



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**DETECCIÓN DE FALLAS POR MEDIO DE LA APLICACIÓN DE
TERMOGRAFÍA INFRARROJA EN LAS SUBESTACIONES
GUATE NORTE, GUATE SUR, GUATE ESTE Y ESCUINTLA**

Issam Ricardo Sagüi Valenzuela

Asesorado por el Ing. Carlos Alberto Quijivix Racancoj

Guatemala, agosto de 2006

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DETECCIÓN DE FALLAS POR MEDIO DE LA APLICACIÓN DE
TERMOGRAFÍA INFRARROJA EN LAS SUBESTACIONES
GUATE NORTE, GUATE SUR, GUATE ESTE Y ESCUINTLA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

ISSAM RICARDO SAGÜI VALENZUELA

ASESORADO POR EL ING. CARLOS ALBERTO QUIJIVIX RACANCOJ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, AGOSTO DE 2006

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Lic. Amahán Sánchez Álvarez
VOCAL III	Ing. Julio David Galicia Celada
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
EXAMINADOR	Ing. Juan Fernando Morales Mazariegos
EXAMINADOR	Ing. Carlos Fernando Rodas
EXAMINADOR	Ing. Fernando Waldemar De León Contreras
SECRETARIO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

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:

Detección de fallas por medio de la aplicación de termografía infrarroja en las subestaciones Guate Norte, Guate Sur, Guate Este y Escuintla,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 6 de marzo de 2006.

Issam Ricardo Sagüi Valenzuela

AGRADECIMIENTO A:

- DIOS** Padre celestial que día a día me brinda vida y energía, lo cual me permite culminar esta meta, ya que sin su bendición nada de esto fuera posible.
- LA USAC** Gloriosa casa de estudios que me proporcionó los conocimientos y valores para formarme como profesional.
- INDE** Por permitirme realizar mi Ejercicio Profesional Supervisado (EPS) en sus instalaciones, y en especial al personal que colaboró con dicha realización.
- MI PADRINO** Ing. Rodolfo Rodríguez, por su valiosa tutoría y supervisión, lo cual permitió la planificación y desarrollo de este proyecto.
- MI ASESOR** Ing. Carlos Quijivix, por su incondicional colaboración y asesoría para este trabajo de graduación.

DEDICATORIA A:

MIS PADRES

Otto Sagüi e Irma Valenzuela, con inmensa gratitud, ya que este triunfo es el resultado de todos sus esfuerzos, ayudas y consejos.

MIS HERMANOS

Irma, Christa, Otto, Rene, Meeno e Isaías, esperando que esta meta alcanzada sea un ejemplo a seguir.

MI HIJO

Ricardo Emanuel, el mejor regalo que Dios me ha dado, el cual llena mi vida de felicidad y me inspira a seguir siempre adelante.

MI ESPOSA

Melissa Miranda, con amor y motivándola a que siga superándose.

MI FAMILIA

Abuelos, tíos, primos y sobrinos, con mucho cariño.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	XIII
GLOSARIO	XV
RESUMEN	XVII
OBJETIVOS	XIX
INTRODUCCIÓN	XXI

1. SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

1.1 Generalidades	1
1.1.1 Definición	1
1.1.2 Clasificación	1
1.2 Equipo primario	2
1.2.1 Transformador de potencia	2
1.2.1.1 Parte activa	2
1.2.1.2 Parte pasiva	3
1.2.1.3 Accesorios	4
1.2.2 Transformador de instrumentos	6
1.2.2.1 Transformador de corriente	7
1.2.2.2 Transformador de potencial	7
1.2.3 Interruptor de potencia	7
1.2.3.1 Interruptores en aceite	8
1.2.3.2 Interruptores neumáticos	10
1.2.3.3 Interruptores en hexafluoruro de azufre	10
1.2.4 Apartarrayos	11
1.2.4.1 Apartarrayos autovalvulares	11

1.2.4.2	Apartarrayos de óxidos metálicos	12
1.2.5	Seccionador	12
1.2.5.1	Tipos de seccionadores	12
1.2.6	Restaurador	14
1.2.7	Banco de capacitores	15
1.2.8	Reactor	15
1.3	Barras colectoras	16
1.3.1	Barras o conductores	16
1.3.2	Aisladores	17
1.3.3	Accesorios	18
1.4	Tableros eléctricos	19
1.4.1	Tipos de tableros	19
1.4.1.1	Tableros de un solo frente	19
1.4.1.2	Tableros de doble frente	20
1.4.1.3	Tableros separados para mando y protección	20
1.4.1.4	Tableros tipo mosaico	20
1.4.2	Cables de control	21
1.4.2.1	Rutas de cables de control	21

2. INFORMACIÓN DE LA EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2.1	Antecedentes	23
2.2	Descripción de subestaciones eléctricas	24
2.2.1	Guate Norte	25
2.2.2	Guate Sur	27
2.2.3	Guate Este	30
2.2.4	Escuintla	31

3. TERMOGRAFÍA INFRARROJA

3.1	Conceptos básicos previos	35
3.1.1	Temperatura	35
3.1.2	Escalas de temperatura	35
3.1.3	Calor	36
3.1.4	Transferencia de calor	36
3.1.4.1	Por conducción	36
3.1.4.2	Por convección	37
3.1.4.3	Por radiación	37
3.2.	Introducción a la termografía infrarroja	37
3.2.1	Descubrimiento de los rayos infrarrojos	37
3.2.2	Espectro electromagnético	38
3.2.3	Radiación térmica	40
3.2.3.1	Ley de Stefan-Boltzmann	41
3.2.3.2	Ley de radiación de Planck	42
3.2.3.3	Ley de desplazamiento de Wien	44
3.2.4	Radiadores reales.	46
3.3	Descripción de termografía infrarroja	48
3.3.1	Definición	48
3.3.2	Importancia	49
3.3.3	Beneficios	50
3.3.4	Aplicaciones	51
3.3.5	Clasificación	51
3.3.5.1	Termografía cualitativa	51
3.3.5.2	Termografía cuantitativa	52

4. CARACTERÍSTICAS Y PROCEDIMIENTOS PARA REALIZAR ANÁLISIS DE TERMOGRAFÍA INFRARROJA

4.1	Introducción	53
-----	------------------------	----

4.2	Cámara infrarroja	55
4.2.1	Funcionamiento básico	55
4.2.2	Tipos de cámaras	56
4.2.2.1	Cámaras de onda corta	58
4.2.2.2	Cámaras de onda media	58
4.2.2.3	Cámaras de onda larga	59
4.2.3	Accesorios de la cámara	59
4.2.4	Controles de la cámara	61
4.2.5	Conectores de la cámara	63
4.3	Operación de cámara infrarroja	64
4.3.1	Menú del sistema de la cámara	65
4.3.2	Calibración manual de la cámara	66
4.3.3	Comentarios de voz y de texto.	66
4.3.4	Abrir imágenes térmicas almacenadas	67
4.3.5	Medición de temperatura	67
4.3.5.1	Emisividad	68
4.3.5.1.1	Medición de emisividad con termocopla	69
4.3.5.1.2	Medición de emisividad con referencia	69
4.3.5.2	Temperatura ambiente	71
4.3.5.3	Distancia al objeto	71
4.3.5.4	Humedad relativa	71
4.3.5.5	Influencia de parámetros de objeto en mediciones	71
4.3.6	Mantenimiento y limpieza de la cámara	72
4.4	Análisis de termografía infrarroja	73
4.4.1	Inspección termográfica	73
4.4.1.1	Listado de equipos	74
4.4.2	Evaluación de imágenes térmicas.	74
4.4.2.1	Programa de la cámara infrarroja	74
4.4.2.2	Evaluación cualitativa	75

4.4.2.3	Evaluación cuantitativa	75
4.4.2.3.1	Criterio de severidad NETA	76
4.4.2.3.2	Criterio de severidad ASTM	77
4.4.3	Informe termográfico.	78
4.4.4	Reinspección de las reparaciones hechas	79
4.4.5	Mantenimiento predictivo con termografía infrarroja.	79

5. EJECUCIÓN DE ANÁLISIS DE TERMOGRAFÍA INFRARROJA

5.1	Especificaciones técnicas de cámara utilizada	81
5.2	Parámetros de objeto utilizados en las inspecciones	82
5.3	Análisis en subestación Guate Sur	83
5.3.1	Inspecciones realizadas en marzo	83
5.3.1.1	Listado de equipos	83
5.3.1.2	Imágenes térmicas	87
5.3.1.3	Evaluación cuantitativa de imágenes térmicas	89
5.3.2	Inspecciones realizadas en abril	93
5.3.3	Inspecciones realizadas en mayo	93
5.3.3.1	Listado de equipos	93
5.3.3.2	Imágenes térmicas	96
5.3.3.3	Evaluación cuantitativa de imágenes térmicas	98
5.4	Análisis en subestación Guate Norte	99
5.4.1	Inspecciones realizadas en marzo	99
5.4.1.1	Listado de equipos	99
5.4.1.2	Imágenes térmicas	102
5.4.1.3	Evaluación cuantitativa de imágenes térmicas	104
5.4.2	Inspecciones realizadas en abril	105
5.4.2.1	Listado de equipos	105
5.4.2.2	Imágenes térmicas	107
5.4.2.3	Evaluación cuantitativa de imágenes térmicas	108
5.4.3	Inspecciones realizadas en mayo	108

5.4.3.1	Listado de equipos	108
5.4.3.2	Imágenes térmicas	111
5.4.3.3	Evaluación cuantitativa de imágenes térmicas	113
5.5	Análisis en subestación Guate Este	114
5.5.1	Inspecciones realizadas en marzo	114
5.5.2	Inspecciones realizadas en abril	114
5.5.2.1	Listado de equipos	114
5.5.2.2	Imágenes térmicas	116
5.5.2.3	Evaluación cuantitativa de imágenes térmicas	117
5.5.3	Inspecciones realizadas en mayo	118
5.5.3.1	Listado de equipos	118
5.5.3.2	Imágenes térmicas	120
5.5.3.3	Evaluación cuantitativa de imágenes térmicas	122
5.6	Análisis en subestación Escuintla	123
5.6.1	Inspecciones realizadas en marzo	123
5.6.2	Inspecciones realizadas en abril	123
5.6.2.1	Listado de equipos	123
5.6.2.2	Imágenes térmicas	127
5.6.2.3	Evaluación cuantitativa de imágenes térmicas	128
5.6.3	Inspecciones realizadas en mayo	129
5.6.3.1	Listado de equipos	129
5.6.3.2	Imágenes térmicas	132
5.6.3.3	Evaluación cuantitativa de imágenes térmicas	133
5.7	Estadísticas de las fallas detectadas	134
	CONCLUSIONES	137
	RECOMENDACIONES	139
	BIBLIOGRAFÍA	141
	ANEXOS	143

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Transformador de potencia trifásico	6
2.	Interrupor en pequeño volumen de aceite	8
3.	Interrupor en gran volumen de aceite	9
4.	Interrupor en hexafluoruro de azufre	10
5.	Apartarrayos autovalvular	11
6.	Seccionadores horizontales	13
7.	Seccionador de pantógrafo	14
8.	Tablero de un solo frente	19
9.	Sección transversal de canaleta con ménsulas	21
10.	Diagrama unifilar de la subestación Guate Norte	26
11.	Diagrama unifilar de la subestación Guate Sur	29
12.	Diagrama unifilar de la subestación Guate Este	31
13.	Diagrama unifilar de las subestaciones Escuintla 1 y 2	34
14.	Espectro electromagnético	39
15.	Gráfica de la fórmula de Stefan-Boltzmann	42
16.	Radiancia espectral de un cuerpo negro	44
17.	Curva de la ley de desplazamiento de Wien sobre curvas de Planck	45
18.	Banda infrarroja del espectro electromagnético	57
19.	Controles de la cámara infrarroja	61
20.	Conectores de la cámara infrarroja	63
21.	Diagramas unifilares con la ubicación de fallas localizadas en Guate Sur, en la inspección de marzo, en a) campos de 69 kV b) bancos de transformación	85

22.	Imagen térmica del conector del cable bajante al apartarrayos de 69 kV, de la fase S en el campo EEGSA 1.....	87
23.	Imágenes térmicas del banco 3 de a) <i>bushing</i> de 69 kV de la fase R, b) <i>bushing</i> de 69 kV de la fase S	88
24.	Imágenes térmicas del banco 3, en el lado de 69 kV, de a) conector del neutro de la fase R, b) neutro de la fase S, c) barra de conexión del neutro de la fase T	89
25.	Diagramas unifilares con la ubicación de fallas localizadas en Guate Sur, en la inspección de mayo, en a) campos de 69 kV, b) bancos de transformación	95
26.	Imagen térmica de los conectores de los cables bajantes a los seccionadores de barra 2 de 69 kV, en las fases T y S del campo EEGSA 1	97
27.	Imágenes térmicas de los bancos de transformación de a) seccionadores de barra de las fases R y S de 138 kV del banco 1, b) <i>bushing</i> de 69 kV de la fase R, del banco 3	97
28.	Imágenes térmicas de a) contactor de ventiladores del banco 3, b) interruptor termomagnético de ventiladores del transformador	98
29.	Diagrama unifilar con la ubicación de fallas localizadas en los bancos de transformación de Guate Norte, en la inspección de marzo	101
30.	Imágenes térmicas del banco 3 en el lado de 69 kV, de a) <i>bushing</i> de la fase R, b) neutro de la fase R	103
31.	Imágenes térmicas de a) bornera de corriente del panel del banco 2, b) puente del relé R2020 del tablero de la línea Guate	103
32.	Diagrama unifilar con la ubicación de fallas localizadas en los campos de 230 kV de Guate Norte, en la inspección de abril	106
33.	Imagen térmica del conector del cable bajante al apartarrayos de la fase R, en el campo Tactic 1	107

34.	Diagramas unifilares con la ubicación de fallas localizadas en Guate Norte, en la inspección de mayo, en a) campos de 69 kV, b) campos de 230 kV, c) bancos de transformación	110
35.	Imágenes térmicas de a) conector del puente entre seccionadores de barras de 69 kV, fase T del campo Guatemala 6, b) conector del cable al apartarrayos de 230 kV, en la fase R del campo Tactic 1	112
36.	Imagen térmica de los conectores de los puentes entre seccionadores de barras de 69 kV, del banco 3	112
37.	Diagrama unifilar con la ubicación de falla localizada en los campos de 69 kV de Guate Este, en la inspección de abril	115
38.	Imagen térmica del seccionador de línea del campo Guadalupe 3, en la inspección de abril	117
39.	Diagramas unifilares con la ubicación de fallas localizadas en Guate Este, en la inspección de mayo, en a) campos de 69 kV, b) banco de transformación	119
40.	Imágenes térmicas del campo Guadalupe 3, en la inspección de mayo, de a) seccionador de línea, b) seccionador de barra	121
41.	Imagen térmica de las fases T y S del seccionador de barra de 69 kV, del banco de transformación	121
42.	Diagramas unifilares con la ubicación de fallas localizadas en Escuintla 1, en la inspección de abril, en a) campos de 138 kV, b) campos de 230 kV	126
43.	Imagen térmica del seccionador de barra de 138 kV, de la fase T del campo Chiquimulilla	128
44.	Imágenes térmicas de los campos de 230 kV de a) fases R y S del seccionador de línea del campo Escuintla 2-1, b) interruptor de la fase T del campo Guate Sur 2	128
45.	Diagrama unifilar con la ubicación de fallas localizadas en Escuintla 1, en la inspección de abril, en el campo de 138 kV	130

46.	Imagen térmica de los apartarrayos de 138 kV, de las fases R y S del campo Marinalá	133
47.	Imágenes térmicas de a) cables de la bornera central del panel de centralización del banco 2, b) puentes del relevador R4002 del tablero de la línea Brillantes	133
48.	Gráfica de las fallas localizadas, según el nivel de tensión	135
49.	Gráfica de las fallas que requerían reparación inmediata	135

TABLAS

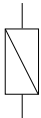

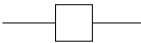




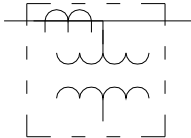
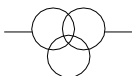
I.	Menús y submenús del sistema de la cámara infrarroja	65
II.	Criterio de severidad NETA	76
III.	Criterio de severidad ASTM	78
IV.	Listado de equipos de Guate Sur, inspeccionados en marzo, en campos de 69 kV, b) campos de 138 kV, c) campos de 230 kV, d) bancos de transformación	83
V.	Descripción, análisis y sugerencias de fallas localizadas en Guate Sur, en la inspección de marzo	90
VI.	Listado de equipos de Guate Sur, inspeccionados en mayo, en a) campos de 69 kV, b) campos de 138 kV, c) campos de 230 kV, d) bancos de transformación	93
VII.	Listado de casetas de tableros de Guate Sur, inspección en mayo	96
VIII.	Descripción, análisis y sugerencias de fallas localizadas en Guate Sur, en la inspección de mayo	99
IX.	Listado de equipos de Guate Norte, inspección en marzo, en campos de 69 kV, b) campos de 230 kV, c) bancos de transformación	100
X.	Listado de casetas de tableros de Guate Norte, inspeccionadas en marzo	102

XI.	Descripción, análisis y sugerencias de fallas localizadas en Guate Norte, en la inspección de marzo	104
XII.	Listado de equipos de Guate Norte, inspección en abril, en campos de 69 kV, b) campos de 230 kV, c) bancos de transformación	105
XIII.	Listado casetas de tableros de Guate Norte, inspección en abril	107
XIV.	Descripción, análisis y sugerencias de fallas localizadas en Guate Norte, en la inspección de abril	108
XV.	Listado de equipos de Guate Norte, inspección en mayo, en campos de 69 kV, b) campos de 230 kV, c) bancos de transformación	108
XVI.	Listado de casetas de tableros de Guate Norte, inspeccionadas en mayo	111
XVII.	Descripción, análisis y sugerencias de fallas localizadas en Guate Norte, en la inspección de mayo	113
XVIII.	Listado de equipos de Guate Este, inspección en abril, en campos de 69 kV, b) campos de 230 kV, c) bancos de transformación	114
XIX.	Listado casetas de tableros de Guate Este, inspección en abril	116
XX.	Descripción, análisis y sugerencias de fallas localizadas en Guate Este, en la inspección de abril	117
XXI.	Listado de equipos de Guate Este, inspección en mayo, en campos de 69 kV, b) campos de 230 kV, c) bancos de transformación	118
XXII.	Listado casetas de tableros de Guate Este, inspección en mayo	120
XXIII.	Descripción, análisis y sugerencias de fallas localizadas en Guate Este, en la inspección de mayo	122
XXIV.	Listado de equipos de Escuintla 1, inspeccionados en abril, en campos de 69 kV; b) campos de 138 kV; c) campos de 230 kV	123
XXV.	Listado de equipos de los campos de 230 kV de Escuintla 2, inspeccionados en abril	125
XXVI.	Listado de equipos de los bancos de transformación de Escuintla 1 y 2, inspeccionados en abril	125

XXVII. Listado de casetas de tableros de Escuintla 1 y 2, Inspeccionadas en abril	126
XXVIII. Descripción, análisis y sugerencias de fallas localizadas en Escuintla 1, inspección en abril	129
XXIX. Listado de equipos de Escuintla 1, inspeccionados en mayo, en campos de 69 kV; b) campos de 138 kV; c) campos de 230 kV	129
XXX. Listado de equipos de los campos de 230 kV de Escuintla 2, inspeccionados en mayo	131
XXXI. Listado de equipos de los bancos de transformación de Escuintla 1 y 2, inspeccionados en mayo	131
XXXII. Listado de casetas de tableros de Escuintla 1 y 2, inspeccionadas en mayo	132
XXXIII. Descripción, análisis y sugerencias de fallas localizadas en Escuintla 1, inspección en mayo	134
XXXIV. Resumen de fallas localizadas en las subestaciones eléctricas bajo estudio	134
XXXV. Resumen de fallas que requerían reparación Inmediata	135

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperio
CA	Corriente alterna
J	Joule
K	Grado Kelvin
kV	Kilovoltio
kW	kilovatio
m	Metro
mm	Milímetro
μm	Micrómetro
MVA	Mega voltio-amperio
nm	Nanómetro
°C	Grado Celsius
°F	Grado Fahrenheit
pm	Picómetro
σ	Constante de Stefan- Boltzmann
V	Voltio

Símbolo	Significado
	Apartarrayos
	Generador
	Interruptor
	Seccionador
	Seccionador de puesta a tierra
	Transformador de corriente
	Transformador de potencial
	Transformadores combinados
	Transformador de potencia

GLOSARIO

Anomalía térmica	Situación en donde se presenta una temperatura diferente a la normal de operación.
Bornes	Puntos de conexión de equipos, instrumentos, etc.
<i>Bushing</i>	Aisladores terminales de las bobinas de alta y baja tensión que atraviesan el tanque o tapa del transformador.
Campo	Conjunto de equipos, conductores y aisladores, que reciben y/o entregan energía eléctrica a las líneas de transmisión.
Empalme	Unión de conductores eléctricos.
Patio	Conjunto de campos con cierto nivel de tensión, dentro de una subestación.
Píxel	Número de puntos de una imagen térmica, con su propio valor de temperatura correspondiente a un color particular.
Seccionador <i>By-Pass</i>	Seccionador utilizado para desviar la energía eléctrica de un circuito que recibirá mantenimiento.
Termocopla	Dos conductores de diferentes coeficientes térmicos unidos en un extremo, que entregan una señal eléctrica proporcional a la temperatura a la que se somete la unión.
Trifásico	Sistema compuesto por tres tensiones de igual magnitud, desfasadas 120° eléctricos.

RESUMEN

Las subestaciones eléctricas transforman tensiones y derivan circuitos, utilizando equipos de alta tensión y tableros de control/protección de baja tensión, estos deben operar satisfactoriamente para proveer energía eléctrica con calidad y continuamente. Las subestaciones Guate Sur, Guate Norte, Guate Este y Escuintla, operan con tensiones de 69, 138 y 230 kV.

La radiación infrarroja, invisible al ojo humano, es emitida por los objetos por la vibración y rotación de átomos y moléculas. La potencia emisiva de radiación infrarroja de los objetos, es proporcional a su temperatura absoluta a la cuarta potencia. La termografía infrarroja es la técnica para detectar radiación térmica, utilizando una cámara infrarroja, produce imágenes de la luz infrarroja emitida por los objetos debido a su temperatura, estas se denominan imágenes térmicas y muestran la distribución de temperatura de los objetos. La termografía detecta fallas incipientes en equipos, maquinaria e instalaciones sin interrumpir su funcionamiento, para luego ejecutar acciones preventivas antes que ocurra una costosa falla.

Para el análisis de termografía en las subestaciones estudiadas, se presentan los listados de equipos y listados de casetas de tableros, de cada nivel de tensión, además diagramas unifilares indicando la ubicación de las fallas. Seguidamente se muestran las imágenes térmicas obtenidas para luego evaluarlas cualitativa y cuantitativamente utilizando el criterio internacional de severidad de fallas del NETA, y se sugieren soluciones para reparar las fallas detectadas. El 55% del total de fallas y el 84% de las fallas severas, requieren reparación inmediata, se localizaron en equipos y conexiones de 69 kV.

OBJETIVOS

General

Detectar fallas por medio de la aplicación de termografía infrarroja en las subestaciones Guate Norte, Guate Sur, Guate Este y Escuintla.

Específicos

1. Definir el equipo primario utilizado en las subestaciones eléctricas.
2. Definir los tableros y cableados utilizados para el control y protección de las subestaciones eléctricas.
3. Describir la configuración y características de las subestaciones eléctricas Guate Norte, Guate Sur, Guate Este y Escuintla.
4. Definir las leyes físicas sobre las cuales se basa la termografía infrarroja.
5. Definir la termografía infrarroja y describir sus aplicaciones.
6. Describir la configuración y operación del equipo termográfico.
7. Describir las características y el procedimiento para realizar análisis de termografía infrarroja.
8. Desarrollar análisis de termografía infrarroja en el equipo primario y tableros de control y protección, en las subestaciones bajo estudio.
9. Evaluar cualitativa y cuantitativamente las imágenes térmicas obtenidas para la detección de fallas, utilizando el criterio internacional de severidad del NETA.
10. Describir la severidad de las fallas detectadas en las subestaciones y sugerir las soluciones para corregirlas.

INTRODUCCIÓN

Una de las técnicas del mantenimiento predictivo para la detección de fallas más utilizada actualmente es el análisis de termografía infrarroja, ya que se realiza sin necesidad de tener contacto físico con el equipo bajo estudio. Debido a la necesidad de detectar fallas en el equipo de baja y alta tensión de las subestaciones eléctricas, con la finalidad de corregirlas antes que provoquen paradas o cortes de servicio, es importante ejecutar análisis de termografía infrarroja en las subestaciones Guate Norte, Guate Sur, Guate Este y Escuintla.

Cuando las subestaciones eléctricas tienen paradas o cortes de servicio no planificados, debido a fallas de cualquier tipo, se producen pérdidas muy significativas en la industria en general. Estas pérdidas repercuten en el desarrollo del país, tanto en la producción de las empresas, como en los microempresarios, comercios, residencias, etc.

Además, cuando los equipos de las subestaciones sufren fallas graves necesitan un cambio, reparación o reemplazo total, el cual se traduce a un alto costo. Sin embargo, dichas fallas pueden ser detectadas a tiempo, antes que sean una amenaza para el correcto funcionamiento y operación del sistema eléctrico, por medio de un análisis de termografía infrarroja como parte de un programa de mantenimiento predictivo adecuado.

En el primer capítulo de este trabajo de graduación, se definen y describen los equipos de alta tensión y tableros de baja tensión que utilizan las subestaciones eléctricas, ya que la persona que realice análisis de termografía infrarroja debe tener conocimientos sólidos acerca del equipo e instalaciones a inspeccionar. En la medida que el termografista conozca los puntos críticos y el funcionamiento de los equipos, tendrá claro en donde buscar las posibles fallas.

En el segundo capítulo se describen a las subestaciones bajo estudio, enfocándose en el equipo de alta tensión y tableros de baja tensión, así como en su configuración y diagramas unifilares. En el tercer capítulo se proveen las bases teóricas de la termografía infrarroja, explicando las leyes físicas que la rigen. Se define la termografía infrarroja y se describen sus aplicaciones y beneficios. En el cuarto capítulo se describen los tipos de cámaras infrarrojas y sus aplicaciones. Además se explica el proceso para realizar análisis de termografía infrarroja en instalaciones eléctricas en general.

En el último capítulo se presentan los resultados de los análisis de termografía infrarroja en las subestaciones bajo estudio, agrupándolos en inspecciones realizadas en marzo, abril y mayo. Se muestran listados de equipos y tableros inspeccionados, diagramas unifilares con la ubicación de fallas, imágenes térmicas y evaluación cualitativa de las mismas. Finalmente, se muestran estadísticas de las fallas detectadas.

1. SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

1.1 Generalidades

Las subestaciones eléctricas son una parte muy importante dentro de los sistemas eléctricos de potencia, cumpliendo diversas funciones de acuerdo a las necesidades que motivaron su construcción. Con el objetivo de tener un sistema eléctrico de potencia mucho más eficiente y seguro, entre otras acciones, se construyen nuevas subestaciones y se aplica un mantenimiento adecuado a las existentes.

1.1.1 Definición

Una subestación eléctrica es un conjunto de dispositivos que permiten transformar tensiones y derivar circuitos de potencia.

1.1.2 Clasificación

Existen varias formas de clasificar a las subestaciones, a continuación se presentan las más utilizadas.

Según la función que desarrollan:

- Variadoras de tensión
- De maniobra
- Mixtas (combinación de las anteriores)

Según la potencia y tensión que manejan:

- De transmisión (arriba de 138 kV).
- De subtransmisión (69 kV).
- De distribución primaria (entre 34.5 kV y 13.8 kV).
- De distribución secundaria (debajo de 13.8 kV).

1.2 Equipo primario

1.2.1 Transformador de potencia

Es una máquina electromagnética estacionaria, no rotativa, utilizada para cambiar la magnitud de las tensiones eléctricas. El transformador de potencia es el elemento más importante y crítico de una subestación. Está formado principalmente por una parte activa, una parte pasiva y los accesorios.

1.2.1.1 Parte activa

Está formada principalmente por el núcleo, bobinas, cambiador de derivaciones y el bastidor. A continuación se describen estos elementos.

El núcleo constituye el circuito magnético, está formado por un conjunto de chapas o láminas de acero al silicio con un espesor de 0.28 mm. Puede ir unido a la tapa y levantarse con ella o ir unido a la pared del tanque, lo cual produce mayor resistencia durante las maniobras mecánicas de transporte.

Las bobinas constituyen el circuito eléctrico, se fabrican utilizando alambre o solera de cobre o de aluminio. Los conductores se forran de material aislante de ciertas características, de acuerdo con la tensión de servicio de la bobina, la temperatura y el medio en que va a estar sumergida.

El cambiador de derivaciones es el mecanismo que permite regular la tensión de la energía que fluye de un transformador. Su operación puede ser automática o manual, generalmente está instalado en el lado de alta tensión debido a que su costo disminuye ya que la corriente es menor.

El bastidor está formado por un conjunto de elementos estructurales que rodean el núcleo y las bobinas, su función es soportar los esfuerzos mecánicos y electromagnéticos que se desarrollan durante la operación del transformador.

1.2.1.2 Parte pasiva

La constituye el tanque donde se aloja la parte activa y se utiliza cuando ésta va sumergida en líquidos. El tanque debe soportar el vacío absoluto sin presentar deformación permanente, proteger eléctrica y mecánicamente el transformador, ofrecer puntos de apoyo para su transporte y carga, soportar los enfriadores, bombas de aceite, ventiladores y los accesorios.

1.2.1.3 Accesorios

Son un conjunto de elementos y dispositivos que auxilian en la operación y facilitan el mantenimiento del transformador. Entre los más importantes tenemos el tanque conservador, los relevadores de gas, de flujo, de sobrepresión, y de presión súbita, las boquillas, el tablero, las válvulas, los conectores para tierra y la placa de características.

El tanque conservador está colocado sobre el tanque principal, su función es absorber la expansión del aceite debido a los cambios de temperatura, provocados por los incrementos de carga. Este tanque se mantiene con el nivel del aceite aproximadamente hasta la mitad, ya que cuando ocurre una elevación de temperatura, el nivel del aceite se eleva comprimiendo el gas contenido en la mitad superior si el tanque es sellado, de lo contrario, el gas es expulsado hacia la atmósfera.

El relevador de gas también se conoce como relevador *Bucholz*. Su función es detectar los gases producidos en el interior del transformador, para luego desconectarlo de la red eléctrica, ya que dichos gases son el resultado de fallas severas dentro del transformador. El relevador de flujo opera por el movimiento brusco del aceite aislante, como resultado de arcos por conmutaciones en el cambiador de derivaciones bajo carga. El relevador de sobrepresión protege a los elementos del transformador contra esfuerzos mecánicos por la elevación de presión en el aceite, debido a fallas internas en el transformador. El relevador de presión súbita actúa al ocurrir un incremento de presión repentino y agudo debido a fallas internas.

Las boquillas son aisladores terminales de las bobinas de alta y baja tensión, utilizados para atravesar el tanque o la tapa de transformador. El tamaño de las boquillas depende de la tensión de operación de las bobinas, siendo de mayor tamaño las correspondientes al lado de alta tensión.

El tablero es el gabinete en donde se encuentran los controles y protecciones de los ventiladores, del cambiador de derivaciones bajo carga, entre otros.

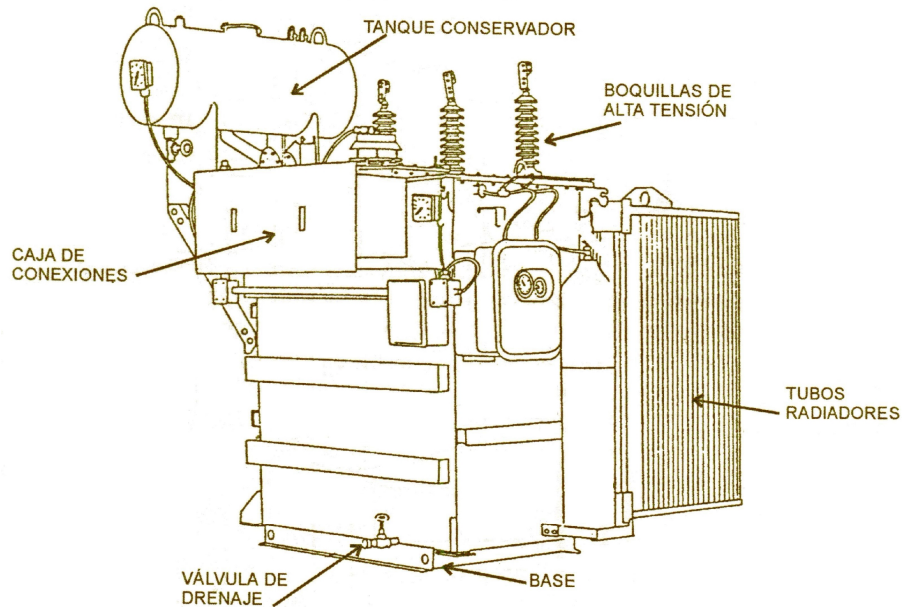
Las válvulas son el conjunto de elementos utilizados para el llenado, vaciado, mantenimiento y muestreo del aceite del transformador. Generalmente se encuentra una válvula en el tanque conservador y dos en la parte inferior del tanque principal.

Los conectores para tierra son elementos de cobre soldados al tanque, en los cuales se conecta el transformador al sistema de puesta a tierra. Estos conectores se encuentran en la parte inferior del tanque principal en los lados de alta y baja tensión.

