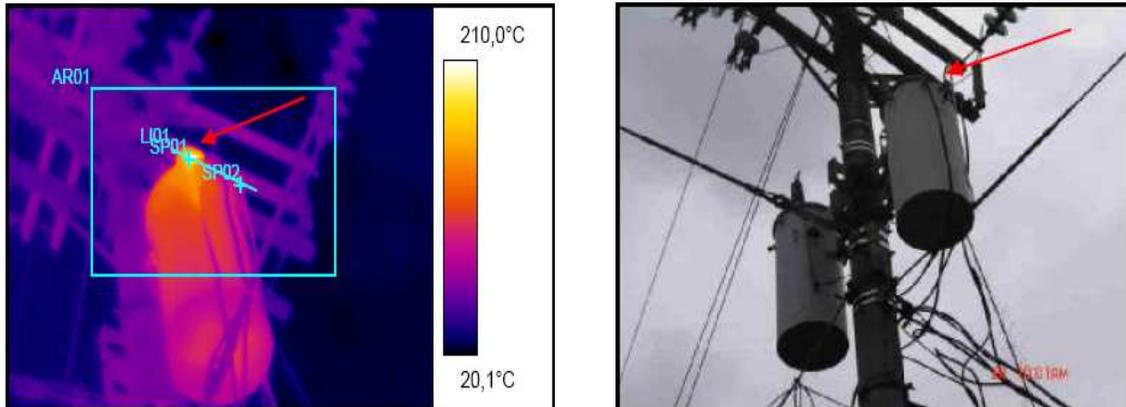


Datos de Termografía	
Etiqueta	Valor
IR: max	41.7°C
IR: min	25.5°C
SPO1	38.8°C
SPO2	28.6°C
LIO1: max	40.3°C
LIO1: min	27.4°C
ARO1: max	41.7°C
ARO1: min	25.6°C

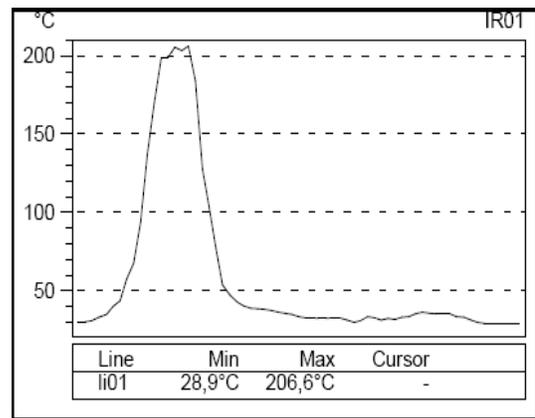


En la figura anterior, se presenta el caso en el que un conector de uno de los cables del transformador de distribución tiene una temperatura la cual es considerada como un punto caliente en el cual podemos observar una diferencia de 10°C con respecto a la fase sana por lo que este tipo de falla debe ser reparada lo antes posible, en un tiempo aproximado de 2 semanas sería lo ideal.

Figura 25. Termografía de un transformador de distribución, línea de distribución Morales, Izabal.

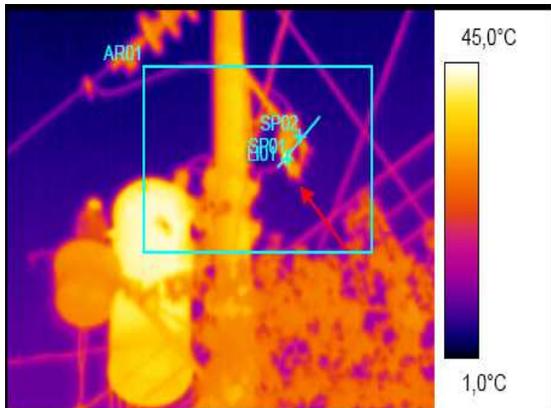


Datos de Termografía	
Etiqueta	Valor
IR: max	211.4°C
IR: min	20.1°C
SPO1	192.7°C
SPO2	34.8°C
LIO1: max	206.6°C
LIO1: min	28.9°C
ARO1: max	211.4°C
ARO1: min	20.4°C

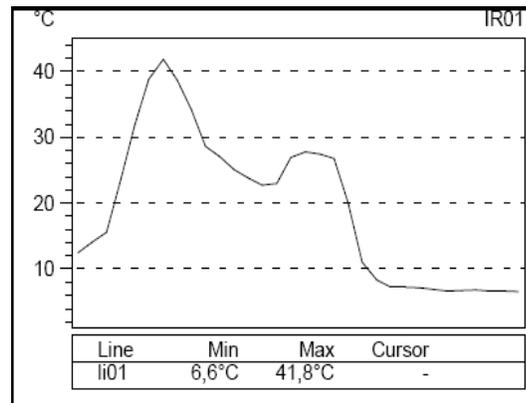


En la figura anterior se presenta el caso en el que un bushing de uno de los transformadores de distribución tiene una temperatura, la cual es considerada como un punto caliente, en el cual se puede observar una diferencia de 155°C con respecto a la fase sana por lo que este tipo de falla debe ser reparada inmediatamente.

**Figura 26. Termografía de un cortacircuito, línea de distribución
Morales, Izabal.**

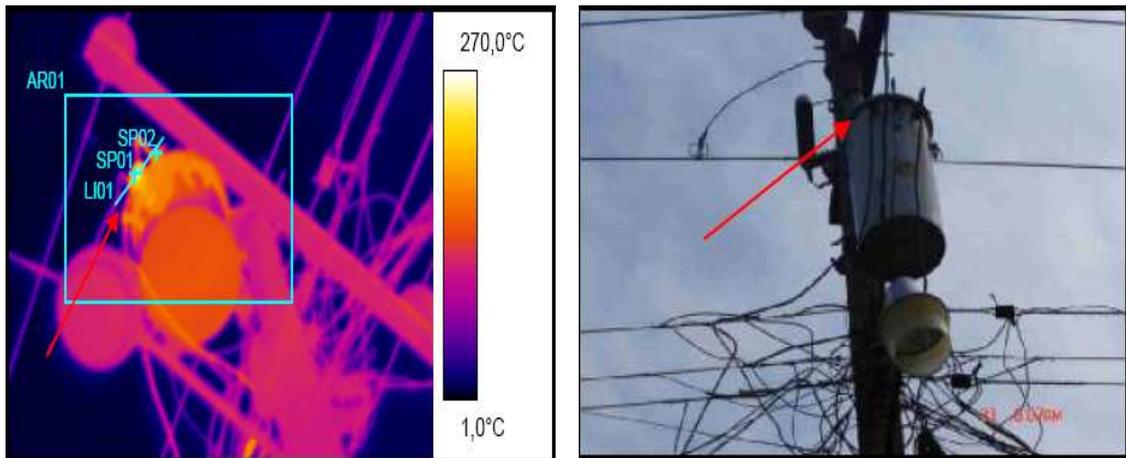


Datos de Termografía	
Etiqueta	Valor
IR: max	43.4°C
IR: min	4.8°C
SPO1	41.9°C
SPO2	27.9°C
LIO1: max	41.8°C
LIO1: min	6.6°C
ARO1: max	43.4°C
ARO1: min	5.8°C

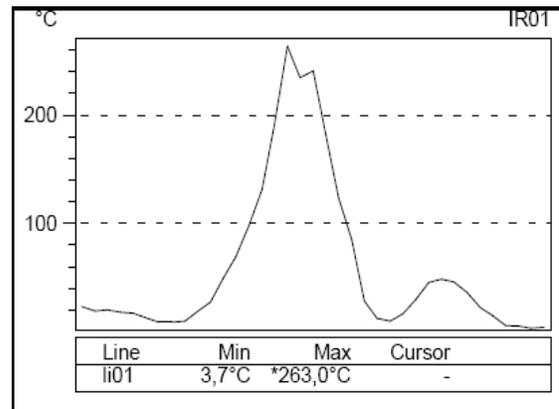


En la figura anterior, se presenta el caso en el que un cortacircuito de uno de los transformadores de distribución tiene una temperatura, la cual es considerada como un punto caliente, en el cual se puede observar una diferencia de 13°C con respecto a la fase sana por lo que este tipo de falla debe ser reparada lo antes posible, en un período no máximo de dos semanas sería lo ideal.

Figura 27. Termografía de un transformador de distribución, línea de distribución Morales, Izabal.

