

**DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO
CON TERMOGRAFÍA INFRARROJA EN LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS
DE LOS DEPARTAMENTOS DE TOPPING Y CRACKING DE LA GCB-
ECOPETROL S.A.**

MARVIN ALFONSO CASTRO BARRERA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2005**

**DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO
CON TERMOGRAFÍA INFRARROJA EN LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS
DE LOS DEPARTAMENTOS DE TOPPING Y CRACKING DE LA GCB-
ECOPETROL S.A.**

MARVIN ALFONSO CASTRO BARRERA

**Monografía para optar al título de
Ingeniero Electricista**

**Director:
Dr. GABRIEL ORDÓÑEZ PLATA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2005**

A Dios por acompañarme en todos mis caminos.
A mi familia, constante apoyo, fuente de inspiración y de alegría,
especialmente a mi hermana.

A todas las personas que me brindaron su ayuda en
la realización de este trabajo y desde luego, a todos mis amigos.

AGRADECIMIENTOS

Un agradecimiento especial a las personas de la GCB-ECOPETROL S.A. que me apoyaron en la realización de este trabajo.

A la Universidad Industrial de Santander, a la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones y a todas las personas que estuvieron a mi lado en esta grandiosa experiencia.

Al Dr. Gabriel Ordóñez Plata por su valiosa colaboración.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	1
1. JUSTIFICACIÓN.....	2
2. OBJETIVOS.....	4
2.1 OBJETIVO GENERAL.....	4
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	4
3. MARCO CONCEPTUAL.....	6
3.1 INTRODUCCIÓN.....	6
3.2 DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA.....	6
3.2.1 Presentación	6
3.2.2 Misión.....	7
3.2.3 Visión.....	7
3.2.4 Funciones de la empresa.....	8
3.2.5 Organigrama de la Gerencia Complejo Barrancabermeja ECOPETROL S.A.....	8
3.3 TEORÍA DE MANTENIMIENTO.....	9
3.3.1 Generalidades.....	9
3.3.2 Definición.....	10
3.3.3 Objetivos del mantenimiento.....	10
3.3.4 Tipos de mantenimiento.....	11
3.3.5 Organización de un programa de mantenimiento predictivo.....	14
3.4 TERMOGRAFÍA INFRARROJA.....	18
3.4.1 Ventajas de la termografía infrarroja	19
3.4.2 Aplicaciones de la termografía infrarroja.....	20
3.5 TEORÍA INFRARROJA	24
3.5.1 El espectro electromagnético.....	24
3.5.2 Radiación infrarroja.....	25
3.6 PRINCIPIOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR	26

3.6.1	Generalidades	26
3.6.2	Concepto termodinámico de calor	27
3.6.3	Formas de transferencia de calor	28
3.6.4	Naturaleza de la radiación térmica.....	30
3.7	MEDIDA DE TEMPERATURA	32
3.7.1	Pirometría.....	33
3.8	NORMAS Y PUBLICACIONES TÉCNICAS DE TERMOGRAFÍA INFRARROJA.....	34
3.8.1	International Electrical Testing Association (NETA).....	34
3.8.2	Occupational Safety Health Administration (OSHA)	36
3.8.3	Otras normas y publicaciones.....	36
4.	ACTIVIDADES REALIZADAS.....	38
4.1	INTRODUCCIÓN	38
4.2	IDENTIFICACIÓN DE SUBESTACIONES Y EQUIPOS	38
4.2.1	Descripción y características de las subestaciones eléctricas.....	38
4.2.2	Descripción de los principales equipos de las subestaciones.....	40
4.3	LEVANTAMIENTO DE LA INFORMACIÓN DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DEL DEPARTAMENTO DE CRACKING.....	43
4.4	LEVANTAMIENTO DE LA INFORMACIÓN DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DEL DEPARTAMENTO DE REFINACIÓN.....	44
4.5	ORDENAMIENTO Y ALMACENAMIENTO DE LA INFORMACIÓN EN EL PROGRAMA DOCS OPEN.....	44
4.6	SUMINISTRO DE LA INFORMACIÓN ACTUALIZADA A CADA SUBESTACIÓN.....	46
4.7	ACTUALIZACIÓN DE TAGS PARA LAS CASILLAS.....	47
4.8	RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN DE PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO DIRIGIDOS A LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.....	48
4.8.1	Programas de mantenimiento predictivo con pirometría.....	49

4.8.2	Programas de mantenimiento con termografía infrarroja	50
4.9	RECONOCIMIENTO DE SUBESTACIONES Y EQUIPOS	51
4.9.1	Equipos a inspeccionar.....	52
4.9.2	Identificación de subestaciones	53
4.10	IDENTIFICACIÓN DE RECURSOS DISPONIBLES.....	57
4.10.1	Recurso humano.....	58
4.10.2	Equipos	58
4.10.3	Tiempo	59
4.11	DISEÑO DE LA RUTA Y CRONOGRAMA DE INSPECCIÓN DE SUBESTACIONES	59
4.11.1	Ruta y cronograma de termografía	60
4.11.2	Procedimiento para realizar la inspección con termografía infrarroja	62
4.12	ESPECIFICACIÓN DE LOS CRITERIOS TÉCNICOS PARA EL PREDICTIVO	66
4.13	REQUERIMIENTOS PARA EL TERMÓGRAFO Y PROGRAMA DE ENTRENAMIENTO	67
4.13.1	Conocimientos del termógrafo.....	67
4.13.2	Consideraciones de seguridad	69
4.14	DEFINICIÓN DE UN SISTEMA DE INFORMACIÓN	71
4.14.1	Recopilación de datos	72
4.14.2	Análisis de datos	72
4.14.3	Registro de la información.....	73
4.14.4	Creación de reportes.....	74
4.15	ORDENAMIENTO Y ALMACENAMIENTO DE LA INFORMACIÓN EN EL PROGRAMA DOCS OPEN	76
4.16	DESARROLLO DE LA GUÍA DE CONSULTA PARA PRÁCTICAS DE LABORATORIO CON TERMOGRAFÍA INFRARROJA	77
5.	RECOMENDACIONES Y CONCLUSIONES	79

5.1 RECOMENDACIONES GENERALES	79
5.2 RECOMENDACIONES OPERACIONALES	80
5.3 CONCLUSIONES	81
6. BIBLIOGRAFÍA	83
6.1 NORMAS	83
6.2 LIBROS	83
6.3 PUBLICACIONES	84
6.4 INTERNET	84
6.5 CURSOS	85

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Organigrama de la GCB-ECOPETROL S.A.....	9
Figura 2. Termogramas de equipo eléctrico.....	22
Figura 3. Termogramas de equipo mecánico.....	23
Figura 4. Termogramas de aplicaciones varias.....	24
Figura 5. Espectro electromagnético.....	25
Figura 6. Equilibrio de temperatura entre dos gases	27
Figura 7. Transferencia de calor por conducción	29
Figura 8. Transferencia de calor por convección	29
Figura 9. Transferencia de calor por radiación	30
Figura 10. Pirómetro óptico	34
Figura 11. Fotografías del exterior (izq.) y del interior (der.) de una S/E	39
Figura 12. Casillas a prueba de explosión.....	39
Figura 13. Fotografía de un CCM (izq.) y de una casilla de baja tensión (der.).....	41
Figura 14. Fotografía de un switchgear (izq.) y fotografía de una casilla de media tensión (der.).....	41
Figura 15. Fotografía de un TSG, un TCC y un ATS	42
Figura 16. Fotografía de una casilla con el tag desactualizado.....	47
Figura 17. Tag de una casilla	48
Figura 18. Formato de los 3 que´s para una inspección con termografía.....	63
Figura 19. Plantilla para reportes de termografía.....	75

LISTA DE CUADROS

Cuadro 1. Pérdidas por <i>no confiabilidad</i> 2004 (extracto)	3
Cuadro 2. Acciones sugeridas basadas en incrementos de temperatura.....	35
Cuadro 3. Distancias mínimas de seguridad	36
Cuadro 4. S/E Dpto de Cracking.....	53
Cuadro 5. S/E Dpto de Refinación	54
Cuadro 6. S/E Dpto de Serv. Industriales	54
Cuadro 7. S/E Dpto de Petroquímica	55
Cuadro 8. S/E Dpto de Materias Primas	56
Cuadro 9. Equipos disponibles para ejecutar el predictivo.....	58
Cuadro 10. Cronograma y ruta de termografía	61
Cuadro 11. Programa de capacitación básico para termógrafos	68

GLOSARIO

CASILLAS: Casillas es el término con el que se le designa en la GCB a las celdas o cubículos donde se encuentran los elementos de protección, control y medida de un equipo que sea alimentado con energía eléctrica: motores, calentadores, desaladores, transformadores.