La placa de características indica los datos más importantes del transformador, tales como la potencia, tensión, porcentaje de impedancia, diagramas vectorial y de conexiones, número de fases, frecuencia, altura de operación sobre el nivel del mar, tipo de enfriamiento, número de serie, porcentaje de variación de tensión en los pasos del cambiador de derivaciones, peso, año de fabricación, entre otros.

A continuación se muestra un transformador de potencia típico.

Figura 1. Transformador de potencia trifásico.



Fuente: Gilberto Enríquez. **Fundamentos de instalaciones eléctricas de media y alta tensión.** p. 29.

1.2.2 Transformador de instrumentos

Es un dispositivo que reduce las altas magnitudes de tensión y corriente a valores normalizados para su utilización en equipos de protección y medición de los circuitos eléctricos. Su aplicación es necesaria para reducir los costos y peligros de las altas tensiones y corrientes dentro de los tableros de control y protección, por lo anterior, se utilizan transformadores de corriente y de potencial.

1.2.2.1 Transformador de corriente

Es un dispositivo que entrega un valor de corriente secundaria que es proporcional a la corriente primaria, además, aísla los instrumentos de protección y medición de los circuitos de alta tensión. Normalmente se construyen con sus devanados secundarios para corrientes de 5 A.

1.2.2.2 Transformador de potencial

Es un dispositivo que entrega un valor de tensión secundaria proporcional a la tensión primaria y aísla los instrumentos de protección y medición de los circuitos de alta tensión. Normalmente se construyen con su devanado secundario para 115 V.

1.2.3 Interruptor de potencia

Es un dispositivo para cerrar y aperturar la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones de operación normales y de cortocircuito. Está formado principalmente por la parte activa, parte pasiva y los accesorios.

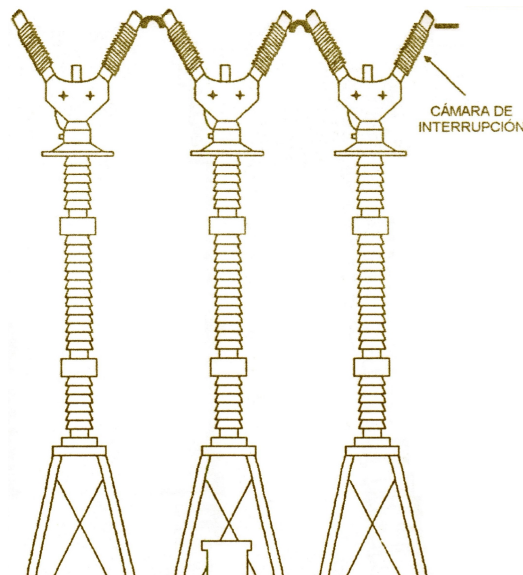
La parte activa la constituyen las cámaras de extinción que soportan los contactos fijos y el mecanismo de operación que soportan los contactos móviles. La parte pasiva está formada por una estructura cuyas funciones son proteger eléctrica y mecánicamente al interruptor, ofrecer puntos seguros para el levantamiento y transporte del interruptor y soportar el gabinete de control. Entre los accesorios más importantes están las boquillas, válvulas, conectores para tierra, gabinete de control y la placa de datos.

Según los elementos utilizados para aperturar y apagar el arco que se produce en las cámaras de extinción, se clasifican en interruptores de aceite, neumáticos y en hexafluoruro de azufre.

1.2.3.1 Interruptores en aceite

Según la cantidad de aceite que contienen en sus cámaras, se clasifican en gran volumen de aceite y en pequeño volumen de aceite. Los de pequeño volumen contienen aproximadamente un 2.5% del aceite que contienen los de gran volumen. Generalmente se utilizan en tensiones y potencias medianas.

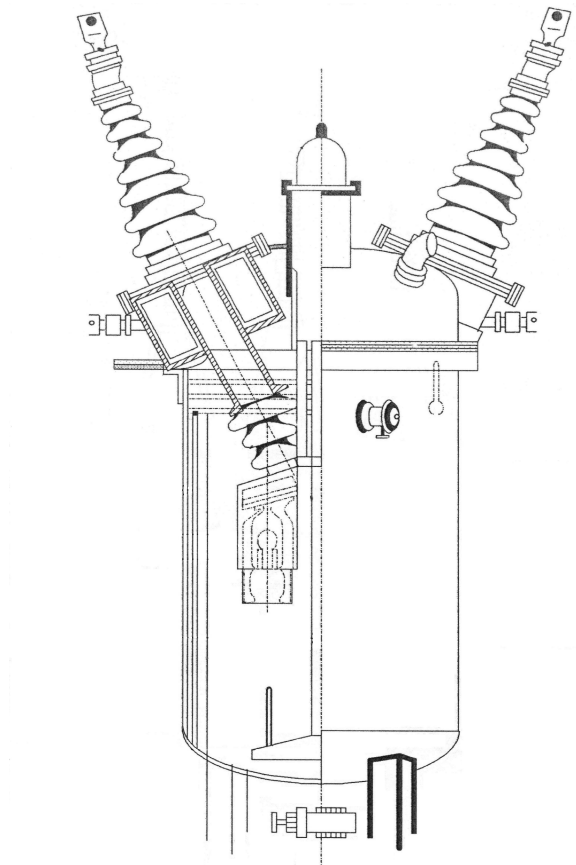
Figura 2. Interruptor en pequeño volumen de aceite.



Fuente: Gilberto Enríquez. **Fundamentos de instalaciones eléctricas de media y alta tensión.** p. 67.

Los interruptores en gran volumen de aceite pueden ser monofásicos o trifásicos, estos últimos se utilizan para operar a tensiones bajas y sus contactos están contenidos en un mismo recipiente pero separados por medio de aislantes. Para tensiones y capacidades de rupturas altas, se utilizan interruptores monofásicos, en los cuales cada polo va dentro de un tanque separado, pero los tres polos accionan simultáneamente.

Figura 3. Interruptor en gran volumen de aceite.



Fuente: Gilberto Enríquez. **Fundamentos de instalaciones eléctricas de media y alta tensión.** p. 61.

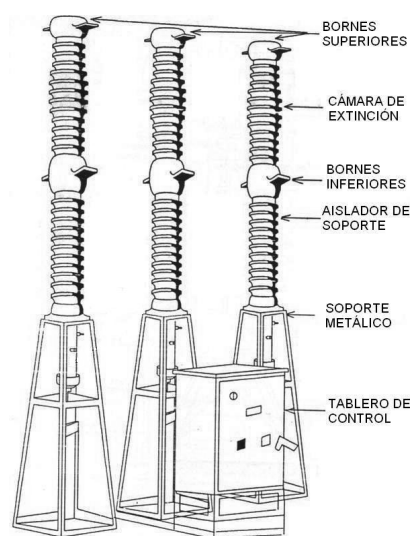
1.2.3.2 Interruptor neumático

Es un dispositivo que realiza la extinción del arco por medio de un chorro de aire. El aire a presión se obtiene por un sistema de aire comprimido que consiste en uno o más compresores, un tanque principal, un tanque de reserva y un sistema de distribución. Se utilizan debido al peligro de explosión e incendio que representan los interruptores en aceite.

1.2.3.3 Interruptor en hexafluoruro de azufre

Es un dispositivo que dentro de sus cámaras de extinción contiene el gas hexafluoruro de azufre, para apagar el arco eléctrico. Estos interruptores se fabrican con polos separados, cada fase en su tanque y trifásicos. Su tensión de operación puede ser de 115 hasta 800 kV.

Figura 4. Interruptor en hexafluoruro de azufre.



Fuente: Gilberto Enríquez. **Fundamentos de instalaciones eléctricas de media y alta tensión.** p. 77.

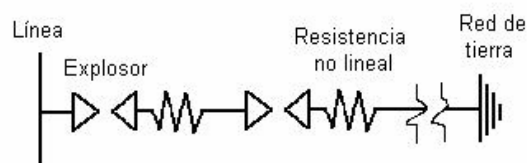
1.2.4 Apartarrayos

Es un dispositivo que limita la amplitud de las sobretensiones, a valores que no causen daños a las maquinas del sistema, descargando la corriente a tierra. Las sobretensiones pueden ser originadas por descargas atmosféricas, operación de interruptores o desbalance del sistema. Se conecta permanentemente entre las líneas eléctricas y la red de puesta a tierra, comportándose como un aislador mientras la tensión no exceda cierto valor predeterminado, una vez se alcanza dicho valor el apartarrayos se comporta como un conductor y drena a tierra la corriente producida por la sobretensión, cuando ésta desaparece, se interrumpe la corriente de descarga.

1.2.4.1 Apartarrayos autovalvulares

Está compuesto por un conjunto de resistencias no lineales de carburo de silicio, conectadas en serie con un conjunto de explosores. Su nombre es debido a que se comporta como una válvula automática; cuando ocurre una sobretensión se inicia la descarga en los explosores, las resistencias semiconductoras evitan que se produzca una corriente permanente, ya que tienen la propiedad de disminuir su resistencia en presencia de sobretensiones y de aumentarla al regresar la tensión a su valor nominal.

Figura 5. Apartarrayos autovalvular.



Fuente: José Martín. **Diseño de subestaciones eléctricas.** p. 80.

1.2.4.2 Apartarrayos de óxidos metálicos

Está formado por varias piezas de resistencia no lineal de óxido de zinc, dentro de una columna hueca de porcelana sin explosores. Las resistencias conducen cuando la sobretensión llega a un valor predeterminado y cierran la conducción cuando la tensión regresa al valor normal. En la parte superior de la porcelana tienen una placa relevadora de presión que, en caso de sobrepresión interna, se rompe y permite la salida de los gases sin producir daños laterales.

1.2.5 Seccionadores

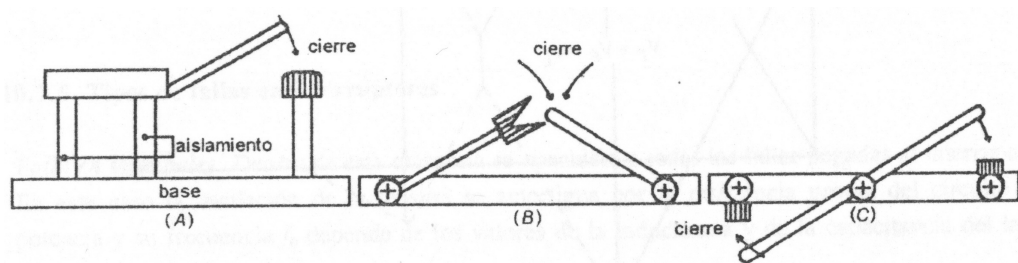
Son dispositivos que abren y cierran circuitos con la tensión nominal, pero sin que fluya corriente a través de ellos. Se utilizan para hacer maniobras de operación o realizar mantenimientos. Básicamente están formados por una base metálica de lamina galvanizada con un conector para puesta a tierra; dos o tres columnas de aisladores y las barras del seccionador, dichas barras están formadas por una navaja o parte móvil y la parte fija, que es una mordaza que recibe y presiona la parte móvil.

1.2.5.1 Tipos de seccionadores

Según la posición de la base y la forma que tiene la parte móvil, el seccionador puede ser: horizontal, horizontal invertido, vertical y de pantógrafo.

El seccionador horizontal puede ser de tres o dos columnas. El mecanismo hace girar el poste central, que origina el levantamiento de la parte móvil del seccionador, como lo indica la figura 6 A. En otros tipos de seccionadores la parte móvil gira horizontalmente, como lo indican las figuras 6 B y 6 C.

Figura 6. Seccionadores horizontales.

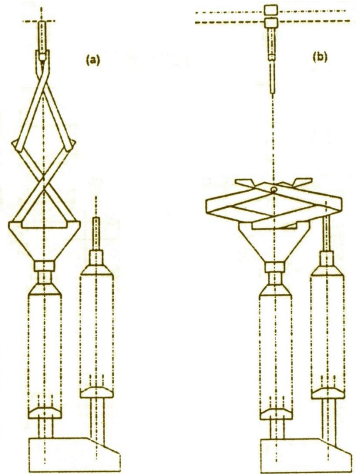


Fuente: José Martín. **Diseño de subestaciones eléctricas.** p. 113.

El seccionador horizontal invertido es similar al de la figura 6 A, pero las tres columnas de aisladores se encuentran colgando de la base. El seccionador vertical también es similar al de la figura 6 A, pero los tres aisladores están instalados en forma horizontal y la base en forma vertical.

El seccionador de pantógrafo consiste en un sistema mecánico de barras conductoras y una parte fija colgada de un cable o de un tubo exactamente sobre el pantógrafo, como indica la figura 7 B, de tal manera que al irse elevando la parte superior de éste se conecta con la mordaza fija cerrando el circuito, como indica la figura 7 A.

Figura 7. Seccionador de pantógrafo.



Fuente: Gilberto Enríquez. **Fundamentos de instalaciones eléctricas de media y alta tensión.** p. 102.

1.2.6 Restaurador

Es un interruptor de aceite de operación automática con una programación predeterminada de cierres y aperturas. Generalmente se construyen para funcionar con tres operaciones de cierre y cuatro aperturas.

Cuando ocurre una falla, el restaurador abre sus contactos y después de un tiempo predeterminado los cierra, si la falla es transitoria el restaurador queda conectado, pero si la falla continúa, repite el proceso anterior hasta que realice las operaciones de cierre y apertura programadas y finalmente queda desconectado. Se utiliza en los sistemas de distribución en donde además de protección se necesita continuidad de servicio.

1.2.7 Banco de capacitores

Consiste en un conjunto de capacitores generalmente conectados en estrella con neutro flotante. Se utilizan principalmente para corregir el factor de potencia y subir la tensión en líneas de distribución, aumentando la capacidad de transmisión de las líneas, el aprovechamiento de la capacidad de los transformadores y la regulación de la tensión en los lugares de consumo.

Ya sea que el sistema eléctrico tenga el neutro conectado a tierra a través de una impedancia o directamente a tierra, se recomienda que el banco de capacitores tenga el neutro flotante, así se evita que a través de éste circulen corrientes armónicas que producen magnitudes de corriente superiores al valor nominal y que pueden dañar los capacitores. Para tensiones mayores a 100 kV, el neutro del banco de capacitores debe estar directamente conectado a tierra, por razones de costo del interruptor que lo protegería, ya que con el neutro flotante aparecen mayores tensiones de recuperación en los contactos del interruptor.

1.2.8 Reactor

Es una bobina utilizada para limitar corrientes de cortocircuito y poder disminuir la capacidad de corte de un interruptor y por consiguiente su costo. Además se utiliza para corregir el factor de potencia en líneas de transmisión muy largas cuando transportan corrientes de carga muy bajas. En las subestaciones se utilizan también para limitar la corriente de cortocircuito a tierra en el neutro de los bancos de transformadores.

1.3 Barras colectoras

Es el conjunto formado por conductores, aisladores y accesorios utilizados para interconectar los circuitos de las subestaciones eléctricas. Tales circuitos pueden ser generadores, bancos de transformadores, líneas de transmisión, entre otros.

1.3.1 Barras o conductores

La barra o conductor eléctrico es el componente principal de una barra colectora, ya que es el medio de transporte de la energía eléctrica, hacia los diferentes circuitos de la subestación. Los tipos de barras más utilizados son: los cables, tubos y soleras.

El cable está formado por un haz de alambres trenzados en forma helicoidal. Es el tipo de barra más utilizado por ser el más económico, pero presenta las mayores pérdidas por efecto corona y efecto superficial.

La barra tubular se utiliza para transportar grandes cantidades de corriente, también en subestaciones de muy alta tensión, ya que reduce el área para su instalación y requiere estructuras más ligeras. Algunas de sus ventajas son el número reducido de soportes necesarios debido a su rigidez, la facilidad para unir los tramos de tubo, la reducción de pérdidas por efecto corona y efecto superficial y su capacidad para conducir grandes corrientes por unidad de área. Su principal desventaja es el alto costo.

La solera es la barra más utilizada para transportar altas corrientes, sobretodo en interiores. Es más económica que el tubo y tiene una excelente ventilación debido a la mayor superficie de radiación, pero tiene una baja resistencia mecánica, mayores pérdidas por efecto superficial y de proximidad, además requiere un gran número de aisladores de soporte.

Los materiales más utilizados para la construcción de conductores eléctricos son el cobre y el aluminio. El cobre tiene una mejor conductividad eléctrica, tiene buena resistencia mecánica y no se oxida fácilmente. El aluminio es muy utilizado para exteriores, en líneas de transmisión y distribución, así como en subestaciones, ya que es muy ligero y resistente a la corrosión atmosférica, pero debido a sus características electronegativas, al estar en contacto directo con el cobre causa corrosión galvánica, para evitarlo debe usarse juntas bimetálicas o pastas anticorrosivas.

1.3.2 Aisladores

Son elementos que sujetan las barras a la estructura y proporcionan el nivel de aislamiento necesario. Los aisladores más utilizados son: los rígidos, cadenas de aisladores y de tipo especial.

Los aisladores rígidos se utilizan para soportar las barras tubulares y las soleras. Estos pueden ser de tipo alfiler, utilizándose uno sobre otro hasta alcanzar el nivel de aislamiento deseado, o bien de tipo columna, el cual esta formado por una sola pieza de mayor longitud que el anterior.

Las cadenas de aisladores se utilizan para soportar barras de cable, se coloca un aislador sobre otro formando una cadena hasta obtener el nivel de aislamiento deseado.

Los aisladores especiales tienen un diseño específico según las condiciones del lugar donde se instalarán, por ejemplo pueden tener un aislamiento reforzado para su uso en zonas con alto nivel de contaminación.

1.3.3 Accesorios

Son todos los elementos utilizados para unir los conductores, fijarlos a los aisladores y absorber los esfuerzos mecánicos que sufren las barras colectoras. Los principales accesorios de las barras colectoras son: los conectores, las juntas de expansión y los herrajes.

Los conectores se utilizan para unir los tramos de tubos, cables o soleras entre sí, entre los juegos de barras y las derivaciones hacia los equipos de la subestación. Se fabrican diversos tipos de conectores, entre estos tenemos los rectos, tipo T, reducción y codos. Además, pueden ser soldados, atornillados o de compresión.

Las juntas de expansión se forman de conductores flexibles cuya función es absorber las expansiones térmicas de las barras. Se instalan a la llegada de las barras al equipo, para evitar esfuerzos en sus boquillas de entrada. Finalmente, los herrajes se utilizan para fijar las barras sobre los aisladores.

1.4 Tableros eléctricos

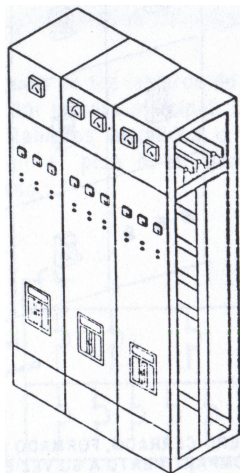
Los tableros de una subestación son estructuras que soportan los instrumentos de control, medición y protección, el bus mímico, los indicadores luminosos y alarmas. Generalmente se fabrican con lámina de acero y están anclados a la base de concreto de las casetas de tableros.

1.4.1 Tipos de tableros

1.4.1.1 Tableros de un solo frente

Tienen instalados en la parte frontal los equipos de protección, medición y control. Normalmente, en la parte superior del tablero están instalados los equipos de medición y la señalización; en la parte media, los relevadores de protección; en la parte inferior, las borneras de conexión. Estos tableros se utilizan en subestaciones pequeñas.

Figura 8. Tablero de un solo frente.



Fuente: Gilberto Enríquez. **Fundamentos de instalaciones eléctricas de media y alta tensión.** p. 413.

1.4.1.2 Tableros de doble frente

Son tableros provistos de dos partes frontales opuestas, con un pasillo al centro y puertas en los extremos de dicho pasillo. Normalmente, se instalan en el frente principal los equipos de control y medición, la señalización y el bus mímico (representación de los diagramas unifilares de la subestación que utilizan tensiones diferentes); en la parte posterior se instalan los relevadores de protección. Se utilizan en subestaciones de tamaño mediano.

1.4.1.3 Tableros separados para mando y protección

En un tablero accesible al operador de la subestación, se instalan los equipos de control y medición, la señalización de maniobras y el bus mímico; mientras que en tableros separados se instalan los relevadores de protección. Estos últimos tableros pueden estar ubicados en casetas cercanas al equipo de alta tensión, transmitiendo las señales al tablero principal por medio de transductores de corriente y tensión. Este sistema se utiliza en subestaciones grandes.

1.4.1.4 Tableros tipo mosaico

Es un tablero muy compacto, formado por módulos de transductores para medición. Se utilizan en subestaciones operadas a control remoto, donde los relevadores están instalados en tableros separados dentro de la sala principal de tableros o en casetas.

1.4.2 Cables de control

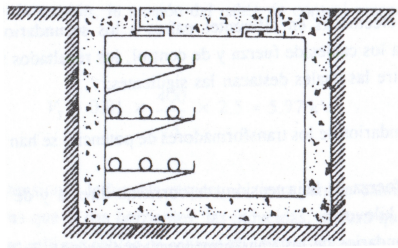
Son los conductores que alimentan los circuitos de medición, control y protección que conforman los circuitos auxiliares de baja tensión de las subestaciones. Estos cables son, generalmente, de cobre con un forro de polietileno o de PVC. Si el cable tiene varios conductores, el conjunto se protege con una chaqueta de PVC o neopreno.

1.4.2.1 Rutas de cables de control

Los cables de control y potencia de baja tensión se introducen en canalizaciones subterráneas a través de las subestaciones, las rutas más utilizadas son: canaletas, charolas y tubería conduit.

Las canaletas son zanjas repelladas con cemento, cubiertas con tapas de concreto armado o de placas metálicas. Los cables de control van colocados sobre ménsulas que están fijadas a la pared de la canaleta, o bien, dependiendo de la cantidad de cables, pueden ir tirados en el fondo.

Figura 9. Sección transversal de canaleta con ménsulas.



Fuente: José Martín. **Diseño de subestaciones eléctricas.** p. 361.

Las charolas son bandejas metálicas que se instalan en la pared de las canaletas. Tiene un costo mayor que el de las ménsulas, pero produce una instalación más ordenada y con mejor protección mecánica y eléctrica.

Las rutas de tubería conduit se utilizan para alojar los cables de control de los diversos circuitos, hasta la canaleta más cercana, por donde se dirigen hasta las casetas de tableros. En algunas subestaciones pequeñas se utilizan rutas de tuberías con cajas de registro intercaladas.

2. INFORMACIÓN DE LA EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2.1 Antecedentes

La Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica ETCEE, fue creada por el Consejo Directivo del INDE el 14 de octubre de 1997, como resultado de la separación de funciones de la actividad eléctrica acordada por la Ley General de Electricidad.

Su función es administrar, operar y mantener la infraestructura eléctrica de transporte, en los términos que estipula la Ley General de Electricidad, así como planificar, diseñar, construir y supervisar las obras de infraestructura necesarias para el desarrollo de nuevos proyectos de inversión.

La Misión de la ETCEE es proporcionar un servicio de transporte de energía eléctrica de alta calidad, de acuerdo a los estándares internacionales de servicio eléctrico y conforme a lo establecido en la legislación y normativa eléctrica vigente en el país.

Los objetivos de la ETCEE son:

- Cumplir con las políticas en materia de transporte de energía eléctrica emanadas de las leyes y autoridades superiores de la Institución.

- Operar y mantener en óptimas condiciones la red de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas.
- Planificar y ejecutar el mejoramiento y la expansión del Sistema de Transporte, según las políticas institucionales.
- Obtener los ingresos que le corresponden por el uso del Sistema de Transporte.

2.2 Descripción de las subestaciones eléctricas bajo estudio

Las subestaciones bajo estudio forman la red troncal, es decir, la parte del Sistema Nacional Interconectado que posee el nivel de voltaje más alto. Dichas subestaciones son parte de la región central de La Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica, y operan con voltajes de 230, 138 y 69 kV. Los dos voltajes mayores cumplen funciones de transmisión debido a que enlazan las plantas de generación con los grandes centros de consumo, por otra parte, el voltaje de 69 kV cumple principalmente funciones de subtransmisión y distribución.

2.2.1 Guate Norte

Está ubicada en el departamento de Guatemala, en la zona 18 de la ciudad capital. Posee dos patios; el de 230 kV y el de 69 kV, ambos con configuración de doble barra. El patio de 230 kV está conformado por los siguientes campos:

- Guate Sur
- Guate Este
- Tactic 1
- Tactic 2
- Acoplamiento

El patio de 69 kV tiene los campos siguientes:

- Sanarate
- Guadalupe 1
- Guadalupe 2
- Guatemala 2
- Guatemala 3
- Guatemala 6
- Acoplamiento

Las barras de 69 y 230 kV están interconectadas por medio de dos bancos de transformadores:

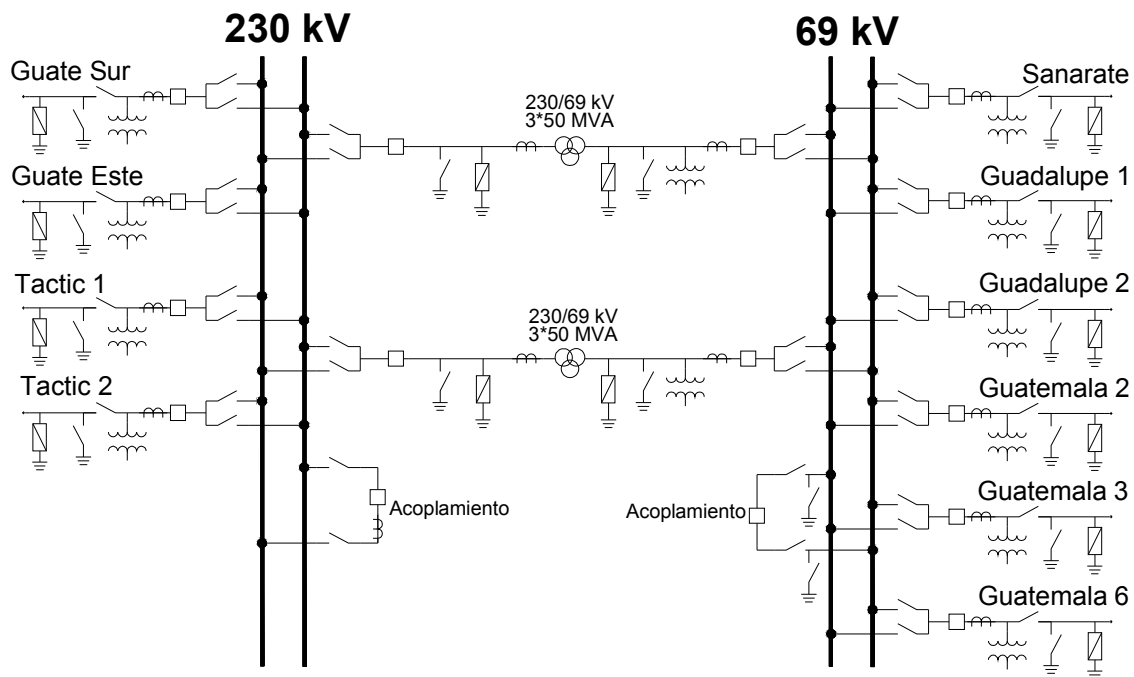
- Banco 2 (3*50 MVA)
- Banco 3 (3*50 MVA)

La subestación tiene en funcionamiento seis casetas de tableros o de control:

- Caseta de líneas Guatemala 2, 3, 6 y Guadalupe 2
- Caseta de líneas Guadalupe 1 y Sanarate
- Caseta de líneas Tactic 1 y 2
- Caseta de líneas Guate Sur y Guate Este
- Caseta del Banco 2
- Caseta del Banco 3

A continuación se muestra el diagrama unifilar.

Figura 10. Diagrama unifilar de la subestación Guate Norte.



2.2.2 Guate Sur

Está ubicada en San José Villanueva, en el municipio de Villanueva del departamento de Guatemala. Posee tres patios; el de 230 kV y 69 kV, ambos con configuración de doble barra, y el de 138 kV con configuración de barra sencilla. El patio de 230 kV está conformado por los siguientes campos:

- Escuintla 1
- Escuintla 2
- Guate Norte
- Guate Este
- Acoplamiento

El patio de 138 kV tiene los campos de:

- Jurún Marinalá
- Palín 2

Finalmente, el patio de 69 kV posee los campos de:

- Antigua
- Chimaltenango
- EEGSA 1
- EEGSA 2
- EEGSA 3
- Esclavos
- Guadalupe 1
- Guadalupe 2
- Acoplamiento

Las barras de 138 y 69 kV están interconectadas por dos bancos de transformadores:

- Banco 1 (3*25 MVA)
- Banco 2 (3*25 MVA)

Las barras de 230 y 69 kV están interconectadas por un transformador trifásico y un banco de transformadores:

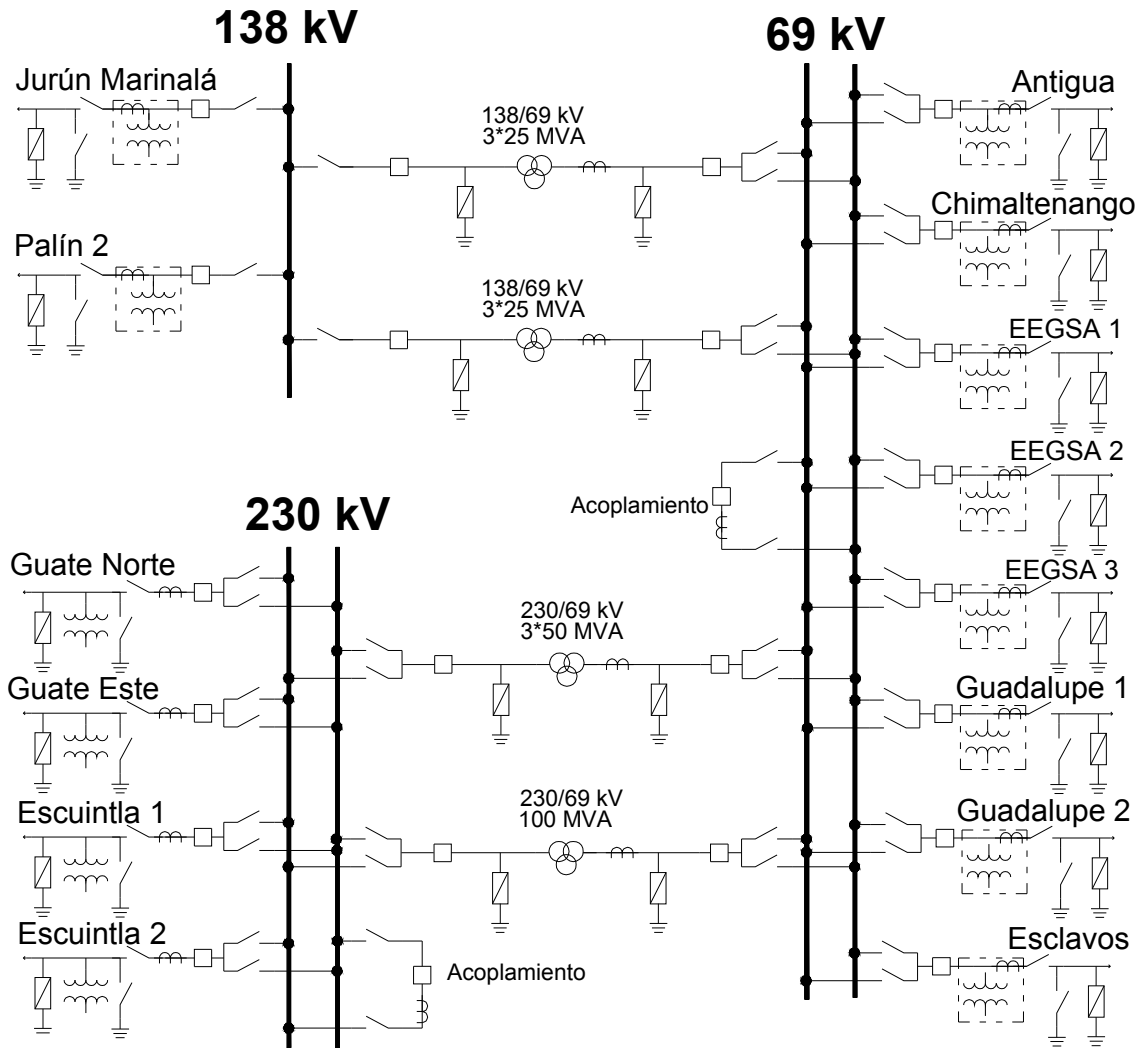
- Banco 3 (3*50 MVA)
- Transformador 4 (100 MVA)

La subestación tiene en funcionamiento las siguientes casetas de tableros:

- Caseta de líneas Escuintla 1 y 2
- Caseta de líneas Guate Norte y Guate Este
- Caseta del Banco 3 y Transformador 4

A continuación se muestra el diagrama unifilar.

Figura 11. Diagrama unifilar de la subestación Guate Sur.



2.2.3 Guate Este

Está ubicada en el municipio de Santa Catarina Pinula, en el departamento de Guatemala. Posee dos patios; el de 230 kV, con configuración de barra doble, y el de 69 kV con configuración de barra sencilla. Las barras de 230 y 69 kV están interconectadas por un banco de transformadores de 3*65 MVA.