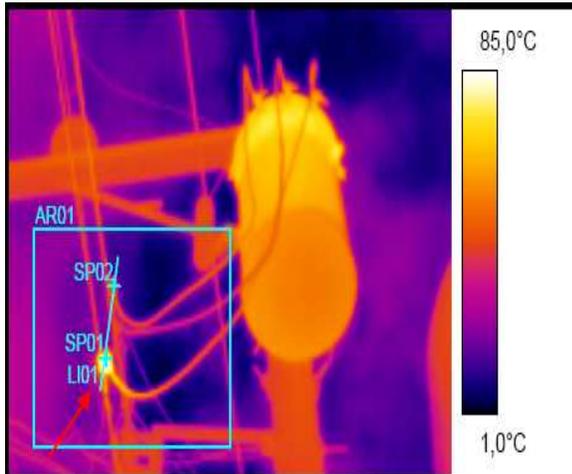


Datos de Termografía	
Etiqueta	Valor
IR: max	263°C
IR: min	1.8°C
SPO1	206.1°C
SPO2	55.7°C
LIO1: max	263.0°C
LIO1: min	3.7°C
ARO1: max	263.0°C
ARO1: min	2.0°C

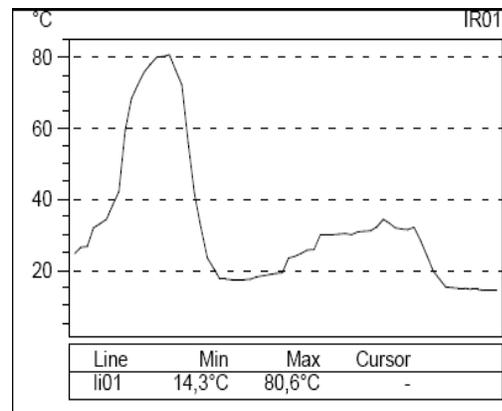


En la figura anterior se presenta el caso en el que el bushing X2 de uno de los transformadores de distribución tiene una temperatura, para ser considerada como un punto caliente, en el cual se puede observar una diferencia de 150°C con respecto a la fase sana por lo que este tipo de falla debe ser reparada inmediatamente.

**Figura 28. Termografía de un conector, línea de distribución
Morales, Izabal.**

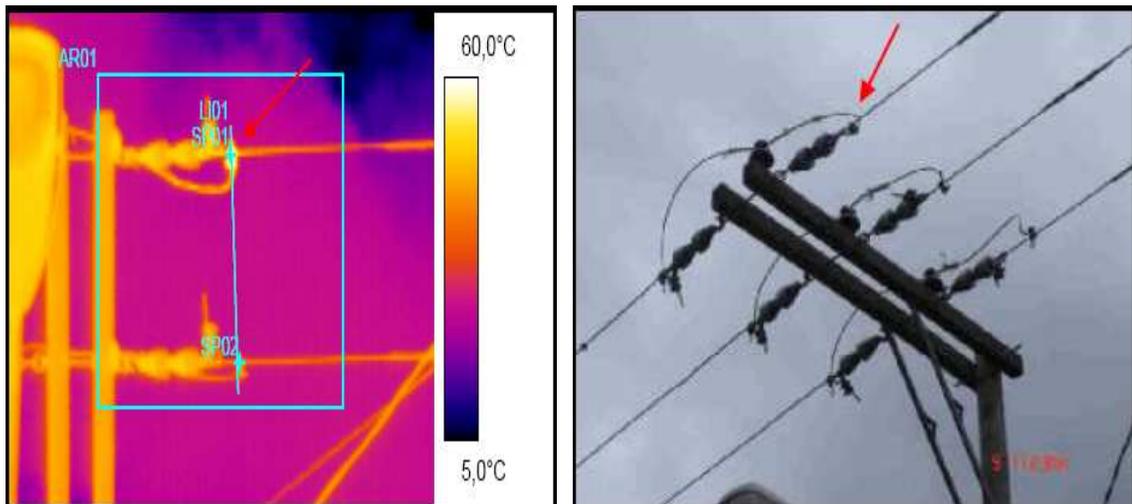


Datos de Termografía	
Etiqueta	Valor
IR: max	81.2°C
IR: min	9.6°C
SPO1	76.5°C
SPO2	31.7°C
LIO1: max	80.6°C
LIO1: min	14.3°C
ARO1: max	81.2°C
ARO1: min	9.6°C

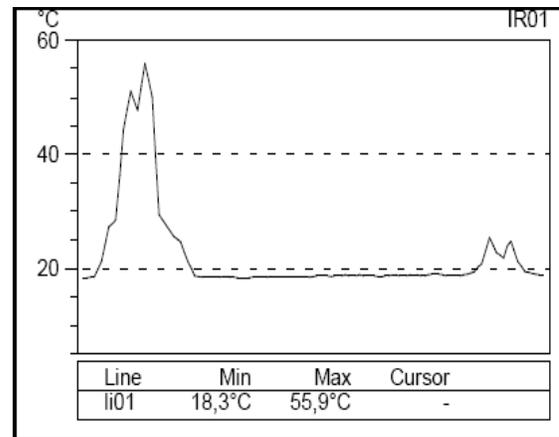


En la figura anterior, se presenta el caso en el que un conector de uno de los cables del transformador de distribución tiene una temperatura, la cual es considerada como un punto caliente, donde se puede observar una diferencia de 45°C con respecto a la fase sana por lo que este tipo de falla debe ser reparada inmediatamente.

Figura 29. Termografía de puentes, línea de distribución Esquipulas, Chiquimula.

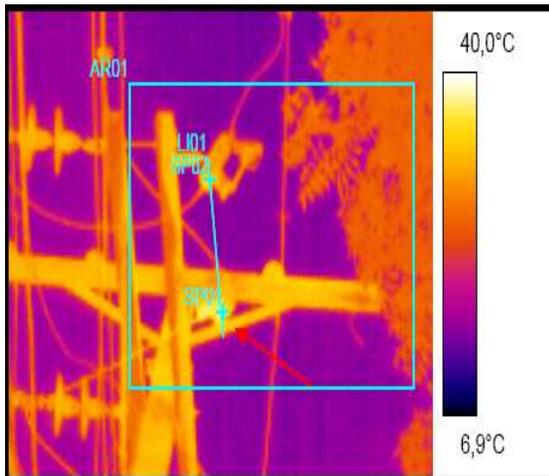


Datos de Termografía	
Etiqueta	Valor
IR: max	56.7°C
IR: min	2.9°C
SPO1	49.5°C
SPO2	26.7°C
LIO1: max	55.9°C
LIO1: min	18.3°C
ARO1: max	56.7°C
ARO1: min	7.0°C

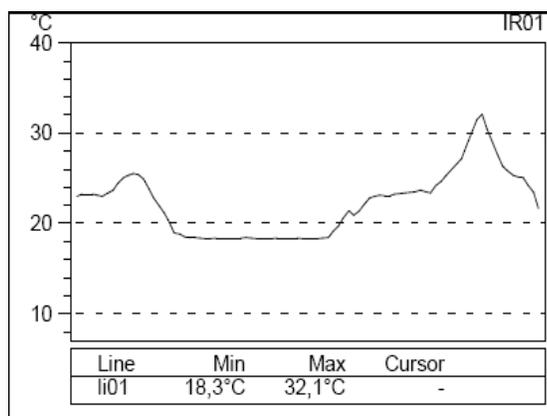


La figura anterior presenta el caso en el que un conector de uno de los cables de la línea de distribución tiene una temperatura, que es considerada como un punto caliente, en el cual se puede observar una diferencia de 23°C con respecto a la fase sana por lo que este tipo de falla debe ser reparada lo antes posible, en un periodo no mayor a dos semanas sería lo ideal.

Figura 30. Termografía de cortacircuitos, línea de distribución Esquipulas, Chiquimula.

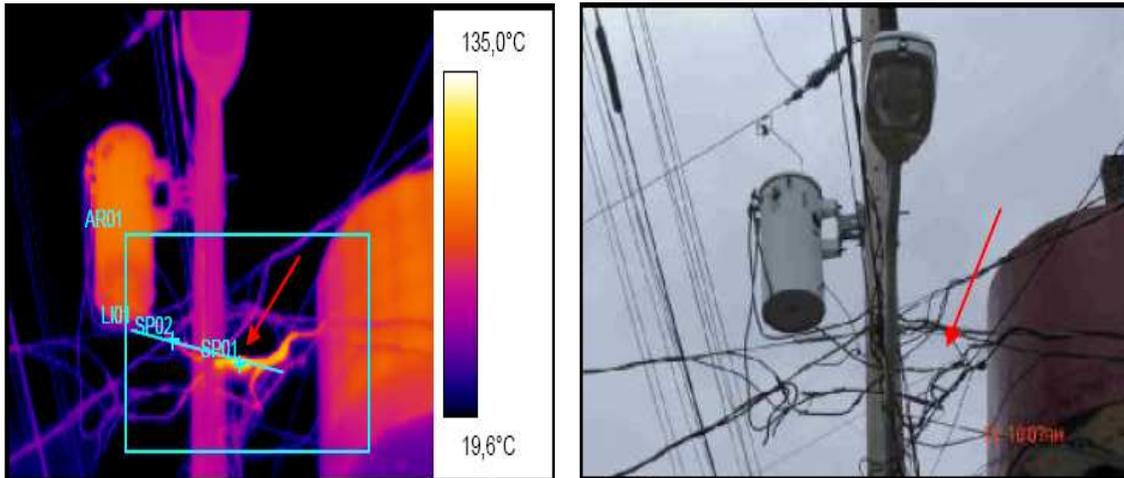


Datos de Termografía	
Etiqueta	Valor
IR: max	32,1°C
IR: min	17,8°C
SPO1	30,3°C
SPO2	25,5°C
LIO1: max	32,1°C
LIO1: min	18,3°C
ARO1: max	32,1°C
ARO1: min	18,0°C