CRACKING: En este texto, hace referencia al departamento de la GCB donde se hace el proceso de ruptura catalítica, que básicamente consiste en romper las cadenas de hidrocarburos pesados en otros más ligeros.

DOCS OPEN: Es un sistema de almacenamiento documental con el que cuenta la GCB para ordenar y almacenar información de consulta.

TAG: Es la ficha que va pegada a la casilla, donde se encuentra la referencia y los datos técnicos del equipo al que pertenece la casilla.

TOPPING: En este texto, hace referencia al departamento de la GCB encargado de la refinación primaria de crudos, donde se hacen los procesos de destilación atmosférica y al vacío.

SIGLAS

ATS: Interruptor de transferencia automática
CB: Casa bombas – Unidades de bombeo de productos
CCM: Centro de control de motores
EPP: Elementos de protección personal
ET: Estación transformadora
GCB: Gerencia Complejo Barrancabermeja
GLP: Gas licuado de petróleo
MP: Motor de bomba
NETA: InterNational Electrical Testing Association
OSHA: Occupational Security Health Administration
OT: Orden de trabajo
PC: Centro de potencia
PLP: Departamento de Planeación de la Producción
PMP: Programa de mantenimiento predictivo
PTAR: Planta de tratamiento de aguas residuales
PTB: Departamento de Apoyo Técnico a la Producción
SEP: Separador – Unidad separadora de producto y residuos
SWG: “Switchgear”
S/E: Subestación eléctrica
TCC: Tablero de cargas críticas
TE: Torre de enfriamiento
TSG: Tablero de servicios generales
U: Unidad

RESUMEN

TÍTULO: PRÁCTICA EMPRESARIAL. DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO CON TERMOGRAFÍA INFRARROJA EN LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LOS DEPARTAMENTOS DE TOPPING Y CRACKING DE LA GCB-ECOPETROL S.A.[†]

AUTOR: MARVIN ALFONSO CASTRO BARRERA[‡]

PALABRAS CLAVES:

MANTENIMIENTO
PREDICTIVO
TERMOGRAFÍA
INFRARROJA
DISEÑO
IMPLEMENTACIÓN

SUBESTACIONES
ELÉCTRICAS
TOPPING
CRACKING
ECOPETROL

DESCRIPCIÓN:

En búsqueda de aumentar la confiabilidad del sistema eléctrico de la GCB-ECOPETROL S.A., se diseñó e implementó, un programa de mantenimiento predictivo para las subestaciones eléctricas, utilizando termografía infrarroja. Además, como actividad de soporte para el programa, se realizó el levantamiento, actualización y ordenamiento de la información del equipo eléctrico de las subestaciones de los departamentos de Topping y Cracking.

El diseño del PMP se inició reuniendo información de anteriores programas de mantenimiento, dirigidos a las subestaciones eléctricas de la GCB. Posteriormente, se hizo el reconocimiento de todas las subestaciones y sus equipos, para definir el alcance del programa, por último, se especificaron los recursos disponibles para la ejecución del programa, esto es: el personal, los equipos y el tiempo disponible.

Para la implementación del programa, se definió una ruta de inspección con el respectivo cronograma, atendiendo a las necesidades particulares de cada departamento. Con el objetivo de contribuir a las operaciones seguras, se estableció un procedimiento para la ejecución de las inspecciones con termografía y un programa de entrenamiento para el personal encargado. Finalmente se diseñó un sistema de información para la recopilación, análisis y registro de datos. La fijación de criterios de condición aceptable y análisis de criticidad de fallas, se hizo en base a los criterios fijados por la norma NETA.

Para complementar las actividades de la práctica y darle un valor agregado, se elaboró la “Guía de Consulta para Prácticas de Laboratorio con Termografía Infrarroja”, con el objetivo de brindar las pautas para la implementación de estas prácticas en la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones.

[†] Proyecto de Grado, Monografía, Informe de Práctica.

[‡] Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas, Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones, Dr. Gabriel Ordóñez Plata.

INTRODUCCIÓN

El sistema eléctrico es imprescindible en el desarrollo de los diferentes procesos de una refinería, y como tal requiere ser altamente confiable de modo que garantice su funcionamiento en cada uno de esos procesos. Como plan de apoyo para aumentar la confiabilidad eléctrica se ha desarrollado un programa de mantenimiento predictivo con termografía infrarroja para las subestaciones eléctricas de la GCB-ECOPETROL S.A.

Este plan de mantenimiento se ha planteado como la solución a la necesidad de hacer mantenimiento predictivo en todas las subestaciones eléctricas de la GCB, básicamente con el objetivo de detectar y corregir fallas en los sistemas eléctricos debidas a puntos calientes en casillas y tableros de distribución en las subestaciones.

En este proyecto se presentan las fases de diseño e implementación del programa de mantenimiento predictivo con termografía infrarroja, para las subestaciones eléctricas de la GCB. Además, se presenta el levantamiento de información del equipo eléctrico de las subestaciones de los departamentos de “Cracking” y Refinación, para disponer de esta información actualizada y como actividad de soporte para el diseño del programa de mantenimiento.

Como un aporte adicional, se realizó una guía de consulta para la realización de prácticas de laboratorio con termografía, la cual se incluye en este documento en el Anexo A.

1. JUSTIFICACIÓN

El actual panorama competitivo para cualquier industria es bastante exigente, la industria de explotación y refinación de hidrocarburos al ser uno de los negocios más rentables, también es uno de los más exigentes en cuanto a calidad y productividad. Esto ha llevado a la Gerencia Complejo Barrancabermeja ECOPETROL S.A. a implementar ambiciosos programas de calidad, que requieren una participación especial de los encargados del mantenimiento. Un objetivo específico de este proceso es implementar nuevos programas de mantenimiento proactivo que aumenten la confiabilidad de los procesos, la disponibilidad de los equipos y esto se vea reflejado en un aumento de la productividad de las plantas¹.

Una falla de una subestación eléctrica en la GCB puede ocasionar pérdidas incalculables; si un punto caliente en un equipo no es corregido a tiempo se corre el riesgo de ocasionar la salida del equipo, una parada de planta o en el peor de los casos un accidente al personal, situación que desde luego origina enormes pérdidas para la empresa. Teniendo en cuenta la importancia del sistema eléctrico para el desempeño de los procesos de la GCB, es fundamental garantizar la máxima disponibilidad de los equipos eléctricos y que operen bajo las condiciones adecuadas, lo que en últimas representa el objeto de la confiabilidad eléctrica.

En el cuadro 1 se presentan algunas (en el 2004 se presentaron mas de 62 fallas de este tipo) de las pérdidas económicas debidas a paradas de planta no programadas causadas por la *no confiabilidad* de equipos para el año 2004 en la GCB.

¹ Programa de optimización de refinerías: Metodología S-RCM. [Diapositiva 2]. Barrancabermeja, 2004. [35 diapositivas preparadas por el ing. Carlos García L.].

Cuadro 1. Pérdidas por *no confiabilidad* 2004 (extracto)

Departamento	Pérdida Registrada	Fecha inicio	Fecha final	Equipo	Costo Real*
PETROQUÍMICA	Disponibilidad de P-1203	22/01/2004	26/01/2004	SP-1203	122,88
PETROQUÍMICA	Disponibilidad de P-1153	16/03/2004 19:00	17/03/2004 07:00	SP-1153	27,8
REFINACIÓN	Disponibilidad de P-257	01/07/2004	08/07/2004	P-257	181,1376

FUENTE: Fracción, Informe desempeño operativo, 2004. GCB-ECOPETROL S.A.

*cifras en miles de dólares.

El objetivo central de esta práctica es el diseño y la implementación de un programa de mantenimiento que permita aumentar la confiabilidad y garantizar el óptimo servicio de las subestaciones eléctricas de la GCB.

Adicionalmente se actualizó la información del equipo eléctrico de los departamentos de "Topping" y "Cracking", de manera que todo el personal del área eléctrica, en especial el grupo de operaciones y mantenimiento cuenta con una fuente de información confiable, que contribuye a las operaciones seguras.