El patio de 230 kV está compuesto por los campos siguientes:

- Guate Sur
- Guate Norte
- Ahuachapán
- Acoplamiento

El patio de 69 kV tiene los siguientes campos:

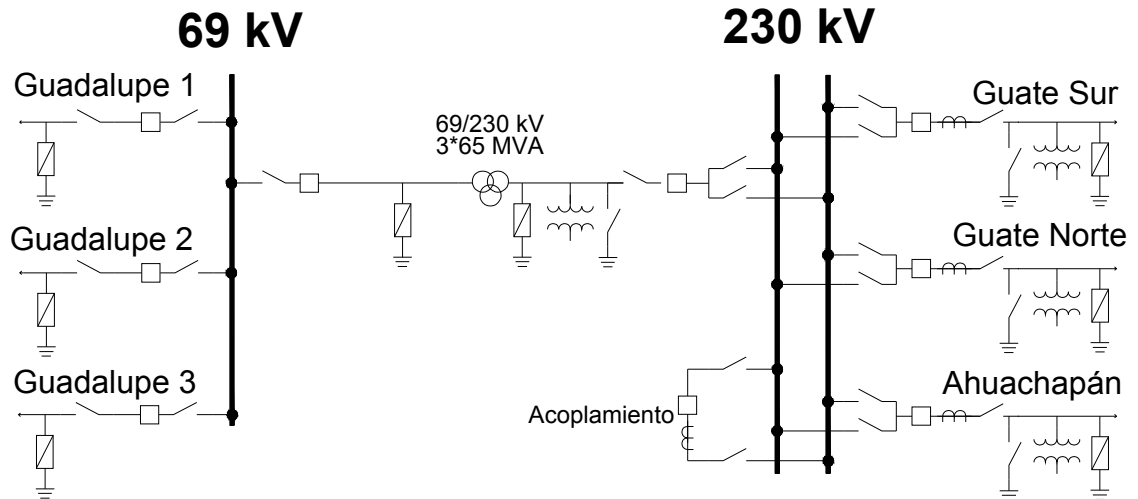
- Guadalupe 1
- Guadalupe 2
- Guadalupe 3

La subestación tiene las siguientes casetas de tableros:

- Caseta de línea Guate Sur
- Caseta de línea Guate Norte
- Caseta de línea Oratoria-Ahuachapán
- Caseta del Banco
- Caseta del Acoplamiento

A continuación se muestra el diagrama unifilar.

Figura 12. Diagrama unifilar de la subestación Guate Este.



2.2.4 Escuintla 1 y 2

Están ubicadas en el kilómetro 61.5, carretera antigua al Puerto de San José, en el departamento de Escuintla. La subestación Escuintla 1 posee tres patios; los de 230 y 69 kV, con configuración de doble barra, y el de 138 kV con configuración de barra sencilla. La subestación Escuintla 2 posee un patio de 230 kV con configuración de barra principal y barra de transferencia.

En la subestación Escuintla 1, el patio de 230 kV está compuesto por los siguientes campos:

- Guate Sur 1
- Guate Sur 2
- Las Palmas
- Brillantes
- Escuintla 2-1
- Escuintla 2-2
- Acoplamiento

El patio de 138 kV está compuesto por los campos de:

- Marinalá
- Chiquimulilla
- Gas

El patio de 69 kV está compuesto por los campos de:

- El Jocote
- Puerto San José
- Santa Lucía
- Gas SYS
- Modelo
- Acoplamiento

Las barras de 230 y 69 kV están interconectadas por medio de un transformador trifásico de 100 MVA. Las barras de 230 y 138 kV están interconectadas por un banco de autotransformadores de 3*50 MVA.

La subestación Escuintla 1 tiene en funcionamiento las siguientes casetas de tableros:

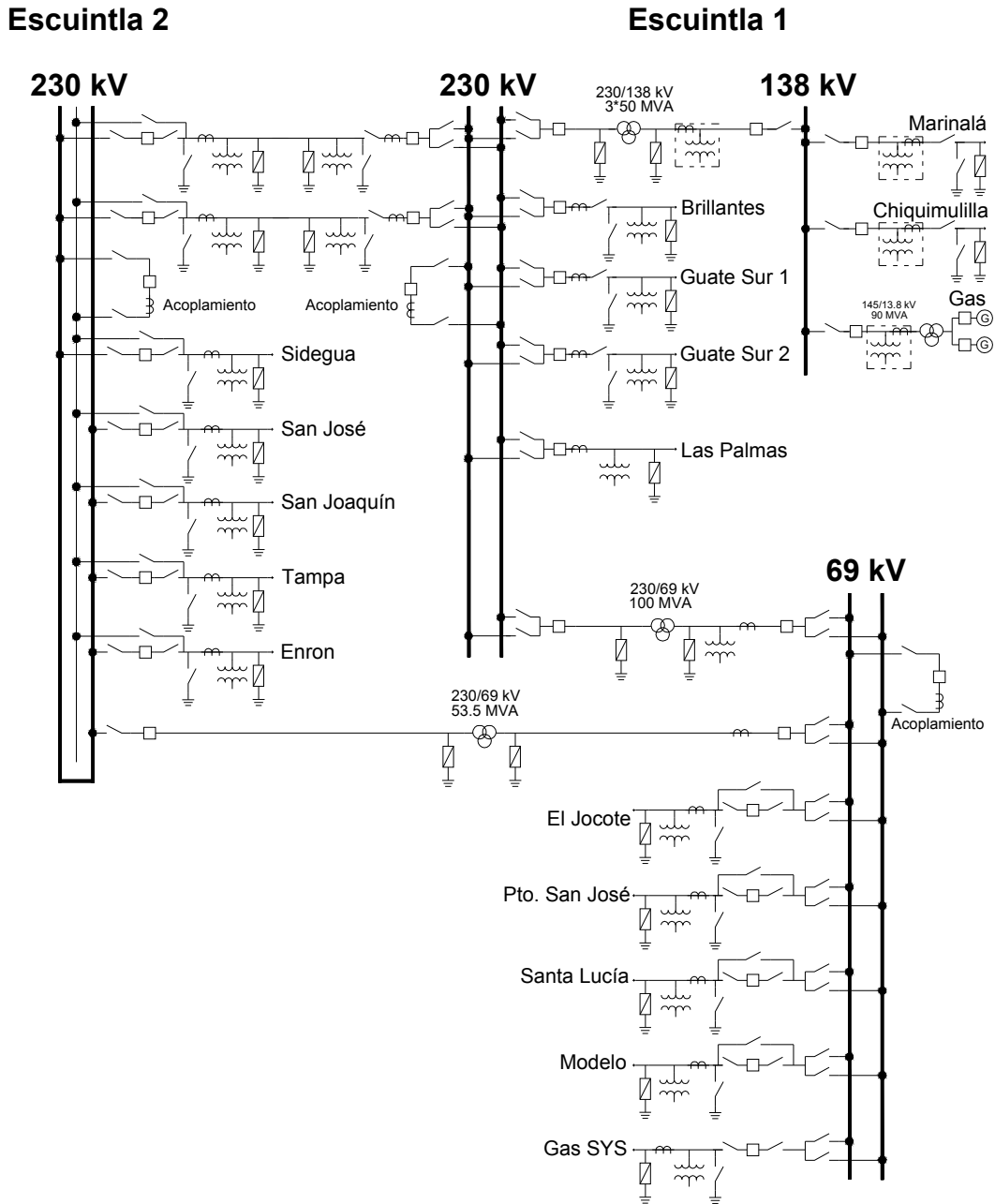
- Caseta de líneas Guate Sur 1 y 2
- Caseta de línea Las Palmas
- Caseta Mulua
- Caseta Aguacapa
- Caseta Vapor 2
- Caseta de control de 69 kV
- Caseta del banco de 230/138 kV
- Caseta de sincronismo

El patio de 230 kV de la subestación Escuintla 2, está compuesto por los campos siguientes:

- Enron
- Tampa
- San Joaquín
- San José
- Sidegua
- Escuintla 1-1
- Escuintla 1-2
- Acoplamiento

La barra de 230 kV, de Escuintla 2, y la barra de 69 kV, de Escuintla 1, están interconectadas por medio de un transformador trifásico de 53.5 MVA. Ésta subestación tiene en funcionamiento la caseta de tableros denominada Escuintla 2. A continuación se muestra el diagrama unifilar de ambas subestaciones.

Figura 13. Diagrama unifilar de las subestaciones Escuintla 1 y 2.



3. TERMOGRAFÍA INFRARROJA

3.1 Conceptos básicos previos

3.1.1 Temperatura

La temperatura es una propiedad de todos los sistemas termodinámicos en equilibrio, la cual varía conforme el movimiento molecular se modifica.

3.1.2 Escalas de temperatura

Actualmente, las escalas de temperatura más utilizadas son:

- Celsius
- Fahrenheit
- Kelvin

La escala Celsius o de grados centígrados, está basada en dos puntos de calibración: el punto normal de congelación del agua, definido como 0°C, y el punto normal de ebullición del agua, definido como 100°C. La escala Fahrenheit define los puntos normales de congelación y ebullición del agua en 32°F y 212°F. La relación entre estas escalas es:

$$T_F = \frac{9}{5} T_C + 32$$

Donde T_F es la temperatura en grados Fahrenheit y T_C es la temperatura en grados Celsius.

El grado Kelvin es la unidad fundamental de temperatura en el Sistema Internacional. Se denomina escala de temperatura absoluta ya que el cero K es la temperatura teórica más baja que puede obtenerse. Las escalas Kelvin y Celsius tienen unidades de igual magnitud, y la relación entre estas escalas, en donde T_K es la temperatura en grados Kelvin, es:

$$T_c = T_K - 273.15$$

3.1.3 Calor

El calor es la energía que fluye entre un sistema y su entorno debido a una diferencia de temperatura entre ellos. Por ejemplo, si colocamos un recipiente con agua caliente en una habitación, este tenderá hacia el equilibrio térmico con su entorno, es decir, el recipiente se enfría y su temperatura se acerca a la temperatura de la habitación. La energía que se transfiere del recipiente a la habitación, se define como calor.

3.1.4 Transferencia de Calor

3.1.4.1 Por conducción

El calor se transfiere por conducción cuando dos objetos, con diferentes temperaturas, tienen contacto entre sí. Debido a que el calor siempre se transfiere del punto de mayor temperatura al punto de menor temperatura, cuando dos metales están en contacto sucede que los átomos del metal con mayor temperatura vibran con una gran amplitud, estas amplitudes vibratorias se conducen al metal con menor temperatura, de átomo en átomo, hasta alcanzar el equilibrio térmico. Por ejemplo, un soldador eléctrico se utiliza para transferirle calor por conducción a un empalme de cables, para que pueda ser cubierto con estaño.

3.1.4.2 Por convección

Se origina cuando un fluido, como el aire o el agua, está en contacto con un objeto cuya temperatura es mayor que la de su entorno. Por ejemplo, un calefactor eléctrico hace pasar aire a través de una resistencia y lo expulsa caliente para aumentar la temperatura de una habitación, por medio de la transferencia de calor por convección.

3.1.4.3 Por radiación

La transferencia de calor se da por radiación cuando se transmiten ondas electromagnéticas a través de algún medio. Por ejemplo, el sol envía su energía por medio de ondas electromagnéticas que viajan a través del espacio, las cuales aumentan nuestra temperatura corporal. Además, todos los objetos emiten radiación electromagnética debido a su temperatura y absorben parte de la radiación que incide en ellos desde otros objetos. Mientras mayor sea la temperatura de un objeto, más irradiará.

3.2 Introducción a la termografía infrarroja

3.2.1 Descubrimiento de los rayos infrarrojos

Sir Frederick William Herschel nació en Alemania, en 1738. En 1800 descubrió la radiación infrarroja durante la realización de un experimento, en el que estudiaba las propiedades de las distintas bandas del espectro de la luz solar con ayuda de un termómetro de mercurio. Para ello, descompone la luz solar con un prisma obteniendo los colores que la forman.

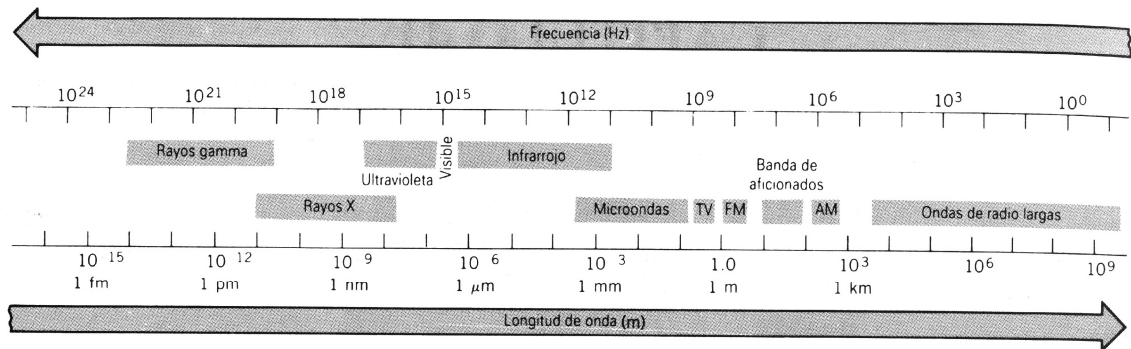
Conforme medía las temperaturas de las luces violeta, azul, verde, amarilla, naranja y roja, comprobó que las temperaturas de los colores aumentaban desde el violeta hasta la parte roja. Luego, midió la temperatura más allá de la porción roja del espectro, donde la luz solar ya no era visible, sorprendentemente, ésta región tenía la temperatura más alta de todas.

En ese momento, demostró por primera vez que hay otros tipos de luz o radiación que son invisibles al ojo humano. Esta radiación inicialmente la denominó rayos caloríficos y luego infrarrojos, es decir, rayos que tienen una frecuencia menor que la luz visible de color rojo, ya que la frecuencia de la luz es tanto menor cuanto más se avanza a lo largo del espectro de la luz visible desde el extremo violeta al rojo.

3.2.2 Espectro electromagnético

El espectro electromagnético indica los tipos de radiación electromagnética clasificados según la frecuencia o longitud de onda. Está dividido arbitrariamente en un número de regiones de longitud de onda, llamadas bandas. Todas las radiaciones difieren en sus propiedades, medios de producción y las formas en que las observamos, sin embargo, pueden describirse en términos de campos eléctricos y magnéticos y todas viajan a través del vacío a la velocidad de la luz. A continuación se muestra el espectro electromagnético y se explica brevemente las características de cada banda.

Figura 14. Espectro electromagnético.



Fuente: David Halliday y otros. **Física Volumen 2.** p. 312.

Las ondas de radio tienen longitudes de onda mayores de 1 m. Se producen mediante circuitos eléctricos que provocan la oscilación de electrones. Las microondas se consideran ondas cortas de radio, cuyas longitudes de onda están entre 1 mm y 1 m. La luz es la región visible del espectro para nuestros ojos, sus longitudes de onda van desde 40 nm (el color violeta), hasta 700 nm (el color rojo).

La radiación infrarroja tiene longitudes de onda desde $0.7 \mu\text{m}$ hasta 1 mm aproximadamente, se emite cuando los átomos o moléculas cambian su movimiento vibratorio o rotatorio. La radiación infrarroja, también llamada radiación térmica, es un medio importante de transferencia de calor, esto se explicará posteriormente con mayor detalle.

La radiación ultravioleta tiene longitudes de onda de 1 nm a 400 nm, puede producirse por las transiciones atómicas de los electrones exteriores así como en la radiación proveniente del sol. Debido a que el ozono atmosférico absorbe las longitudes de onda ultravioleta, poca de esta radiación solar llega a la superficie de la tierra.

Los rayos X tienen longitudes de onda entre 0.01 nm y 10 nm, pueden producirse con longitudes de onda discretas en transiciones individuales entre los electrones interiores de un átomo, y también pueden producirse al desacelerar partículas cargadas, como los electrones. Los rayos X penetran fácilmente los tejidos blandos pero son detenidos por los huesos y otros materiales sólidos, debido a esto son ampliamente utilizados en los diagnósticos médicos.

Los rayos gamma poseen las longitudes de onda más cortas, menores a 10 pm. Son las más penetrantes entre las radiaciones electromagnéticas, exponerse a ellas puede tener un efecto perjudicial sobre el cuerpo humano. Estas radiaciones se pueden emitir en las transiciones de un núcleo atómico de un estado a otro y también pueden ocurrir en las desintegraciones de ciertas partículas elementales.

3.2.3 Radiación térmica

Es la radiación emitida por un objeto a causa de su temperatura, también es llamada radiación infrarroja, y es generada por la vibración y rotación de átomos y moléculas, entonces, mientras más alta es la temperatura de un objeto, mayor es la cantidad de movimiento y por lo tanto mayor es la cantidad de radiación térmica emitida. En el cero absoluto, los objetos están en su menor estado de energía y la radiación térmica está en su nivel más bajo.

Los objetos no solo emiten tal radiación sino que también la absorben de su entorno. La radiación térmica emitida por un objeto no solo depende de la temperatura sino también del material del que está hecho, su forma y la naturaleza de la superficie. Sin embargo, para estudiar lo anterior, primero es necesario analizar un radiador ideal en el que el espectro de la radiación térmica emitida dependa únicamente de la temperatura del radiador. Un radiador ideal se fabrica al formar una cavidad dentro de un cuerpo y manteniendo las paredes de la cavidad a una temperatura uniforme, se perfora un pequeño orificio a través de la pared de tal modo que pueda escapar del interior de la cavidad, una muestra de la radiación para ser examinada.

La radiación obtenida se denomina radiación de cavidad o radiación de cuerpo negro, un cuerpo negro es aquel que absorbe toda la radiación que incide sobre él. La radiación de cavidad tiene un espectro muy sencillo cuya naturaleza se determina únicamente mediante la temperatura de las paredes y de ninguna manera por el material de la cavidad, su forma o tamaño. A continuación se consideran tres expresiones que describen la radiación de cavidad.

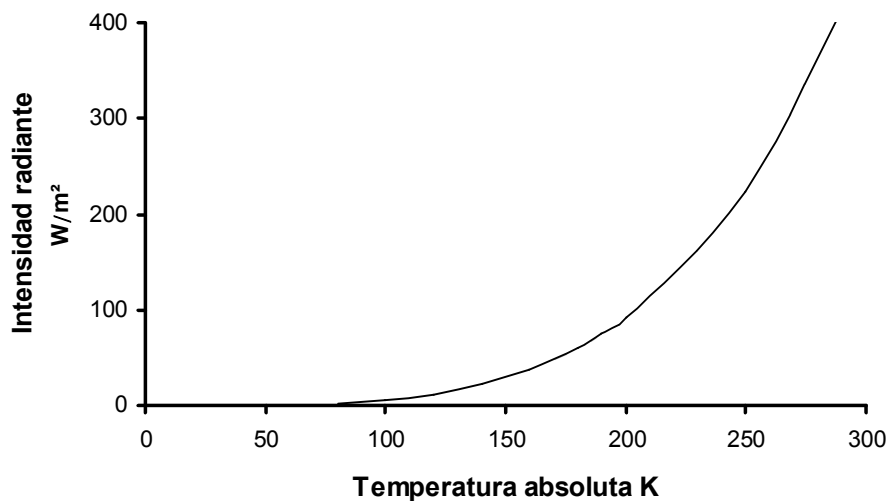
3.2.3.1 Ley de Stefan-Boltzmann

La potencia total irradiada por unidad de área de la abertura de la cavidad, sumada para todas las longitudes de onda, se denomina intensidad radiante $I(T)$ y se relaciona con la temperatura T por:

$$I(T) = \sigma T^4$$

Donde σ es la constante de Stefan-Boltzmann y tiene un valor de $5.670 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}^4$. La fórmula de Stefan-Boltzmann indica que la potencia radiante total de un cuerpo negro es proporcional a su temperatura absoluta elevada a la cuatro. Según se observa en la figura 15, mientras más alta sea la temperatura, mayor será la radiación térmica emitida.

Figura 15. Gráfica de la fórmula de Stefan-Boltzmann



Usando la fórmula de Stefan-Boltzmann para calcular la potencia irradiada por el cuerpo humano, a una temperatura de 300 K (26.85 °C), y un área de superficie externa de 2 m², obtenemos aproximadamente 1 kW. Ésta pérdida de potencia no podría ser mantenida si no fuera por la absorción compensada de radiación desde superficies circundantes y por el uso de ropa.

3.2.3.2 Ley de radiación de Planck

La radiancia espectral $R(\lambda)$ indica la variación de la intensidad de la radiación de cavidad conforme cambia la longitud de onda para una temperatura determinada.

Se define de tal manera que el producto $R(\lambda)d\lambda$ da la potencia irradiada por unidad de área que se encuentra en la banda de longitudes de onda que se extiende desde λ hasta $\lambda + d\lambda$. La intensidad radiante se puede calcular para cualquier temperatura al integrar la radiancia espectral en toda la región de longitudes de onda:

$$I(T) = \int_0^{\infty} R(\lambda) d\lambda$$

El físico alemán Max Planck fue capaz de describir la distribución de la radiancia espectral desde un cuerpo negro, por medio de la siguiente fórmula:

$$R(\lambda) = \frac{2\pi hc^2}{\lambda^5 (e^{hc/\lambda kT} - 1)} \left[\frac{W}{m^2 m} \right]$$

Donde:

$R(\lambda)$: es la radiancia espectral a la longitud de onda λ .

c : es la velocidad de la luz = $3 \cdot 10^8$ m/s

h : la constante de Planck = $6.626 \cdot 10^{-34}$ J*s

k : la constante de Boltzmann = $1.381 \cdot 10^{-23}$ J/K

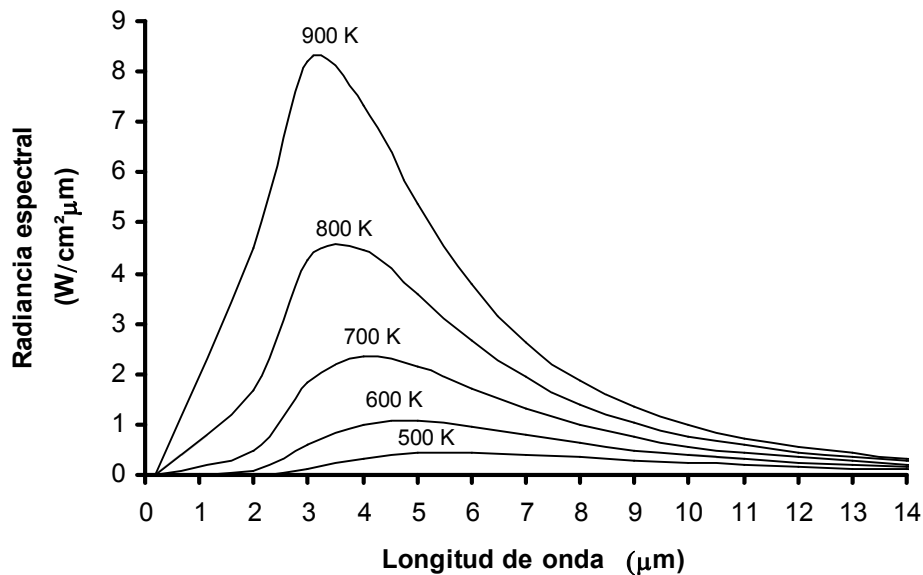
T : la temperatura absoluta de un cuerpo negro en K

λ : la longitud de onda en m

La fórmula de Planck, cuando se traza gráficamente para varias temperaturas, produce una familia de curvas. Siguiendo cualquier curva de Planck en particular, la radiancia espectral es cero en $\lambda = 0$, luego aumenta rápidamente a un máximo en la longitud de onda λ_{\max} y después de pasarla se aproxima a cero otra vez en longitudes de onda muy grandes. Los máximos ocurren a temperaturas más altas y menores longitudes de onda.

La figura 16 muestra la variación de la radiancia espectral respecto de la longitud de onda, para las temperaturas absolutas de 900, 800, 700, 600 y 500 K. Se observa que cuando aumenta la temperatura de un cuerpo, aumenta su potencia de radiación espectral, alcanzando su valor máximo a longitudes de onda cada vez más pequeñas.

Figura 16. Radiancia espectral de un cuerpo negro.



3.2.3.3 Ley de desplazamiento de Wien

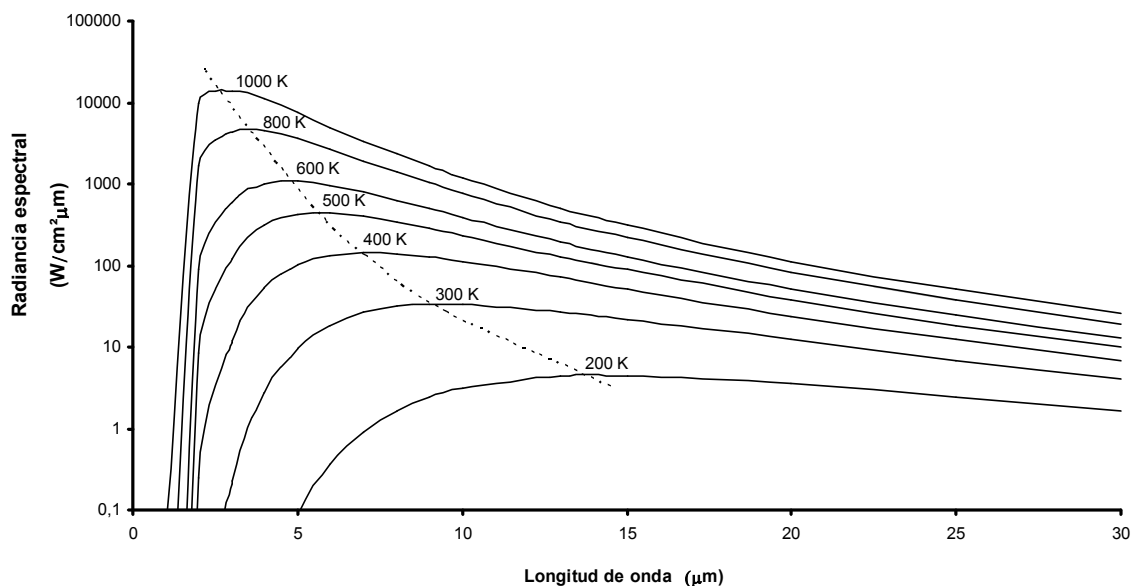
El físico alemán Wilhelm Wien dedujo que λ_{\max} , la longitud de onda a la que la radiancia espectral es máxima, varía según $1/T$ y que el producto $\lambda_{\max} T$ es una constante, de tal forma que:

$$\lambda_{\max} = \frac{2898}{T} \quad [\mu\text{m} \cdot \text{K}]$$

Ésta es la fórmula de Wien, que expresa matemáticamente la observación común que los colores varían desde rojo a naranja o amarillo cuando la temperatura de un radiador térmico aumenta. La longitud de onda del color es la misma como la calculada para λ_{max} .

En la figura 17 se muestran las curvas de Planck para las temperaturas absolutas de 1000, 800, 600, 500, 400, 300 y 200 K, sobre una escala semilogarítmica. La línea punteada es la gráfica de la ley de desplazamiento de Wien, la cual muestra que a temperaturas bajas se tienen grandes longitudes de onda y éstas se localizan en el rango invisible del infrarrojo del espectro electromagnético; a temperaturas altas se tienen pequeñas longitudes de onda y éstas se localizan en el rango del espectro de luz visible; finalmente, a temperaturas muy altas se tienen longitudes de onda aún más pequeñas y éstas se localizan en el espectro invisible, en los rangos de los rayos ultravioleta y los rayos X.

Figura 17. Curva de la ley de desplazamiento de Wien sobre curvas de Planck.



3.2.4 Radiadores reales

Las tres leyes anteriores se utilizaron para describir los radiadores ideales denominados radiadores de cavidad o de cuerpos negros. Sin embargo, los objetos reales casi nunca obedecen éstas leyes, aunque pueden acercarse al comportamiento de los radiadores ideales en ciertos intervalos espectrales.

Hay tres procesos que pueden ocurrir que impiden a un objeto real actuar como un radiador ideal: una fracción de la radiación incidente α puede ser absorbida, una fracción ρ puede ser reflejada, y una fracción τ puede ser transmitida. Debido a que todos estos factores son dependientes de la longitud de onda, el subíndice λ es usado para implicar la dependencia espectral de sus definiciones. Por lo tanto:

- Absorptancia espectral α_λ : Es la relación de la intensidad radiante espectral absorbida por un objeto y la incidente sobre él
- Reflectancia espectral ρ_λ : Es la relación de la intensidad radiante espectral reflejada por un objeto y la incidente sobre él
- Transmitancia espectral τ_λ : Es la relación de la intensidad radiante espectral transmitida a través de un objeto y la incidente sobre él

La suma de estos tres factores siempre debe añadirse al total a cualquier longitud de onda, así que tenemos la relación:

$$\alpha_\lambda + \rho_\lambda + \tau_\lambda = 1$$

Para materiales opacos $\tau_\lambda = 0$, y la relación se simplifica a:

$$\alpha_\lambda + \rho_\lambda = 1$$

Otro factor, llamado emisividad, es requerido para describir la fracción ε de la intensidad radiante de un radiador de cavidad producida por un objeto a una temperatura específica. Por lo tanto, tenemos la definición:

- Emisividad espectral ε_λ : Es la relación de la intensidad radiante espectral de un objeto y la de un radiador de cavidad a la misma temperatura y longitud de onda.

Expresado matemáticamente, esto puede ser escrito como la relación de la intensidad radiante espectral del objeto y la del cuerpo negro:

$$\varepsilon_\lambda = \frac{I_{\lambda o}}{I_{\lambda b}}$$

En términos generales, hay tres tipos de fuentes de radiación, distinguidas por las maneras en que la intensidad radiante espectral de cada una, varía con la longitud de onda:

- Un radiador de cavidad, para el cual $\varepsilon_1 = \varepsilon = 1$
- Un radiador real, para el cual $\varepsilon_1 = \varepsilon < 1$
- Un radiador selectivo, para el cual ε varía con la longitud de onda

De acuerdo a la ley de Kirchhoff, para cualquier material la emisividad espectral y la absorptancia espectral de un objeto son iguales para cualquier valor especificado de longitud de onda y temperatura. Es decir:

$$\varepsilon_\lambda = \alpha_\lambda$$

De esto obtenemos, para un material opaco (debido a que $\alpha_\lambda + \rho_\lambda = 1$):

$$\varepsilon_\lambda + \rho_\lambda = 1$$

Para materiales altamente brillantes ε_λ se aproxima a cero, así que para un material perfectamente reflectivo (como un espejo), tenemos:

$$\rho_\lambda = 1$$

Para un radiador real, la formula de Stefan-Boltzmann se convierte en:

$$I(T) = \varepsilon\sigma T^4$$

Esto indica que la potencia emisiva de un radiador real, es la misma que la de un radiador de cavidad a la misma temperatura, reducida en la proporción del valor de ε del radiador real.

3.3 Descripción de la termografía infrarroja

3.3.1 Definición

La termografía infrarroja es la técnica para detectar la radiación térmica que emiten los objetos, utilizando una cámara infrarroja. Su objetivo es predecir los posibles problemas en equipos e instalaciones sin necesidad de detener la maquinaria, y así detectar fallas antes de que ocurran para reducir costos debido a paros innecesarios, desperfectos mayores e incluso el paro total de una instalación. Actualmente es una de las herramientas de diagnóstico más valiosas en el mantenimiento predictivo.

La termografía infrarroja produce imágenes de la luz infrarroja invisible, a nuestros ojos, emitida por los objetos debido a su condición térmica. A éstas imágenes de luz infrarroja se les denomina imágenes térmicas o termográficas. Una imagen térmica muestra la distribución de temperatura de los objetos y se utiliza para detectar anomalías, invisibles al ojo humano, y así realizar acciones preventivas antes de que se produzca un costoso fallo en los equipos.

3.3.2 Importancia

Todas las máquinas y sistemas eléctricos tienen pérdidas. Siempre hay una pequeña cantidad de energía que se transforma en calor debido al paso de la corriente eléctrica, además, el tiempo, cargas elevadas o fluctuantes, vibraciones, fatiga de materiales, condiciones ambientales, entre otras, provocan que tanto los componentes como las superficies de contacto se deterioren, aumentando la resistencia eléctrica.

Éste aumento de resistencia implica un aumento de la temperatura del componente, dando como resultado fallas eléctricas cuyas consecuencias son: cortes de energía eléctrica, disminución de la eficiencia de la red eléctrica, fallas en la alimentación a otros sistemas, cortocircuitos, daños a las personas y hasta incendios. Los efectos producidos por un incendio van desde la destrucción de equipo y maquinaria costosa, cortes prolongados de energía eléctrica, daños producidos por el agua, e incluso la pérdida de vidas humanas.

En resumen, la mayoría de problemas y fallas industriales, ya sea de tipo mecánico, eléctrico y de fabricación, se manifiestan generando calor. Ésta elevación de temperatura puede ser detectada mediante la termografía infrarroja debido a que las anomalías saltan inmediatamente a la vista,

entonces, podemos detectar al equipo que está a punto de fallar provocando paradas de planta o siniestros, y luego decidir el mejor momento para realizar las acciones preventivas correspondientes.

Según lo anterior, es notable el valor de la implementación de programas de inspecciones termográficas en instalaciones, equipos, maquinarias y tableros eléctricos, ya que minimizan el riesgo de falla y sus consecuencias, además son una herramienta para el control de calidad de las reparaciones.