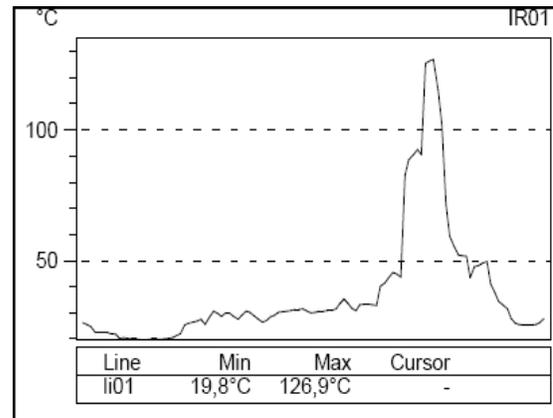


En la figura anterior se presenta el caso en el que un cortacircuito de una derivación trifásica de la línea tiene una temperatura, que es considerada como un punto caliente, en el cual se puede observar una diferencia de 4,8°C con respecto a la fase sana, por lo que este tipo de falla debe ser clasificada como aquella a la que se le debe dar seguimiento y revisión cuando sea posible.

**Figura 31. Termografía de un conector, línea de distribución
Esquipulas, Chiquimula.**

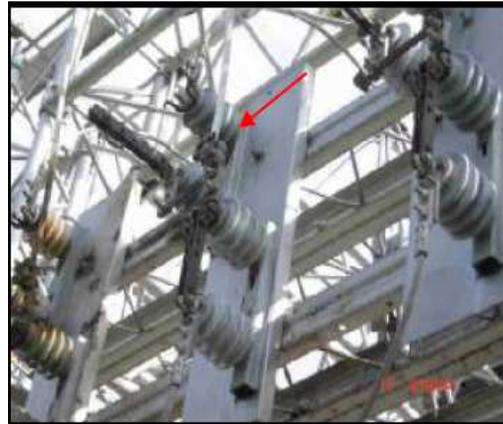
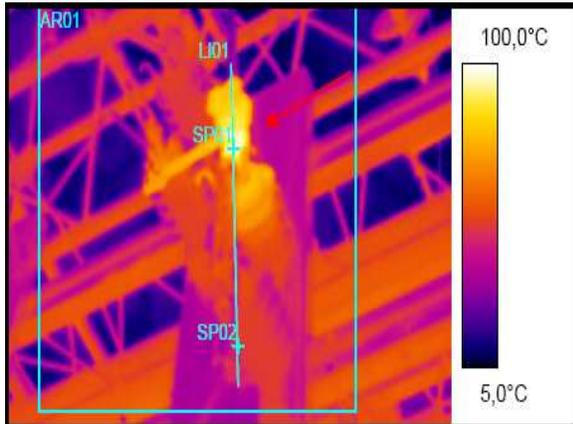


Datos de Termografía	
Etiqueta	Valor
IR: max	128.9°C
IR: min	17.7°C
SPO1	103.7°C
SPO2	27.9°C
LIO1: max	126.9°C
LIO1: min	19.8°C
ARO1: max	128.9°C
ARO1: min	17.8°C

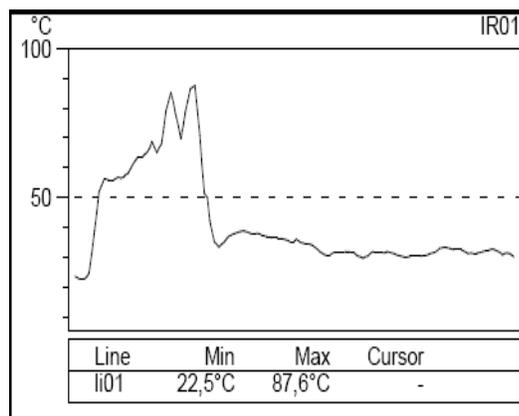


En la figura anterior, se presenta el caso en el que una conexión de los cables que van hacia la acometida de un usuario de energía eléctrica tiene una temperatura, que es considerada como un punto caliente, donde se puede observar una diferencia de 75°C con respecto a la fase sana, por lo que este tipo de falla debe ser clasificada como aquella a la que se le debe dar revisión inmediata.

**Figura 32. Termografía de seccionadores, salida de media tensión
Zolic, Puerto Barrios, Izabal**

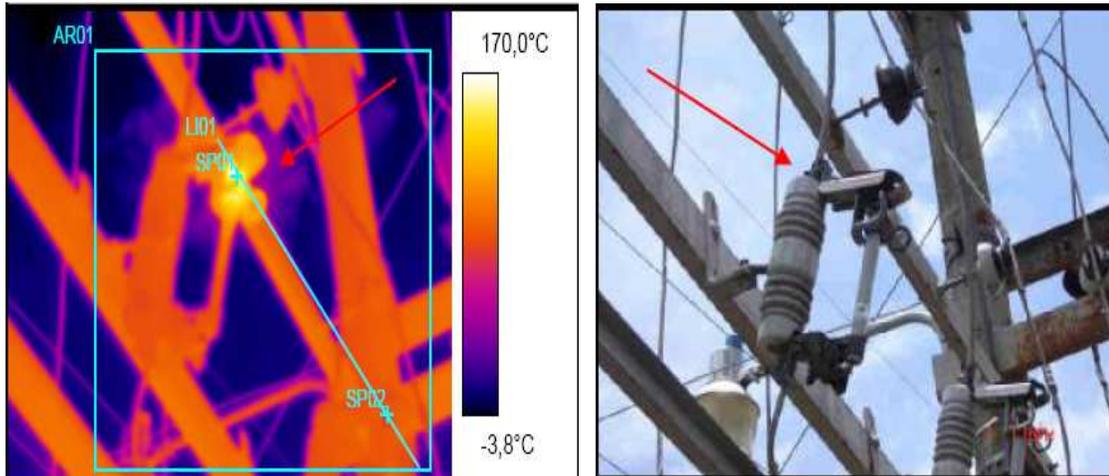


Datos de Termografía	
Etiqueta	Valor
IR: max	91.5°C
IR: min	7.6°C
SPO1	87.9°C
SPO2	32.5°C
LIO1: max	87.6°C
LIO1: min	22.5°C
ARO1: max	91.5°C
ARO1: min	7.6°C

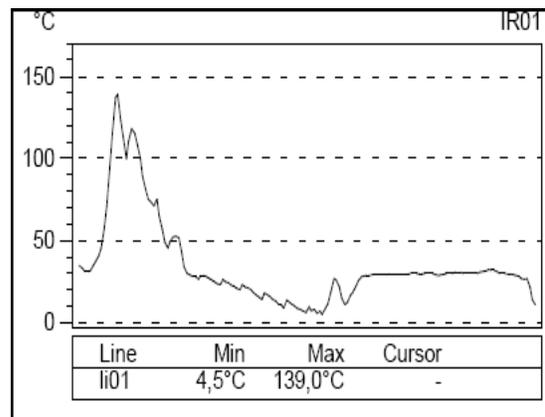


La figura anterior presenta el caso en el que una conexión de los cables que van hacia los seccionadores tiene una temperatura, la cual es considerada como un punto caliente, donde se puede observar una diferencia de 50°C con respecto a la fase sana, por lo que este tipo de falla debe ser clasificada como aquella a la que se le debe dar revisión inmediata.

Figura 33. Termografía de cortacircuitos, salida de media tensión de papelera de Arimany, Pueblo Nuevo Viñas, Santa Rosa.