2. OBJETIVOS

En este capítulo, se presentan los objetivos propuestos para esta práctica por parte de la GCB-ECOPETROL S.A. y además los que se plantearon para darle un valor agregado a dicho trabajo.

2.1 OBJETIVO GENERAL

Diseñar e implementar un plan de mantenimiento predictivo utilizando Termografía infrarroja en las subestaciones eléctricas de “Topping” y “Cracking” de la GCB-ECOPETROL S.A.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar el levantamiento de información de equipo eléctrico en las subestaciones de “Cracking” y “Topping” de la GCB-ECOPETROL S.A.
- Recolectar información de predictivos con termografía para estructurar las bases teóricas y técnicas del plan de mantenimiento predictivo.
- Diseñar la ruta de termografía para las subestaciones eléctricas de “Topping” y “Cracking”.
- Implementar el predictivo diseñado en las subestaciones.
- Almacenar información del levantamiento de equipo eléctrico y del recorrido en termografía en el programa DOCS Open.
- Proponer un manual de mantenimiento predictivo con termografía infrarroja para la escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones,

enfocado a la implementación de prácticas de laboratorio con termografía infrarroja en las materias relacionadas con el tema.

3. MARCO CONCEPTUAL

3.1 INTRODUCCIÓN

Antes de describir las actividades desarrolladas en esta práctica, es importante conocer los conceptos que dieron soporte teórico a esas actividades y que permitieron la documentación de este texto. Primero se hace una breve descripción de la GCB-ECOPETROL S.A. y luego se tratan los temas que tienen que ver directamente con los objetivos de la práctica: mantenimiento, termografía infrarroja, teoría infrarroja y principios de transferencia de calor.

3.2 DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

En este numeral se realiza la presentación de la empresa donde se realizó la práctica.

3.2.1 Presentación

ECOPETROL S.A. es una sociedad pública por acciones, vinculada al Ministerio de Minas y Energía. Básicamente las funciones de ECOPETROL S.A. están encaminadas a la exploración y refinación de petróleo. Por otra parte, el propósito de la gestión social de la empresa es contribuir a la construcción de capital social, propiciando condiciones de vivencia armónica entre el sector energético y el entorno.

En Colombia hay dos grandes refinerías: el Complejo Industrial de Barrancabermeja y la refinería de Cartagena. A la primera se le llama complejo

porque también posee procesos petroquímicos. Hay otras dos refinerías de menor tamaño en Orito, en el Sur de Colombia y en Tibú en el Noreste colombiano. Las dos abastecen la demanda local.

La Gerencia del Complejo Barrancabermeja se extiende en un área de 254 hectáreas, en las que se distribuyen más de 50 modernas plantas y unidades de proceso, tratamiento, servicios y control ambiental. Entre ellas se cuenta con cinco unidades de topping, cuatro unidades de ruptura catalítica, dos plantas de polietileno y plantas de alquilación, ácido sulfúrico, parafinas, aromáticos, y plantas para el procesamiento de residuos. Además, existen los procesos denominados facilidades auxiliares. Estos corresponden a aquellos equipos y procedimientos que no están directamente involucrados con la refinación pero adelantan funciones vitales para su operación. Tal es el caso de las calderas, la planta de hidrógeno los sistemas de enfriamiento, los sistemas de recuperación de azufre y los sistemas de tratamiento de residuos o de control de la contaminación.

3.2.2 Misión

La misión de la Empresa Colombiana de Petróleos, dice:

“Somos un área de soporte, comprometida con el manejo de los riesgos y oportunidades presentes en el entorno y de los impactos sociales ocasionados por la operación. Diseñamos e implementamos estrategias sociales y políticas, que contribuyen a hacer viable la operación hidrocarburífera“.

3.2.3 Visión

En cuanto a la visión de la empresa, esta dice:

“Seremos líderes en la generación de condiciones sociales y en la construcción y fortalecimiento del capital social, para contribuir a la viabilidad de la operación petrolera”.

3.2.4 Funciones de la empresa

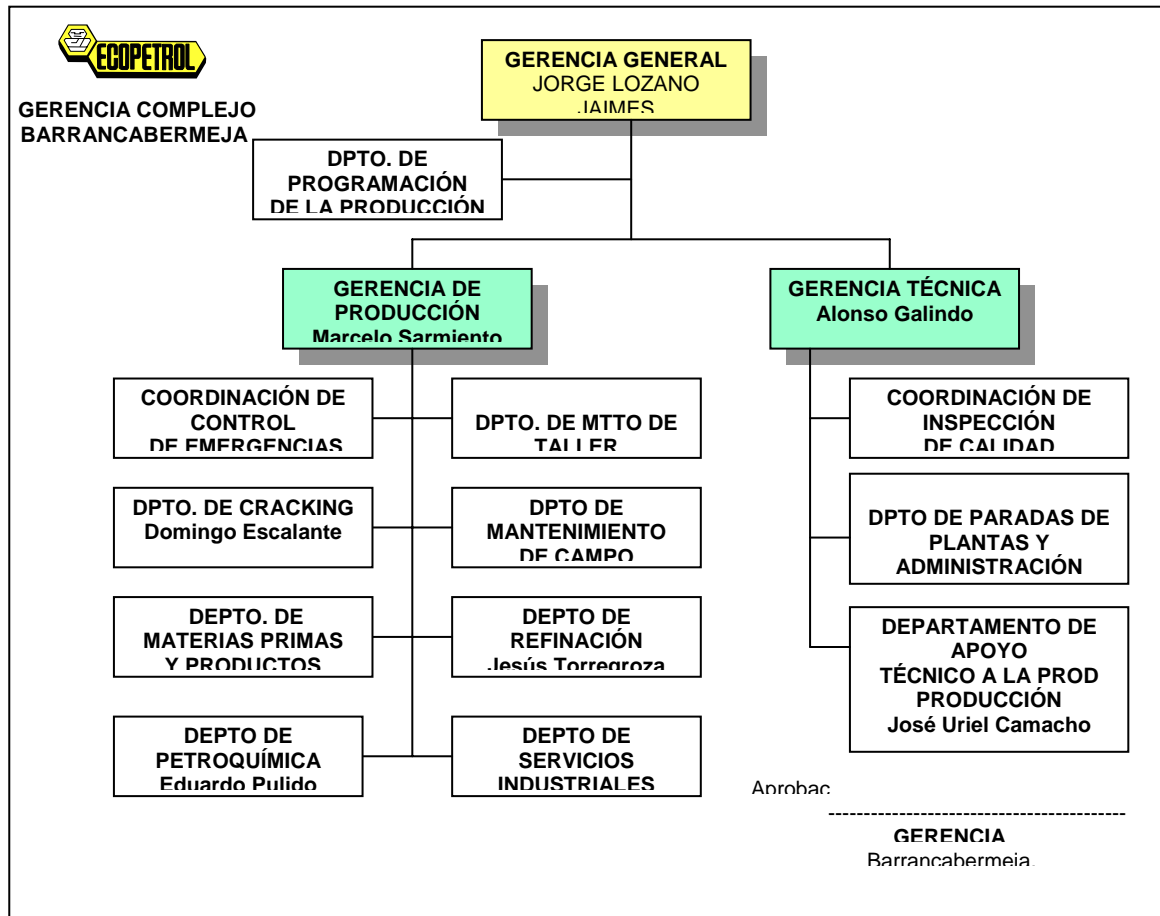
Las funciones de la empresa son las siguientes:

- Administración, disposición, manejo y explotación de campos petrolíferos, oleoductos, refinerías, estaciones de abastecimiento y terminales.
- Construcción, operación, administración, mantenimiento, disposición y manejo de oleoductos, gasoductos, poliductos, refinerías, estaciones de bombeo, de recolección, de compresión, de tratamiento, de abastecimiento, terminales y en general de todos aquellos bienes que se requieran para los fines de la empresa.
- Celebración de contratos en conexión con las actividades comerciales o industriales relacionadas con la extracción de hidrocarburos: el petróleo crudo y sus mezclas naturales y los elementos que lo acompañan o se deriven de él.
- Comercialización, importación, exportación de hidrocarburos, sus derivados y productos afines; procesamiento y venta en el exterior, almacenamiento y procesos de mezcla de productos en el exterior, y compra de productos en este proceso a la comercialización.
- Transporte y distribución de hidrocarburos, sus derivados y productos afines

3.2.5 Organigrama de la Gerencia Complejo Barrancabermeja ECOPETROL S.A.

En la figura 1 se presenta el organigrama de la GCB-ECOPETROL S.A.