3.3.3 Beneficios

Los beneficios más importantes de implementar un programa de inspección con termografía infrarroja, como parte del mantenimiento predictivo, son:

- Localiza problemas potenciales en subestaciones, tableros eléctricos y motores, para evitar gastos de reparaciones mayores por fallas
- Alarga la vida útil del equipo eléctrico e instalaciones
- Permite realizar un programa de prioridades de mantenimiento
- Reduce el tiempo de reparación por la localización precisa de la falla
- Permite verificar las reparaciones realizadas por el personal de mantenimiento
- Minimiza pérdidas por paros no programados
- Aumenta la eficiencia de los programas de mantenimiento predictivo
- Ahorro mediante el análisis sin interrumpir la operación de los equipos
- Reduce el riesgo de accidente para el operario, ya que no requiere tener contacto físico con el equipo
- Facilita informes específicos al personal de mantenimiento

3.3.4 Aplicaciones

La termografía infrarroja se aplica, entre otras, en:

- Instalaciones y líneas eléctricas de alta y baja tensión
- Tableros, conexiones, bornes, fusibles y empalmes eléctricos
- Estudio histórico de transformadores
- Motores eléctricos, generadores, transformadores y bobinados
- Desequilibrios de fases e inducciones
- Reductores, frenos, rodamientos, acoplamientos y embragues mecánicos
- Hornos, calderas e intercambiadores de calor
- Líneas de producción, corte, prensado, forja, tratamientos térmicos y procesos en general

3.3.5 Clasificación

Según los resultados que presenta, la termografía infrarroja se clasifica en cualitativa y cuantitativa.

3.3.5.1 Termografía cualitativa

La termografía cualitativa tiene como función primordial, indicar en donde se encuentran las anomalías térmicas de un objeto bajo inspección. Una anomalía térmica es, dependiendo del tipo de proceso, un punto caliente o un punto frío, los cuales poseen temperaturas diferentes de las temperaturas normales de operación.

Cuando se realiza una inspección con termografía infrarroja, el primer objetivo es localizar las anomalías térmicas, en algunos casos esto es suficiente y no es necesario un análisis extenso de temperatura para prevenir fallas en los equipos o instalaciones eléctricas.

3.3.5.2 Termografía cuantitativa

La termografía cuantitativa tiene como objetivo la medición de la temperatura de las anomalías térmicas de los objetos bajo estudio. La termografía cuantitativa va más allá de la cualitativa, ya que ésta última localiza la anomalía térmica y la cuantitativa le determina la cantidad de temperatura que posee.

En la mayoría de casos, encontrar en donde están las anomalías térmicas puede no ser suficiente. De hecho, una imagen infrarroja sin medida precisa de temperatura, indica muy poco del estado de una conexión eléctrica o de un componente mecánico desgastado y puede mostrar un defecto inexistente, debido a que muchos elementos eléctricos y mecánicos tienen una temperatura de operación relativamente superior a la temperatura ambiente.

La termografía cuantitativa permite al personal del mantenimiento predictivo, realizar informes con criterio sobre las condiciones de elementos eléctricos y mecánicos. Las medidas de temperatura se pueden comparar con medidas históricas del mismo componente o con los valores de imágenes infrarrojas de equipos similares, para determinar si el incremento de temperatura representa una falla del componente o un peligro para la seguridad de las instalaciones.

4. PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR ANÁLISIS DE TERMOGRAFÍA INFRARROJA

4.1 Introducción

El análisis de termografía infrarroja no debe ser visto como una actividad sencilla en donde se toma una imagen térmica y ya todo el trabajo está hecho; ya que en éste análisis, la validez de la información obtenida, la confiabilidad de los resultados y la calidad de las recomendaciones, dependen de varios factores que deben ser tomados en consideración.

El análisis de termografía infrarroja consiste, normalmente, en las siguientes actividades:

- Estudio de la aplicación
- Programación de la inspección termográfica
- Ejecución de la inspección termográfica
- Evaluación de las imágenes térmicas
- Redacción del informe termográfico
- Reinspección de las reparaciones hechas

El estudio de la aplicación se realiza para obtener información del proceso o actividad a la cual se aplicará termografía infrarroja. Esto es de utilidad para elegir el tipo de cámara termográfica que se adapta a la aplicación bajo estudio, ya que no existe una cámara que sea para todas las aplicaciones. Además, es útil para tener una idea del equipo que se utiliza en dicha aplicación.

La programación de la inspección termográfica se realiza para coordinar las actividades del personal involucrado y obtener un análisis eficiente. Las inspecciones se programan para realizarse en los siguientes casos: cuando los sistemas o equipos funcionan a plena carga, algunas semanas antes del paro general de las instalaciones para el mantenimiento preventivo y cuando se tienen emergencias. La programación incluye la fecha, la hora, los lugares y algo muy importante es el listado de equipos a inspeccionar.

La ejecución de la inspección termográfica consiste en examinar todos los equipos o instalaciones de interés, por medio de una cámara infrarroja, obteniendo las imágenes térmicas y almacenando información de utilidad para optimizar el análisis de termografía infrarroja. Seguidamente se procede a descargar las imágenes térmicas en una computadora y se evalúan por medio del programa propio de la cámara.

El informe termográfico reúne toda la información necesaria para demostrar la existencia de anomalías térmicas, las cuales están identificadas en las imágenes térmicas. Éstas anomalías se clasifican según criterios establecidos, los cuales indican la acción a tomar dependiendo de la severidad de las mismas. De lo anterior, se genera una orden de trabajo para que el personal calificado realice las reparaciones o correcciones necesarias.

4.2 Cámara infrarroja

Nuestros ojos están diseñados para detectar luz visible o radiación visible, pero existen otras formas de luz que no podemos ver. El ojo humano sólo puede ver una pequeña parte del espectro electromagnético, en un extremo del espectro no podemos ver la luz ultravioleta, y en el otro, la infrarroja.

La energía infrarroja se origina por la vibración y rotación de átomos y moléculas de los cuerpos. Todos los cuerpos emiten radiación infrarroja, incluso nosotros, como una función de la temperatura superficial. Si aumenta la temperatura, mayor es la cantidad de vibración y rotación molecular y por lo tanto aumenta la cantidad de energía infrarroja emitida. Ésta es la energía detectada por las cámaras infrarrojas.

4.2.1 Funcionamiento básico

La termografía infrarroja permite medir y visualizar temperaturas de superficie de los objetos, a distancia y sin ningún contacto. Esto, gracias a que la Física convierte las mediciones de la radiación infrarroja en temperatura, por medio de la medición de la radiación emitida en la porción infrarroja del espectro electromagnético desde la superficie del objeto, convirtiendo dichas mediciones en señales eléctricas.

Los ojos humanos no pueden ver la radiación infrarroja emitida por un objeto, pero las cámaras infrarrojas son capaces de medir la energía con sensores infrarrojos que detectan estas longitudes de onda. Esto permite medir la energía radiante emitida por los objetos y así determinar la temperatura de la superficie a distancia, en tiempo real y sin contacto.

La radiación infrarroja es la señal de entrada que la cámara necesita para generar una imagen térmica con un espectro de colores, en el que cada uno significa una temperatura distinta, según una escala determinada, de manera que la temperatura medida más elevada aparece en color blanco.

La cámara infrarroja toma una imagen del calor radiado en forma de energía en lugar de luz visible. Luego, calcula e indica la temperatura de cualquier punto dentro de la imagen, ya que la radiación térmica es función de la temperatura de superficie de los objetos.

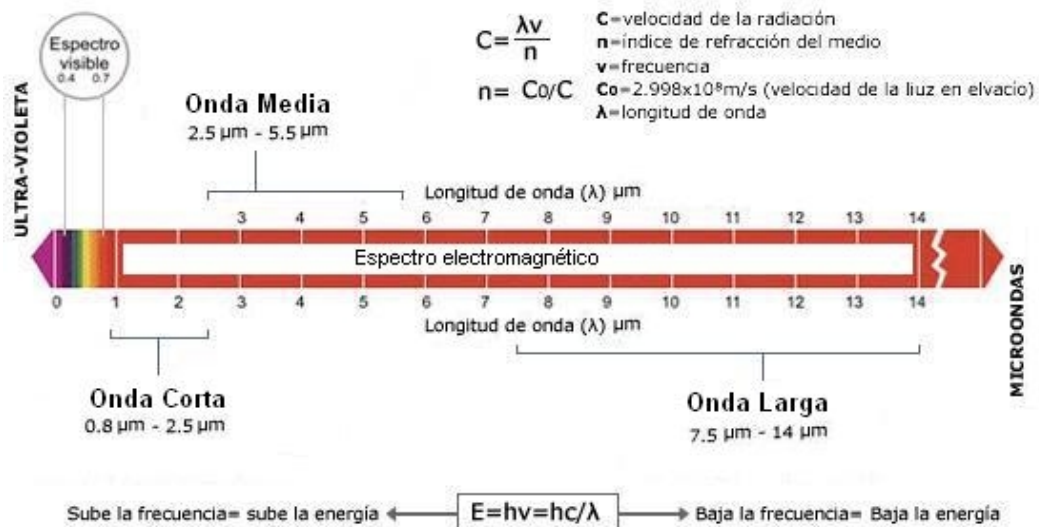
4.2.2 Tipos de cámaras

No todas las cámaras infrarrojas son adecuadas para realizar cualquier tipo de inspección termográfica, por ello, es un error adquirir una cámara sin conocer previamente las aplicaciones de inspección que poseen. La clasificación de cámaras se realiza según el rango de longitudes de onda que detectan, dentro de la banda infrarroja del espectro electromagnético.

Existen tres tipos de cámaras: de onda corta, de onda media y de onda larga. Las cámaras de onda corta detectan la radiación infrarroja en longitudes de onda de 0.8 a 2.5 μm ; las cámara de onda media detectan longitudes de 2.5 a 5.5 μm , mientras que las de onda larga detectan longitudes de 7.5 a 14 μm . Los fabricantes eligen éstas bandas porque son ventanas relativamente claras de la atmósfera, las cuales permiten que la radiación infrarroja pase con muy poca de la atenuación causada por el vapor de agua, el bióxido de carbono y otros componentes del aire.

Por consiguiente, no se fabrican cámaras infrarrojas que trabajen con longitudes de onda de 5.5 a 7.5 μm , porque en ese rango el aire no es transparente y presenta un pico de atenuación muy importante, en donde no permite la transmisión de infrarrojos. En la figura 18 se muestra una parte del espectro electromagnético indicando los rangos de longitudes de onda que detecta cada cámara.

Figura 18. Banda infrarroja del espectro electromagnético.



Fuente: www.termografia.com. (2002).

4.2.2.1 Cámaras de onda corta

Las cámaras de onda corta utilizan el segmento del espectro electromagnético de 0.8 a 2.5 μm, y son extremadamente sensibles. Algunas de sus aplicaciones son:

- Inspecciones en el interior de hornos industriales
- Análisis de manuscritos históricos
- Control de calidad en procesos industriales
- Detección de fragmentos de vidrio en envases con productos para el consumo humano
- Detección de hielo sobre el fuselaje de aviones
- Visión nocturna

4.2.2.2 Cámaras de onda media

Las cámaras de onda media detectan longitudes de onda entre $2.5 \mu\text{m}$ y $5.5 \mu\text{m}$. Son de gran utilidad para hacer inspecciones en interiores, pero, al hacer inspecciones al aire libre y con luz solar, aparecen en la imagen térmica una gran cantidad de reflexiones del sol, lo cual provoca interpretaciones y medidas de temperatura erróneas. Para obtener resultados correctos al utilizar una cámara de onda media en exteriores, la inspección debe realizarse de noche. Algunas de sus aplicaciones son:

- Inspección en edificios y estructuras
- Inspección en instalaciones eléctricas
- Mantenimiento industrial
- Análisis de tensión y fatiga

4.2.2.3 Cámaras de onda larga

Las cámaras de onda larga detectan la energía infrarroja en el rango de 7.5 a $14 \mu\text{m}$. Esto las hace menos sensibles y es más difícil ver reflexiones del sol en inspecciones exteriores con éstas cámaras. Por lo tanto, se obtienen resultados correctos al utilizarlas de día o de noche. Algunas de sus aplicaciones son:

- Detección de incendios forestales
- Inspección en líneas de transmisión
- Inspección en subestaciones eléctricas
- Inspecciones aéreas
- Mantenimiento industrial

4.2.3 Accesorios de la cámara

Las cámaras infrarrojas utilizan los siguientes accesorios:

- Tarjeta de memoria
- Baterías recargables y cargador
- Cable de video
- Diadema con micrófono y audífonos
- Pantalla de cristal líquido
- Lentes
- Control remoto
- Fuente de alimentación de CA

La tarjeta de memoria PCMCIA se utiliza para almacenar las imágenes térmicas, los comentarios de texto y los comentarios de voz hechos en la inspección. Para analizar las imágenes obtenidas y realizar informes, se debe remover la tarjeta de memoria de la cámara e introducirla en una computadora. Todas las computadoras personales tienen un puerto PCMCIA, la mayoría de computadoras de escritorio no lo tienen por lo que se debe instalar un puerto para poder realizar este análisis.

Las baterías recargables tienen un tiempo aproximado de operación de 2 horas, el cual depende del fabricante y de la cantidad de maniobras que se realicen, por ejemplo, si enciende y apaga muchas veces la cámara o si utiliza con mucha frecuencia la opción de acercamiento o *zoom*, la carga de la batería durará menos.

El cable de video se utiliza para interconectar la cámara infrarroja con un monitor externo o una videocasetera estándar para ver o grabar las imágenes térmicas. La diadema con micrófono y audífono se utiliza para grabar comentarios de voz, los cuales se anexan a las imágenes almacenadas. Grabar comentarios de voz es de mucha utilidad cuando se realizan inspecciones en instalaciones extensas, ya que el tiempo no permite escribir todos los datos que se necesitan.

La pantalla de cristal líquido se acopla a la cámara infrarroja y se utiliza para observar las imágenes térmicas con mayor comodidad. Es de mucha utilidad para realizar inspecciones en interiores y en espacios reducidos, ya que la pantalla puede girar y así observar las anomalías térmicas desde varios ángulos. El uso de la pantalla de cristal líquido disminuye el tiempo de operación de la batería.

Las cámaras infrarrojas traen, normalmente, un lente de 24 grados de visión de campo. También se fabrican lentes telescópicos para medir pequeños puntos (7 y 12 grados de visión de campo), lentes de ángulo amplio para ver áreas extensas (45 y 80 grados de visión de campo), y lentes de acercamiento de 100 y 200 μm .

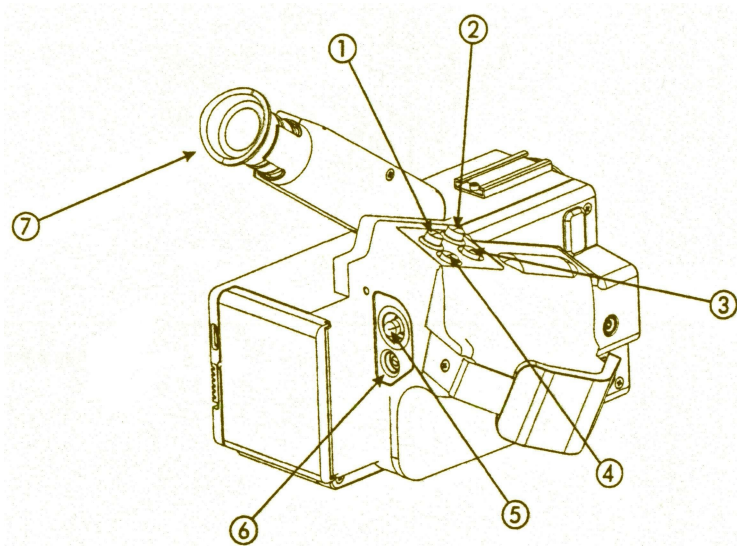
El control remoto opera la cámara a distancia por medio de varios botones, controlando las funciones estándar y la configuración. Para utilizar el control remoto debe estar en funcionamiento la pantalla de cristal líquido o un monitor externo. La fuente de alimentación de CA se utiliza para el funcionamiento de la cámara infrarroja en el momento de realizar inspecciones en interiores, cuando no se desea usar las baterías.

4.2.4 Controles de la cámara

Las cámaras infrarrojas tienen normalmente siete botones de control, aunque puede variar en algunos fabricantes. En la figura 19 se muestra una cámara infrarroja y se indican los botones de control, los cuales son:

1. Botón ↵
2. Botón **A**
3. Botón **S**
4. Botón **C**
5. Palanca de control
6. Botón **0/I**
7. Aro de enfoque

Figura 19. Controles de la cámara infrarroja.



Fuente: **Operator's Manual. ThermaCAM PM675, FLIR Systems.** p. 6.

El botón 1 (↵), significa aceptar y al presionarlo presenta el menú del sistema de la cámara en el visor. Para seleccionar las opciones en el menú se utiliza la palanca de control. El botón ↵ también se utiliza para realizar la selección de alguna opción en el menú y quitar el modo de menú del sistema.

El botón 2 (**A**), *Automatic*, significa automático y se presiona para obtener la mejor imagen en el visor de la cámara automáticamente sin hacer ningún ajuste manual. También realiza una calibración automática.

El botón 3 (**S**), *Save*, significa guardar. Al presionarlo se congela la imagen térmica para observarla detenidamente y realizar mediciones de temperatura en ella, si se presiona nuevamente regresa a la imagen en vivo. Para almacenar la imagen térmica en la tarjeta de memoria se debe presionar por más de un segundo.

El botón 4 (**C**), *Clear*, significa borrar, salir o no aceptar. Se utiliza para salir de una selección en el menú sin hacer cambios y también sirve para abandonar el menú principal.

La palanca de control tiene varias funciones. Al encender la cámara, hace lo siguiente: Controla el enfoque del lente con movimientos hacia arriba y abajo, además, controla el acercamiento o *zoom* con movimientos hacia la derecha e izquierda, sin embargo el acercamiento únicamente aumenta o reduce la imagen térmica, no la mejora para ver detalles finos. En el modo de menú, la palanca de control se utiliza para moverse a través de las opciones tanto horizontal como verticalmente para seleccionar la función deseada, además incrementa o decrementa los parámetros de configuración de la cámara.

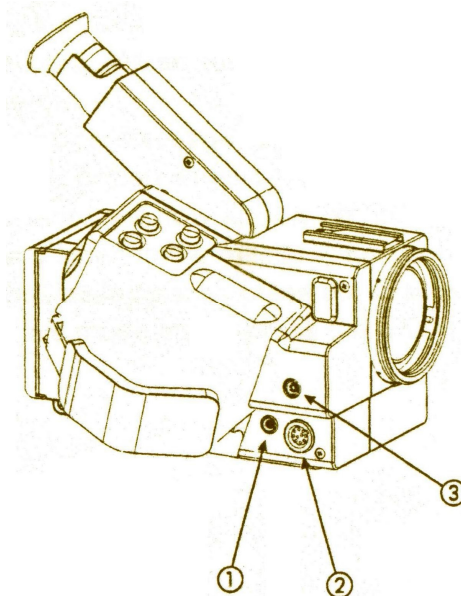
El botón 6 (O/I), se utiliza para encender la cámara infrarroja, al presionarlo nuevamente ésta se apaga. El control 7 de la cámara es el aro de enfoque del visor, se utiliza girándolo hasta conseguir una imagen térmica clara para nuestros ojos, de tal manera que podamos leer los datos que presenta dicha imagen.

4.2.5 Conectores de la cámara

La cámara infrarroja tiene 3 conectores. La figura 20 muestra la ubicación de estos, los cuales son:

1. Conector de video
2. Conector de 12 V
3. Conector de diadema con micrófono y audífonos

Figura 20. Conectores de la cámara infrarroja.



Fuente: **Operator's Manual. ThermaCAM PM675, FLIR Systems.** p. 8.

El primero es un conector de video para la pantalla de cristal liquido, monitor externo o videocasetera estándar para ver o grabar las imágenes. El segundo es un conector de 12 voltios de corriente directa para acoplar la fuente de alimentación de corriente alterna, utilizada para inspecciones en interiores sin usar las baterías. El tercero es un conector para la diadema con micrófono y audífonos, la cual se utiliza para escuchar y grabar los comentarios de voz anexados a las imágenes térmicas.

4.3 Operación de cámara infrarroja

La información que seguidamente se presenta, puede variar según el fabricante, sin embargo, se dan explicaciones generales que pueden adaptarse a la diversidad de cámaras infrarrojas existentes.

A continuación se enumeran los pasos a seguir para realizar la operación básica de la cámara infrarroja:

1. Remover la cubierta del lente
2. Encender la cámara
3. Ajustar el visor para obtener el mejor plano para los ojos, girando el aro de enfoque hasta que las letras de la imagen térmica sean lo más claras posibles
4. Presionar el botón **A** para que la cámara realice una calibración automática y así obtener la mejor imagen en el visor
5. Ajustar el enfoque del lente de la cámara moviendo la palanca de control, hacia arriba o hacia abajo
6. Presionar el botón **S** para guardar la imagen térmica en la tarjeta de memoria

4.3.1 Menú del sistema de la cámara

El menú del sistema tiene 4 categorías principales: Archivo, Análisis, Imagen y Configuración. En la tabla I se muestra cada uno con sus respectivos submenús.

Tabla I. Menús y submenús del sistema de la cámara infrarroja.

Menús	Archivo	Análisis	Imagen	Configuración
Sub - menús	<ul style="list-style-type: none">○ Abrir○ Guardar○ Guardar periódicamente○ Comentario de voz y texto○ Borrar imagen○ Directorio	<ul style="list-style-type: none">○ Parámetros de objeto○ Punto○ Área○ Perfil○ Isotérmica○ Remover todo	<ul style="list-style-type: none">○ Ajuste manual○ Ajuste automático○ Congelar○ Solo imagen	<ul style="list-style-type: none">○ Análisis○ Imagen○ Adaptador local○ Opciones de guardar○ Fecha y hora○ Información del sistema

4.3.2 Calibración manual de la cámara

Algunas veces el botón **A** no produce la imagen deseada, entonces es necesario cambiar manualmente el nivel y el *span* para hacer ajustes finos en la imagen térmica.

El nivel es el valor máximo y mínimo de temperatura en la imagen térmica. Se considera como un brillo térmico y es equivalente al control de brillo de la televisión. Para ajustarlo se mantiene presionado el botón **C** y se modifica con la palanca de control con movimientos hacia arriba y abajo.

El *span* es la diferencia entre el valor máximo y mínimo del nivel. Se considera como un contraste térmico y es equivalente al contraste de la televisión. Para ajustarlo se mantiene presionado el botón **C** y se modifica con la palanca de control con movimientos hacia la derecha e izquierda. Conforme se decrementa el *span* de la imagen térmica, la sensibilidad de la temperatura mejora, y cuando se incrementa el *span*, la sensibilidad disminuye.

4.3.3 Comentarios de voz y de texto

Los comentarios de voz se anexan a las imágenes térmicas almacenadas en la tarjeta de memoria. El comentario puede tener como máximo 30 segundos y se utiliza para grabar datos importantes que ayuden a realizar el informe termográfico, sobre todo cuando se inspeccionan instalaciones extensas, ya que el termografista no tiene necesidad de escribir los datos de interés, simplemente los graba y posteriormente los escucha. Los comentarios de texto permiten anexar mensajes predefinidos a la imagen térmica, pero antes se debe almacenar un archivo de comentario de texto en la tarjeta de memoria, el cual es creado y editado en una computadora utilizando el programa de la cámara.

Para realizar un comentario de voz se conecta la diadema con el micrófono y los audífonos, se presiona el botón ↵, seleccionar el menú Archivo, y luego el submenú comentario de voz. Para iniciar la grabación se mantiene presionado el botón **S**, cuando se escucha nuestra voz en los audífonos significa que el comentario está grabándose. Para escuchar el comentario antes de almacenarlo en la tarjeta de memoria, se mantiene presionado el botón **A**, para guardar la imagen térmica y el comentario de voz se debe presionar el botón ↵.

Para insertar un comentario de texto, se congela la imagen térmica con el botón **S**, luego se presiona el botón ↵, seleccionar el menú Archivo y luego el submenú comentario de texto, entonces aparece un listado con los comentarios de texto que fueron almacenados previamente en la tarjeta de memoria, se selecciona alguno y presionar el botón ↵.

4.3.4 Abrir imágenes térmicas almacenadas

Para abrir una imagen se presiona el botón ↵ y luego seleccionar el menú Archivo y el submenú Abrir, entonces aparece el listado de imágenes almacenadas en la tarjeta de memoria, seleccionamos la imagen deseada y se presiona el botón ↵. El símbolo de una bocina después del nombre del archivo de una imagen denota que un comentario de voz está anexado a dicha imagen. Para escucharlo, se presiona el botón ↵ y seleccionar el menú Archivo, luego el submenú Comentario de voz, presionar el botón ↵ y mantener presionado el botón **A**. Para ver los comentarios de texto de una imagen, se presiona el botón ↵ y seleccionar el menú Archivo, luego el submenú Comentario de texto y estos aparecerán en la parte inferior de la pantalla.

4.3.5 Medición de temperatura

Se presiona el botón ↵ y seleccionar el menú Análisis, luego el submenú Punto 1. En la pantalla aparecerá el símbolo +, el cual mide la temperatura del punto en donde está situado y la lectura se mostrará en la esquina superior derecha. El punto 1 se mueve en cualquier dirección deseada utilizando la palanca de control. De la misma forma se puede medir la temperatura en otros lugares de la imagen térmica, utilizando otros puntos.

La medición anterior da una temperatura aparente debido a que está calculada únicamente de la radiación proveniente del objeto. La radiación medida por la cámara no depende únicamente de la temperatura del objeto sino también es función de la emisividad. La radiación también se origina desde los alrededores y es reflejada en el objeto, asimismo, la radiación del objeto y la reflejada son influidas por la absorción de la atmósfera.

Para medir temperatura con exactitud, es necesario compensar los efectos de varias fuentes diferentes de radiación. Para ello, es necesario proporcionar a la cámara infrarroja los siguientes parámetros del objeto: la emisividad del objeto, la temperatura ambiente, la distancia entre el objeto y la cámara y la humedad relativa.

El proceso para introducir a la cámara infrarroja los valores anteriores es el siguiente: se presiona el botón ↵ y seleccionar el menú Análisis, luego el submenú Parámetros de objeto. Aparece una ventana en la cual se modifican estos cuatro parámetros por medio de la palanca de control, al finalizar se presiona el botón ↵. A continuación se explican los parámetros del objeto.

4.3.5.1 Emisividad

Para determinar la temperatura de un objeto, la cámara infrarroja utiliza la Ley de Planck, la cual indica que hay una relación fija entre la energía infrarroja que emite un radiador perfecto y su temperatura absoluta. Los objetos reales nunca emiten toda la radiación infrarroja, emiten una fracción de la radiación que emite un radiador perfecto o de cavidad. Esta fracción es llamada emisividad y se expresa con un número entre 0 y 1.

La emisividad es una medida de la cantidad de radiación emitida por un objeto, comparada con la emitida por un radiador de cavidad y es el parámetro de objeto más importante a colocar correctamente en la cámara. Si un material tiene una emisividad, por ejemplo de 0.8, significa que absorbe el 80% de la energía y que el 20% es reflejada hacia la superficie. Por otro lado, un espejo con una emisividad de 0.1, reflejará el 90% de la energía que incida en él. En el anexo 1 se presenta una tabla con la emisividad de distintos materiales.

4.3.5.1.1 Medición de emisividad con termocopla

Se selecciona un punto de referencia en el objeto de interés y se mide su temperatura usando una termocopla. Luego, cambiar el valor de emisividad en la cámara infrarroja hasta que la temperatura medida por ésta coincida con la lectura de la termocopla. Éste es el valor de emisividad del objeto de referencia, sin embargo, para utilizar este método es necesario que la temperatura de dicho objeto no sea demasiado similar con la temperatura ambiente, ya que las lecturas de la cámara no serán exactas.

4.3.5.1.2 Medición de emisividad con referencia

Se utiliza una emisividad de referencia, por ejemplo, una cinta o pintura de emisividad conocida, la cual se coloca en el objeto. Se introduce en la cámara infrarroja el valor conocido de emisividad y se mide la temperatura de la cinta. Luego, modificar la emisividad hasta que el área del objeto con la emisividad desconocida adyacente a la cinta, tenga la misma lectura de temperatura, en ese momento, la cámara tendrá el valor de emisividad del objeto. Al igual que en el método anterior, la temperatura del objeto de referencia no debe ser demasiado cercana a la temperatura ambiente.

4.3.5.2 Temperatura ambiente

Este parámetro es utilizado para compensar la radiación reflejada en el objeto y la emitida desde la atmósfera entre la cámara y el objeto. Es muy importante ajustar y compensar correctamente la temperatura ambiente, sobre todo, si la emisividad es baja, la distancia muy larga y la temperatura de objeto relativamente cercana a la del ambiente.

4.3.5.3 Distancia al objeto

Es la distancia entre el objeto y el lente frontal de la cámara infrarroja. La radiación que alcanza la cámara es una mezcla de la radiación tanto del objeto y la radiación reflejada de los cuerpos que miran hacia él, además, la transmisión de radiación original del objeto es atenuada por la atmósfera a través de la cual viaja. La atmósfera por si misma tiene una temperatura y una habilidad para radiar, así que también será añadida a la radiación que llega a la cámara. Este parámetro es usado para compensar el hecho de que la radiación está siendo absorbida entre el objeto y la cámara y el hecho de que la transmitancia disminuye con la distancia.

4.3.5.4 Humedad relativa

La atmósfera entre la cámara infrarroja y el objeto afectan la medición de temperatura ya que atenúa la radiación que viene del objeto (debido a que su transmitancia es menor a 1), y emite radiación por si misma (debido a que contiene gases y partículas con cierta temperatura). Uno de los gases que tiene el mayor efecto es el vapor de agua, por lo cual, es necesario introducir en la cámara el valor de humedad relativa para compensar los efectos de la atmósfera.

4.3.5.5 Influencia de parámetros de objeto en las mediciones

Los parámetros de objeto (emisividad, temperatura ambiente, distancia y humedad relativa), afectan los resultados de las mediciones de temperatura por medio de una cámara infrarroja. La relación entre la temperatura medida y los parámetros de objeto no es lineal, sin embargo, se puede determinar con unas pruebas sencillas realizadas con la cámara.

El parámetro de objeto que más influye en la temperatura medida es la emisividad. Al realizar mediciones de temperatura con la cámara infrarroja manteniendo constante los otros parámetros, se determinó que un incremento de 0.1 en la emisividad, provoca un decremento en la temperatura medida de entre 3 y 5°C. Supongamos que un objeto tiene una emisividad de 0.8, y su temperatura medida es, por ejemplo, de 70°C. Si utilizáramos una emisividad de 0.9, su temperatura medida estaría en el rango de 65 y 67°C.

De la misma manera, manteniendo constante los otros parámetros, al hacer un incremento de 1°C en la temperatura ambiente se obtiene un decremento aproximadamente de 0.15°C en la temperatura medida. Asimismo, sin cambiar los otros parámetros, un incremento de 1 m en la distancia al objeto provoca un incremento aproximadamente de 0.1°C en la temperatura. Finalmente, incrementos de 10% en la humedad relativa provocan incrementos aproximadamente de 0.1°C en la temperatura medida.

Lo anterior muestra que se debe tener mayor cuidado al seleccionar o medir el valor de emisividad, ya que es el de mayor efecto sobre los resultados de las mediciones. Sin embargo, dependiendo de la exactitud requerida en la aplicación, los cuatro parámetros de objeto deben ser medidos adecuadamente.

4.3.6 Mantenimiento y limpieza de la cámara

El cuerpo de la cámara y los cables pueden ser limpiados por medio de un paño blando. Para remover manchas, limpiar con un paño blando humedecido con una solución de detergente suave y luego limpiar con un paño blando seco. No usar benceno, disolvente, o cualquier otro producto químico sobre la cámara y los cables, ya que estos los deterioran.

Todos los lentes son cubiertos con una capa antirreflexiva, por lo tanto, se debe tener cuidado al limpiarlos. Para limpiar los lentes se utiliza algodón remojado en alcohol etílico. Algunas veces aparecen marcas de secado sobre el lente, para prevenirlo, se utiliza una solución de 50% de acetona y 50% de alcohol etílico. Sin embargo, la limpieza excesiva del lente puede desgastar la capa antirreflexiva.

Las baterías no necesitan mantenimiento, sin embargo, es necesario tener en cuenta que no deben ser incineradas ni mutiladas; no deben ser expuestas al fuego ya que podrían estallar; no deben exponerse a la luz directa del sol y se debe utilizar únicamente el cargador de baterías recomendado por el fabricante.

Los fabricantes de cámaras infrarrojas recomiendan que éstas sean enviadas a la fábrica para calibrarlas y darles mantenimiento interno, después de un período de servicio, normalmente, de un año.

4.4 Análisis de termografía infrarroja

Antes de iniciar el análisis, es necesario obtener información acerca de la aplicación o proceso. Esto ayuda a elegir el mejor tipo de cámara para analizar dicha aplicación, además da una idea general de los equipos o maquinarias a encontrar y al tener conocimientos del funcionamiento y operación de estos, se conocen sus puntos críticos en los cuales habrá que concentrarse y así realizar un mejor análisis y diagnóstico de su situación.

4.4.1 Inspección termográfica

Una inspección termográfica consiste en buscar anomalías térmicas en equipo, maquinaria o instalaciones eléctricas, mecánicas, hidráulicas, nucleares, etc., utilizando una cámara infrarroja. Las situaciones en las que se debe establecer inspecciones termográficas son:

- Puesta en funcionamiento de nuevas instalaciones
- Revisión periódica dentro del plan de mantenimiento predictivo de la instalación
- En situaciones de emergencia para la localización concreta de fallas

Para realizar un programa de inspecciones termográficas es necesario establecer rutas a fin de definir las áreas de mayor interés que necesitan la detección de posibles fallas. Con las imágenes térmicas recopiladas se forma una base de datos, con la cual se analiza la evolución temporal del estado de las piezas de los equipos. Cada vez que se registra una variación importante de temperatura, cuyo valor depende del equipo o proceso inspeccionado, se indica una anomalía térmica que establece las acciones de mantenimiento a ejecutar sobre el equipo inspeccionado.