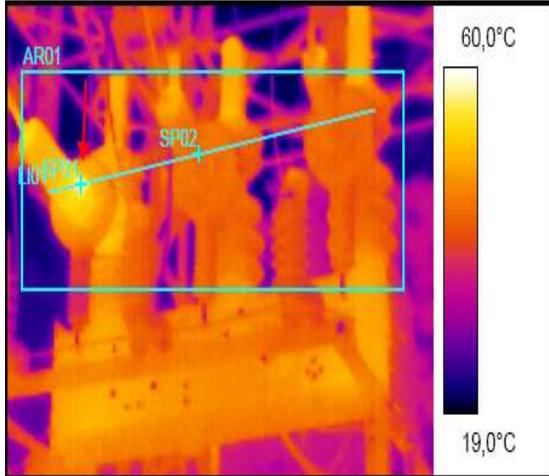


Datos de Termografía	
Etiqueta	Valor
IR: max	164.2°C
IR: min	3.9°C
SPO1	102.3°C
SPO2	30.4°C
LIO1: max	139.0°C
LIO1: min	4.5°C
ARO1: max	164.2°C
ARO1: min	2.9°C

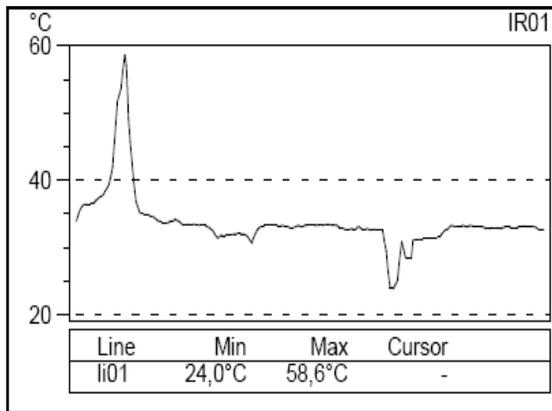


En la figura anterior se presenta el caso en el que una conexión de los cables que van hacia un cortacircuitos tiene una temperatura, que es considerada como un punto caliente, en el cual se puede observar una diferencia de 70°C con respecto a la fase sana, por lo que este tipo de falla debe ser clasificada como aquella a la que se le debe dar revisión inmediata.

**Figura 34. Termografía de recloser, salida de media tensión
Taxisco ,Chiquimulilla, Santa Rosa.**

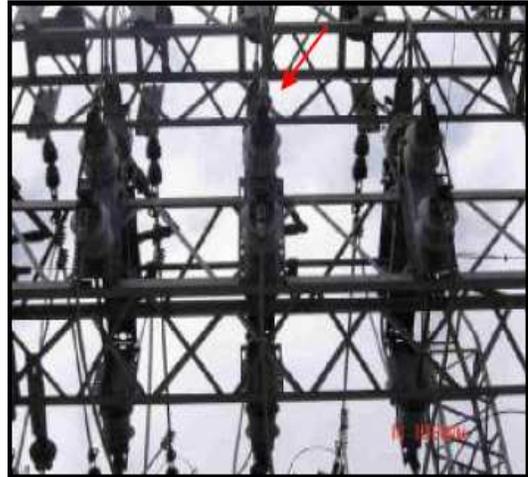
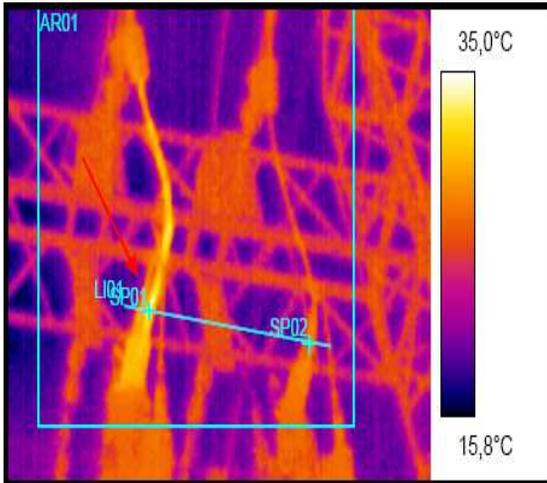


Datos de Termografía	
Etiqueta	Valor
IR: max	58.6°C
IR: min	21.0°C
SPO1	56.1°C
SPO2	33.0°C
LIO1: max	58.6°C
LIO1: min	24.0°C
ARO1: max	58.6°C
ARO1: min	21.3°C

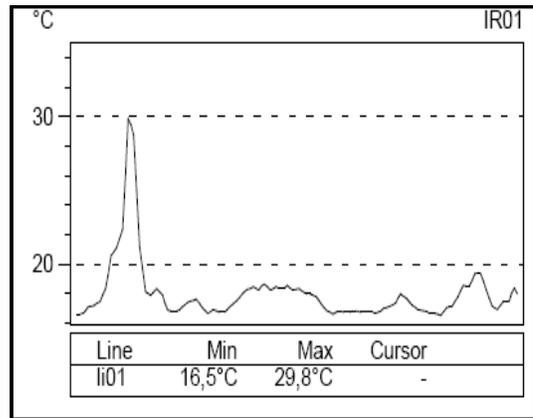


En la figura anterior se presenta el caso en el que una conexión de los cables que van hacia un recloser tiene una temperatura, la cual es considerada como un punto caliente, en el cual se puede observar una diferencia de 23°C con respecto a la fase sana, por lo que este tipo de falla debe ser clasificada como aquella a la que se le debe dar revisión lo antes posible.

**Figura 35. Termografía de seccionadores, salida de media tensión
Zona Militar de Coban, Alta Verapaz.**

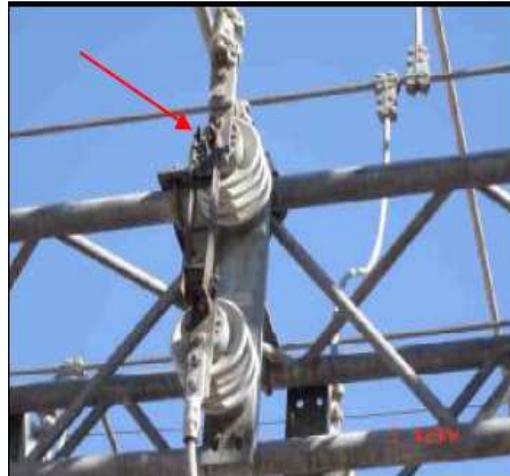
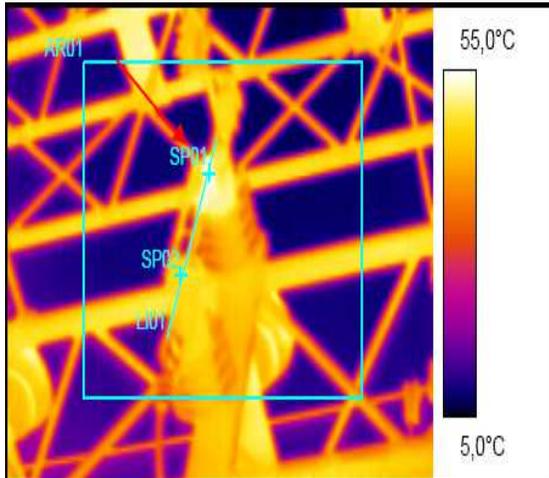


Datos de Termografía	
Etiqueta	Valor
IR: max	31.9°C
IR: min	15.7°C
SPO1	31.5°C
SPO2	19.0°C
LIO1: max	29.8°C
LIO1: min	16.5°C
ARO1: max	31.9°C
ARO1: min	16.0°C

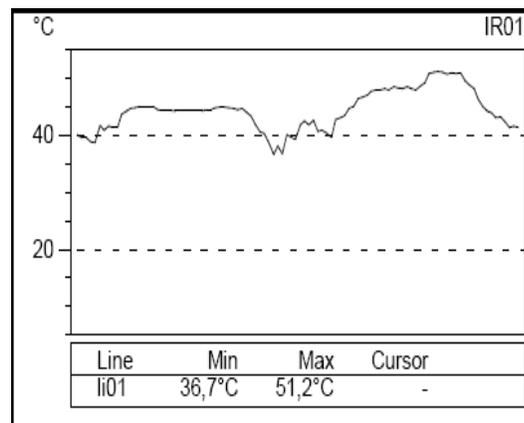


En la figura anterior se presenta el caso en el que una conexión de los cables que van hacia un seccionador tiene una temperatura, la cual es considerada como un punto caliente, en el cual podemos observar una diferencia de 10°C con respecto a la fase sana, por lo que este tipo de falla debe ser clasificada como aquella a la que se le debe dar revisión lo antes posible.

**Figura 36. Termografía de seccionadores, salida de media tensión
Usamatlan, Cabañas, Zacapa.**



Datos de Termografía	
Etiqueta	Valor
IR: max	51.9°C
IR: min	8.6°C
SPO1	51.1°C
SPO2	44.4°C
LIO1: max	51.2°C
LIO1: min	36.7°C
ARO1: max	51.9°C
ARO1: min	9.2°C



En la figura anterior se presenta el caso en el que una conexión de los cables que van hacia un seccionador tiene una temperatura, la cual es considerada como un punto caliente, en el cual podemos observar una diferencia de 6.7°C con respecto a la fase sana, por lo que este tipo de falla debe ser clasificada como aquella a la que se le debe dar revisión lo antes posible.