Figura 1. Organigrama de la GCB-ECOPETROL S.A.



FUENTE: www.ecopetrol.com.co

3.3 TEORÍA DE MANTENIMIENTO

3.3.1 Generalidades

Actualmente la Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL S.A. está trabajando en la implementación de estrictas normas de calidad certificada que estén acordes a las exigencias de las empresas hidrocarburíferas a nivel global.

La ejecución de estos programas de calidad tiene una gran exigencia para los responsables del mantenimiento en las plantas de producción y proceso, ya que

deben “implementar los cambios que se requieren para pasar de ser un departamento que realiza reparaciones y cambia piezas y/o máquinas completas, a una unidad de alto nivel que contribuye de gran manera en asegurar los niveles de producción”².

La razón principal por la que el mantenimiento está tan comprometido con el cumplimiento de las exigencias de calidad, tiene que ver con la constante amenaza que implica la ocurrencia de una falla o error en un sistema, maquinaria, o equipo, pues “el objetivo del mantenimiento es contar con instalaciones en óptimas condiciones en todo momento, para asegurar una disponibilidad total del sistema en todo su rango de funcionamiento, basado en la carencia de errores y fallas”³.

3.3.2 Definición

Es un servicio que agrupa una serie de actividades cuya ejecución permite alcanzar un mayor grado de confiabilidad en los equipos, máquinas, construcciones civiles, instalaciones, etc. Además, la labor del departamento de mantenimiento, está relacionada muy estrechamente con la prevención de accidentes y lesiones en el trabajador ya que tiene la responsabilidad de mantener en buenas condiciones, la maquinaria y herramienta, equipo de trabajo, lo cual permite un mejor desenvolvimiento y seguridad evitando en parte riesgos en el área laboral⁴.

3.3.3 Objetivos del mantenimiento

² Estupiñán, E., Saavedra P. Impacto del mantenimiento proactivo en la productividad. [Artículo de Internet]. <http://www.monografias.com>. julio 2004.

³ Mendiburu, Henry. Operaciones de mantenimiento. [Artículo de Internet]. <http://www.monografias.com>. agosto 2004.

⁴ Molina, José. Mantenimiento y seguridad industrial. [Artículo de Internet]. <http://www.monografias.com>. febrero 2005.

Cada empresa traza unos objetivos específicos para el departamento de mantenimiento de acuerdo a sus necesidades; sin embargo, en la teoría se encuentran algunos de los objetivos generales hacia los que debe estar encaminado el mantenimiento⁵:

- Optimización de la disponibilidad del equipo productivo.
- Disminución de los costos de mantenimiento.
- Optimización de los recursos humanos.
- Maximización de la vida de la máquina.
- Disminución de la gravedad de las fallas que no se lleguen a evitar.
- Reducción (idealmente eliminación) de incidentes y aumento de la seguridad para las personas.

3.3.4 Tipos de mantenimiento

Existen cuatro tipos reconocidos de operaciones de mantenimiento, los cuales están en función del momento en el que se realizan, el objetivo particular para el cual son puestos en marcha, y en función a los recursos utilizados⁶, estos tipos de mantenimiento se describen a continuación:

3.3.4.1 Mantenimiento correctivo

Este mantenimiento también es denominado "mantenimiento reactivo" o "mantenimiento al fallo", porque sólo actúa cuando ocurre una falla o avería en el sistema. En este caso si no se produce ninguna falla, el mantenimiento será nulo, por lo que se tendrá que esperar hasta que se presente la avería para entonces tomar medidas de corrección de errores. Este mantenimiento trae consigo las siguientes consecuencias:

⁵ Mendiburu, Henry. Op.cit.

⁶ Robles P., Mora Fabián. Mantenimiento de subestaciones. [Artículo de Internet]. <http://www.universidaddechile.com>. agosto 2004

- Paradas no previstas en el proceso productivo, disminuyendo las horas operativas.
- Afecta las cadenas productivas, es decir, que los ciclos productivos posteriores se verán afectados a la espera de la corrección de la etapa anterior.
- Presenta costos por reparación y repuestos no presupuestados, por lo que se dará el caso que por falta de recursos económicos no se podrán comprar los repuestos en el momento deseado.

3.3.4.2 Mantenimiento preventivo

Se lleva a cabo de acuerdo a una programación preestablecida, con base en la experiencia y pericia del personal a cargo, en datos estadísticos o en recomendaciones de fabricantes⁷. Presenta las siguientes características:

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

3.3.4.3 Mantenimiento predictivo

Es considerado el tipo de mantenimiento más importante y está basado fundamentalmente en detectar una falla sin interferir en el funcionamiento del equipo, para dar tiempo a corregirla evitando que afecte o detenga la producción. Además, es el tipo de mantenimiento donde la termografía infrarroja ha tenido una excelente aplicación.

⁷ García, Alfonso. Vibraciones mecánicas Módulo I. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander; 1995. p.50.

Se efectúa de manera sistemática, teniendo en cuenta criterios de tiempo y operación de los equipos, efectuando inspecciones eléctricas y revisión detallada del equipo y aplicando alguna de las siguientes técnicas⁸:

- Analizadores de *Fourier* (para análisis de vibraciones).
- Endoscopia (para poder ver lugares ocultos).
- Ensayos no destructivos (a través de líquidos penetrantes, ultrasonido, radiografías, partículas magnéticas, entre otros).
- Termografía infrarroja (detección de condiciones a través del calor emitido).
- Medición de parámetros de operación (viscosidad, tensión, corriente, potencia, presión, temperatura, etc.)

3.3.4.4 Mantenimiento proactivo

No es una técnica de mantenimiento diferente, sino que utiliza las técnicas anteriores obteniendo lo mejor de las características de cada uno. Una característica importante es la aptitud que tomen los involucrados frente a las labores de mantenimiento, “ya que tiene como fundamento los principios de solidaridad, colaboración, iniciativa propia, sensibilización, trabajo en equipo, de modo tal que todos los involucrados directa o indirectamente en la gestión del mantenimiento deben conocer la problemática del mantenimiento, es decir, que tanto técnicos, profesionales, ejecutivos, y directivos deben estar concientes de las actividades que se llevan a acabo para desarrollar las labores de mantenimiento”⁹.

Cada individuo desde su cargo o función dentro de la organización, actúa de acuerdo a este cargo, asumiendo un rol en las operaciones de mantenimiento, bajo la premisa de que se debe atender las prioridades del mantenimiento en forma oportuna y eficiente.

⁸ Robles P., Mora Fabián. Op.cit

⁹ Mendiburu, Henry. Op.cit.

3.3.5 Organización de un programa de mantenimiento predictivo

Se ha mencionado varias veces la importancia de este tipo de mantenimiento y las ventajas de implementar un PMP; sin embargo, no se ha mencionado aún, como se crea un programa de mantenimiento de este tipo. A continuación se presenta una guía práctica para diseñar e implementar un PMP.

Hay ocho pasos esenciales involucrados en la organización de un plan de mantenimiento predictivo¹⁰, los cuales incluyen el diseño del programa de mantenimiento, así como su implementación.

3.3.5.1 Diseño de un programa de mantenimiento predictivo

Para el diseño de un programa de mantenimiento predictivo se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

1) Reconocimiento de plantas

El primer paso consiste en determinar la factibilidad de establecer un PMP, bajo un punto de vista ideal, este debería estar basado en un análisis de la condición de los equipos existentes en la subestación en términos de disponibilidad, confiabilidad, tiempos muertos, etc.

Esta información raramente está disponible; sin embargo, la factibilidad de un mantenimiento con base en la condición es juzgada de acuerdo a la cantidad y al tipo de equipos, además de la vasta experiencia con que cuentan los consultores del PMP. Sobre todo ésta última es indispensable en la implementación de un PMP, pues a partir del conocimiento que se tenga del equipo de las subestaciones

¹⁰ IRD Mechanalysis. En: Tecnología de vibración. Citado por: García, Alfonso. En: Vibraciones mecánicas Módulo I, 1995. p.p. 52-56.

se puede determinar cuales son los equipos críticos y las fallas más frecuentes. Precisamente, con el reconocimiento de plantas y equipos lo que se busca es establecer esos equipos críticos, para establecer consideraciones especiales para su inspección, como por ejemplo, un aumento en la frecuencia de inspección o el aseguramiento de una re-inspección más rigurosa.