4.4.1.1 Listado de equipos

Los estándares y publicaciones del NETA, entre otros, requieren que se tenga un listado del equipo a inspeccionar. NETA, *InterNational Electrical Testing Association*, es una reconocida desarrolladora de estándares para ANSI, *American National Standards Institute*, y define los niveles de calidad para los cuales el equipo eléctrico es considerado seguro y confiable. Además, es la fuente principal de especificaciones, procedimientos, pruebas eléctricas, y requerimientos, no sólo para poner en funcionamiento nuevo equipo sino también para evaluar la confiabilidad y el rendimiento del equipo existente.

Se realiza a manera de un listado de chequeo, en el cual el termografista revisa el estado de cada equipo y coloca una marca de verificación si el equipo se encuentra bien, de lo contrario, anota la temperatura de la anomalía térmica encontrada y algún otro dato de interés. El listado proporciona un registro de todo el equipo inspeccionado y se utiliza como una ruta de logística para las futuras inspecciones.

4.4.2 Evaluación de imágenes térmicas

4.4.2.1 Programa de la cámara infrarroja

Las imágenes térmicas obtenidas en la inspección, se evalúan en el programa de computadora que proporciona el fabricante de la cámara infrarroja. El programa tiene un menú de sistema similar al de la cámara, pero incorpora más opciones para personalizar los informes. Además, contiene plantillas o modelos para realizar los informes, los cuales son formatos en blanco para incorporar imágenes térmicas, fotos y datos.

Para iniciar un informe, seleccionar el menú Archivo y el submenú Nuevo. Aparecerá un listado en el cual se selecciona alguna plantilla, como básica, clásica, formal, etc. Luego se seleccionan las imágenes desde la tarjeta de memoria, si se agregó un comentario de texto a una imagen desde la cámara, automáticamente aparecerán en el reporte. Si se ha grabado un comentario de voz, se reproduce y luego se escribe en el informe. Para realizar mediciones de temperatura en el programa, se procede de la misma manera que en la cámara infrarroja.

4.4.2.2 Evaluación cualitativa

La función primordial de la evaluación cualitativa es indicar la ubicación de las anomalías térmicas dentro de la imagen termográfica. Al observar con claridad en donde están las anomalías, se sabe cuales son las partes específicas de los equipos o maquinaria a reparar. A la imagen térmica se agregan los datos que consideremos necesarios, aunque hay que tener presente que una imagen dice más que mil palabras.

4.4.2.3 Evaluación cuantitativa

La función primordial de la evaluación cuantitativa es la medición de la temperatura de las anomalías térmicas de los objetos bajo inspección. Hay varios factores y consideraciones para determinar a que temperaturas medidas en circuitos eléctricos, se tienen problemas reales. El diseño inicial de un equipo eléctrico es la base que determina los tipos de anomalías térmicas que se encontraran en cada sitio.

Un factor es el tamaño del conductor. El cableado de un circuito eléctrico está basado en la demanda de corriente de la carga, y si se trata de un motor eléctrico, se basa además en que si el motor está conectado a un circuito que requiere corrientes de arranque elevadas. Otros factores son el tipo de aislamiento de los conductores y la corriente de carga en los circuitos. Los problemas eléctricos se empeoran cuando los circuitos, debido al incremento en la demanda, son expandidos para incluir cargas adicionales. Cuando estas cargas son agregadas, se desarrollan las condiciones de sobrecarga y son agravadas cada vez que un circuito es adicionado.

4.4.2.3.1 Criterio de severidad NETA

NETA, provee pautas que ayudan a determinar el grado de severidad de un problema eléctrico, como resultado de la medición de temperatura con una cámara infrarroja en un circuito eléctrico. El criterio define cuatro bandas de temperatura, desarrolladas para evaluar cuantitativamente anomalías térmicas en equipos eléctricos, según se muestra en la tabla II.

Tabla II. Criterio de severidad NETA.

Diferenciales de temperatura		Se define como una	Acción a ejecutar
ΔT_{amb}	ΔT_{sim}		
1°C a 10°C	1°C a 3°C	Deficiencia posible	Mantenerla bajo inspección
11°C a 20°C	4°C a 15°C	Deficiencia probable	Reparar en la próxima desconexión disponible
21°C a 40°C	> 15°C	Deficiencia	Reparar tan pronto como sea posible
> 40°C	> 15°C	Deficiencia mayor	Reparar inmediatamente

Fuente: Adaptada de *Robert Rogers. Just try it!* p. 2.

En donde ΔT_{amb} es el diferencial respecto a la temperatura ambiente y ΔT_{sim} es el diferencial respecto a la temperatura de un componente similar, los cuales se definen como:

$$\Delta T_{amb} = T_{max} - T_{amb}$$

$$\Delta T_{sim} = T_{max} - T_{sim}$$

T_{max} es la temperatura máxima medida en un elemento o equipo de un circuito eléctrico y T_{sim} es la temperatura de un componente adyacente que transporta una corriente similar. Por ejemplo, si la temperatura máxima medida en un circuito eléctrico es de 50°C y la temperatura de un componente con una corriente similar es de 25°C, con una temperatura ambiente de 20°C, se obtiene lo siguiente:

$$\Delta T_{amb} = 50 - 20 = 30^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta T_{sim} = 50 - 25 = 25^{\circ}\text{C}$$

Entonces con los diferenciales obtenidos y utilizando la tabla II, ésta anomalía térmica se define como una **Deficiencia** y debe ser corregida tan pronto como sea posible. En situaciones donde no hay componentes que transporten una corriente similar a la cual comparar, simplemente se utiliza el diferencial respecto a la temperatura ambiente.

4.4.2.3.2 Criterio de severidad ASTM

Existen otros criterios de severidad para catalogar a las fallas, los cuales difieren en los rangos de los diferenciales de temperatura respecto a la temperatura ambiente. Uno de ellos que se utiliza con frecuencia es el proporcionado por el ITC, *Infrared Training Center*, el cual se basa en publicaciones de la ASTM, *American Society Testing Materials*, y se muestra en la tabla III.

Tabla III. Criterio de severidad ASTM.

Diferencial de temperatura ΔT_{amb}	Categoría	Severidad	Color
1°C a 10°C	Menor		Azul
10°C a 35°C	Moderada	Baja	Verde
35°C a 75°C	Seria	Media	Amarillo
> 75°C	Crítica	Alta	Rojo

Fuente: www.termografia.com. (2002)

Sin embargo, este criterio solo contempla el diferencial de temperatura respecto a la temperatura ambiente, en cambio, el criterio NETA toma en cuenta además el diferencial de temperatura respecto a un componente que transporta una corriente similar. Por lo anterior, en este trabajo se utiliza el criterio NETA por ser más completo.

4.4.3 Informe termográfico

El informe termográfico indica las anomalías térmicas observadas, su clasificación y la acción a tomar. Contiene básicamente lo siguiente:

- La ubicación de las instalaciones, fecha y hora
- Listado de equipo
- Las imágenes térmicas indicando los puntos o áreas que presentan anomalías y su respectiva temperatura, además de la escala gráfica para determinar las diversas temperaturas dentro de la imagen
- Si se presenta dificultad para identificar al equipo o parte de éste en la imagen térmica, se puede incluir una fotografía digital
- Las anomalías detectadas, su clasificación, acción a ejecutar y la recomendación para corregirlas. Esto se utiliza como una orden de trabajo

4.4.4 Reinspección de las reparaciones hechas

Después de que el personal adecuado realice las reparaciones indicadas en el informe termográfico, es necesario reinspeccionar para asegurarse de que las anomalías térmicas han sido eliminadas y que el equipo eléctrico funciona adecuadamente. La reinspección se realiza utilizando el listado de equipos, ya que este indicará cuales son los que presentaban anomalías térmicas.

4.4.5 Mantenimiento predictivo con termografía infrarroja

Antes de explicar el mantenimiento predictivo, es necesario explicar brevemente el mantenimiento preventivo y correctivo. En el mantenimiento preventivo se realizan inspecciones programadas y revisiones periódicas del equipo y maquinaria, lo cual previene las interrupciones y fallas, además incrementa los tiempos de operación. En el mantenimiento correctivo se realizan las reparaciones en los equipos después de que estos sufren fallas, lo cual implica paros o cortes de energía.

El mantenimiento predictivo combina las ventajas de los dos anteriormente explicados, con la finalidad de lograr el máximo tiempo de operación del equipo y eliminar el trabajo innecesario. Para lograr su objetivo, el mantenimiento predictivo realiza una serie de pruebas en los equipos en funcionamiento para detectar fallas incipientes y así evitar posibles paros o interrupciones. Las pruebas que realiza el mantenimiento predictivo permiten determinar de mejor manera la condición del equipo y provee un control más estricto para lograr una planeación correcta y así efectuar únicamente las revisiones necesarias.

Es evidente que la termografía infrarroja es una técnica muy poderosa para utilizar dentro del programa de mantenimiento predictivo de cualquier industria, ya que permite detectar fallas incipientes en equipos en funcionamiento por medio de la medición de la radiación infrarroja que estos emiten de acuerdo a su temperatura superficial, la cual es invisible a nuestros ojos. Lo anterior lo realiza a distancia, sin tener contacto con dichos equipos, lo cual es una ventaja en cuanto a la seguridad del personal que realice las inspecciones termográficas.

5. EJECUCIÓN DE ANÁLISIS DE TERMOGRAFÍA INFRARROJA

5.1 Especificaciones técnicas de cámara utilizada

Debido a que el análisis de termografía infrarroja en las subestaciones eléctricas Guate Sur, Guate Norte, Guate Este y Escuintla, se realizó en ambientes exteriores durante el día (en los patios de las subestaciones) y en ambientes interiores (en las casetas de tableros), se utilizó una cámara infrarroja de onda larga, marca Flir, Thermacam PM675, cuyas especificaciones técnicas son:

- Campo de distancia de visión del foco: 24 grados
- Sensitividad térmica: 0.1 °C en 30 °C
- Imagen: 320x240 píxeles
- Rango espectral: 7.5 a 13 μm , con filtro atmosférico incorporado
- Rangos de medida de temperatura: -40 a 120 °C y 80 a 500 °C
- Exactitud de medición: ± 2 °C o $\pm 2\%$
- Salida de video: estándar VHS
- Almacenamiento de imagen: imagen digital infrarroja radiométrica de 14 bits
- Sistema de baterías: 2 baterías recargables de hidruro de metal de níquel
- Tiempo de operación: 2 horas por batería
- Rango de temperatura ambiente de operación: -15 a 50°C

5.2 Parámetros de objeto utilizados en las inspecciones

Tal como se explicó en el capítulo 4, es necesario introducir en la cámara infrarroja, la magnitud de cuatro parámetros de objeto: distancia al objeto, temperatura ambiente, humedad relativa y emisividad. Estos parámetros deben ser determinados correctamente para que las mediciones de temperatura realizadas con la cámara, tengan la exactitud ofrecida por el fabricante.

Para determinar la distancia al objeto de forma práctica se utiliza un medidor digital, el cual emite un haz de luz láser que se posiciona sobre el objeto y luego calcula la longitud existente entre éste y el medidor. Sin embargo, el parámetro de distancia no es tan crítico, por lo que el termografista normalmente estima la longitud entre el objeto y la cámara sin utilizar equipo o herramienta de medición.

Para determinar los valores de temperatura ambiente y humedad relativa se utiliza el hidrotérmetro, este equipo mide la temperatura en grados Celsius o en Fahrenheit y el porcentaje de humedad relativa del ambiente. Aunque estos parámetros pueden medirse individualmente con sus respectivos equipos, el hidrotérmetro es muy conveniente y práctico, ya que mide dos parámetros distintos.

El parámetro de emisividad es el más crítico e influyente en la exactitud de las mediciones de temperatura de la cámara infrarroja. Por ello, es necesario ser muy cuidadoso para determinar la emisividad de un objeto o bien para seleccionarla desde un listado existente. Los valores de emisividad utilizados en estas inspecciones, fueron obtenidos en la tabla proporcionada por el fabricante de la cámara, dicha tabla de emisividades se muestra en el anexo 1.

5.3 Análisis en subestación Guate Sur

5.3.1 Inspecciones realizadas en marzo

5.3.1.1 Listado de equipos

Las inspecciones se realizan utilizando un listado de equipos a verificar, en el cual, se enumera el equipo en las primeras dos columnas de la izquierda y en las siguientes se indican los campos en funcionamiento. Se verifican los equipos y cuando estos no presentan anomalías térmicas se coloca una marca indicando que están funcionando correctamente, de lo contrario se anota la temperatura de la anomalía detectada y la fase que la presenta. En algunas casillas aparecen las letras NA, No Aplica, esto quiere decir que ese campo no utiliza el equipo correspondiente. En la tabla IV se muestra el listado de equipos que se utilizó en las inspecciones en Guate Sur.

Tabla IV. Listado de equipos de Guate Sur, inspeccionados en marzo, en a) campos de 69 kV, b) campos de 138 kV, c) campos de 230 kV, d) bancos de transformación.

a)

CAMPO ⇨		Antigua	Chimal-tenango	EEGSA 1	EEGSA 2	EEGSA 3	Guada-lupe 1	Guada-lupe 2	Escla-vos	A-cople
EQUIPO ↓										
1	Apartarrayos	✓	✓	78.4°C Fase S	✓	✓	✓	✓	✓	NA
2	Seccionador pta. a tierra	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	NA
3	Seccionador de línea	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	NA
4	Trafos combinados	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
5	Interruptor	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
6	Seccionador de barra 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
7	Seccionador de barra 2	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

b)

CAMPO ⇨		Jurún Marinalá	Palín 2
EQUIPO ↓			
1	Apartarrayos	✓	✓
2	Seccionador pta. a tierra	✓	✓
3	Seccionador de línea	✓	✓
4	Trafos combinados	✓	✓
5	Interruptor	✓	✓
6	Seccionador de barra	✓	✓

c)

CAMPO ⇨		Escuintla 1	Escuintla 2	Guate Norte	Guate Este	Acople
EQUIPO ↓						
1	Apartarrayos	✓	✓	✓	✓	NA
2	PT	✓	✓	✓	✓	NA
3	Seccionador pta. a tierra	✓	✓	✓	✓	NA
4	Seccionador de línea	✓	✓	✓	✓	NA
5	CT	✓	✓	✓	✓	✓
6	Interruptor	✓	✓	✓	✓	✓
7	Seccionador de barra 1	✓	✓	✓	✓	✓
8	Seccionador de barra 2	✓	✓	✓	✓	✓

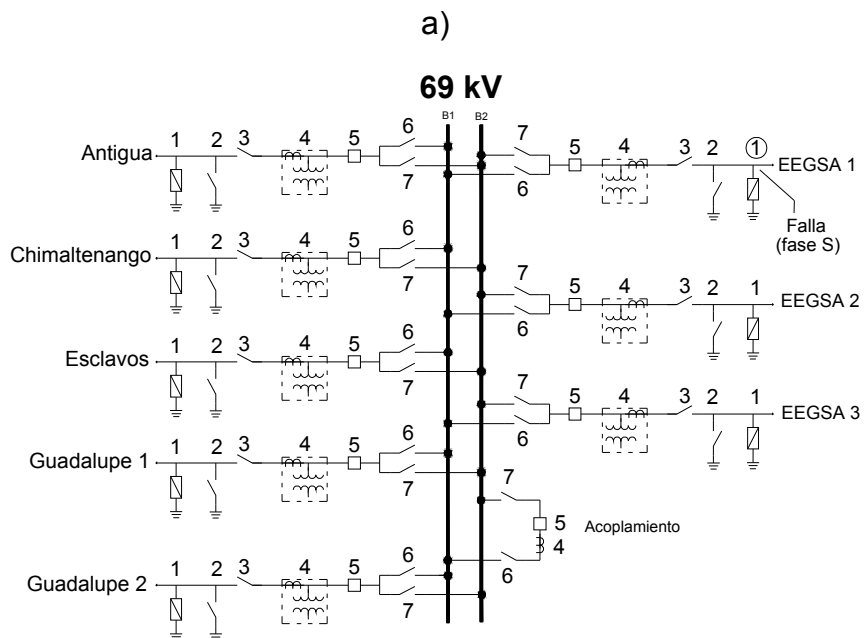
d)

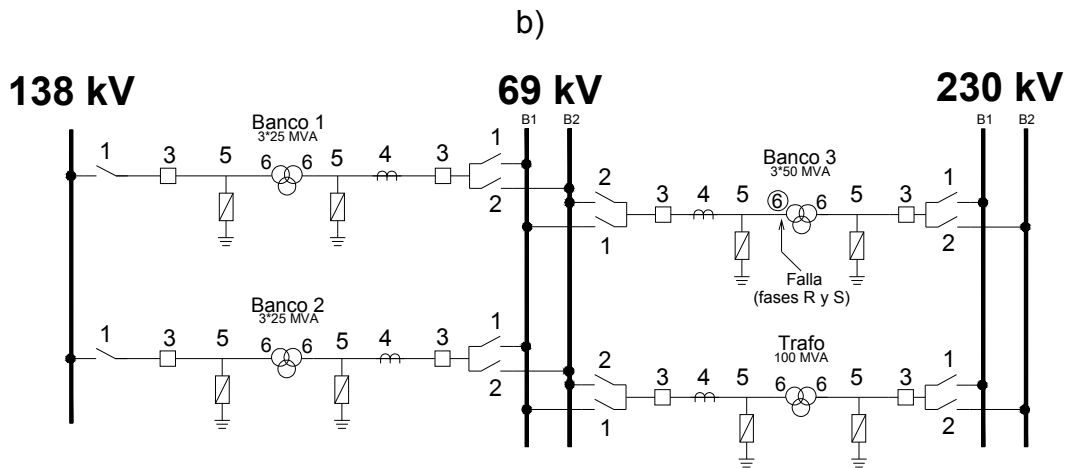
TRAFO ⇨		Banco 1 69 kV	Banco 1 138 kV	Banco 2 69 kV	Banco 2 138 kV	Banco 3 69 kV	Banco 3 230 kV	Trafo 69 kV	Trafo 230 kV
EQUIPO ↓									
1	Seccionador de barra 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
2	Seccionador de barra 2	✓	NA	✓	NA	✓	✓	✓	✓
3	Interruptor	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
4	CT	✓	NA	✓	NA	✓	NA	✓	NA
5	Apartarrayos	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
6	<i>Bushing</i>	✓	✓	✓	✓	66.5 °C Fase R, 65.7 °C Fase S	✓	✓	✓
7	Neutro	✓	✓	✓	✓	97.5 °C Fase R, 86.4 °C Fase S, 89.3 °C Fase T	✓	✓	✓

La tabla IV a, muestra que se detectó una anomalía térmica en el campo EEGSA 1, en el apartarrayos de la fase S. Específicamente, la anomalía se encuentra en el conector del cable bajante a dicho apartarrayos. En la tabla IV d, se observa que se detectó anomalías en los *bushings* de 69 kV, fases R y S, del banco 3, además se detectó anomalías en los neutros de dicho banco.

En la figura 21 se muestran los diagramas unifilares de la subestación y se indica la ubicación de las anomalías detectadas. Se identifican los equipos por medio de un número, y este corresponde al utilizado en el listado de equipos. Si un equipo presenta una anomalía, su número aparece encerrado en un círculo para facilitar la ubicación, por ejemplo en la figura 21 a, se observa que el campo EEGSA 1 presenta una anomalía en el apartarrayos y su número está dentro de un círculo.

Figura 21. Diagramas unifilares con la ubicación de fallas localizadas en Guate Sur, en la inspección de marzo, en a) campos de 69 kV, b) bancos de transformación.



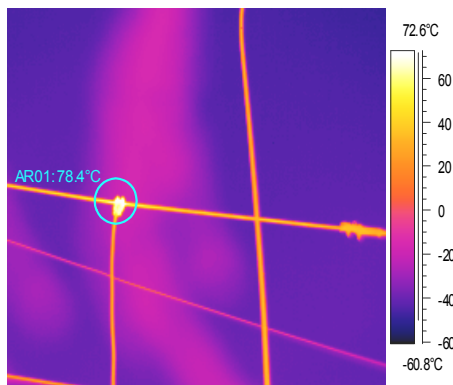


También se utiliza un listado de casetas inspeccionadas, el cual presenta en la primera columna, las casetas en funcionamiento de la subestación, en la segunda columna se coloca una marca indicando que los dispositivos en todos los tableros funcionan correctamente, de lo contrario se anota el tablero en donde se encontró la anomalía y en la siguiente columna se describe al dispositivo que la presenta y su temperatura. Es necesario mencionar que los listados de equipos y tableros se llenan en el campo, es decir, en el momento de realizar la inspección. En esta inspección no se detectó anomalías térmicas en las casetas de tableros, por esa razón no se muestra, sin embargo, en las siguientes inspecciones se puede observar.

5.3.1.2 Imágenes térmicas

A continuación se presentan las imágenes térmicas de las anomalías detectadas en las inspecciones hechas en marzo. Las mediciones indicaron que la temperatura ambiente era de 25.5°C y la humedad relativa era 38%. En la figura 22 se muestra la imagen térmica de la anomalía en el conector del cable bajante al apartarrayos del campo EEGSA 1. La imagen se grabó a una distancia de 5 m del conector y se utilizó una emisividad de 0.85, ya que según la tabla presentada en el anexo 1, el aluminio fuertemente expuesto a la intemperie tiene un rango de emisividad entre 0.83 y 0.91.

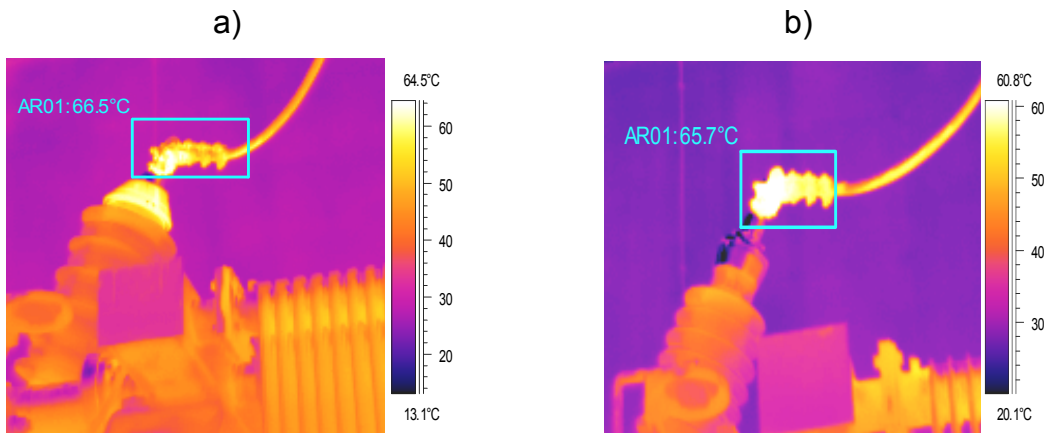
Figura 22. Imagen térmica del conector del cable bajante al apartarrayos de 69 kV, de la fase S en el campo EEGSA 1.



A un costado de la imagen térmica se presenta una escala gráfica, la cual se utiliza para estimar la temperatura en cualquier punto de la imagen. Por medio del programa de la cámara infrarroja se determinó la temperatura máxima del área encerrada por la circunferencia, en la cual está el conector, y es de 78.4°C. La temperatura mayor en las imágenes térmicas se representa con el color blanco.

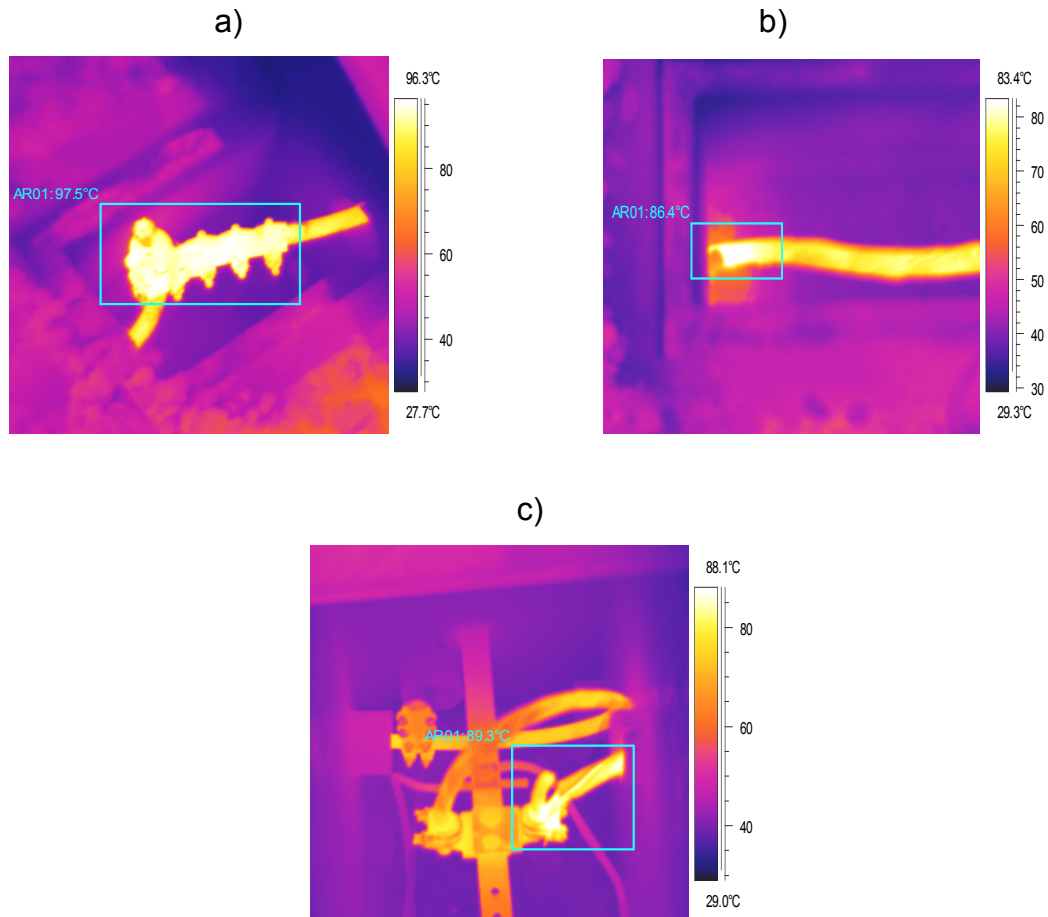
Las imágenes de la figura 23 se grabaron a 4 m y con una emisividad de 0.85. La figura 23 a, muestra que el conector del *bushing* tiene 66.5°C y la figura 23 b muestra 65.7°C. En el *bushing* de la fase T no se detectó anomalías, su temperatura fue de 50.5°C.

Figura 23. Imágenes térmicas del banco 3 de a) *bushing* de 69 kV de la fase R, b) *bushing* de 69 kV de la fase S.



Las imágenes de la figura 24 se grabaron a 1.5 m y se utilizó la emisividad del cobre altamente oxidado (0.78), debido a que el cable y los conectores son de cobre y están muy oxidados. En la figura 24 a, se muestra que la temperatura máxima del conector es de 97.5°C, la figura 24 b muestra que la temperatura máxima del neutro es de 86.4°C y en la figura 24 c la temperatura máxima del conector de la barra es de 89.3°C.

Figura 24. Imágenes térmicas del banco 3, en el lado de 69 kV, de a) conector del neutro de la fase R, b) neutro de la fase S, c) barra de conexión del neutro de la fase T.



5.3.1.3 Evaluación cuantitativa de imágenes térmicas

Las imágenes térmicas se evaluaron cuantitativamente utilizando el criterio de severidad de fallas del NETA, mostrado en la tabla II del capítulo 4 (pag. 76), y los resultados se presentan en la siguiente tabla. En las primeras tres columnas de la izquierda se muestra el número de figura de la imagen térmica a evaluar, una breve descripción de ésta y la temperatura máxima de la anomalía.

En las dos siguientes columnas se muestra la diferencia entre la temperatura máxima y la temperatura ambiente y la diferencia entre la temperatura máxima y la temperatura de algún componente que transporte una corriente eléctrica similar. Los resultados de estas columnas se comparan con los rangos de la tabla II para determinar la clasificación de la anomalía y la acción correspondiente a ejecutar. Finalmente, se presentan las sugerencias para solucionar las fallas detectadas. La información anterior se muestra en la tabla V y constituye una orden de trabajo que se entrega al personal de mantenimiento para que realicen las reparaciones.

Tabla V. Descripción, análisis y sugerencias de fallas localizadas en Guate Sur, en la inspección de marzo.

Fig.	Descripción de falla	T _{max} (°C)	ΔT _{amb} (°C)	ΔT _{sim} (°C)	Acción a ejecutar	Sugerencias
22	Calentamiento en conector de cable bajante al apartarrayos	78.4	51.9	ND	Reparar de inmediato	Reemplazar el conector si es necesario. Limpiar conector y cables, luego aplicarles pasta anticorrosiva. Apretar conector con torquímetro.
23a	Calentamiento en <i>bushing</i> de la fase R	66.5	41	16	Reparar de inmediato	Limpiar conector, cable y <i>bushing</i> , luego aplicarles pasta anticorrosiva. Apretar conector con torquímetro.
23b	Calentamiento en <i>bushing</i> de la fase S	65.7	40.2	15.2	Reparar de inmediato	Limpiar conector, cable y <i>bushing</i> , luego aplicarles pasta anticorrosiva. Apretar conector con torquímetro.
24a	Calentamiento en conector del neutro de la fase R	97.5	71	ND	Reparar de inmediato	Reemplazar el conector si es necesario. Limpiar conector y cables, luego aplicarles pasta anticorrosiva. Apretar conector con torquímetro.
24b	Calentamiento en neutro de la fase S	86.4	59.9	ND	Reparar de inmediato	Reemplazar el conector si es necesario. Limpiar conector y cables, luego aplicarles pasta anticorrosiva. Apretar conector con torquímetro.
24c	Calentamiento en barra de conexión del neutro de la fase R	89.3	62.8	ND	Reparar de inmediato	Reemplazar conector del neutro si es necesario. Limpiar conector, cables y barra, luego aplicarles pasta anticorrosiva. Apretar conector con torquímetro.

En algunas casillas de la columna ΔT_{sim} aparecen las letras ND, No Disponible, las cuales quieren decir que no se tiene la temperatura de un componente que transporte una corriente similar. Se observa en la tabla V que todas las anomalías detectadas en estas inspecciones requieren reparación inmediata, es decir, en el momento de finalizar la evaluación de imágenes se inicia la solicitud para desenergizar el campo, banco de transformación o circuito eléctrico que presenta la anomalía y repararla, si es posible ese mismo día, cuando exista poca demanda de energía eléctrica, tal como ocurre en el horario nocturno.

En los casos en donde la temperatura de la anomalía es elevada, se sugiere reemplazar los conectores si fuera necesario, esto depende del deterioro que presente el conector debido a la corrosión, contaminación y al calentamiento. Cuando el conector y el cable se encuentran en buen estado, solamente se limpia el área de contacto que tendrán entre sí, utilizando un cepillo de alambre. Los fabricantes de conectores también proveen cepillos de alambre, especiales para su limpieza.

Después de limpiar el conector, cable o cualquier punto de conexión de los equipos, se aplica una capa de pasta anticorrosiva la cual cumple principalmente las funciones de evitar la oxidación y mejorar la conductividad. La oxidación ocurre por varios motivos, uno de ellos es el efecto galvánico que se origina al juntar dos metales distintos, por ejemplo cuando se une un cable de cobre con un conector de aluminio. Otro motivo de oxidación es la corrosión atmosférica que se origina por la contaminación ambiental y afecta a los materiales expuestos a la intemperie.

Otra función de la pasta anticorrosiva es mejorar la conducción eléctrica entre el cable y el conector, ya que siempre queda una gran cantidad de espacios de aire entre estos, en los cuales se originan pequeños arcos eléctricos que deterioran la superficie de contacto de los cables, conectores y puntos de conexión en general, y además provocan calentamientos. La pasta anticorrosiva llena la mayoría de los espacios de aire y provee un camino para el flujo de corriente eléctrica. Existe una gran variedad de pastas anticorrosivas, entre las más utilizadas están las de tipo penetrox, las cuales se fabrican para conectar cobre con cobre o aluminio con aluminio.

Finalmente, todos los tornillos o pernos de los conectores y puntos de conexión en general se aprietan dando el torque recomendado por el fabricante de los mismos, para lo cual se utiliza el torquímetro. Esto es una parte fundamental de la reparación, ya que si se utiliza cualquier otra herramienta de apriete, no se consigue la misma fijación en todos los puntos del área de contacto entre conectores y cables, esto provoca que fluya una corriente mayor en los puntos más apretados y allí se elevará la temperatura.

La forma correcta de instalar un conector es apretar los tornillos siguiendo un orden en diagonal, para lograr un contacto uniforme, tal como se realiza al apretar las tuercas que sujetan a los neumáticos de los automóviles. A cada tornillo se le aplica una parte del torque que especifica el fabricante del conector, después se aprieta otra vez cada tornillo pero ahora se aplica la totalidad de dicho torque.

5.3.2 Inspecciones realizadas en abril

En las inspecciones en equipos y casetas, correspondientes al mes de abril, no se detectó ninguna anomalía térmica en Guate Sur. Por tal motivo, se omiten los listados de equipos y casetas.

5.3.3 Inspecciones realizadas en mayo

5.3.3.1 Listado de equipos

La tabla VI muestra el listado de equipos. La tabla VI a, indica que un seccionador de barra 2 del campo EEGSA 1, presenta una anomalía térmica de 42.1°C. Las tablas VI b y VI c, muestran que en los campos de 138 y 230 kV no se detectó anomalías. La tabla VI d, muestra que un seccionador de barra 1 del banco 1 tiene 65.9°C, además un *bushing* del banco 3 tiene 52.9°C.