4.2 Análisis de la Termografía

4.2.1 Valores medidos:

- SP: Valor de temperatura en el punto marcado. Pueden aparecer varios puntos, o sea varios SP. Estos valores se encuentran resumidos en una tabla, indicando el valor de temperatura en cada punto.
- LI: Variaciones de temperatura a lo largo de una línea de interés trazada. Estos valores se representan además en un gráfico de variación de temperatura lineal.
- AR: Valores de temperatura en un área determinada.

Asimismo, la hoja de resultados presenta la correspondiente fotografía (en visión real) donde se ha detallado el punto defectuoso y un termograma con su escala de temperatura. De este modo queda constancia gráfica de la anomalía. Por último se presenta la evaluación del defecto y posibles aclaraciones o incidencias respecto al punto anómalo.

Para calificar la importancia de los puntos calientes detectados en la revisión de las instalaciones eléctricas se calculará el incremento máximo de temperatura del punto sobre la fase sana, circulando la I_{max} y con velocidad de viento de 1 m/seg en ($^{\circ}C$), denominado $(T_p - T_f)_m$, estableciéndose los siguientes criterios de evaluación de la gravedad.

1. $(T_p - T_f)_m > 30^{\circ}C$ "Intervención inmediata"
2. $(T_p - T_f)_m = 5 - 30^{\circ}C$ "Programar su revisión lo antes posible"
3. $(T_p - T_f)_m < 5^{\circ}C$ "Seguimiento y revisión cuando sea posible"

4.3 Problemas Detectados

Tabla III Resumen de los trabajos de termografía realizados en Morales, Izabal

Empresa: DEORSA	Dist. de la línea: 88,3 KM	Total de CT's (Centros de Transformación): 295
Tensión: 34,5 KV	Recorrido: 23,6KM	
Nombre de la Línea: Morales	Subestación: La Ruidosa	

Datos de defectos encontrados por categorías

Tipo de Revisión	Seccionadores	Empalmes	Cortacircuitos	Conectores
Toda la Línea Troncal	1	0	0	0

Tipo de Revisión	Conectores de Acometidas	Conectores de Bajadas	Cortacircuitos	Bushing	Cables de Bajada
118 Estructuras en Baja Tensión	12	20	2	16	2

Transformadores al límite de Capacidad	9	Empalmes	5
--	---	----------	---

Datos de CT's (Centros de Transformación)

Programados	136	Revisados	118
Problemas	32	Porcentaje	27.12%

Figura 37. Gráfico de línea troncal de Morales, Izabal.

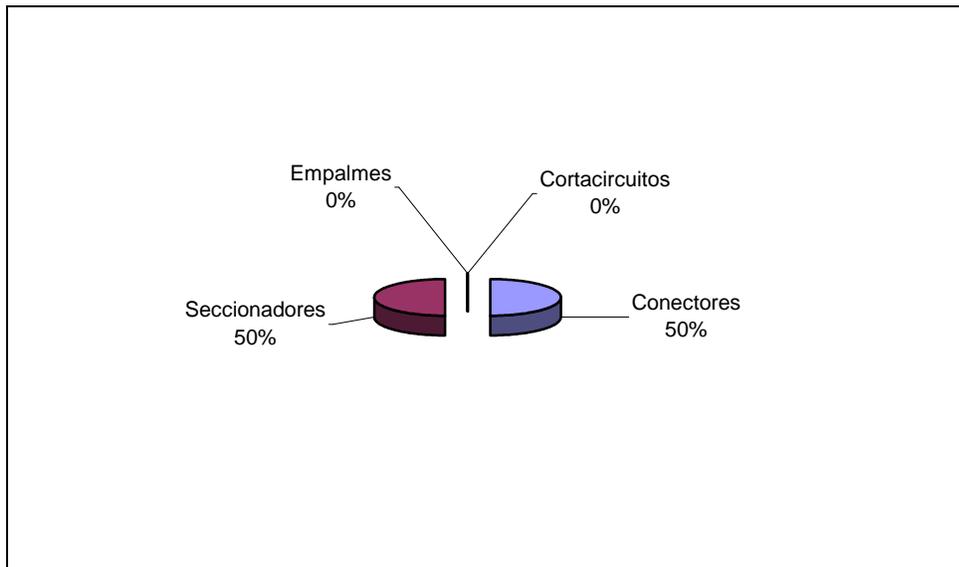


Figura 38. Gráfico de línea de baja tensión de Morales, Izabal.

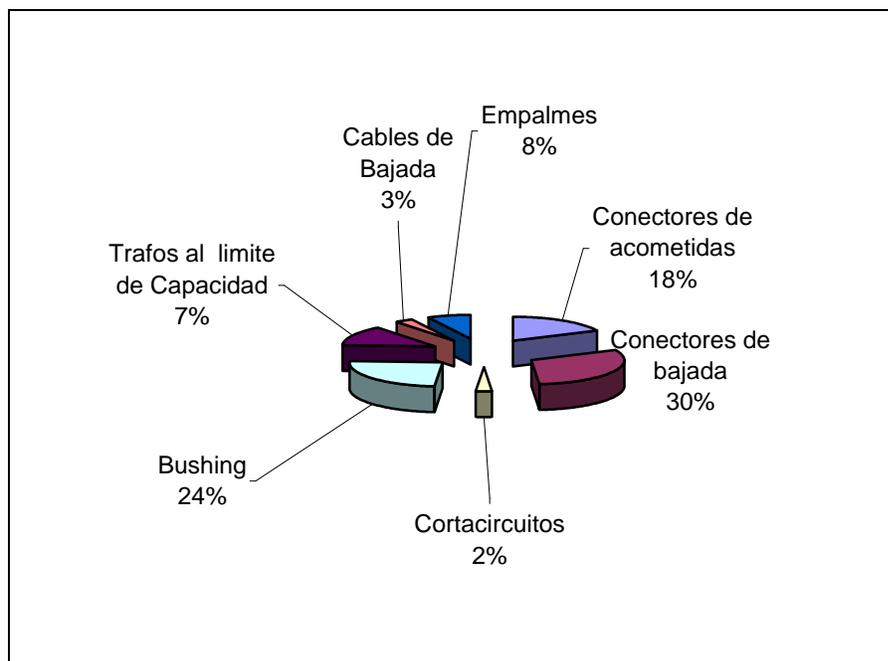


Tabla IV Resumen de los trabajos de termografía realizados en Esquipulas, Chiquimula

Empresa: DEORSA	Dist. de la línea: 28,3 KM	Total de CT's (Centros de Transformacion: 139
Tensión: 13.8 KV	Recorrido: 12,5KM	
Nombre de la Línea: Esquipulas	Subestación: Esquipulas	

Datos de defectos encontrados por categorías

Tipo de Revisión	Seccionadores	Empalmes	Cortacircuitos	Conectores
Toda la Línea Troncal	1	1	2	1

Tipo de Revisión	Conectores de Acometidas	Conectores de Bajadas	Cortacircuitos	Bushing	Cables de Bajada
91 Estructuras en Baja Tensión	3	8	0	9	0

Transformadores al límite de Capacidad	0	Empalmes	0
--	---	----------	---

Datos de CT's (Centros de Transformación)

Programados	100	Revisados	91
Problemas	16	Porcentaje	17.58%

Figura 39. Gráfico de línea troncal de Esquipulas, Chiquimula.

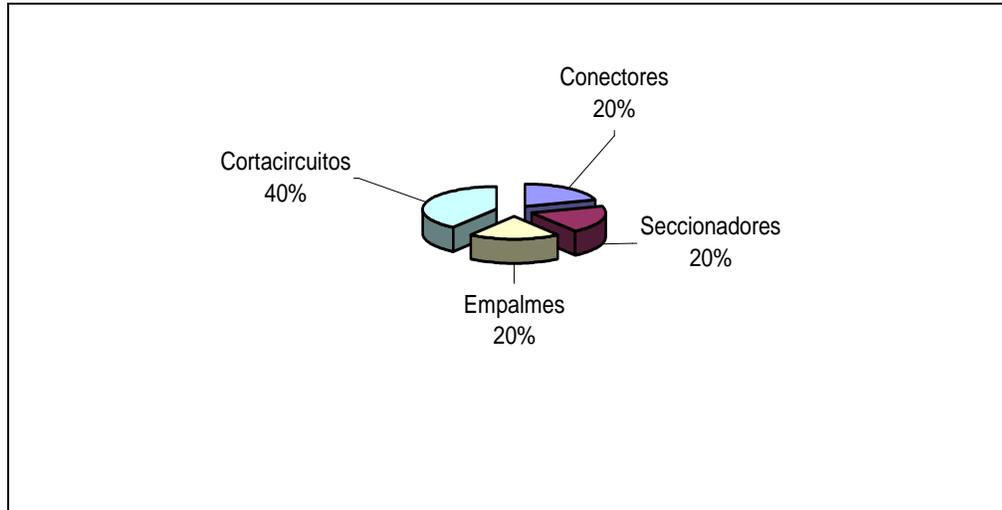


Figura 40. Gráfico de línea de baja tensión de Esquipulas, Chiquimula.