2) Selección de equipos

El objetivo de este paso es abarcar una cantidad manejable de equipos, tomando en cuenta los requisitos de personal, los cronogramas de producción, el costo de los tiempos muertos, etc.

En algunas oportunidades es necesario incluir todos los equipos dentro del programa de mantenimiento, aún así, es necesario tener una idea concreta de la cantidad de equipos para proyectar los recursos necesarios y diseñar el cronograma adecuado para tal situación.

3) Selección de técnicas óptimas para la verificación de la condición

Esta etapa se ocupa del qué, cómo, cuándo y dónde efectuar la verificación de la condición.

¿Qué medir?

Debe existir un parámetro que es el indicativo de la condición del equipo y del avance de la falla. Por ejemplo para el caso del mantenimiento con termografía infrarroja el parámetro a medir es la temperatura de los equipos.

¿Cómo medir?

Existen a disposición instrumentos y técnicas capaces de comprobar el parámetro. Algunas se mencionaron anteriormente como el analizador de *Fourier*, el analizador de aceites, la cámara termográfica, etc.

¿Cuándo medir?

La técnica de verificación debe poder proporcionar un periodo útil para la detección de la falla, es decir, el tiempo de aviso anticipado entre la confirmación de un problema y una eventual falla catastrófica del equipo. Este hecho determinará la frecuencia de la verificación.

Con respecto a esto, se pueden acoger criterios ofrecidos por alguna norma o publicación técnica que proporcione parámetros para evaluar la criticidad de las fallas. En cuanto a la frecuencia de verificación es importante tener en cuenta las limitaciones de recursos que se tengan.

¿Dónde medir?

El punto de la medición es de suma importancia para tener una detección temprana de los defectos del equipo. Esto por ejemplo, cuando se utiliza un pirómetro que da una medida puntual de temperatura, pero si se utiliza una cámara termográfica la medida se da sobre una zona completa, y no tiene relevancia el punto de la medición, pero si la forma como se haga la medición.

3.3.5.2 Implementación de un programa de mantenimiento predictivo

Una vez desarrollada la fase de diseño donde se establecieron las técnicas óptimas para la verificación de cada uno de los equipos de la subestación, las mismas son integradas en un programa racional que define la implementación del PMP. Esta fase comprende:

4) Definición de un cronograma de inspección

En este paso se diseña una ruta de inspección donde se incluyen las plantas y equipos seleccionados para hacerles el mantenimiento predictivo, definiendo a la vez un cronograma de inspección.

5) Diseño de un sistema de información:

- Recopilación de datos
- Registro de datos
- Análisis de datos
- Redacción y presentación de informes

Además del sistema de información se debe crear un programa de entrenamiento e instrucción para el personal.

6) Fijación y revisión de datos y límites de condición aceptable

La finalidad de este paso es establecer los niveles “normales” de los parámetros para la verificación de la condición, que representen una condición aceptable del equipo. Esto, en realidad puede establecerse únicamente en base a la experiencia y a los datos históricos. Sin embargo, en las etapas iniciales cuando no se dispone de dichos datos, podrán utilizarse como guía las recomendaciones del fabricante y las tablas de índices generales de severidad correspondientes.

Idealmente esta fijación de límites de condición aceptable debe estar respaldada por una norma que establezca criterios para evaluar esas condiciones; de esta manera, adicional a la experiencia y los datos históricos y del fabricante, se contará con un criterio técnico puntual para hacer el diagnóstico de la falla.

Con base en dichos niveles “normales”, se establecen límites de acción que representen un deterioro significativo de la condición y proporcionen una advertencia razonable de la falla inminente.

7) Análisis de la condición

Se trata de un análisis de la condición del equipo, que a menudo conlleva a la aplicación simultánea de varias técnicas. La finalidad de este paso es confirmar si realmente existe un defecto y llevar a cabo un diagnóstico y pronóstico de la falla, por ejemplo: tipo de falla, ubicación, gravedad y las medidas correctivas requeridas.

8) Corrección de las fallas

Una vez diagnosticada la falla, será responsabilidad del departamento de mantenimiento organizar las medidas correctivas. En esta etapa es de suma importancia establecer la causa de la condición de falla y corregirla.

Los detalles de la falla corregida deberán ser revertidos al PMP con el fin de confirmar el diagnóstico y/o perfeccionar las capacidades de diagnóstico del programa. Esto indica que siempre se debe hacer una reinspección del equipo para confirmar si se corrigió realmente la falla.

3.4 TERMOGRAFÍA INFRARROJA

La termografía infrarroja como técnica de mantenimiento predictivo permite detectar, sin contacto físico con el equipo bajo análisis, cualquier falla que se

manifieste en un cambio de la temperatura de los componentes del equipo, midiendo los niveles de radiación infrarroja¹¹.

Es decir que cuando un equipo está fallando, esta falla se manifiesta en una elevación de temperatura en una parte del equipo, como un punto de conexión, un conductor, el aislamiento, los rodamientos, etc. Esta elevación de temperatura, invisible al ojo humano, es posible detectarla a través de una cámara termográfica la cual permite apreciar con exactitud cuál es el elemento afectado para hacer el correctivo necesario.

“En el área eléctrica a una falla se le conoce como un “punto caliente”, el fundamento de su detección se basa en el sobrecalentamiento que un componente eléctrico experimenta cuando se genera un aumento de la resistencia eléctrica como consecuencia de un falso contacto, de suciedad, oxidación etc”¹². La cámara termográfica permite visualizar térmicamente el elemento en cuestión y, normalmente, mediante comparación entre fases, identificar una falla debido a la diferencia de temperatura existente entre ellas.

3.4.1 Ventajas de la termografía infrarroja

La termografía ha tenido gran acogida en el área de mantenimiento, especialmente en la implementación de PMP. Las principales ventajas que respaldan la utilización de la termografía como técnica de mantenimiento son las siguientes¹³:

- Ayuda a prevenir paradas de planta no programadas.

¹¹ Vitoria, Teo. Mantenimiento predictivo de instalaciones eléctricas basado en termografía infrarroja. [Artículo de Internet]. <http://www.boletintecnologico.com>. julio 2004.

¹² Ibid.

¹³ Gregory, R. Stockton Infrared Thermography Services. [Artículo de Internet]. <http://www.itc.com> febrero 2004.

- La inspección se realiza a distancia sin contacto físico con el elemento en condiciones normales de funcionamiento. Es decir, no es necesario poner fuera de servicio las instalaciones o el equipo.
- Cuando se hace un seguimiento con inspección termográfica se puede establecer una tendencia del comportamiento del equipo y de la evolución de la falla.
- Es utilizable para el seguimiento de defectos en tiempo "real", lo que permite cuantificar la gravedad de la falla y la repercusión de las variaciones de carga sobre el equipo para que sea posible programar el mantenimiento en el momento más oportuno.
- En relación con el mantenimiento tradicional, el uso de la inspección termográfica propicia la reducción de riesgos para el personal ya que evita el contacto del operario con el equipo.
- Reduce el tiempo de reparación por la localización precisa de la falla.
- Facilita informes muy precisos al personal de mantenimiento.
- Todo lo anterior se traduce en el aumento de la confiabilidad del sistema.

Sin embargo, la termografía también presenta algunas limitaciones, entre las que se encuentran:

- Capacidad limitada para la identificación de defectos internos, en la medida que el defecto no se manifieste externamente por incremento de la temperatura.
- Los reflejos solares o de superficies brillantes pueden enmascarar o confundir defectos.
- El estado de carga del elemento bajo análisis puede influir en la determinación de las anomalías.

3.4.2 Aplicaciones de la termografía infrarroja

La mayoría de los problemas y fallas en el entorno industrial se manifiestan como cambios de temperatura (también se pueden detectar pérdidas de frío, no sólo elevaciones de temperatura) que pueden ser detectados mediante inspección termográfica.

Las aplicaciones de la termografía en mantenimiento predictivo son numerosas, especialmente en los sistemas eléctricos y mecánicos. Estas son las áreas donde se puede aprovechar esta técnica¹⁴:

- Instalaciones y líneas eléctricas de alta y baja tensión.
- Cuadros, conexiones, bornes, transformadores, fusibles y empalmes eléctricos.
- Motores eléctricos, generadores, bobinados, etc.
- Reductores, frenos, rodamientos, acoplamientos y embragues mecánicos.
- Hornos, calderas e intercambiadores de calor.
- Instalaciones de frío industrial y climatización.
- Líneas de producción, corte, prensado, forja, tratamientos térmicos.
- Medicina y veterinaria.