Tabla VI. Listado de equipos de Guate Sur, inspeccionados en mayo, en a) campos de 69 kV, b) campos de 138 kV, c) campos de 230 kV, d) bancos de transformación.

a)

CAMPO ⇨		Antigua	Chimaltenango	EEGSA 1	EEGSA 2	EEGSA 3	Guadalupe 1	Guadalupe 2	Esclavos	A-cople
EQUIPO ↓										
1	Apartarrayos	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	NA
2	Seccionador pta. a tierra	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	NA
3	Seccionador de línea	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	NA
4	Trafos combinados	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
5	Interruptor	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
6	Seccionador de barra 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
7	Seccionador de barra 2	✓	✓	42.1°C Fase T	✓	✓	✓	✓	✓	✓

b)

CAMPO ⇨		Jurún Marinalá	Palín 2
EQUIPO ↓			
1	Apartarrayos	✓	✓
2	Seccionador pta. a tierra	✓	✓
3	Seccionador de línea	✓	✓
4	Trafos combinados	✓	✓
5	Interruptor	✓	✓
6	Seccionador de barra	✓	✓

c)

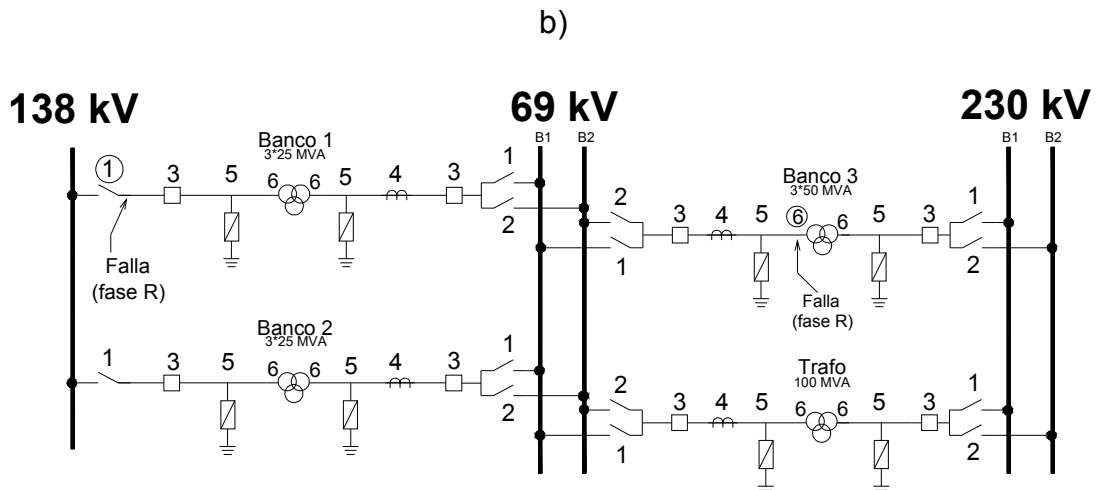
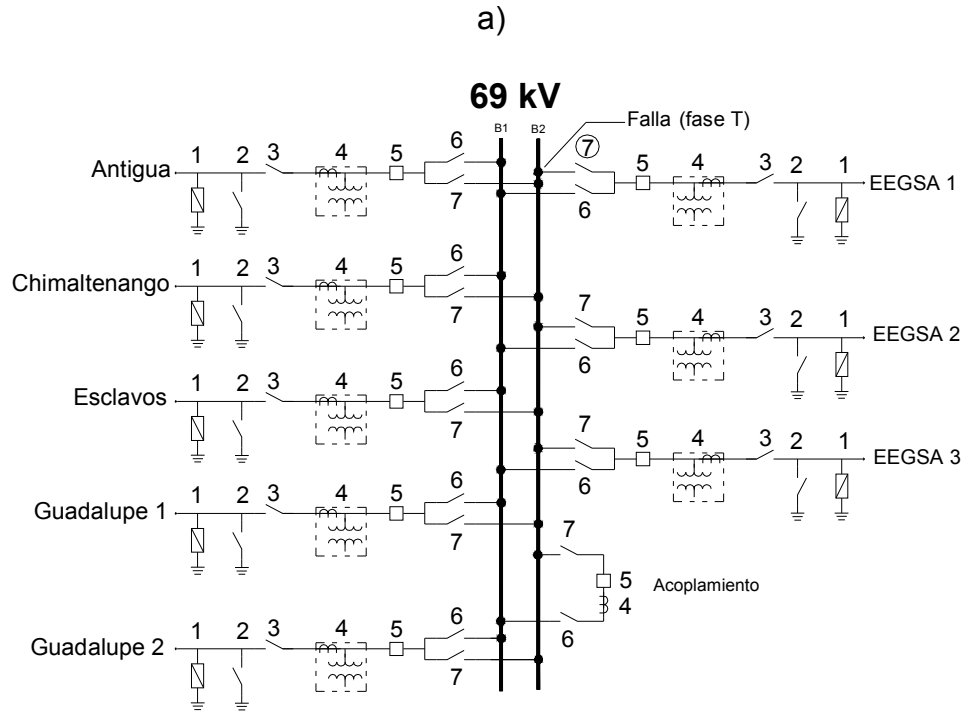
CAMPO ⇨		Escuintla 1	Escuintla 2	Guate Norte	Guate Este	Acople
EQUIPO ↓						
1	Apartarrayos	✓	✓	✓	✓	NA
2	PT	✓	✓	✓	✓	NA
3	Seccionador pta. a tierra	✓	✓	✓	✓	NA
4	Seccionador de línea	✓	✓	✓	✓	NA
5	CT	✓	✓	✓	✓	✓
6	Interruptor	✓	✓	✓	✓	✓
7	Seccionador de barra 1	✓	✓	✓	✓	✓
8	Seccionador de barra 2	✓	✓	✓	✓	✓

d)

TRAFO ⇨		Banco 1 69 kV	Banco 1 138 kV	Banco 2 69 kV	Banco 2 138 kV	Banco 3 69 kV	Banco 3 230 kV	Trafo 69 kV	Trafo 230 kV
EQUIPO ↓									
1	Seccionador de barra 1	✓	65.9 °C Fase R	✓	✓	✓	✓	✓	✓
2	Seccionador de barra 2	✓	NA	✓	NA	✓	✓	✓	✓
3	Interruptor	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
4	CT	✓	NA	✓	NA	✓	NA	✓	NA
5	Apartarrayos	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
6	<i>Bushing</i>	✓	✓	✓	✓	52.9 °C Fase R	✓	✓	✓
7	Neutro	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

En la figura 25 se muestran los diagramas unifilares de los campos de 69 kV y de los bancos de transformación en donde se detectaron las anomalías térmicas.

Figura 25. Diagramas unifilares con la ubicación de fallas localizadas en Guate Sur, en la inspección de mayo, en a) campos de 69 kV, b) bancos de transformación.



La tabla VII muestra el listado de casetas inspeccionadas, se observa que se detectó anomalías térmicas en la caseta del banco 3 (68.6°C), y en la sala de rectificadores (85.2°C).

Tabla VII. Listado de casetas de tableros de Guate Sur, inspeccionadas en mayo.

Caseta	Tableros	Descripción de fallas
Banco 3 y Transformador	Tablero del banco 3	Calentamiento en las fases del contactor de ventiladores del banco 3, (68.6 °C)
Escuintla 1 y 2	✓	Ninguna
Guate Norte y Guate Este	✓	Ninguna
Rectificadores	Tablero de distribución, tipo especial	Calentamiento del interruptor termomagnético de ventiladores del transformador, (85.2 °C)

5.3.3.2 Imágenes térmicas

Para las imágenes térmicas de las figuras 26 y 27, se midió una temperatura ambiente de 26°C y una humedad relativa de 52%, además se utilizó una emisividad de 0.85. La imagen de la figura 26 se grabó a 6 m de distancia, y muestra que la temperatura máxima del conector de la fase T es de 42.1°C, mientras que en la fase S es de 28.1°C. La imagen de la figura 27 a, se grabó a 6 m de distancia, e indica que la temperatura máxima del conector del seccionador de la fase R es de 65.9°C, y en la fase S es de 37°C. La parte mostrada de los seccionadores está frente al interruptor. La imagen de la figura 27 b, se grabó a 5 m de distancia, la temperatura máxima del conector del *bushing* de la fase R es de 52.9°C, mientras que en otra fase es de 48°C.

Figura 26. Imagen térmica de conectores a cables bajantes, fases T y S, del seccionador de barra 2 de 69 kV, de campo EEGSA 1.

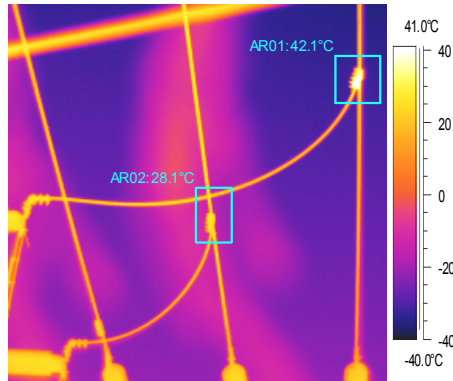
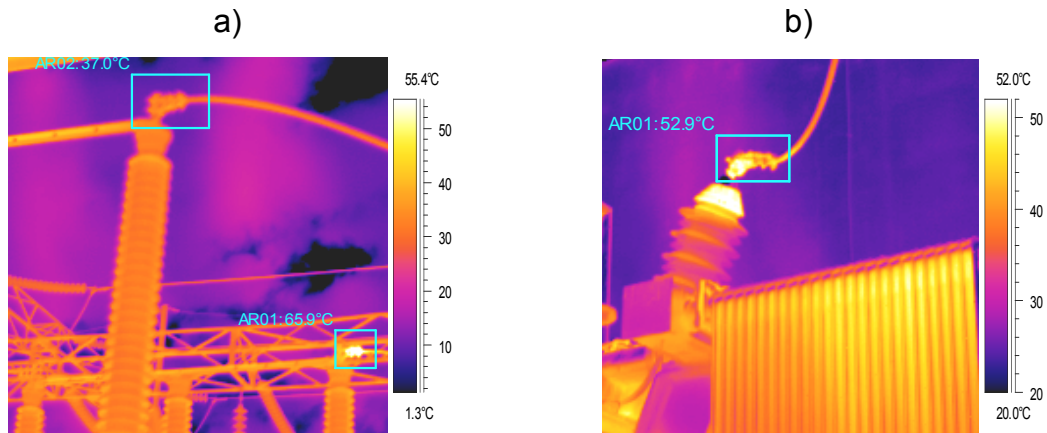


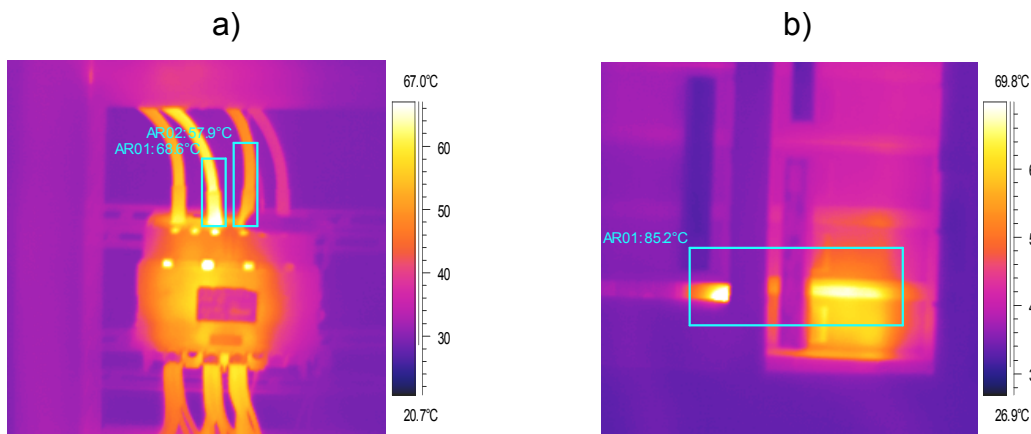
Figura 27. Imágenes térmicas de los bancos de transformación de a) seccionadores de barra de las fases R y S de 138 kV del banco 1, b) bushing de 69 kV de la fase R, del banco 3.



Las imágenes de la figura 28, muestran las anomalías detectadas en los tableros, y fueron grabadas a 1 m de distancia. Dentro de las casetas de tableros la temperatura ambiente fue de 25.5°C y la humedad relativa fue de 53%. La figura 28 a, utiliza la emisividad del polipropileno (0.97), ya que de este material es el forro aislante de los cables del contactor.

Se observa que en la fase central la temperatura máxima es 68.6°C y en la fase contigua es de 57.9°C. La figura 28 a, muestra que la temperatura en la superficie del interruptor termomagnético es de 85.2°C, debido al calentamiento en su interior, en donde la temperatura es mayor. Para esta imagen se utilizó la emisividad del plástico negro (0.95).

**Figura 28. Imágenes térmicas de a) contactor de ventiladores del banco 3
b) interruptor termomagnético de ventiladores del transformador.**



5.3.3.3 Evaluación cuantitativa de imágenes térmicas

En la tabla VIII se presenta la evaluación cuantitativa de las imágenes obtenidas en las inspecciones del mes de mayo. Las fallas que requieren reparación en la próxima desconexión disponible, se solucionan cuando el respectivo circuito se deja sin tensión eléctrica debido a una parada programada de mantenimiento.

Tabla VIII. Descripción, análisis y sugerencias de fallas localizadas en Guate Sur, en la inspección de mayo.

Fig.	Descripción de falla	T _{max} (°C)	ΔT _{amb} (°C)	ΔT _{sim} (°C)	Acción a ejecutar	Sugerencias
26	Calentamiento en conector de cable al seccionador	42.1	17.1	14	Reparar en la próxima desconexión disponible	Limpiar conector y cables, luego aplicarles pasta anticorrosiva. Apretar conector con torquímetro.
27a	Calentamiento seccionador de barra, fase R.	65.9	40.9	28.9	Reparar de inmediato	Limpiar conector, cable y seccionador, luego aplicarles pasta anticorrosiva. Apretar conector con torquímetro.
27b	Calentamiento en <i>bushing</i> de la fase R	52.9	27.9	4.9	Reparar en la próxima desconexión disponible	Limpiar conector, cable y <i>bushing</i> , luego aplicarles pasta anticorrosiva. Apretar conector con torquímetro.
28a	Calentamiento en fases de contactor	68.6	43.6	10.7	Reparar en la próxima desconexión disponible	Limpiar cables y bornes del contactor, luego aplicarles pasta anticorrosiva. Apretar contactor con torquímetro. Revisar si el calibre del cable es adecuado para la corriente de carga.
28b	Calentamiento en interruptor termomagnético.	85.2	60.2	ND	Reparar de inmediato	Desmontar interruptor y si la barra del tablero está dañada, mover al interruptor a otra posición. Limpiar cables y bornes del interruptor, luego aplicarles pasta anticorrosiva. Apretar bornes del interruptor. Revisar si el calibre del cable es adecuado para la corriente de carga.

5.4 Análisis en subestación Guate Norte

5.4.1 Inspecciones realizadas en marzo

5.4.1.1 Listado de equipos

La tabla IX muestra los listados de equipos de Guate Norte utilizados en las inspecciones. Las tablas IX a y IX b, indican que no se detectó anomalías térmicas en los campos de 69 y 230 kV.

La tabla IX c, muestra que el banco 3 tiene dos anomalías térmicas, una en la fase R de un *bushing* (95.6°C), y la otra en el neutro (134.7°C).

Tabla IX. Listado de equipos de Guate Norte, inspeccionados en marzo, en a) campos de 69 kV, b) campos de 230 kV, c) bancos de transformación.

a)

CAMPO ⇨		Sanarate	Guatemala 2	Guatemala 3	Guatemala 6	Guadalupe 1	Guadalupe 2	Acople
EQUIPO ⇩								
1	Apartarrayos	✓	✓	✓	✓	✓	✓	NA
2	Seccionador pta. a tierra	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
3	Seccionador de línea	✓	✓	✓	✓	✓	✓	NA
4	PT	✓	✓	✓	✓	✓	✓	NA
5	CT	✓	✓	✓	✓	✓	✓	NA
6	Interruptor	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
7	Seccionador de barra 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
8	Seccionador de barra 2	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

b)

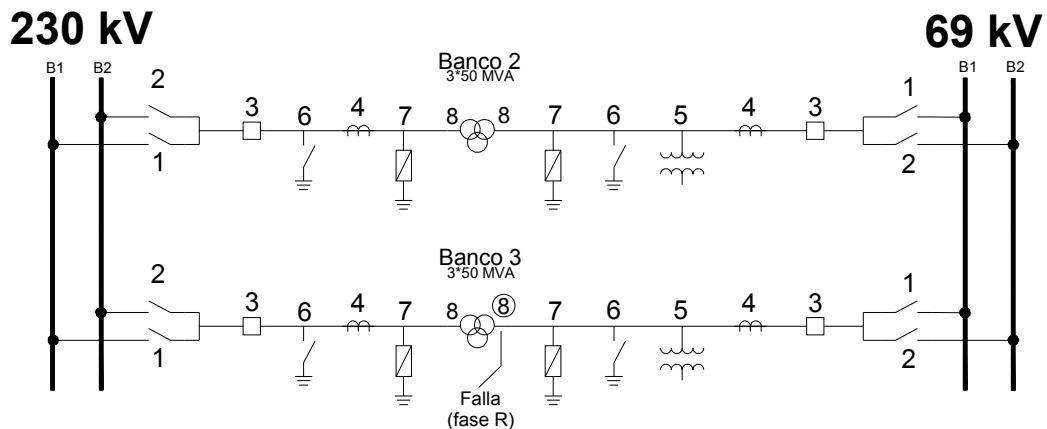
CAMPO ⇨		Guate Sur	Guate Este	Tactic 1	Tactic 2	Acople
EQUIPO ⇩						
1	Apartarrayos	✓	✓	✓	✓	NA
2	Seccionador pta. a tierra	✓	✓	✓	✓	NA
3	Seccionador de línea	✓	✓	✓	✓	NA
4	PT	✓	✓	✓	✓	NA
5	CT	✓	✓	✓	✓	✓
6	Interruptor	✓	✓	✓	✓	✓
7	Seccionador de barra 1	✓	✓	✓	✓	✓
8	Seccionador de barra 2	✓	✓	✓	✓	✓

c)

TRAFO ⇨		Banco 2	Banco 2	Banco 3	Banco 3
EQUIPO ↓		69 kV	230 kV	69 kV	230 kV
1	Seccionador de barra 1	✓	✓	✓	✓
2	Seccionador de barra 2	✓	✓	✓	✓
3	Interruptor	✓	✓	✓	✓
4	CT	✓	✓	✓	✓
5	PT	✓	NA	✓	NA
6	Seccionador pta. a tierra	✓	✓	✓	✓
7	Apartarrayos	✓	✓	✓	✓
8	<i>Bushing</i>	✓	✓	95.6 °C Fase R	✓
9	Neutro	✓	✓	134.7 °C Fase R	✓

La figura 29 muestra el diagrama unifilar de los bancos de transformación en donde se detectó las anomalías.

Figura 29. Diagrama unifilar con la ubicación de fallas localizadas en los bancos de transformación de Guate Norte, en la inspección de marzo.



En la tabla X se muestra el listado de casetas utilizado en las inspecciones, se observa que el panel del banco 2 presenta una anomalía con de 36°C y que el tablero de la línea Guate 6 presenta una anomalía con temperatura máxima de 37.2°C.

Tabla X. Listado de casetas de tableros de Guate Norte, inspeccionadas en marzo.

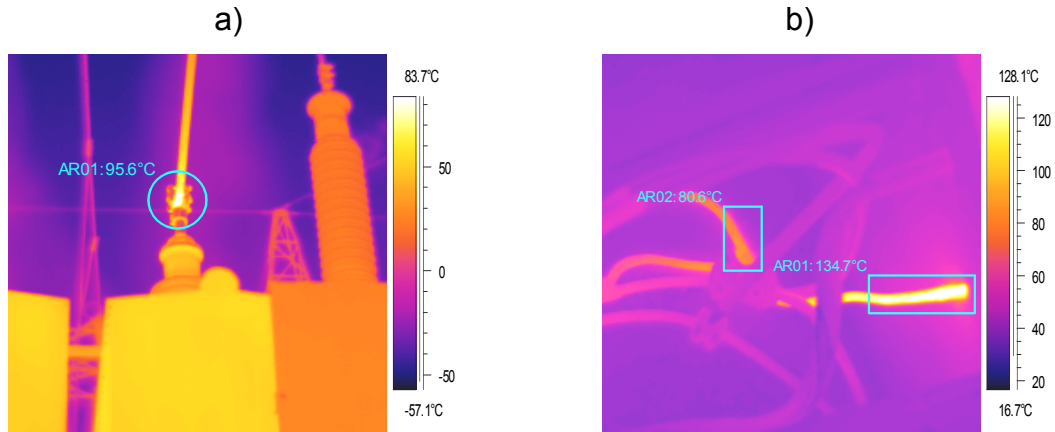
Caseta	Tableros	Descripción de fallas
Banco 2	Panel del banco 2	Calentamiento en cables del 1 al 15 en la bornera de corriente, (36 °C)
Banco 3	✓	Ninguna
Guadalupe 1	✓	Ninguna
Guate 2, 3, 6 y Guadalupe 2	Tablero de línea Guate 6	Calentamiento en puente a18 – a20 del relé R2020, (37.2 °C)
Guate Sur y Guate Este	✓	Ninguna
Tactic 1 y 2	✓	Ninguna

5.4.1.2 Imágenes térmicas

La imagen térmica de la figura 30 a, fue grabada a 5 m de distancia, con una temperatura ambiente de 22°C, humedad relativa de 50% y emisividad de 0.85. Corresponde al *bushing* del transformador Areva (fase R), del banco 3. Se observa que el conector tiene una temperatura máxima de 95.6°C, mientras que las otras fases tenían cerca de 48°C.

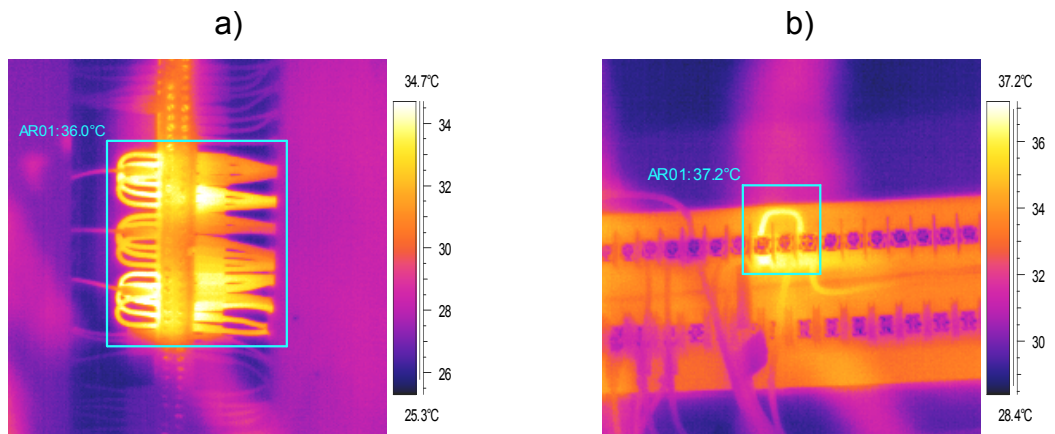
La imagen de la figura 30 b, fue grabada a 2 m de distancia, con temperatura ambiente de 26.5°C, humedad relativa de 0.43 y con la emisividad del cobre altamente oxidado (0.78). Se observa que un cable del neutro tiene una temperatura máxima de 134.7°C.

Figura 30. Imágenes térmicas del banco 3 en el lado de 69 kV, de a) *bushing* de la fase R, b) neutro de la fase R.



Las imágenes de la figura 31 se grabaron a 1 m de distancia, con la emisividad del polipropileno (0.97), por el forro de los cables. En la figura 31 a, se midió una temperatura ambiente de 23.2°C y una humedad relativa de 46%. Se observa que los cables presentan una temperatura máxima de 36°C. En la figura 31 b, se midió una temperatura ambiente de 26.5°C y humedad relativa de 44%. El puente del cable presenta una temperatura máxima de 37.2°C.

Figura 31. Imágenes térmicas de a) bornera de corriente del panel banco 2, b) puente del relé R2020 del tablero de la línea Guate 6.



5.4.1.3 Evaluación cuantitativa de imágenes térmicas

En la tabla XI se presenta la evaluación cuantitativa de las imágenes obtenidas en las inspecciones del mes de marzo. Se observa que el caso más crítico lo presenta la figura 30 b, con 134.7°C de temperatura. El personal de mantenimiento que reparó la falla, determinó que se debía a lo siguiente: cuando la fase R del banco 3 quedó fuera de servicio, se reemplazó con el transformador Areva, pero su neutro fue conectado al punto más cercano disponible y este tenía contacto con otras redes, por lo que habían corrientes no deseadas que circulaban por dicho neutro y lo calentaban. Para solucionarlo conectaron el cable del neutro desde el transformador Areva, hasta el punto neutro de las fases S y T del banco 3, como debió estar desde el principio.

Tabla XI. Descripción, análisis y sugerencias de fallas localizadas en Guate Norte, en la inspección de marzo.

Fig.	Descripción de falla	T _{max} (°C)	ΔT _{amb} (°C)	ΔT _{sim} (°C)	Acción a ejecutar	Sugerencias
30a	Calentamiento en <i>bushing</i> de la fase R	95.6	73.6	47.6	Reparar de inmediato	Reemplazar el conector si es necesario. Limpiar conector, cable y <i>bushing</i> , luego aplicarles pasta anticorrosiva. Apretar conector con torquímetro.
30b	Calentamiento en neutro de la fase R	134.7	108.2	ND	Reparar de inmediato	Reemplazar conectores del neutro y el cable del neutro, con un calibre adecuado a la corriente que transporta. Limpiar conectores y el cable, luego aplicarles pasta anticorrosiva. Apretar conector con torquímetro.
31a	Calentamiento en cables de bornera	36	12.8	ND	Reparar en la próxima desconexión disponible	Limpiar bornes y cables. Apretar los bornes.
31b	Calentamiento en puente de relé	37.2	10.7	ND	Reparar en la próxima desconexión disponible	Reemplazar el puente con un calibre de cable adecuado a la corriente que transportan. Limpiar bornes del relé. Apretar bornes.

5.4.2 Inspecciones realizadas en abril

5.4.2.1 Listado de equipos

La tabla XII a, muestra que no se detectó anomalías en los campos de 69 kV. La tabla XII b, muestra una anomalía de 49.5°C en el apartarrayos de 230 kV del campo Tactic 1.

Tabla XII. Listado de equipos de Guate Norte, inspección en abril, en a) campos 69 kV, b) campos 230 kV, c) bancos de transformación.

a)

CAMPO ⇒		Sanarate	Guatemala 2	Guatemala 3	Guatemala 6	Guadalupe 1	Guadalupe 2	Acople
EQUIPO ↓								
1	Apartarrayos	✓	✓	✓	✓	✓	✓	NA
2	Seccionador pta. a tierra	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
3	Seccionador de línea	✓	✓	✓	✓	✓	✓	NA
4	PT	✓	✓	✓	✓	✓	✓	NA
5	CT	✓	✓	✓	✓	✓	✓	NA
6	Interruptor	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
7	Seccionador de barra 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
8	Seccionador de barra 2	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

b)

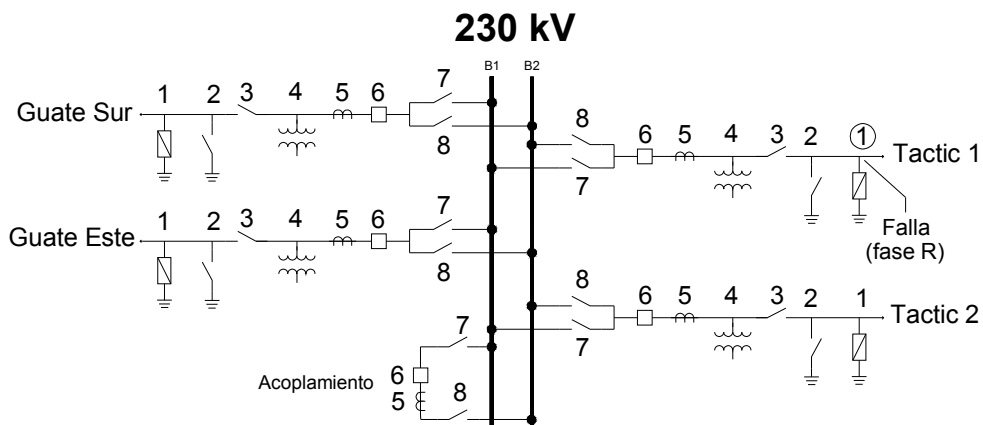
CAMPO ⇒		Guate Sur	Guate Este	Tactic 1	Tactic 2	Acople
EQUIPO ↓						
1	Apartarrayos	✓	✓	49.5°C Fase R	✓	NA
2	Seccionador pta. a tierra	✓	✓	✓	✓	NA
3	Seccionador de línea	✓	✓	✓	✓	NA
4	PT	✓	✓	✓	✓	NA
5	CT	✓	✓	✓	✓	✓
6	Interruptor	✓	✓	✓	✓	✓
7	Seccionador de barra 1	✓	✓	✓	✓	✓
8	Seccionador de barra 2	✓	✓	✓	✓	✓

c)

TRAFO ⇒		Banco 2	Banco 2	Banco 3	Banco 3
EQUIPO ↓		69 kV	230 kV	69 kV	230 kV
1	Seccionador de barra 1	✓	✓	✓	✓
2	Seccionador de barra 2	✓	✓	✓	✓
3	Interruptor	✓	✓	✓	✓
4	CT	✓	✓	✓	✓
5	PT	✓	NA	✓	NA
6	Seccionador pta. a tierra	✓	✓	✓	✓
7	Apartarrayos	✓	✓	✓	✓
8	<i>Bushing</i>	✓	✓	✓	✓
9	Neutro	✓	✓	✓	✓

La tabla XII c, muestra que no se detectó anomalías en los bancos de transformación. En la figura 32 se presenta el diagrama unifilar para la localización de la anomalía detectada en los campos de 230 kV.

Figura 32. Diagrama unifilar con la ubicación de fallas localizadas en los campos de 230 kV de Guate Norte, en la inspección de abril.



La tabla XIII muestra que no se detectó ninguna anomalía térmica en las casetas de tableros de la subestación Guate Norte.

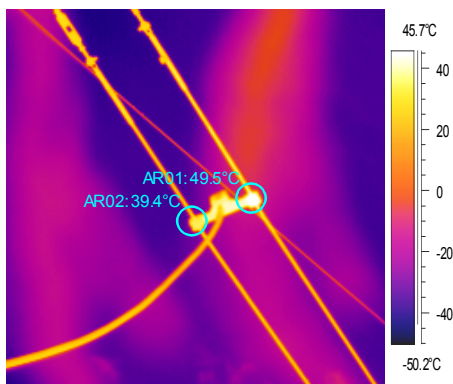
Tabla XIII. Listado de casetas de tableros de Guate Norte, inspeccionadas en abril.

Caseta	Tableros	Descripción de fallas
Banco 2	✓	Ninguna
Banco 3	✓	Ninguna
Guadalupe 1	✓	Ninguna
Guate 2, 3, 6 y Guadalupe 2	✓	Ninguna
Guate Sur y Guate Este	✓	Ninguna
Tactic 1 y 2	✓	Ninguna

5.4.2.2 Imagen térmica

La imagen térmica de la figura 33 se grabó a 6 m de distancia, con una temperatura ambiente de 29°C, humedad relativa de 40% y emisividad de 0.85. Se observa que en un extremo del conector la temperatura máxima es de 49.5°C mientras que en el otro extremo, por donde fluye una corriente aproximadamente similar, la temperatura máxima es de 39.4°C.

Figura 33. Imagen térmica del conector del cable bajante al apartarrayos de la fase R, en el campo Tactic 1.



5.4.2.3 Evaluación cuantitativa de imagen térmica

En la tabla XIV se presenta la evaluación de la imagen obtenida, la cual indica que la anomalía no es tan severa y su reparación no es urgente.

Tabla XIV. Descripción, análisis y sugerencias de fallas localizadas en Guate Norte, en la inspección de abril.

Fig.	Descripción de falla	T _{max} (°C)	ΔT _{amb} (°C)	ΔT _{sim} (°C)	Acción a ejecutar	Sugerencias
33	Calentamiento en conector de cable al apartarrayos	49.5	20.5	10.1	Reparar en la próxima desconexión disponible	Limpiar conector y cables, luego aplicarles pasta anticorrosiva. Apretar conector con torquímetro.