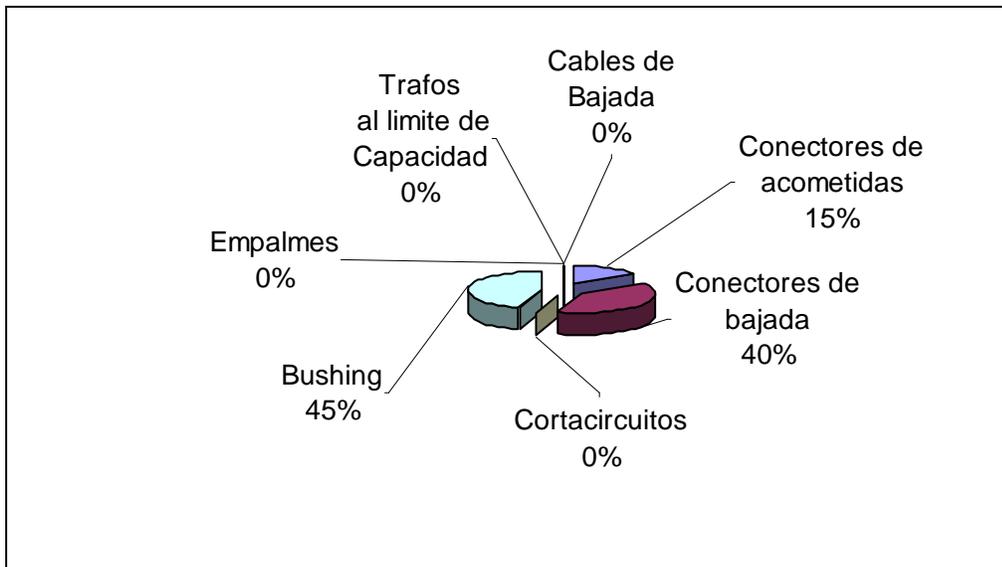


Tabla V Resumen de puntos calientes en reclosers

RESUMEN DE PUNTOS CALIENTES EN RECLOSERS									
Nombre de SSEE	Fecha de Inspección	Cantidad de Puntos Calientes	C	P	S	Co	O	Fecha Prevista de Resolución	Observaciones
Chiquimulilla	31/07/2006	2	■					02/08/2006	Reparado
El Progreso	31/07/2006	2			■			12/09/2006	Pendiente, Programar su reparación dentro de 3 semanas.
Arimany, Pueblo Nuevo Viñas, Santa Rosa	01/08/2006	2				■		23/08/2006	Pendiente, Programar su reparación de inmediato.
La Pastoria	01/08/2006	0							Sin Defecto
Reg. Moscamed	01/08/2006	0							Sin Defecto
Reg. Cerinal	01/08/2006	0							Sin Defecto
Los Esclavos	01/08/2006	0							Sin Defecto
Reg. Quezada	01/08/2006	1				■		12/09/2006	Pendiente, Programar su revisión dentro de 3 semanas.
El Jicaro	02/08/2006	0							Sin Defecto
Cap. El Jicaro	02/08/2006	0							Sin Defecto
Reg. Atescatempa	02/08/2006	0							Sin Defecto
Reg. Derivacion Guija	02/08/2006	1			■			12/09/2006	Pendiente, Programar su revisión dentro de 3 semanas.
Reg. Asunción Mita	02/08/2006	0							Sin Defecto
Cap. Arenera	02/08/2006	0							Sin Defecto
Reg. Agua Blanca	02/08/2006	0							Sin Defecto
Cap. Amatio	02/08/2006	0							Sin Defecto

Nombre de SSEE	Fecha de Inspección	Cantidad de Puntos Calientes	C	P	S	Co	Fecha Prevista de Resolución	Observaciones
Ipala	03/08/2006	0						Sin Defecto
Vado Hondo	03/08/2006	0						Sin Defecto
Chiquimula	03/08/2006	1					14/09/2006	Pendiente, Programar su revisión dentro de 3 semanas.
Esquipulas	04/08/2006	0						Sin Defecto
Quezaltepeque	04/08/2006	0						Sin Defecto
Cabañas	04/08/2006	3					23/08/2006	Pendiente, Programar su reparación de inmediato.
Panaluya	04/08/2006	0						Sin Defecto
El Rancho	05/08/2006	0						Sin Defecto
Sanarate	05/08/2006	0						Sin Defecto
Sub. Fray B. De las C.	09/08/2006	0						Sin Defecto
Recloser Raxruha	09/08/2006	0						Sin Defecto
Coban	09/08/2006	2					07/09/2006	Pendiente, Programar su reparación dentro de 3 semanas.
Recloser Rio Frio	10/08/2006	2					07/09/2006	Pendiente, Programar su revisión de inmediato.
San Julian	10/08/2006	0						Sin Defecto

Nombre de SSEE	Fecha de Inspección	Cantidad de Puntos Calientes	C	P	S	Co	Fecha Prevista de Resolución	Observaciones
Salama	10/08/2006	0						Sin Defecto
Santa Elena	10/08/2006	0						Sin Defecto
Sub. Jalapa	11/08/2006	0						Sin Defecto
Recloser Santo T.	17/08/2006	0						Sin Defecto
La Ruidosa	17/08/2006	0						Sin Defecto
Mayuelas	17/08/2006	0						Sin Defecto
Puerto Barrios	17/08/2006	2					05/09/2006	Pendiente, Programar su revisión de inmediato.

En el anterior resumen de los puntos calientes encontrados en los reclosers y reguladores de distintas líneas de distribución. El accesorio indicado con falla es identificado por medio de las letras: C = conector, P = puente, S = Seccionador, Co = Cortacircuito, O = otro.

4.4 Consideración de distintas causas de los daños

Los daños detectados durante la inspección de los elementos que están bajo tensión en efecto nos muestran que una mala conexión de alguno de los componentes, es donde podemos encontrar la causa de un mal funcionamiento, pero esta mala conexión puede ser el producto de un deterioro del material del componente, también por las condiciones climáticas o por una variedad de causas que harán que se de un punto caliente en uno de los componentes de la línea.

4.4.1 Solución a los daños detectados.

Para la reparación de los daños detectados como puntos calientes se clasificaron estos en tres distintas categorías las cuales indicaban la consideración del tiempo que debía tomar como máximo la reparación de los daños.

En el proceso de reparación es cuando se determina si se requiere que se cambien el elemento con daño o si solamente se requiere que se realice una mejor conexión del elemento como apretar el cable en el punto de contacto en el que se realiza la reparación.

Después de la reparación y de que se ha reestablecido el servicio es cuando se debe realizar una segunda inspección termografica para cerciorarse de que ha sido reparado correctamente el punto caliente.

De esta manera se concluyen los trabajos en el punto en cuestión y se archiva el caso para tenerlo como referencia, mas aun si ha sido un caso no tan usual pues esto ayuda a que en posteriores detecciones, a través de experiencias anteriores se determine de una mejor manera la solución al problema.

Tabla VI Resumen de puntos calientes reparados en reclosers

RESUMEN DE PUNTOS CALIENTES REPARADOS EN RECLOSERS				
Nombre de SSEE	Fecha de Inspección	Cantidad de Puntos Calientes	Fecha de Reparación	Observaciones
Chiquimulilla	31/07/2006	2	02/08/2006	Reparado
El Progreso	31/07/2006	2	12/09/2006	Reparado
Arimany, Pueblo Nuevo Viñas, Santa Rosa	01/08/2006	2	23/08/2006	Reparado
Reg. Quezada	01/08/2006	1	12/09/2006	Reparado
Reg. Derivacion Guija	02/08/2006	1	12/09/2006	Reparado
Chiquimula	03/08/2006	1	14/09/2006	Reparado
Cabañas	04/08/2006	3	23/08/2006	Reparado
Coban	09/08/2006	2	07/09/2006	Reparado
Recloser Río Frío	10/08/2006	2	07/09/2006	Reparado
Puerto Barrios	17/08/2006	2	05/09/2006	Reparado

5. CUÁNTO CUESTA LA SOLUCIÓN DE LOS PROBLEMAS

5.1 Costo del mantenimiento de las líneas por medio de termografía y su recuperación en el tiempo a través del mejor funcionamiento de las líneas.

Los costos que se manejan en el mercado por la realización de trabajos de termografía son los siguientes:

Tabla VII Costos en el mercado por termografía

CUADRO DE TARIFA	TERMOGRAFÍA		
	Descripción	Servicio	Tarifa
Línea Troncal	1 Kilómetro	1ra Inspección	Q 1,050.00/Km.
	Por día	2da Inspección	Q 3,750.00/Km.