3.4.2.1 Inspecciones eléctricas

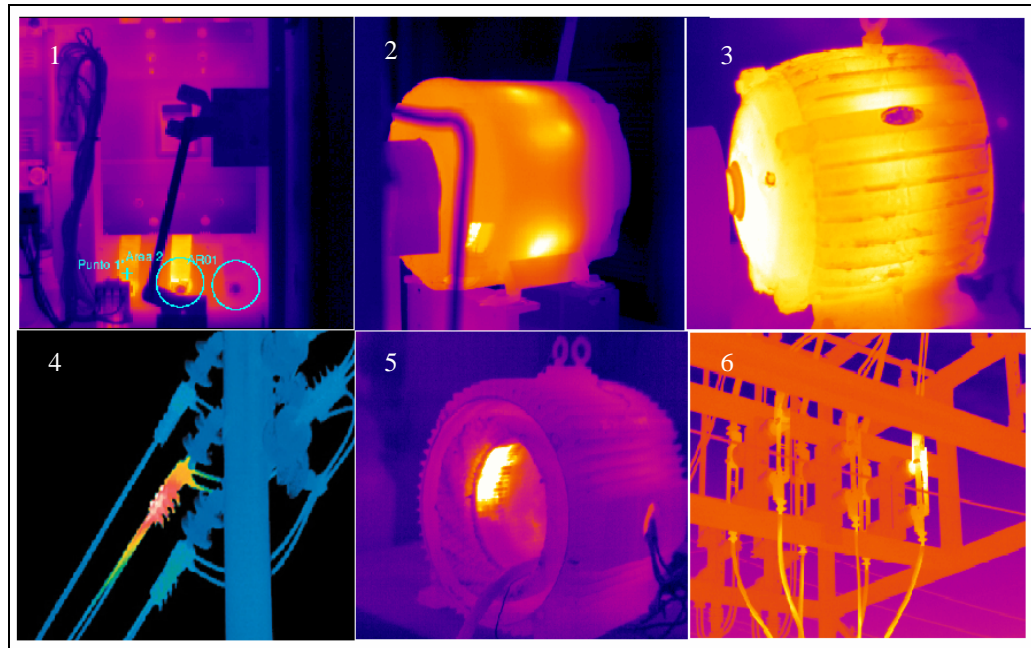
En el área eléctrica la termografía infrarroja sirve para: hallar conexiones flojas y corroídas, detectar pérdidas de aislamiento, hallar desbalance de carga, detectar sobrecalentamiento de devanados, entre otras¹⁵.

La figura 2 muestra las imágenes térmicas (termogramas) de diferentes equipos donde se muestran las principales aplicaciones de la termografía en el área eléctrica.

¹⁴ Termografía infrarroja. Aplicaciones y teoría. [Artículo de Internet]. <http://www.termografía.com>. 02 agosto 2004.

¹⁵ Curso de termografía infrarroja. Barrancabermeja: GCB-ECOPETROL S.A.; 2004.

Figura 2. Termogramas de aplicaciones en el área eléctrica



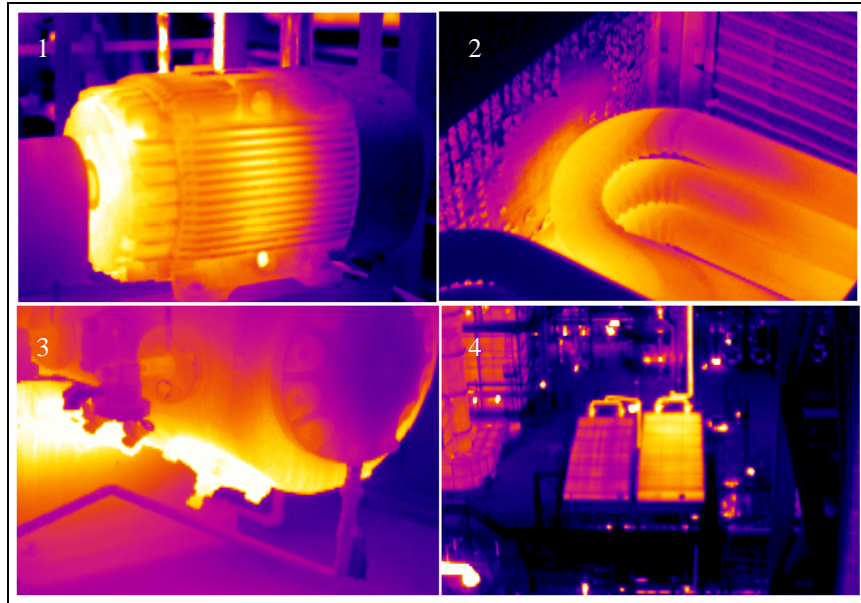
FUENTE: Curso de termografía ECOPEPETROL S.A.

- Figura 2-1. Inspección a equipo de S/E en celdas: contactores, relés, interruptores, etc.
- Figura 2-2. Detección de puntos calientes causados por pérdidas de aislamiento en el embobinado de un motor.
- Figura 2-3. El calentamiento en el rodamiento que es transferido al embobinado del motor.
- Figura 2-4. Inspección de líneas de transmisión de energía eléctrica.
- Figura 2-5. Para asegurar la calidad de un motor recién reparado se le ha inducido corriente y en unos pocos segundos se evidenció un daño.
- Figura 2-6. Inspección de equipo de patio de subestaciones eléctricas.

3.4.2.2 Inspecciones mecánicas

En la figura 3 se muestran termogramas de inspecciones realizadas a sistemas mecánicos:

Figura 3. Termogramas de aplicaciones en el área mecánica



FUENTE: Curso de termografía ECOPETROL S.A.

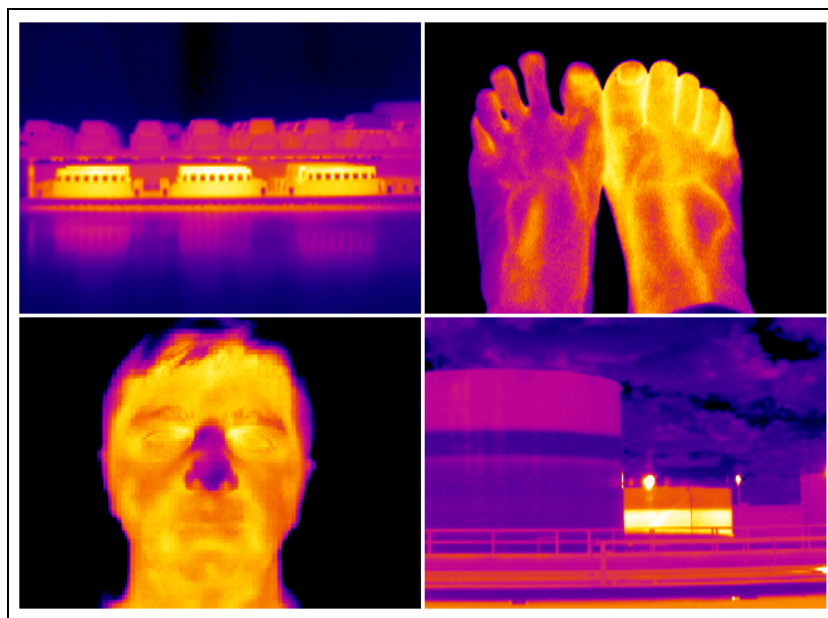
- Figura 3-1. Rodamientos sobrecalentados debido a que el motor está desalineado.
- Figura 3-2. Diseño e inspección de bombas de agua caliente.
- Figura 3-3. Calentamiento de válvulas en compresores
- Figura 3-4. Detección de sedimentos y contaminantes en intercambiadores, enfriadores y condensadores.

Además, existen otras aplicaciones en procesos de hornos, monitorización de flama, monitorización de turbinas, detección de fisuras en las camisas de los motores, inspección de intercambiadores de calor, etc.

3.4.2.3 Otras aplicaciones

Además de las áreas eléctrica y mecánica la termografía infrarroja tiene gran aplicación en otras áreas como se muestra en la figura 4:

Figura 4. Termogramas de aplicaciones varias



FUENTE: Curso de termografía ECOPEPETROL S.A.

- Inspección de tarjetas de circuitos impresos.
- Descubrimiento de inflamaciones corporales.
- Aplicaciones en medicina.
- Nivel de tanques de almacenamiento de crudos, entre otras aplicaciones.