5.4.3 Inspecciones realizadas en mayo

5.4.3.1 Listado de equipos

Tabla XV. Listado de equipos de Guate Norte, inspección en mayo, en a) campos 69 kV, b) campos 230 kV, c) bancos de transformación.

a)

CAMPO ⇨		Sanarate	Guatemala 2	Guatemala 3	Guatemala 6	Guadalupe 1	Guadalupe 2	Acople
EQUIPO ↓								
1	Apartarrayos	✓	✓	✓	✓	✓	✓	NA
2	Seccionador pta. a tierra	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
3	Seccionador de línea	✓	✓	✓	✓	✓	✓	NA
4	PT	✓	✓	✓	✓	✓	✓	NA
5	CT	✓	✓	✓	✓	✓	✓	NA
6	Interruptor	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
7	Seccionador de barra 1	✓	✓	✓	86.8°C Fase T	✓	✓	✓
8	Seccionador de barra 2	✓	✓	✓	86.8°C Fase T	✓	✓	✓

b)

CAMPO ⇒		Guate Sur	Guate Este	Tactic 1	Tactic 2	Acople
EQUIPO ↓						
1	Apartarrayos	✓	✓	55°C Fase R	✓	NA
2	Seccionador pta. a tierra	✓	✓	✓	✓	NA
3	Seccionador de línea	✓	✓	✓	✓	NA
4	PT	✓	✓	✓	✓	NA
5	CT	✓	✓	✓	✓	✓
6	Interruptor	✓	✓	✓	✓	✓
7	Seccionador de barra 1	✓	✓	✓	✓	✓
8	Seccionador de barra 2	✓	✓	✓	✓	✓

c)

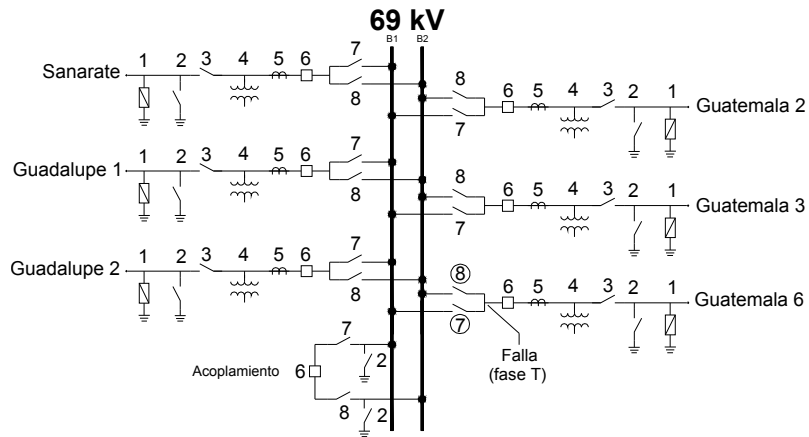
TRAFO ⇒		Banco 2 69 kV	Banco 2 230 kV	Banco 3 69 kV	Banco 3 230 kV
EQUIPO ↓					
1	Seccionador de barra 1	✓	✓	47.3°C Fase S	✓
2	Seccionador de barra 2	✓	✓	47.3°C Fase S	✓
3	Interruptor	✓	✓	✓	✓
4	CT	✓	✓	✓	✓
5	PT	✓	NA	✓	NA
5	Seccionador pta. a tierra	✓	✓	✓	✓
6	Apartarrayos	✓	✓	✓	✓
7	<i>Bushing</i>	✓	✓	✓	✓
8	Neutro	✓	✓	✓	✓

La tabla XV a, indica que hay anomalías térmicas en los seccionadores de barra 1 y 2 del campo Guatemala 6, específicamente la anomalía se encuentra en el conector existente entre ambos seccionadores y por eso aparecen afectados por la misma falla. La tabla XV b, muestra una anomalía de 55°C en el apartarrayos de 230 kV del campo Tactic 1. En las inspecciones de abril, esta anomalía presentaba 49.5°C. La tabla XV c, indica una anomalía de 47.3°C en el banco 3, se encuentra en el conector existente entre los seccionadores de barra 1 y 2.

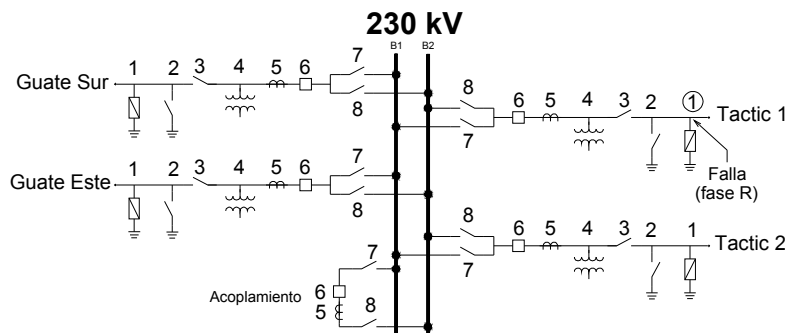
En la figura 34 se muestran los diagramas unifilares que indican la ubicación de las anomalías térmicas mencionadas anteriormente.

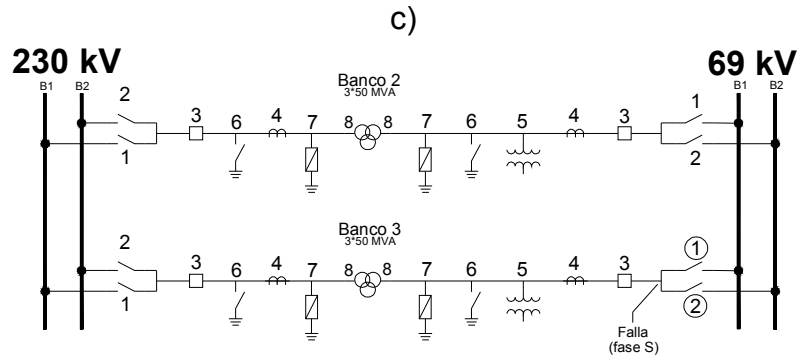
Figura 34. Diagramas unifilares con la ubicación de fallas localizadas en Guate Norte, en a) campos de 69 kV, b) campos de 230 kV, c) bancos de transformación.

a)



b)





La tabla XVI indica que no se detectó ninguna anomalía térmica en las casetas de tableros.

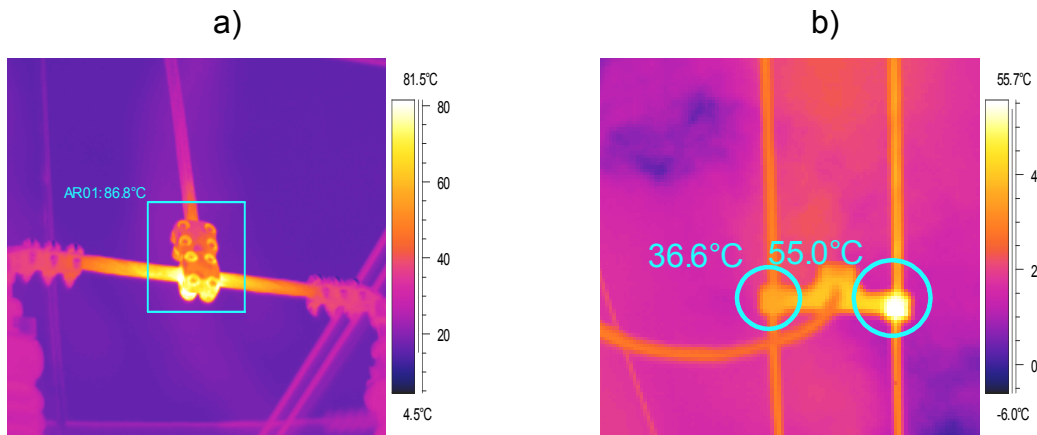
Tabla XVI. Listado de casetas de tableros de Guate Norte, inspeccionadas en mayo.

Caseta	Tableros	Descripción de fallas
Banco 2	✓	Ninguna
Banco 3	✓	Ninguna
Guadalupe 1	✓	Ninguna
Guate 2, 3, 6 y Guadalupe 2	✓	Ninguna
Guate Sur y Guate Este	✓	Ninguna
Tactic 1 y 2	✓	Ninguna

5.4.3.2 Imágenes térmicas

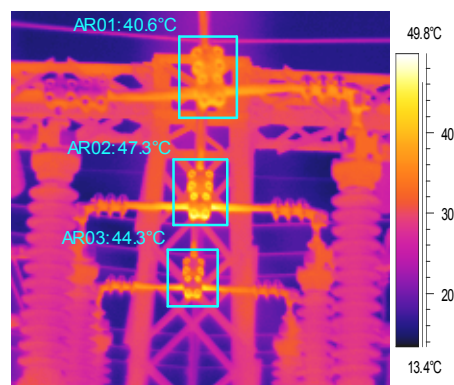
Las imágenes térmicas de las figuras 35 y 36, fueron grabadas con una temperatura ambiente de 26°C, humedad relativa de 60% y emisividad de 0.85. La imagen de la figura 35 a, se grabó a 3 m de distancia y muestra que la temperatura máxima del conector es de 86.8°C, mientras que en otra fase es de 45°C. La imagen 35 b, se grabó a 6 m de distancia, indica que la temperatura máxima en un extremo del conector es de 55°C, mientras que en el otro extremo es de 36.6 °C.

Figura 35. Imágenes térmicas de a) conector del puente entre los seccionadores de barras de 69 kV, en la fase T del campo Guatemala 6, b) conector del cable bajante al apartarrayos de 230 kV, en la fase R del campo Tactic 1.



La figura 36 se grabó a 4 m de distancia, muestra que en el conector de la fase central tiene una temperatura máxima de 47.3°C, y la temperatura menor en otra fase es de 40.6°C.

Figura 36. Imagen térmica de los conectores de los puentes entre seccionadores de barras de 69 kV, del banco 3.



5.4.3.3 Evaluación cuantitativa de imágenes térmicas

La tabla XVII muestra la evaluación de las imágenes anteriores. La anomalía mostrada en la figura 35 b, requiere una reparación tan pronto como sea posible. En estos casos, se programa la reparación para el siguiente fin de semana, o antes si es posible, aunque lo anterior depende de la cantidad de trabajo que tenga el personal de mantenimiento. La reparación se hace cuando el campo tenga una baja demanda de energía eléctrica, como por las noches.

Tabla XVII. Descripción, análisis y sugerencias de fallas localizadas en Guate Norte, en la inspección de mayo.

Fig.	Descripción de falla	T _{max} (°C)	ΔT _{amb} (°C)	ΔT _{sim} (°C)	Acción a ejecutar	Sugerencias
35a	Calentamiento en conector entre seccionadores de campo Guate 6	86.8	60.8	41.8	Reparar de inmediato	Reemplazar el conector si es necesario. Limpiar conector y cables, luego aplicarles pasta anticorrosiva. Apretar conector con torquímetro.
35b	Calentamiento en conector de cable al apartarrayos	55	29	18.4	Reparar tan pronto como sea posible	Limpiar conector y cables, luego aplicarles pasta anticorrosiva. Apretar conector con torquímetro.
36	Calentamiento conector entre seccionadores del banco 3	47.3	23.1	6.7	Reparar en la próxima desconexión disponible	Limpiar conectores y cables de las tres fases, luego aplicarles pasta anticorrosiva. Apretar conectores con torquímetro.

5.5 Análisis en subestación Guate Este

5.5.1 Inspecciones realizadas en marzo

En las inspecciones en equipos y casetas, correspondientes al mes de marzo, no se detectó ninguna anomalía térmica en Guate Este. Por tal motivo, se omiten los listados de equipos y casetas.

5.5.2 Inspecciones realizadas en abril

5.5.2.1 Listado de equipos

En la tabla XVIII a, se observa una anomalía de 44.6°C en el campo Guadalupe 3. Las tablas XVIII b y XVIII c, muestran que no se detectó anomalías en los campos de 230 kV y en el banco de transformación respectivamente.

Tabla XVIII. Listado de equipos de Guate Este, inspeccionados en abril, en a) campos de 69 kV, b) campos de 230 kV, c) bancos de transformación.

a)

CAMPO ⇒		Guadalupe 1	Guadalupe 2	Guadalupe 3
EQUIPO ↓				
1	Apartarrayos	✓	✓	✓
2	Seccionador de línea	✓	✓	44.6°C, fase S
3	Interruptor	✓	✓	✓
4	Seccionador de barra	✓	✓	✓

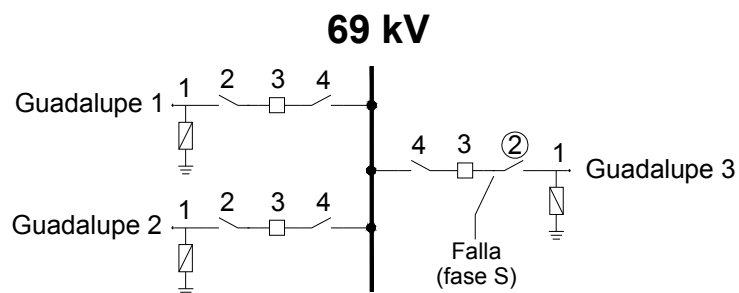
b)

CAMPO ⇨		Guate Norte	Guate Sur	Ahuachapán	Acople
EQUIPO ↓					
1	Apartarrayos	✓	✓	✓	NA
2	PT	✓	✓	✓	NA
3	Seccionador pta. a tierra	✓	✓	✓	NA
4	Seccionador de línea	✓	✓	✓	NA
5	CT	✓	✓	✓	✓
6	Interruptor	✓	✓	✓	✓
7	Seccionador de barra 1	✓	✓	✓	✓
8	Seccionador de barra 2	✓	✓	✓	✓

c)

TRAFO ⇨		Banco Lado de 69 kV	Banco Lado de 230 kV
EQUIPO ↓			
1	Seccionador de barra 1	✓	✓
2	Seccionador de barra 2	NA	✓
3	Interruptor	✓	✓
4	Seccionador de Trafo	NA	✓
5	Seccionador de pta. a tierra	NA	✓
6	PT	NA	✓
7	Apartarrayos	✓	✓
8	<i>Bushing</i>	✓	✓
9	Neutro	✓	✓

Figura 37. Diagrama unifilar con la ubicación de falla localizada en los campos de 69 kV de Guate Este, en la inspección de abril.



La figura 37 presenta el diagrama unifilar de los campos de 69 kV, en donde se muestra la anomalía detectada en el campo Guadalupe 3. La tabla XIX indica que no se detectó anomalías térmicas en las casetas de tableros de Guate Este.

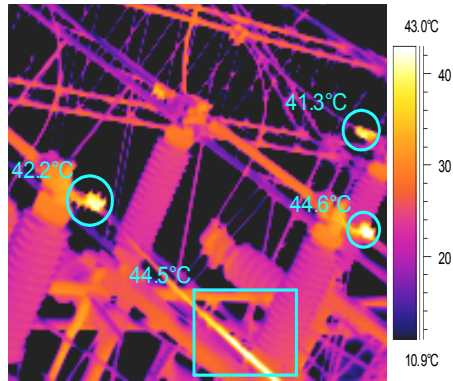
Tabla XIX. Listado de casetas de tableros de Guate Este, inspeccionadas en abril.

Caseta	Tableros	Descripción de fallas
Acople	✓	Ninguna
Ahuachapán	✓	Ninguna
Banco	✓	Ninguna
Guate Norte	✓	Ninguna
Guate Sur	✓	Ninguna

5.5.2.2 Imagen térmica

La imagen de la figura 38 se grabó a 6 m de distancia, con temperatura ambiente de 28°C, humedad relativa de 44% y emisividad de 0.85. Se observa que los conectores de las tres fases del seccionador presentan calentamiento y en la fase central se tiene la temperatura máxima de 44.6°C en el conector inferior, mientras que en el superior se tiene aproximadamente 34°C. También se observa que el cable de la fase R presenta calentamiento.

Figura 38. Imagen térmica del seccionador de línea del campo Guadalupe 3, en la inspección de abril.



5.5.2.3 Evaluación cuantitativa de imagen térmica

En la tabla XXIV se muestra la evaluación de la imagen obtenida en la inspección, se observa que la anomalía no requiere reparación urgente.

Tabla XX. Descripción, análisis y sugerencias de fallas localizadas en Guate Este, en la inspección de abril.

Fig.	Descripción de falla	T_{max} (°C)	ΔT_{amb} (°C)	ΔT_{sim} (°C)	Acción a ejecutar	Sugerencias
38	Calentamiento en seccionador de línea	44.6	16.6	10.6	Reparar en la próxima desconexión disponible	Limpiar conectores y cables de las tres fases del seccionador, luego aplicarles pasta anticorrosiva. Apretar conectores con torquímetro.

5.5.3 Inspecciones realizadas en mayo

5.5.3.1 Listado de equipos

Tabla XXI. Listado de equipos de Guate Este, inspección en mayo, en a) campos 69 kV, b) campos 230 kV, c) banco de transformación.

a)

CAMPO ⇒		Guadalupe 1	Guadalupe 2	Guadalupe 3
EQUIPO ↓				
1	Apartarrayos	✓	✓	✓
2	Seccionador de línea	✓	✓	78.7°C, fase T
3	Interruptor	✓	✓	✓
4	Seccionador de barra	✓	✓	44.8°C, fase T

b)

CAMPO ⇒		Guate Norte	Guate Sur	Ahuachapán	Acople
EQUIPO ↓					
1	Apartarrayos	✓	✓	✓	NA
2	PT	✓	✓	✓	NA
3	Seccionador pta. a tierra	✓	✓	✓	NA
4	Seccionador de línea	✓	✓	✓	NA
5	CT	✓	✓	✓	✓
6	Interruptor	✓	✓	✓	✓
7	Seccionador de barra 1	✓	✓	✓	✓
8	Seccionador de barra 2	✓	✓	✓	✓

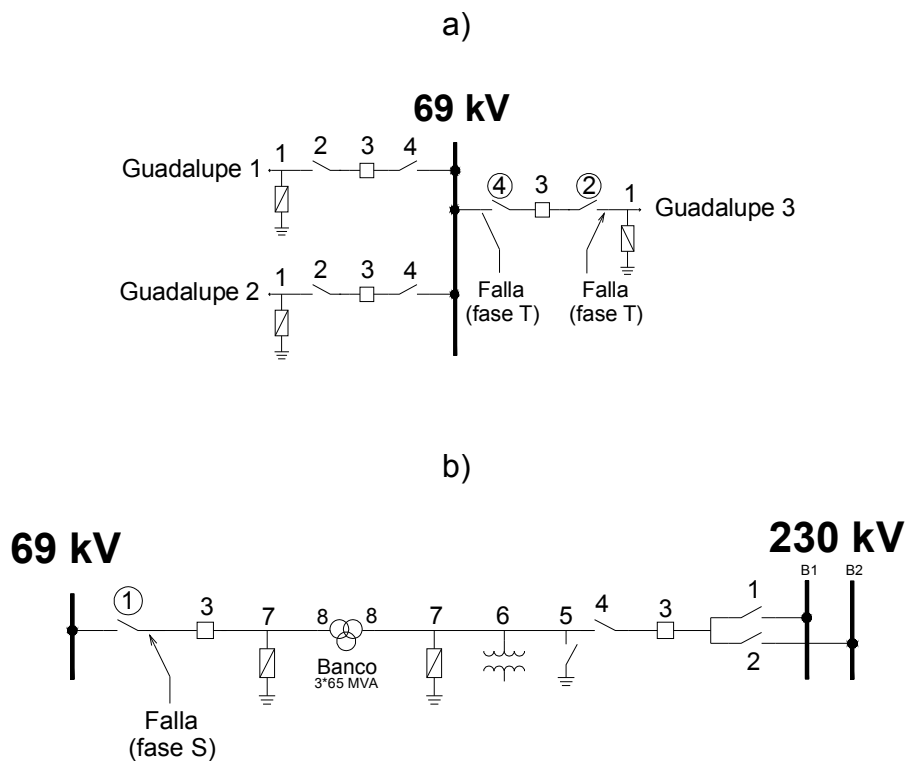
c)

TRAFO ⇒		Banco Lado de 69 kV	Banco Lado de 230 kV
EQUIPO ↓			
1	Seccionador de barra 1	47.7 °C, fase S	✓
2	Seccionador de barra 2	NA	✓
3	Interruptor	✓	✓
4	Seccionador de Trafo	NA	✓
5	Seccionador de pta. a tierra	NA	✓
6	PT	NA	✓
7	Apartarrayos	✓	✓
8	Bushing	✓	✓
9	Neutro	✓	✓

La tabla XXI a, indica que el campo Guadalupe 3 tiene dos anomalías térmicas. La tabla XXI b, muestra que no se detectó anomalías en los campos de 230 kV y la tabla XXI c, muestra una anomalía en el lado de 69 kV del banco de transformación.

La figura 39 presenta los diagramas unifilares que muestran la ubicación de las anteriores anomalías.

Figura 39. Diagramas unifilares con la ubicación de fallas localizadas en Guate Este, en la inspección de mayo, en a) campos de 69 kV, b) banco de transformación.



La tabla XXII indica que no se detectó anomalías en las casetas de tableros, en la inspección de mayo.

Tabla XXII. Listado de casetas de tableros de Guate Este, inspeccionadas en mayo.

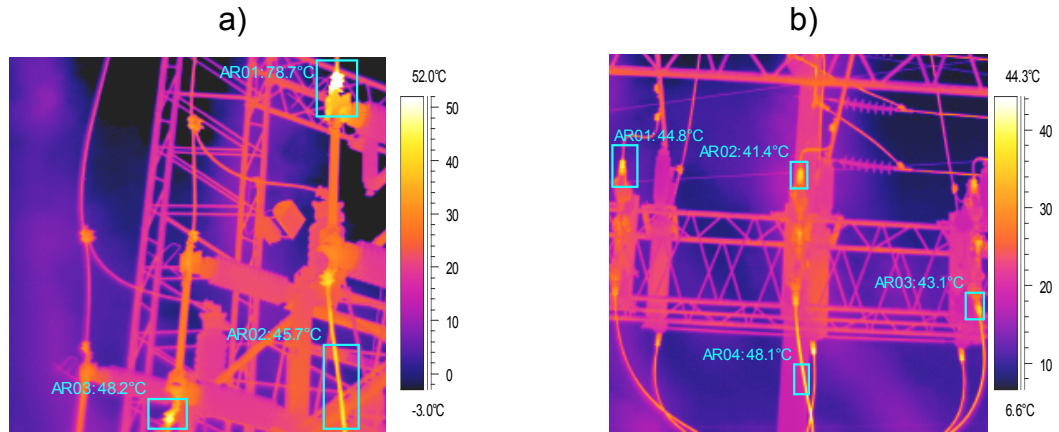
Caseta	Tableros	Descripción de fallas
Acople	✓	Ninguna
Ahuachapán	✓	Ninguna
Banco	✓	Ninguna
Guate Norte	✓	Ninguna
Guate Sur	✓	Ninguna

5.5.3.2 Imágenes térmicas

Las imágenes de la figura 40 fueron grabadas con una emisividad de 0.85, temperatura ambiente de 22°C y humedad relativa de 69%. La figura 40 a, se grabó a 6 m de distancia y muestra que el conector de la fase T presenta una anomalía de 78.7°C, el conector de la fase S presenta 48.2°C, mientras que la fase R no presenta anomalías y su temperatura es de 40°C. Además, los cables que bajan hacia el interruptor presentan calentamiento.

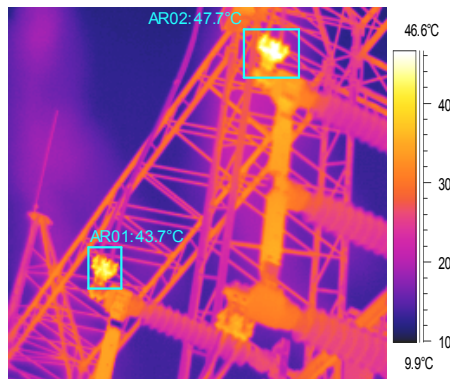
La figura 40 b, se grabó a 6 m de distancia y muestra que los conectores de las tres fases presentan anomalías, la temperatura mayor corresponde a la fase T y es de 44.8°C. También se observa que los conductores que bajan hacia el interruptor presentan calentamiento.

Figura 40. Imágenes térmicas del campo Guadalupe 3, en la inspección de mayo, de a) seccionador de línea, b) seccionador de barra.



La imagen de la figura 41 se grabó a una distancia de 5 m, con una emisividad de 0.85, temperatura ambiente de 22°C y humedad relativa de 69%. Se observa que el conector de la fase S tiene una anomalía de 47.7°C , en la fase T la anomalía es de 43.7°C mientras que la fase R no presenta anomalías y su temperatura es de 32.3°C .

Figura 41. Imagen térmica de las fases T y S del seccionador de barra de 69 kV, del banco de transformación.



5.5.3.3 Evaluación cuantitativa de imágenes térmicas

En la tabla XXIII se presenta la evaluación de las imágenes anteriores, en la cual se observa que las anomalías de la figura 40 a, requieren reparación inmediata. Las anomalías de la figura 40 b, no necesitan reparación inmediata, sin embargo, cuando se realice el mantenimiento al seccionador de línea del campo Guadalupe 3, se aprovecha la oportunidad y se le da mantenimiento también al seccionador de barra.

Tabla XXIII. Descripción, análisis y sugerencias de fallas localizadas en Guate Este, en la inspección de mayo.

Fig.	Descripción de falla	T _{max} (°C)	ΔT _{amb} (°C)	ΔT _{sim} (°C)	Acción a ejecutar	Sugerencias
40a	Calentamiento seccionador de línea del campo Guadalupe 3	78.7	56.7	38.7	Reparar de inmediato	Reemplazar el conector de la fase T si es necesario. Limpiar conectores, cables y seccionadores de las tres fases, luego aplicarles pasta anticorrosiva. Apretar conectores con torquímetro. Reemplazar los cables que van al interruptor, con un calibre adecuado a la corriente de carga.
40b	Calentamiento seccionador de barra del campo Guadalupe 3	44.8	22.8	11.8	Reparar en la próxima desconexión disponible	Limpiar conectores, cables y seccionadores de las tres fases, luego aplicarles pasta anticorrosiva. Apretar conectores con torquímetro. Reemplazar los cables que van al interruptor, con un calibre adecuado a la corriente de carga.
41	Calentamiento seccionador de barra del banco	47.7	25.7	15.4	Reparar tan pronto como sea posible	Limpiar conectores, cables y seccionadores de las tres fases, luego aplicarles pasta anticorrosiva. Apretar conectores con torquímetro.

5.6 Análisis en subestación Escuintla

5.6.1 Inspecciones realizadas en marzo

En las inspecciones en equipos y casetas, correspondientes al mes de marzo, no se detectó ninguna anomalía térmica en las subestaciones Escuintla 1 y 2. Por tal motivo, se omiten los listados de equipos y casetas.

5.6.2 Inspecciones realizadas en abril

5.6.2.1 Listado de equipos

La tabla XXIV a, indica que no se detectó anomalías en los campos de 69 kV de Escuintla 1. La tabla XXIV b, muestra una anomalía de 51.8°C en el campo Chiquimulilla. La tabla XXIV c, muestra una anomalía de 49.4°C en el campo Escuintla 2-1 y otra de 53.4°C en el campo Guate Sur 2.

Tabla XXIV. Listado de equipos de Escuintla 1, inspeccionados en abril, en a) campos 69 kV; b) campos 138 kV; c) campos de 230 kV.

a)

CAMPO ⇨		EI Jocote	Pto. San José	Santa Lucía	Modelo	Gas SYS	A- cople
EQUIPO ↓							
1	Apartarrayos	✓	✓	✓	✓	✓	NA
2	PT	✓	✓	✓	✓	✓	NA
3	CT	✓	✓	✓	✓	✓	✓
4	Seccionador de línea	✓	✓	✓	✓	✓	NA
5	Seccionador pta. a tierra	✓	✓	✓	✓	✓	NA
6	Interruptor	✓	✓	✓	✓	✓	✓
7	Seccionador de línea	✓	✓	✓	✓	✓	NA
8	Seccionador <i>By - Pass</i>	✓	✓	✓	✓	NA	NA
9	Seccionador de barra 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓
10	Seccionador de barra 2	✓	✓	✓	✓	✓	✓

b)

CAMPO ⇨		Marinalá	Chiquimulilla	Gas
EQUIPO ↓				
1	Apartarrayos	✓	✓	NA
2	Seccionador pta. a tierra	✓	✓	NA
3	Seccionador de línea	✓	✓	NA
4	Trafos combinados	✓	✓	✓
5	Interruptor	✓	✓	✓
6	Seccionador de barra	✓	51.8 °C, fase T	✓

c)

CAMPO ⇨		Escuintla 2-1	Escuintla 2-2	Brillantes	Guate Sur 1	Guate Sur 2	Las Palmas	Acople
EQUIPO ↓								
1	Apartarrayos	✓	✓	✓	✓	✓	✓	NA
2	PT	✓	✓	✓	✓	✓	✓	NA
3	Seccionador pta. a tierra	✓	✓	✓	✓	✓	NA	NA
4	Seccionador de línea	49.4°C Fase S	✓	✓	✓	✓	NA	NA
5	CT	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
6	Interruptor	✓	✓	✓	✓	53.4°C Fase T	✓	✓
7	Seccionador de barra 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
8	Seccionador de barra 2	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

La tabla XXV indica que no se detectaron anomalías en los campos de 230 kV de la subestación Escuintla 2.

Tabla XXV. Listado de equipos de los campos de 230 kV de Escuintla 2, inspeccionados en abril.

CAMPO ⇒		Escuintla	Escuintla	Sidegua	San José	Enron	Tampa	San Joaquín	Acople
EQUIPO ↓		1-1	1-2						
1	Apartarrayos	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	NA
2	PT	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	NA
3	CT	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
4	Seccionador pta. a tierra	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	NA
5	Seccionador de línea	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	NA
6	Interruptor	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
7	Seccionador barra principal	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
8	Seccionador b. transferencia	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

En la tabla XXVI se muestra que tampoco se detectó anomalías en los bancos de transformación de Escuintla 1 y 2.

Tabla XXVI. Listado de equipos de los bancos de transformación de Escuintla 1 y 2, inspeccionados en abril.

BANCO ⇒		Escuintla	Escuintla	Escuintla	Escuintla	2	2
EQUIPO ↓		1	1	2	2	138 kV	230 kV
		69 kV	230 kV	69 kV	230 kV		
1	Seccionador de barra 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓
2	Seccionador de barra 2	✓	✓	✓	NA	NA	✓
3	Interruptor	✓	✓	✓	✓	✓	✓
4	Apartarrayos	✓	✓	✓	✓	✓	✓
5	CT	✓	NA	✓	NA	✓	NA
6	PT	✓	NA	NA	NA	✓	NA
7	<i>Bushing</i>	✓	✓	✓	✓	✓	✓
8	Neutro	✓	✓	✓	✓	✓	✓

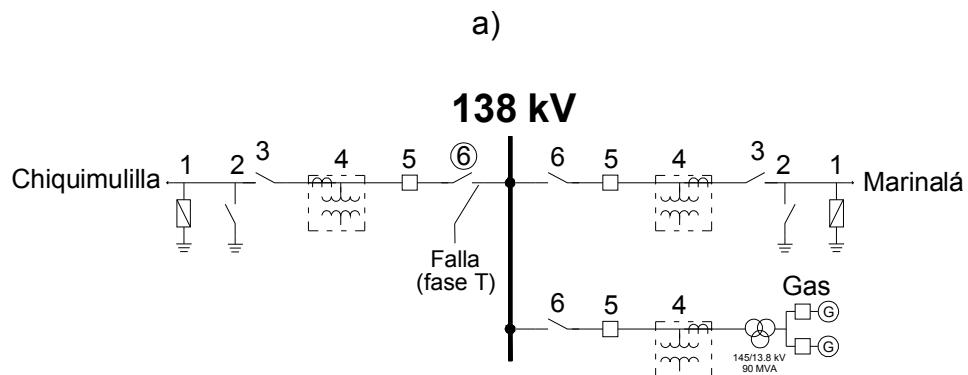
No se detectó anomalías en las casetas de tableros de las subestaciones Escuintla 1 y 2, según se observa en la tabla XXVII.

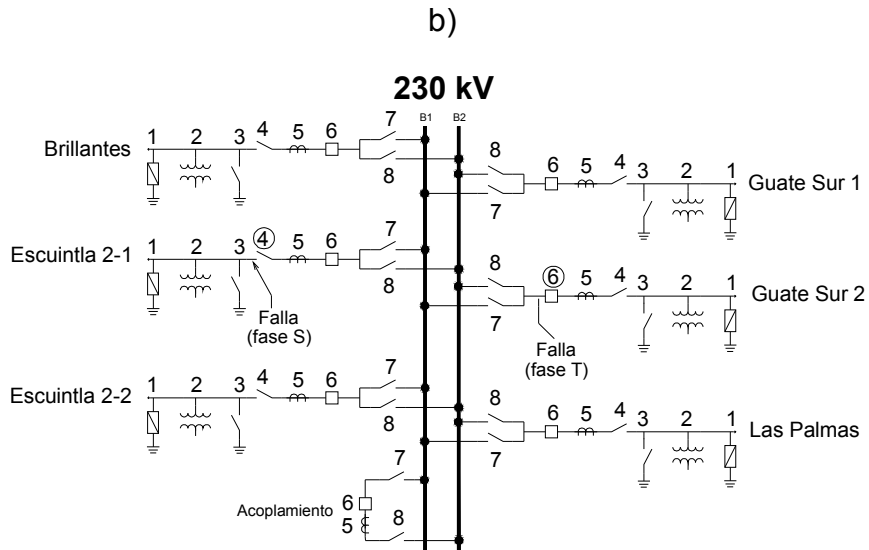
Tabla XXVII. Listado de casetas de tableros de Escuintla 1 y 2, inspeccionadas en abril.

Caseta	Tableros	Descripción de fallas
San Joaquín	✓	Ninguna
Control de 69 kV	✓	Ninguna
Control de 138 kV	✓	Ninguna
De Sincronismo	✓	Ninguna
Escuintla 2	✓	Ninguna
Guate Sur 1 y 2	✓	Ninguna
Mulua	✓	Ninguna
Vapor 2	✓	Ninguna

La figura 42 muestra los diagramas unifilares en donde se indica la ubicación de las anomalías detectadas.