En los trabajos de termografía realizados en Morales Izabal, se realizó inspección a la línea troncal en un tramo de 23.6 Kilómetros ésto fué realizado en primera y segunda inspección, además de realizar inspección a la línea de baja tensión a lo largo de 23.6 Kilómetros.

En el siguiente cuadro se pueden ver la inversión que se tiene que hacer cada vez que se quiera realizar el mismo trabajo en la localidad de Morales Izabal.

Tabla VIII Inversión realizada en Morales, Izabal

Servicio	Cantidad de la línea revisada en Km, o en días.	Inversión
1ra Inspección a la línea Troncal de Morales, Izabal	23.6 Km.	Q24,780
2da Inspección a la línea Troncal de Morales, Izabal	4 días	Q15,000
1ra Inspección a la línea Baja Tensión de Morales, Izabal	23.6 Km.	Q24,780

En los trabajos de termografía realizados en Esquipulas, Chiquimula se realizó inspección a la línea troncal en un tramo de 12.5 Kilómetros, esto fue realizado en primera inspección de la línea troncal.

En el siguiente cuadro se pueden ver la inversión que se tiene que hacer cada vez que se quiera realizar el mismo trabajo en la localidad de Esquipulas Chiquimula.

Tabla IX Inversión realizada en Esquipulas, Chiquimula

Servicio	Cantidad de la línea revisada en Km.	Inversión
1ra Inspección a la línea Troncal de Esquipulas, Chiquimula.	12.5 Km.	Q13,125

De los cuadros anteriores se pueden ver las inversiones requeridas para realizar trabajos de termografía, tales cantidades nos servirán para compararlas con las perdidas que se tienen a la hora de que suceda alguna falla en la línea y esta no sea reestablecida dentro de un tiempo corto.

Así pues en el siguiente cuadro podemos ver las perdidas que se tienen cuando ocurre una falla y esta permanece por 1 hora que es el tiempo que se estima tomaría a la cuadrilla mas cercana reparar el daño, el cual fue producido por un punto caliente que no fue detectado.

Tabla X Perdidas al ocurrir alguna falla

Nombre de la Línea	Facturación Promedio por Hora
Morales, Izabal	Q2,515
Esquipulas, Chiquimula	Q2,373

De lo anterior, si en la línea ocurren 5 fallas durante el mes al final de un año se tendrán pérdidas que ascienden a un monto de Q 150,900 en Morales Izabal y a un monto de Q 142,380 en Esquipulas, Chiquimula. Tales cantidades son evidentemente mayores a aquellas cantidades que se emplean en la inversión de mantenimiento por termografía.

Con esto nos damos cuenta que la inversión en el mantenimiento predictivo de termografía es conveniente para evitar que la empresa tenga pérdidas, las cuales se pueden evitar siempre y cuando se le de un adecuado mantenimiento a las líneas de distribución de energía, pues de no hacerlo la empresa se vera perjudicada en todo sentido, desde las pérdidas por el tiempo en que se deja de facturar y las multas que pueda imponer la Comisión Nacional de Energía hasta reclamos de los usuarios por la falta de continuidad del servicio.

CONCLUSIONES

1. Dentro de los problemas detectados durante la revisión de las líneas de distribución se han observado puntos de la línea de distribución, donde cuales se encuentra con más frecuencia puntos calientes, los cuales son los conectores en el lado primario (bushing) y conectores en el secundario de los transformadores, esto da una referencia para poner atención a dichos puntos cada vez que se revise una línea de distribución por medio de termografía.
2. Durante las inspecciones por medio de termografía a las líneas de distribución y sus componentes se puede en efecto anticipar el fallo de la línea y efectuar la reparación antes de que esto suceda.
3. Se deben tomar en cuenta los parámetros que intervienen durante la medición de la temperatura, a través de la cámara infrarroja para poder hacer un diagnóstico adecuado de cada punto encontrado con problemas.
4. En puntos calientes en los que la diferencia de temperatura es alta con respecto a la fase sana no es necesaria una medición tan precisa por el contrario en puntos calientes detectados en los que la diferencia de temperatura respecto de la fase sana es relativamente pequeña es necesaria una medición con mayor precisión para no caer en errores.
5. Se determinaron las causas de origen eléctrico y mecánico que producen puntos calientes en la línea de distribución de energía eléctrica, de esta manera conociendo los orígenes de las fallas se pueden detectar los puntos calientes de una mejor manera. Estas son:

- Conexiones flojas
- Conexiones afectadas por corrosión
- Suciedad en conexiones y/o en contactos
- Degradación de los materiales aislantes
- Empalmes o conexiones sulfatadas
- Contactos defectuosos
- Puntos de conexión en mal estado
- Alta resistividad
- Grandes desbalances entre fases
- Puntos calientes en transformadores
- Puntos calientes en equipos de línea MT y BT
- Conductores subdimensionados
- Conductores sobrecargados
- Problemas en terminales de potencia

6. Se establecieron los criterios para determinar la gravedad de los puntos calientes encontrados durante las inspecciones a las líneas de distribución e inspecciones a los equipos que se encuentran a lo largo de la línea de distribución. Para calificar la importancia de los puntos calientes detectados en la revisión de las instalaciones eléctricas, se calculará el incremento máximo de temperatura del punto sobre la fase sana, circulando la I_{max} y con velocidad de viento de 1 m/seg en ($^{\circ}C$), denominado $(T_p - T_f)$ m, estableciéndose los siguientes criterios de evaluación de la gravedad.

- a. $(T_p - T_f) m > 30^{\circ}C$ “Intervención inmediata”
- b. $(T_p - T_f) m = 5 - 30^{\circ}C$ “Programar su revisión lo antes posible”
- c. $(T_p - T_f) m < 5^{\circ}C$ “Seguimiento y revisión cuando sea posible”

RECOMENDACIONES

1. Los conectores en el lado primario (bushing) y los conectores en el secundario de los transformadores son los puntos en los cuales se presentan con más frecuencia puntos calientes, por lo que se deberá dar prioridad durante la revisión por medio de termografía a estos puntos y así realizar una inspección adecuada.
2. Efectuar las reparaciones en los puntos encontrados en el tiempo establecido, según el análisis realizado, para anticiparse a una eventual falla en la línea de distribución.
3. Previo a inspeccionar la línea de distribución con la cámara termográfica tomar en cuenta las condiciones ambientales y aspectos generales para realizar una correcta medición de temperatura y con ello no caer en errores.
4. Establecer una programación de termografías periódicas a realizarse en las líneas de distribución. Cuando la diferencia de temperatura respecto de la fase sana sea pequeña realizar una medición lo mas exacta posible para un diagnóstico adecuado.
5. Tomar en cuenta las causas establecidas como las responsables de puntos calientes, para que luego de estudiar la manera de corregirlas reducir al mínimo los daños por causas conocidas.
6. Establecer una programación de reparaciones a realizarse luego de la inspección por medio de termografía.

7. Tener siempre presente los puntos de la línea de distribución los cuales según el historial de inspecciones realizadas presentan frecuentemente puntos calientes, debe tenerse referencias establecidas para darle la importancia correspondiente a cada punto en la inspección.
8. Una vez se ha detectado un punto caliente y se ha clasificado la prioridad que éste tiene, se le debe dar el correcto seguimiento para que su reparación se realice dentro del tiempo establecido y de esta manera se asegure la continuidad de funcionamiento de la línea de distribución.
9. De las reparaciones hechas, se debe de archivar el caso por el tipo de reparación que se le hizo, ésto servirá en casos posteriores para tener referencias de lo que podría estar sucediendo en otros puntos calientes que se detecten en diferentes líneas de distribución y sus componentes.
10. Al equipo utilizado durante las inspecciones, se le debe dar la correspondiente calibración para asegurarse que esté funcionando como debería y que dará como resultado lecturas confiables, para emitir el correspondiente diagnóstico de los distintos puntos calientes que se encuentren durante las inspecciones.

11. Los reportes de los puntos calientes encontrados a lo largo de la línea de distribución, se deben archivar para que en el momento que sean requeridos por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica estos estén listos para ser enviados y así agilizar el proceso de revisión.

12. En la implementación del mantenimiento predictivo por medio de termografía se debe de dar prioridad a aquellas líneas de distribución que tienen mayor importancia, por la cantidad de energía que estas llevan hacia la carga y que a la hora de que tengan alguna falla tendrá como resultado una mayor pérdida para la compañía de distribución y de igual manera afectará grandemente a los usuarios de la energía eléctrica.