3.5 TEORÍA INFRARROJA

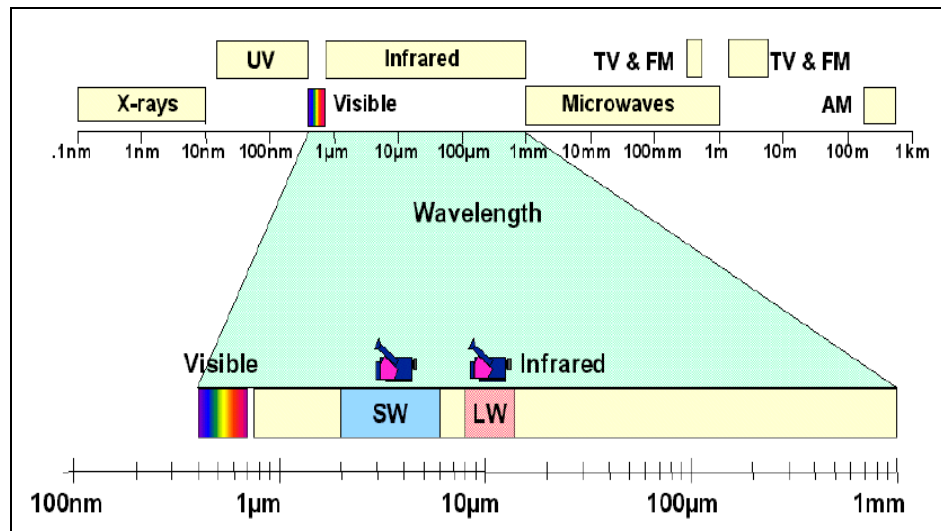
Los temas relacionados con la termografía infrarroja como la teoría infrarroja y la transferencia de calor son necesarios para comprender el principio bajo el cual actúa la termografía para detectar las fallas en los equipos. En esta sección se encuentra la teoría en la que se soporta la termografía infrarroja.

3.5.1 El espectro electromagnético

El espectro electromagnético se divide arbitrariamente en diversas zonas de longitudes de onda, llamadas bandas, que se distinguen por los métodos utilizados

para producir y detectar la radiación. No existen diferencias fundamentales entre la radiación de las distintas bandas del espectro electromagnético¹⁶. Todas ellas están regidas por las mismas leyes y las únicas diferencias son las debidas a las diferencias en la longitud de la onda.

Figura 5. Espectro electromagnético



FUENTE: Centro de Entrenamiento Infrarrojo ITC

La termografía utiliza la banda espectral del infrarrojo. En el extremo de la longitud de onda corta, la frontera se encuentra en el límite de la percepción visual, en el rojo profundo. En el extremo de la longitud de onda larga, se funde con las longitudes de onda de radio de microondas, en el intervalo del milímetro. En la figura 5 se presentan las diferentes longitudes de onda del espectro electromagnético

3.5.2 Radiación infrarroja

Todo equipo y/o elemento emite energía desde su superficie. “Esta energía es generada por la vibración y rotación de moléculas dentro del objeto, como la

¹⁶ Orlove, Gary. Principios de termografía infrarroja. [Artículo de Internet]. <http://www.itc.com>. julio 2004.

emisión infrarroja aumenta con la actividad molecular y la actividad molecular con el calor, esto indica que a mayor temperatura de un objeto su emisión de energía infrarroja será mayor”¹⁷.

Esta energía se emite en forma de ondas electromagnéticas que viajan a la velocidad de la luz a través del aire o por cualquier otro medio de conducción. La transferencia de calor por radiación se rige según la ley de Stefan-Boltzmann que se cita en el siguiente inciso donde se tratan los temas relacionados con transferencia de calor.

3.6 PRINCIPIOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR

3.6.1 Generalidades

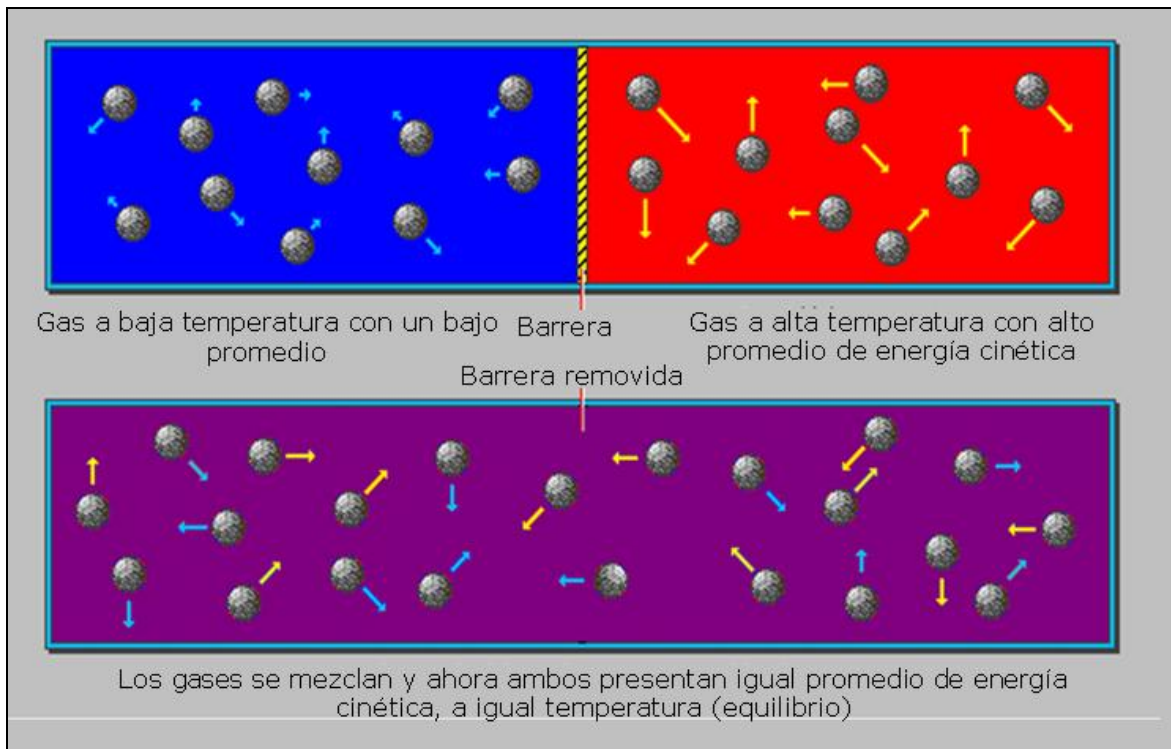
“La teoría de transferencia de calor o termocinética, es la ciencia que estudia la forma por la cual el calor se propaga desde un cuerpo o sus partes mas calientes a otros cuerpos o a sus partes más frías”¹⁸.

Cuando el calor pasa de un cuerpo a otro hay intercambio de calor entre ambos hasta que se igualan sus temperaturas. En la Figura 6 se muestra el fenómeno de equilibrio de temperatura entre dos gases mezclados a diferentes temperaturas.

¹⁷ Incropera, F., DeWitt, D. Fundamentos de transferencia de calor, Cuarta edición, Prentice-Hall, 1999. p.p. 3.

¹⁸ Rubio, Francisco. Una introducción al estudio de la termodinámica y a la transferencia de calor, Primera edición, Editorial Limusa, 1987. p.513

Figura 6. Equilibrio de temperatura entre dos gases



FUENTE: Curso de termografía ECOPETROL S.A.

Como se observó en las aplicaciones de la termografía infrarroja, la transferencia de calor tiene gran importancia en los procesos industriales, donde el calor pasa de un cuerpo a temperatura elevada, a otro a temperatura más baja, sea por contacto directo, o bien a través de paredes intermedias.

3.6.2 Concepto termodinámico de calor

Si se considera un sistema en cuyo interior existen regiones frías y calientes, “la energía a causa de la diferencia de temperatura, pasará de la región caliente a la fría por conducción, radiación y convección. En el campo de la transferencia de calor, esas formas transitorias de la energía se conocen con el nombre de *calor*”¹⁹.

¹⁹ Ibid., p. 54.

Sin embargo, en termodinámica, solamente se llama calor a la energía pero no a la masa emitida o recibida por el sistema a través de su superficie.