Figura 42. Diagramas unifilares con la ubicación de fallas localizadas en Escuintla 1, en la inspección de abril, en a) campos de 138 kV y b) campos de 230 kV.





5.6.2.2 Imágenes térmicas

Las imágenes de las figuras 43 y 44 se grabaron con una emisividad de 0.85, temperatura ambiente de 27°C y humedad relativa de 35%. La imagen de la figura 43 se grabó a 5 m distancia y muestra la anomalía en un conector de seccionador de la fase T, de frente a la barra, cuya temperatura es 51.8°C, mientras que la fase S no presenta calentamiento y tiene 40°C. La imagen de la figura 44 a, se grabó a 6 m de distancia y muestra una anomalía de 49.4°C en el conector de frente a la línea, de la fase central, mientras que la fase del extremo no presenta calentamiento y tiene 42.4°C. La imagen de la figura 44 b, se grabó a 4 m de distancia y muestra una anomalía de 53.4°C en el interruptor de la fase T, mientras que la fase R no presenta calentamiento y tiene 38.2°C.

Figura 43. Imagen térmica del seccionador de barra de 138 kV, de la fase T del campo Chiquimulilla.

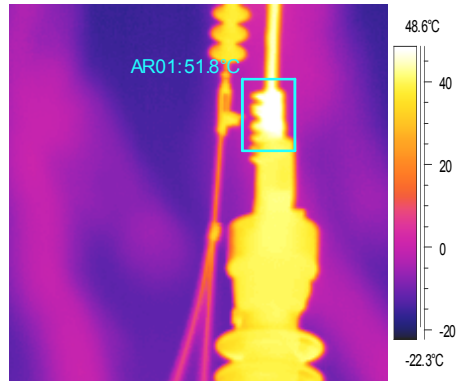
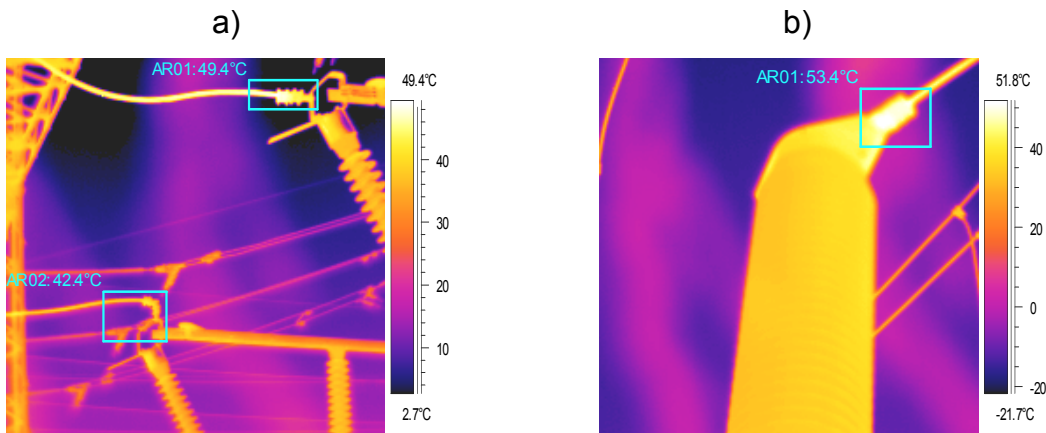


Figura 44. Imágenes térmicas de los campos de 230 kV de a) fases R y S del seccionador de línea del campo Escuintla 2-1, b) interruptor de la fase T del campo Guate Sur 2.



5.6.2.3 Evaluación cuantitativa de imágenes térmicas

En la tabla XXVIII se observa que de las anomalías detectadas, la más crítica es la mostrada en la figura 44 b. Las otras no son tan severas y no requieren reparación inmediata.

Tabla XXVIII. Descripción, análisis y sugerencias de fallas localizadas en Escuintla 1, inspección en abril.

Fig.	Descripción de falla	T _{max} (°C)	ΔT _{amb} (°C)	ΔT _{sim} (°C)	Acción a ejecutar	Sugerencias
43	Calentamiento en seccionador de barra	51.8	24.8	11.8	Reparar en la próxima desconexión disponible	Limpiar conector, cable y seccionador, luego aplicarles pasta anticorrosiva. Apretar conector con torquímetro.
44a	Calentamiento en seccionador de línea	49.4	22.4	7	Reparar en la próxima desconexión disponible	Limpiar conector, cable y seccionador, luego aplicarles pasta anticorrosiva. Apretar conector con torquímetro.
44b	Calentamiento en interruptor	53.4	26.4	15.2	Reparar tan pronto como sea posible	Limpiar conector, cable e interruptor, luego aplicarles pasta anticorrosiva. Apretar conectores con torquímetro.

5.6.3 Inspecciones realizadas en mayo

5.6.3.1 Listado de equipos

Tabla XXIX. Listado de equipos de Escuintla 1, inspeccionados en mayo, en a) campos de 69 kV; b) campos de 138 kV; c) campos de 230 kV.

a)

CAMPO ⇒		EI	Pto. San	Santa	Modelo	Gas	A-
EQUIPO ↓		Jocote	José	Lucía		SYS	cople
1	Apartarrayos	✓	✓	✓	✓	✓	NA
2	PT	✓	✓	✓	✓	✓	NA
3	CT	✓	✓	✓	✓	✓	✓
4	Seccionador de línea	✓	✓	✓	✓	✓	NA
5	Seccionador pta. a tierra	✓	✓	✓	✓	✓	NA
6	Interruptor	✓	✓	✓	✓	✓	✓
7	Seccionador de línea	✓	✓	✓	✓	✓	NA
8	Seccionador <i>By - Pass</i>	✓	✓	✓	✓	NA	NA
9	Seccionador de barra 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓
10	Seccionador de barra 2	✓	✓	✓	✓	✓	✓

b)

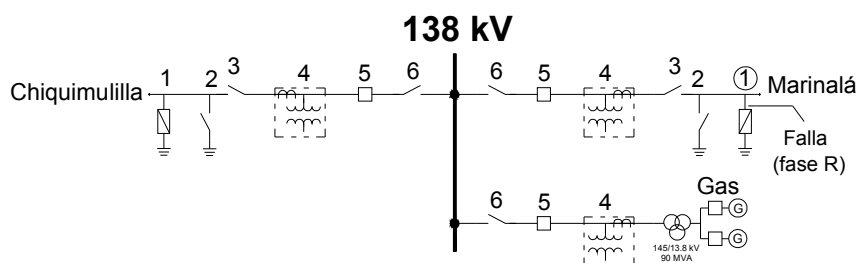
CAMPO ⇨		Marinalá	Chiquimulilla	Gas
EQUIPO ↓				
1	Apartarrayos	52.7 °C, fase R	✓	NA
2	Seccionador pta. a tierra	✓	✓	NA
3	Seccionador de línea	✓	✓	NA
4	Trafos combinados	✓	✓	✓
5	Interruptor	✓	✓	✓
6	Seccionador de barra	✓	✓	✓

c)

CAMPO ⇨		Escuintla 2-1	Escuintla 2-2	Brillantes	Guate Sur 1	Guate Sur 2	Las Palmas	Acople
EQUIPO ↓								
1	Apartarrayos	✓	✓	✓	✓	✓	✓	NA
2	PT	✓	✓	✓	✓	✓	✓	NA
3	Seccionador pta. a tierra	✓	✓	✓	✓	✓	NA	NA
4	Seccionador de línea	✓	✓	✓	✓	✓	NA	NA
5	CT	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
6	Interruptor	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
7	Seccionador de barra 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
8	Seccionador de barra 2	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Las tablas XXIX a y XXIX c, indican que no se detectó anomalías en los campos de 69 y 230 kV, respectivamente. La tabla XXIX b, indica una anomalía de 52.7°C en el campo Marinalá, su ubicación se ve en la figura 45.

Figura 45. Diagrama unifilar con la ubicación de fallas localizadas en Escuintla 1, en la inspección de abril, en el campo de 138 kV.



Las tablas XXX y XXXI muestran que no se detectó anomalías en los campos de Escuintla 2 y en los bancos de transformación de Escuintla 1 y 2, respectivamente.

Tabla XXX. Listado de equipos de los campos de 230 kV de Escuintla 2, inspeccionados en mayo.

CAMPO ⇒		Escuintla	Escuintla	Sidegua	San José	Enron	Tampa	San Joaquín	Acople
EQUIPO ↓		1-1	1-2						
1	Apartarrayos	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	NA
2	PT	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	NA
3	CT	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
4	Seccionador pta. a tierra	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	NA
5	Seccionador de línea	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	NA
6	Interruptor	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
7	Seccionador barra principal	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
8	Seccionador b. transferencia	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Tabla XXXI. Listado de equipos de los bancos de transformación de Escuintla 1 y 2, inspeccionados en mayo.

BANCO ⇒		Escuintla	Escuintla	Escuintla	Escuintla	2	2
EQUIPO ↓		1 69 kV	1 230 kV	2 69 kV	2 230 kV	138 kV	230 kV
1	Seccionador de barra 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓
2	Seccionador de barra 2	✓	✓	✓	NA	NA	✓
3	Interruptor	✓	✓	✓	✓	✓	✓
4	Apartarrayos	✓	✓	✓	✓	✓	✓
5	CT	✓	NA	✓	NA	✓	NA
6	PT	✓	NA	NA	NA	✓	NA
7	<i>Bushing</i>	✓	✓	✓	✓	✓	✓
8	Neutro	✓	✓	✓	✓	✓	✓

La tabla XXXII muestra una anomalía térmica de 47.2°C en la caseta de control de 138 kV, y otra de 35°C en la caseta Mulua.

Tabla XXXII. Listado de casetas de tableros de Escuintla 1 y 2, inspeccionadas en mayo.

Caseta	Tableros	Descripción de fallas
San Joaquín	✓	Ninguna
Control de 69 kV	✓	Ninguna
Control de 138 kV	Panel de centralización del banco 2 (230/138 kV)	Calentamiento del cable XPRS 1 de la bornera central, (47.2 °C)
De Sincronismo	✓	Ninguna
Escuintla 2	✓	Ninguna
Guate Sur 1 y 2	✓	Ninguna
Mulua	Línea Brillantes	Calentamiento en puentes del relevador R4002 SEL-321, (35 °C)
Vapor 2	✓	Ninguna

5.6.3.2 Imágenes térmicas

La imagen de la figura 46 se grabó con una emisividad de 0.85, temperatura ambiente de 27°C, humedad relativa de 52%, a 5 m de distancia. Se observa una anomalía de 52.7°C en el conector del apartarrayos de la fase R, mientras que la fase S no presenta calentamiento y tiene 42.6°C. Las imágenes de la figura 47 se grabaron con una emisividad de 0.97, a una distancia de 1 m, temperatura ambiente de 29°C y humedad relativa de 40%. La imagen de la figura 47 a, indica una anomalía de 47.2°C en la terminal de un cable. La imagen de la figura 47 b, muestra una anomalía de 35°C en los puentes de un relé.

Figura 46. Imagen térmica de los apartarrayos de 138 kV, de las fases R y S del campo Marinalá.

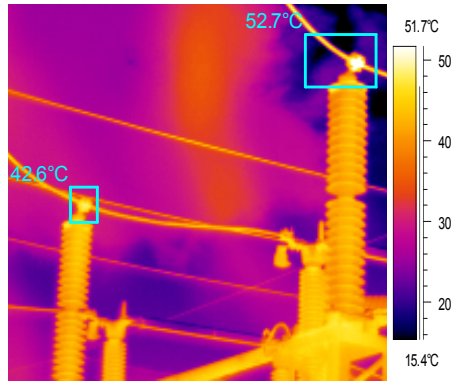
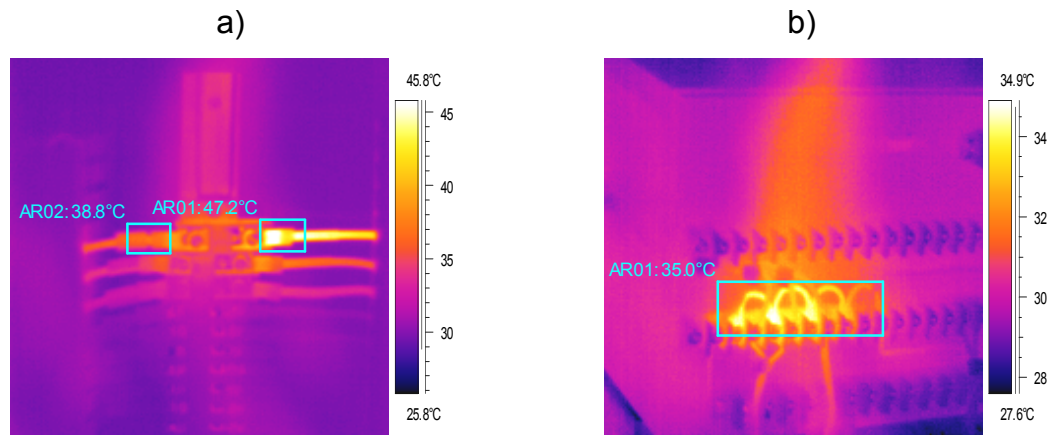


Figura 47. Imágenes térmicas de a) cables de la bornera central del panel de centralización del banco 2, b) puentes del relevador R4002 del tablero de la línea Brillantes.



5.6.3.3 Evaluación cuantitativa de imágenes térmicas

La tabla XXXIII muestra que las anomalías detectadas no son severas y tampoco requieren reparación inmediata.

Tabla XXXIII. Descripción, análisis y sugerencias de fallas localizadas en Escuintla 1, inspección en mayo.

Fig.	Descripción de falla	T _{max} (°C)	ΔT _{amb} (°C)	ΔT _{sim} (°C)	Acción a ejecutar	Sugerencias
46	Calentamiento en apartarrayos	52.7	25.7	10.1	Reparar en la próxima desconexión disponible	Limpiar conector, cable y apartarrayos, luego aplicarles pasta anticorrosiva. Apretar conector con torquímetro.
47a	Calentamiento en cables de bornera	47.2	20.2	8.4	Reparar en la próxima desconexión disponible	Reemplazar terminal del cable. Limpiar bornes. Apretar terminales de la bornera.
47b	Calentamiento en puentes de relé	35	8	ND	Mantener bajo inspección	Apretar bornes.

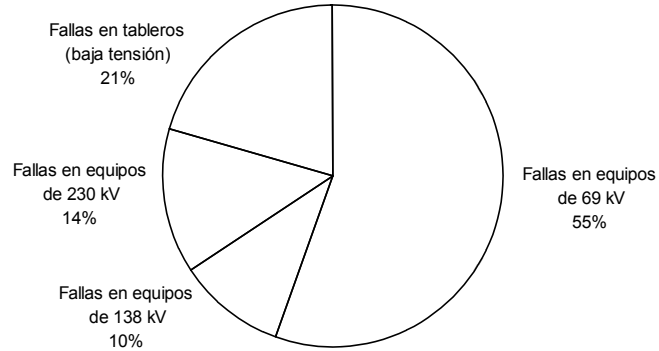
5.7 Estadísticas de las fallas localizadas

La tabla XXXIV presenta el resumen de fallas localizadas en las cuatro subestaciones inspeccionadas. Las fallas se agrupan según el nivel de tensión de equipos y conexiones, tal como neutros. Además se presentan las fallas localizadas en los tableros de control y protección de baja tensión. Se observa que predominan las fallas en 69 kV, debido a que sus corrientes son mayores comparadas con las corrientes de los equipos de mayor tensión.

Tabla XXXIV. Resumen de fallas localizadas en las subestaciones eléctricas bajo estudio.

Subestación eléctrica	Fallas en equipos de			Fallas en tableros (BT)
	69 kV	138 kV	230 kV	
Guate Sur	8	1	0	2
Guate Norte	4	NA	2	2
Guate Este	4	NA	0	0
Escuintla	0	2	2	2
Total	16	3	4	6

Figura 48. Gráfica de las fallas localizadas, según el nivel de tensión.

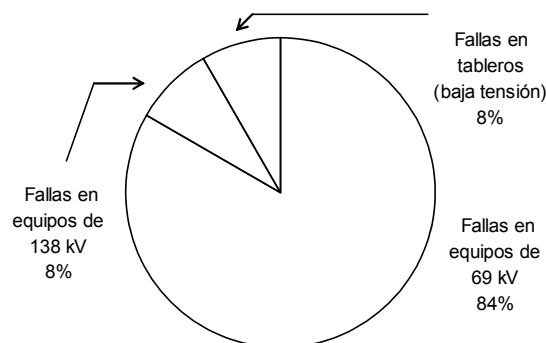


La figura 48 muestra gráficamente el porcentaje de fallas de cada categoría. En la tabla XXXV se resumen las fallas que, según su severidad, requerían reparación inmediata, y en la figura 49 se muestra gráficamente el porcentaje de éstas, se observa que la mayoría son en 69 kV.

Tabla XXXV. Resumen de fallas que requerían reparación inmediata.

Subestación eléctrica	Fallas en equipos de			Fallas en tableros (BT)
	69 kV	138 kV	230 kV	
Guate Sur	6	1	0	1
Guate Norte	3	NA	0	0
Guate Este	1	NA	0	0
Escuintla	0	0	0	0
Total	10	1	0	1

Figura 49. Gráfica de las fallas que requerían reparación inmediata.



CONCLUSIONES

1. Las subestaciones son parte fundamental de los sistemas eléctricos de potencia, ya que permiten transformar tensiones y derivar circuitos, por lo tanto deben operar en óptimas condiciones para garantizar la calidad y continuidad del servicio de energía eléctrica.
2. La termografía infrarroja está basada en las leyes físicas de Stefan-Boltzmann, de Planck y de desplazamiento de Wien.
3. La radiación infrarroja o térmica es emitida por los objetos debido a su temperatura, se produce por la vibración y rotación de átomos y moléculas, y es invisible para nuestros ojos.
4. La potencia de emisión de radiación infrarroja de los objetos es proporcional a su temperatura absoluta elevada a la cuarta potencia.
5. La termografía infrarroja es la técnica para detectar la radiación térmica que emiten los objetos, utilizando una cámara infrarroja.
6. El objetivo primordial de la termografía infrarroja es detectar anomalías térmicas en equipos e instalaciones sin detener su funcionamiento, y así solucionar posibles fallas severas antes de que ocurran.
7. Antes de adquirir una cámara infrarroja, se debe definir la aplicación que tendrá, ya que no existen cámaras útiles para todas las aplicaciones.

8. Las inspecciones termográficas se realizan cuando se ponen en funcionamiento instalaciones nuevas, cuando se realiza el mantenimiento predictivo o en situaciones de emergencia para localizar fallas concretas.
9. Muchos estándares y publicaciones internacionales requieren utilizar listados de equipos en el momento de realizar inspecciones termográficas.
10. El criterio internacional de severidad del NETA, provee las pautas que ayudan a determinar la gravedad de las anomalías detectadas en las imágenes térmicas.
11. Después de reparar las fallas localizadas con termografía infrarroja, se reinspeccionan para asegurar que realmente fueron solucionadas.
12. El 55% de las fallas detectadas en las subestaciones bajo estudio, se localizaron en equipos y conexiones de 69 kV, debido a que estos operan con corrientes eléctricas mayores que en las otras tensiones.
13. El 84% de las fallas severas, las cuales requerían reparación inmediata, se localizaron en equipos y conexiones de 69 kV.
14. El mantenimiento predictivo persigue lograr el máximo tiempo de operación para eliminar el trabajo innecesario, realizando una serie de pruebas en los equipos en funcionamiento. La termografía infrarroja es una técnica del mantenimiento predictivo que permite detectar fallas incipientes en equipos sin detener su funcionamiento, a distancia y sin tener contacto con dichos equipos.

RECOMENDACIONES

1. Tomar en consideración las tres formas de transferencia de calor en las inspecciones termográficas, para obtener resultados precisos y exactos.
2. Utilizar termografía infrarroja para detectar anomalías térmicas en equipos, maquinaria e instalaciones, en los cuales sea fundamental no detener su funcionamiento.
3. Utilizar listados de equipos para realizar inspecciones termográficas, con el fin de establecer rutas y formar bases de datos de las anomalías térmicas localizadas.
4. Realizar con mayor minuciosidad las inspecciones termográficas en equipos y conexiones de 69 kV, ya que en estos se detectan la mayoría de fallas.
5. Enviar las cámaras infrarrojas al fabricante para su calibración, en el tiempo que éste aconseja, para que las mediciones de temperatura realizadas tengan la exactitud ofrecida inicialmente.
6. Crear una base de datos para analizar la evolución temporal del estado de los equipos inspeccionados y programar sus inspecciones. Como mínimo debe contener la fecha, hora, nombre de la subestación, campo, equipo, descripción de la anomalía térmica detectada, imagen térmica, temperatura máxima, temperatura ambiente, diferenciales de temperatura y acción preventiva a ejecutar.

BIBLIOGRAFÍA

1. Enríquez Harper, Gilberto. **Elementos de diseño de subestaciones de eléctricas.** México: Editorial Limusa. 1996.
2. Enríquez Harper, Gilberto. **Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión.** México: Editorial Limusa. 1998.
3. Halliday, David y otros. **Física.** Cuarta edición. (Volumen 1). México: Compañía Editorial Continental, S.A. de C.V. 1997.
4. Halliday, David y otros. **Física.** Cuarta edición. (Volumen 2). México: Compañía Editorial Continental, S.A. de C.V. 1999.
5. Martín, José Raúl. **Diseño de subestaciones eléctricas.** 2ª edición. México: UNAM. 2000.
6. **Operación y mantenimiento de transformadores de potencia.** México: Comisión Federal de Electricidad CFE. 1995.
7. **Operator's Manual.** *ThermaCAM PM675, FLIR Systems. Publication No. 1 557 455. Revision A.*
8. *Rogers, Robert. **Just try it!** Infrared Training Center, FLIR Systems, North Billerica, MA. 2001.*

Referencias Electrónicas

9. **www.flir.com.** 2005.
10. **www.termografia.com.** 2002.

ANEXO 1

Tabla de emisividad de los materiales

A continuación se presenta la tabla de emisividad de los materiales más comunes a encontrar en las inspecciones termográficas. En la primera columna se describe el material, en la segunda se muestra la longitud de onda y en la tercera, la emisividad correspondiente.

Material	λ	Emisividad
Acero limpio: tipo 18-8		0.16
Acero limpio: tipo 18-8, lavado con arena a presión		0.440
Acero limpio: tipo 18-8, oxidado a 800°C		0.85
Acero: enrollado frescamente	8-14 μm	0.24
Acero: galvanizado	8-14 μm	0.28
Acero: hoja, chapado de níquel	8-14 μm	0.11
Acero: hoja, enrollada	8-14 μm	0.56
Acero: mohoso, rojo	8-14 μm	0.69
Acero: oxidado		0.79
Acero: oxidado fuertemente	8-14 μm	0.88
Acero: pulido		0.07
Acero: superficie áspera	8-14 μm	0.96
Agua:	8-14 μm	0.98
Agua: cristales de escarcha		0.98
Agua: destilada		0.98
Agua: hielo, sin brillo		0.96
Agua: nieve		0.85
Aluminio: anodizado		0.770
Aluminio: disco áspero	3 μm	0.275
Aluminio: fuertemente expuesto a la intemperie	2-5.6 μm	0.83-0.94
Aluminio: fuertemente oxidado	8-14 μm	0.25
Aluminio: hoja anodizada, proceso de ácido crómico		0.55
Aluminio: hoja pulida		0.05
Aluminio: hoja tal como se recibió		0.09
Aluminio: lámina fina de metal	3 μm	0.09
Aluminio: lámina fina de metal	10 μm	0.04
Aluminio: lámina fina de metal, el lado brillante		0.036
Aluminio: lámina fina de metal, el lado sin brillo, arrugado y liso		0.030

Aluminio: lavado con arena a presión		0.210
Aluminio: oxidado a 600°C		0.11
Aluminio: oxidado a 600°C		0.19
Aluminio: óxido, 0.001" de grueso rociado con llama		0.765
Aluminio: placa altamente pulida, 98.3% puro		0.039
Aluminio: placa altamente pulida, 98.3% puro		0.057
Aluminio: placa pulida		0.04
Aluminio: placa áspera		0.055
Aluminio: pulido	8-14 µm	0.05
Aluminio: pulido y desengrasado		0.027
Aluminio: superficie áspera	8-14 µm	0.07
Aluminio: vacío depositado		0.04
Aluminio: disco áspero	10 µm	0.180
Arcilla: quemada	8-14 µm	0.91
Arena		0.90
Asbesto: papel		0.93
Asbesto: pizarra		0.96
Asbesto: tabla		0.96
Asbesto: tejido		0.78
Azulejo: vidriado	2-5.6 µm	0.94
Barniz: sin brillo	2-5.6 µm	0.93
Bronce: poroso, áspero	8-14 µm	0.55
Bronce: pulido		0.10
Caliza: superficie natural	5 µm	0.96
Carbón de leña: polvo	8-14 µm	0.96
Carbón: grafito, superficie limada		0.98
Carbón: hollín de candela		0.95
Carbón: purificado	8-14 µm	0.80
Caucho	8-14 µm	0.95
Caucho: tapón, negro	5 µm	0.97
Cemento	8-14 µm	0.54
Cinta: eléctrica, aislante, negra	5 µm	0.97
Cinta: <i>masking</i>	5 µm	0.92
Cobre: comercial, brillante	8-14 µm	0.07
Cobre: electrolítico, pulido	8-14 µm	0.02
Cobre: fuertemente oxidado		0.78
Cobre: oxidado	8-14 µm	0.65
Cobre: oxidado al negro	8-14 µm	0.88
Cobre: pulido		0.05
Cobre: pulido	3 µm	0.031
Cobre: pulido	10 µm	0.016
Cobre: pulido, templado	10 µm	0.008
Concreto		0.92
Concreto: áspero	2-5.6 µm	0.92-0.97
Concreto: seco	5 µm	0.95

Cromo: pulido	8-14 μm	0.10
Cuarzo	8-14 μm	0.93
Esmalte	8-14 μm	0.90
Estaño: brillante	8-14 μm	0.05
Estaño: chapado de estaño comercial en hoja de hierro		0.07
Fibra de vidrio		0.750
<i>Flexiglass: Perpex</i>	2-5.6 μm	0.86
Fórmica	6.5-20 μm	0.937
Grafito: polvo	8-14m	0.97
Granito: superficie natural	5 μm	0.96
Grava	6.5-20 μm	0.28
Hielo	8-14 μm	0.97
Hierro: brillante, atacado con acido	8-14 μm	0.16
Hierro: enrollado en caliente	8-14 μm	0.77
Hierro: forjado, pulido	8-14 μm	0.28
Hierro: fuertemente oxidado	2-5.6 μm	0.91-0.96
Hierro: hoja, altamente oxidada		0.69
Hierro: hoja, galvanizada, brillante	8-14 μm	0.23
Hierro: hoja, galvanizada, oxidada	8-14 μm	0.28
Hierro: molde, cubierta	8-14 μm	0.81
Hierro: molde, oxidado		0.64
Hierro: molde, pulido	8-14 μm	0.21
Hierro: oxidado	8-14 μm	0.74
Laca: baquelita	8-14 μm	0.93
Laca: blanco	8-14 μm	0.87q
Laca: brillante, negro, sobre metal		0.87
Laca: negro acabado mate		0.97
Laca: negro sin brillo	8-14 μm	0.97
Ladrillo: albañilería	5 μm	0.94
Ladrillo: alúmina	2-5.6 μm	0.68
Ladrillo: común	2-5.6 μm	0.81-0.86
Ladrillo: común, rojo		0.93
Ladrillo: impermeable	2-5.6 μm	0.87
Ladrillo: rojo		0.90
Latón: altamente pulido		0.03
Latón: oxidado		0.61
Latón: pulido	8-14 μm	0.10
Latón: pulido con esmeril 80		0.20
Latón: sin brillo, manchado	8-14 μm	0.22
Madera aglomerada: sin tratamiento	2-5.6 μm	0.90
Madera dura	2-5.6 μm	0.82
Madera: alisada	8-14 μm	0.85
Madera: formando tableros, acabado ligero		0.87
Madera: pulcra, pulida	5 μm	0.86
Madera: roble, alisado		0.90

Magnesio: pulido		0.07
Mercurio: puro	8-14 μm	0.10
Nieve	8-14 μm	0.80
Níquel: electrochapado, no pulido		0.11
Níquel: electrochapado, pulido		0.05
Níquel: oxidado		0.37
Níquel: puro, pulido	8-14 μm	0.05
Níquel: sobre molde de hierro	8-14 μm	0.05
Oro: altamente pulido		0.02
Oro: chapado sobre acero limpio y pulido		0.028
Oro: pulido	8-14 μm	0.02
P.V.C.	2-5.6 μm	0.91-0.93
Papel de plástico: blanco	2-5.6 μm	0.84
Papel de plástico: rojo	2-5.6 μm	0.94
Papel: alquitrán	8-14 μm	0.92
Papel: amarillo		0.72
Papel: blanco	2-5.6 μm	0.68
Papel: blanco	8-14 μm	0.90
Papel: <i>bond</i> blanco		0.93
Papel: caja de cartón	5 μm	0.81
Papel: negro		0.90
Papel: negro, brillante	8-14 μm	0.90
Papel: negro, sin brillo		0.94
Papel: red		0.76
Papel: verde		0.85
Piel humana		0.98
Pintura, aceite: promedio de 16 colores		0.94
Pintura: aceite, gris, brillo	2-5.6 μm	0.94
Pintura: aceite, gris, sin brillo	2-5.6 μm	0.97
Pintura: aceite, negro, brillo	2-5.6 μm	0.92
Pintura: aceite, negro, sin brillo	2-5.6 μm	0.94
Pintura: aceite, varios colores	8-14 μm	0.94
Pintura: <i>Acme</i> , esmalte rociado de calidad, # 801 negro brillante	3 μm	0.0959
Pintura: <i>Acme</i> , esmalte rociado de calidad, # 801 negro brillante	10 μm	0.945
Pintura: aluminio		0.450
Pintura: <i>Aquadag</i> , 4 recubrimientos en aluminio cobre		0.490
Pintura: <i>Broma</i> , esmalte # 102, hoja de oro	3 μm	0.98
Pintura: <i>Broma</i> , esmalte # 102, hoja de oro	10 μm	0.98
Pintura: <i>Broma</i> , esmalte # 113 azul claro	3 μm	0.95
Pintura: <i>Broma</i> , esmalte # 113 azul claro	10 μm	0.960
Pintura: cadmio amarillo		0.33
Pintura: <i>Chromatone</i> estabilizado, acabado color plata	3 μm	0.26
Pintura: <i>Chromatone</i> estabilizado, acabado color plata	10 μm	0.305
Pintura: cromo verde		0.70
Pintura: <i>Dupont Duco</i> # 71 negro de hierro forjado	3 μm	0.982

Pintura: <i>Dupont Duco</i> # 71 negro de hierro forjado	10 μm	0.897
Pintura: <i>Krylon</i> , blanco sin brillo # 1502	3 μm	0.992
Pintura: <i>Krylon</i> , blanco sin brillo # 1502	10 μm	0.989
Pintura: <i>Krylon</i> , negro sin brillo	3 μm	0.95
Pintura: <i>Krylon</i> , negro sin brillo	10 μm	0.956
Pintura: plástica, blanca	2-5.6 μm	0.84
Pintura: plástica, negra	2-5.6 μm	0.95
Plástico: acrílico, claro	5 μm	0.94
Plástico: negro	2-5.6 μm	0.95
Plástico: blanco	2-5.6 μm	0.84
Plata: pulido		0.03
Platino: puro, pulido	8-14 μm	0.08
Plomo: brillante	8-14 μm	0.08
Plomo: gris	8-14 μm	0.28
Plomo: oxidado	8-14 μm	0.63
Plomo: rojo, polvo	8-14 μm	0.93
<i>Plywood</i>	2-5.6 μm	0.83-0.98
<i>Plywood</i> : comercial, acabado liso, seco	5 μm	0.82
<i>Plywood</i> : sin tratamiento	2-5.6 μm	0.83
Polipropileno	2-5.6 μm	0.97
Porcelana: vidriada	8-14 μm	0.92
Tabla de fibra: dura, sin tratamiento	2-5.6 μm	0.85
Tabla de fibra: porosa, sin tratamiento	2-5.6 μm	0.85
Tejido: sin pintura	2-5.6 μm	0.87
Tejido: verde		0.88
Tierra: helada	6.5-20 μm	0.93
Tierra: saturada con agua		0.95
Tierra: seca		0.92
Tubo: vidriado	2-5.6 μm	0.83
Tungsteno	8-14 μm	0.05
Vidrio	8-14 μm	0.92
Vidrio: helado	8-14 μm	0.96
Vidrio: helado		0.70
Vidrio: helado		0.67
Vidrio: mercancía química (en parte transparente)	6.5-20 μm	0.97
Vidrio: placa pulida		0.94
Yeso	8-14 μm	0.85
Yeso	2-5.6 μm	0.86-0.90
Yeso: cubierta áspera		0.91

Fuente: **Operator's Manual**. *ThermaCAM PM675, FLIR Systems*. p. 52 -59.

ANEXO 2

Modelo de reporte termográfico

Información general			
Subestación			
Campo			
Equipo/elemento			
Termografista			
Fecha		Hora	
		Fotografía digital	
Parámetros de objeto	Temperaturas	Acción a ejecutar	
Emisividad	T máxima	Mantener bajo inspección	
T ambiente	T de similar	Reparar en próxima desconexión	
Distancia	ΔT amb	Reparar lo más pronto posible	
Humedad Rel.	ΔT sim	Reparar de inmediato	
	T de área		
	T de spot		
Descripción de la falla			
Recomendaciones			