BIBLIOGRAFÍA

1. Creus Solé, Antonio. **Instrumentación industrial**. 4ª ed. México: Editorial Alfaomega. 1992.
2. Kaplan, Herbert. **Usos prácticos de la detección por termografía infrarroja y equipo de proyección de imagen**. 2ª ed. Estados Unidos: s.e. s.a.
3. Soisson, Harold E. **Instrumentación industrial**, México: Editorial Limusa, 1988.
4. **Informe de termografía de Comisión Federal de Energía de México** s.l. s.e. 1992.
5. **Informes de revisiones termográficas a subestaciones y líneas de distribución de Distribuidora de Energía de Oriente Sociedad Anónima**. s.l. s.e. 2003 y 2005.
6. **Manual de operación de cámaras termográficas thermacam series e Flir Systems**. s.l. s.e. 2002
7. **Manual del software thermaCAM reporter 2000 basic Flir Systems** s.l. s.e. 2000
8. **Normas técnicas de sistemas de distribución de guatemala (NTSD)** Guatemala s.e. 1999.

Sitios de Internet

9. <http://roble.cnice.mecd.es/~lventeo/Temas/Metales/Metales.html>, 2007.
10. <http://www.mailxmail.com/curso/excelencia/cienciamateriales/zcapitulo9.htm>, 2007.
11. <http://www.scpl.coop/index.php?page=ver&nid=134>, 2007
12. <http://www.inseprod.com.ar/controles.htm>, 2007.
13. <http://www.industriaaldia.com/articulos/38-2.htm>, 2007.
14. Comisión Nacional de Energía Eléctrica
<http://www.cnee.gob.gt/html/normas/normas.htm>, 2006.
15. <http://www.cre.com.bo/WebCre/empresas/PDF/PortafolioServicios.pdf>, 2007.
16. <http://www.ing.unlp.edu.ar/sispot/Libros%202007/libros/legro/termogra.htm>, 2006.
17. <http://megawatt.com.pe/articulos/conector/con0intro.htm>, 2007.
18. http://www.aloj.us.es/optico/notas_tecnicas/Introduccion_Mantenimiento_Predictivo.pdf, 2007.

ANEXOS

ANEXO 1.

Tabla 1. Emisividades

**coeficientes de emisión monocromáticos de metales y cuerpos corrientes
a 0.65 micras y para distintas temperaturas**

Cuerpos	Temperaturas °C	Coeficientes de emisión
Cobre sólido		0.11
Cobre líquido	1100	0.15
	1200	0.13
Hierro sólido	1050	0.39
	1530	0.36
Hierro líquido	1535	0.36
Níquel		0.37
Platino sólido		0.31
Platino líquido		0.35
Tungsteno	1000	0.45
	2000	0.43
	3400	0.4
Carbono (grafito)	1000	0.85
	2000	0.9
	3000	0.95
Acero fundido (promedio)		0.4
Cupro-níquel fundido (55/45)		0.28
Nichrom	600	0.95
	1200	0.8
Oxido de cobre	1000	0.8
	1100	0.6
Oxido de hierro	800	0.98
	1200	0.92

Cuerpos	Temperaturas °C	Coefficientes de emisión
Oxido de níquel	800	0.96
	1300	0.85
Oxido de níquel fundido		0.68
Oxido de aluminio puro	900	0.15
	1600	0.15
Oxido de magnesio puro	900	0.2
	1700	0.45
Sílice (briquetas industriales) (promedio)	1000 a 1500	0.52
Silicio-aluminosos (briquetas)	1000 a 1500	0.60-0.80
Carborundum (briquetas)	1000	0.86

Fuente: Creus Solé, Antonio, **Instrumentación industrial**.

ANEXO 2.

Tabla 2. Emisividades genéricas de materiales, SW = 2 - 5.6 LW = 6.5 – 20

Material	Longitud de Onda (Micrones)	Temperatura °C	Emisividad
Alumina brick	SW	17	0.68
Aluminio, bastante humedo	SW	17	0.83-0.94
Papel de Aluminio	3		0.09
Papel de Aluminio (brillante)			0.04
Disco de Aluminio (áspero)	3		0.28
Asbestos			0.96
Ladrillo, común	SW	17	0.81,0.86
Ladrillo, orientado, rojo	SW		0.92
Ladrillo, orientado, amarillo	SW		0.72
Ladrillo, albañilería	5	0	0.94
Ladrillo, rojo			0.9
Ladrillo, impermeable	SW	17	0.87
Aglomerado, no tratado	SW		0.9
Concreto, seco	5	36	0.95
Concreto, áspero	SW	17	0.92-0.97
Cobre, Pulido	3		0.03
Cobre, Pulido, Templado	10		0.01
Tablero de Fibra (duro), no tratado	SW		0.85
Tablero de Fibra (poroso), no tratado	SW		0.85
Relleno, blanco	SW		0.88
Formica	LW	27	0.937
Tierra helada	LW		0.93
Vidrio, (parcialmente transparente)	5	35	0.97
Granito, supercie natural	5	36	0.96
Grava	LW		0.28
Madera, a traves de veteado	SW	17	0.82
Madera, veteado a lo largo	SW	17	0.68-0.73
Hierro, Bastante Oxidado	SW		0.91-0.96
Piedra caliza, superficie natural	5	36	0.96
P.V.C	SW	17	0.91-0.93
Pintura	SW	17	0.91-0.93

Fuente: Kaplan, Herbert. **Usos prácticos de la detección por termografía infrarroja y equipo de proyección de imagen.**

ANEXO 3.

Tabla 3. Emisividades

Valores típicos de emisividades para materiales comunes

Material	Temperatura ambiente del equipo	Micrones	Emisividad
Aluminio: anodizado	20 ⁰ C		0.770
Aluminio: hoja anodizada de cromo	100 ⁰ C		0.55
Aluminio: disco, áspero	26 ⁰ C	3μ	0.275
Aluminio: disco, áspero	26 ⁰ C	10μ	0.180
Aluminio: lámina	26 ⁰ C	3μ	0.09
Aluminio: lámina	26 ⁰ C	10μ	0.04
Aluminio: lámina, lado brillante	20 ⁰ C		0.036
Aluminio: altamente curado	17 ⁰ C	2-5.6μ	0.83 – 0.94
Aluminio: pulido		8-14μ	0.05
Aluminio: plato pulido	23 ⁰ C		0.04
Aluminio: hoja pulida	100 ⁰ C		0.05
Latón: empañado		8-14μ	0.22
Latón: oxidado	100 ⁰ C		0.61
Latón: pulido		8-14μ	0.10
Bronce: pulido			0.10
Cromo: pulido		8-14μ	0.10
Cobre: pulido	100 ⁰ C		0.05
Cobre: pulido	20 ⁰ C	3μ	0.031
Oro: pulido		8-14μ	0.02

Oro: Altamente pulido	100 ⁰ C		0.02
Hierro: colado		8-14μ	0.81
Hierro: colado, pulido	40 ⁰ C	8-14μ	0.21
Hierro: colado, oxidado	100 ⁰ C		0.64
Hierro: rolado en caliente		8-14μ	0.77
Hierro: oxidado		8-14μ	0.74
Hierro: gris		8-14μ	0.28
Hierro: sin mohó		8-14μ	0.63
Hierro: mohoso		8-14μ	0.93
Hierro: sin brillo		8-14μ	0.08
Magnesio: pulido	20 ⁰ C		0.07
Mercurio: puro		8-14μ	0.10
Níquel: con hierro colado		8-14μ	0.05
Níquel: oxidado	200 ⁰ C		0.37
Níquel: puro, pulido		8-14μ	0.05
Platino: puro, pulido		8-14μ	0.08
Plata: pulido	100 ⁰ C		0.03
Acero: galvanizado		8-14μ	0.28
Acero: polished	100 ⁰ C		0.07
Acero: oxidado	200 ⁰ C		0.79
Acero: fresado		8-14μ	0.24
Acero: superficie áspera		8-14μ	0.96
Acero: muy áspero		8-14μ	0.69
Acero: rolado en láminas		8-14μ	0.56
Estaño: bruñido		8-14μ	0.05
Tungsteno		8-14μ	0.05
Zinc: lámina		8-14μ	0.20

Asbesto: sobre la superficie	20 ⁰ C		0.96
Asbesto: fábrica	20 ⁰ C		0.78
Asbesto: papel	400 ⁰ C		0.93
Asbesto: metálico	20 ⁰ C		0.96
Plástico	17 ⁰ C	2-5.6μ	0.86-0.90
vidrio		8-14μ	0.92
Formica	27 ⁰ C	6.5-20μ	0.937
Hielo		8-14μ	0.97
P.V.C	17 ⁰ C	2-5.6μ	0.91-0.93
Papel: negro	20 ⁰ C		0.90
Polypropileno	17 ⁰ C	2-5.6μ	0.97
Cuarzo		8-14μ	0.93
Rubber		8-14μ	0.95
Agua		8-14μ	0.98
Agua: snow	-10 ⁰ C		0.85
Madera: plana		8-14μ	0.85
Madera: con barniz y pulida	36 ⁰ C	5μ	0.86

Fuente: **Manual de operación de cámaras termográficas thermacam series e, Flir Systems.**