En síntesis se puede decir, que el calor es la energía que se transmite, sin acompañamiento de masa, a través del contorno de un sistema, debido a una diferencia de temperatura entre el sistema y el medio que le rodea.

3.6.3 Formas de transferencia de calor

La transferencia de calor puede verificarse en tres formas fundamentales distintas: conducción, convección y radiación²⁰.

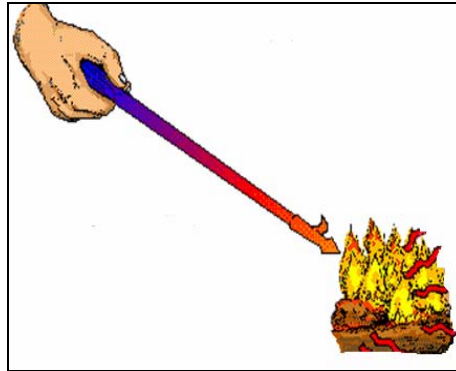
3.6.3.1 Conducción

Consiste en el hecho de que el calor es transmitido directamente entre partículas en contacto a través de la masa del cuerpo, ello es debido al movimiento térmico de las moléculas y de los átomos de la materia, y al movimiento de electrones libres en los metales.

Solo se verifica una conducción térmica pura, es decir no acompañada de las otras dos formas de transferencia, en los cuerpos sólidos y en las capas delgadas e inmóviles de los líquidos y algunos gases. En la figura 7 se representa el fenómeno de conducción de calor a través de una varilla metálica.

²⁰ Ibid., p. 513-521

Figura 7. Transferencia de calor por conducción



FUENTE: Curso de termografía ECOPETROL S.A.

3.6.3.2 Convección

La convección calorífica se verifica por el paso de calor de un punto a otro del espacio, gracias a la acción térmica de partículas muy móviles de sustancias líquidas, gaseosas o pulverulentas, en el curso de desplazamientos relativos de estas partículas, como se representa en la figura 8.

La transferencia de calor por convección viene siempre acompañada por otra por conducción, de tal manera que esta última se verifica de sólido a fluido en movimiento.

Figura 8. Transferencia de calor por convección



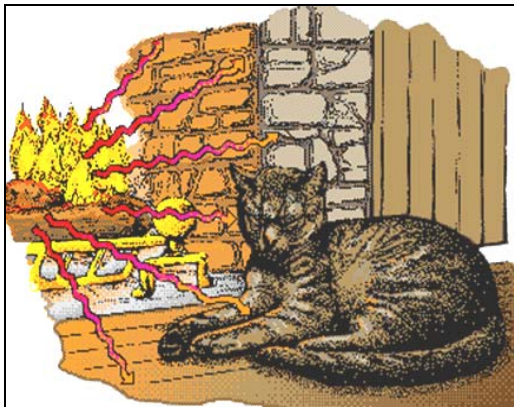
FUENTE: Curso de termografía ECOPETROL S.A.

3.6.3.3 Radiación

Para entender el proceso de transferencia de calor asociado a la termografía infrarroja, la radiación es la forma de transferencia más importante.

La radiación tiene lugar mediante el transporte de calor de un cuerpo a otro, por ondas electromagnéticas a través de un medio intermediario que es transparente para la radiación térmica (el aire o el vacío). En esta forma de transferencia de calor, una parte de la energía interna del cuerpo caliente se transforma en energía radiante que se propaga a través del campo electromagnético, convirtiéndose después nuevamente en energía termocinética de las partículas del segundo cuerpo (cuerpo irradiado), cuando a éste lo alcanzan las ondas (ver figura 9).

Figura 9. Transferencia de calor por radiación



FUENTE: Curso de termografía ECOPEPETROL S.A.

3.6.4 Naturaleza de la radiación térmica

Cuando se calienta un cuerpo, una parte de la energía térmica es inevitablemente transformada en energía radiante, y la cantidad de energía radiada depende de la temperatura del cuerpo. Las radiaciones que presentan propiedades térmicas (las

de ser absorbidas por los cuerpos y ser transformadas en energía calorífica) más notorias son las radiaciones infrarrojas²¹.

Cuando las radiaciones caloríficas llegan a un cuerpo cualquiera, su energía Q_0 es en parte absorbida por el cuerpo (Q_A), en parte reflejada (Q_R) y en parte atraviesa el cuerpo (Q_D)²². De acuerdo con esto, se puede escribir la siguiente igualdad:

$$Q_0 = Q_A + Q_R + Q_D \quad (1)$$

Dividiendo todos los términos de la ecuación (1) por Q_0 y si se expresa por $A=Q_A/Q_0$, el poder de absorción; por $R=Q_R/Q_0$, el poder de reflexión y por $D=Q_D/Q_0$, el poder de transparencia, se obtiene la expresión de la ecuación (2):

$$A + R + D = 1 \quad (2)$$

Se llama cuerpo perfectamente negro o simplemente cuerpo negro, a un cuerpo que es capaz de absorber totalmente todas las radiaciones que recibe, es decir, $A=1$.

Si el cuerpo refleja totalmente todos los rayos, se dice que es el espejo perfecto, o un cuerpo absolutamente blanco, para los cuales $R=1$.

Si $D=1$ la energía radiada atraviesa completamente el cuerpo; tales cuerpos se denominan perfectamente transparentes o diatérmicos.

- **La ley de Stefan-Boltzmann**

²¹Orlove, Gary. Op.cit.

²²Rubio, Francisco. Op.cit

La relación entre energía emitida y la temperatura del objeto ha sido establecida experimentalmente por Stefan Boltzmann, dónde se establece que la radiación intrínseca de un cuerpo negro es proporcional a la cuarta potencia de su temperatura absoluta:

$$E = \varepsilon \sigma T^4 \quad (3)$$

Donde:

E Energía emitida W / cm^2

ε Factor de emisividad

σ Constante de Boltzmann

T Temperatura del objeto $^{\circ}K$

En la ecuación (3) se observa que la cantidad de energía irradiada por un objeto está en relación directa con su temperatura, lo que indica que entre más caliente está el objeto, más energía tiende a irradiar. La diferencia entre un cuerpo caliente y uno frío es el grado en el cual ambos cuerpos emiten y absorben energía. Si el objeto absorbe más energía que la que irradia se le considera frío, si el objeto emite más energía que la que absorbe se considera que está caliente.

Básicamente esto explica la forma como la cámara termográfica convierte instantáneamente la radiación térmica en mapas térmicos (termogramas) visibles que pueden ser desplegados en equipos de video convencional para poder realizar un análisis cuantitativo de la temperatura²³.

3.7 MEDIDA DE TEMPERATURA

²³ Manual del usuario de ThermaCAM™ Reporter 2002. No. de publicación 1 557 551.

La temperatura es uno de los primeros parámetros observables que pueden indicar la condición de funcionamiento del equipo eléctrico. El calor es un subproducto del trabajo realizado por un sistema eléctrico, mecánico o químico.

Identificada la importancia de la medición de temperatura y reconociendo la termografía infrarroja como la técnica de medida más sofisticada, es de utilidad conocer un poco acerca de otros instrumentos de medida de temperatura. Antonio Creus en su libro de instrumentación industrial, antes de surgir la termografía, menciona los instrumentos de medida de temperatura comúnmente más utilizados en esa época²⁴: termómetro de vidrio, termómetros bimetalicos, elementos primarios de bulbo y capilar rellenos de líquido, gas o vapor, termopares, termómetros de resistencia y pirómetros de radiación.

3.7.1 Pirometría

En aplicaciones industriales y de investigación es necesario a menudo medir la temperatura de un objeto desde una cierta distancia sin hacer contacto; por ejemplo, cuando el objeto está en movimiento, como en una línea de montaje; cuando está muy caliente, como dentro de un horno o cuando es inaccesible. El método usado para efectuar estas mediciones de temperatura a distancia es conocido como pirometría de radiación²⁵. En la Figura 10 se muestra un pirómetro de radiación con el que se puede hacer una medida puntual de la temperatura.

²⁴ Creus, Antonio. Instrumentos industriales, Segunda edición, Alfaomega Marcombo, 1990. p. 51.

²⁵ Ibid. p. 51.

Figura 10. Pirómetro óptico



FUENTE: Catalogo Web – Soltec

3.8 NORMAS Y PUBLICACIONES TÉCNICAS DE TERMOGRAFÍA INFRARROJA

Para la *fijación y revisión de datos y límites de condición aceptable* en la implementación de un PMP se destacaron tres factores útiles, la experiencia del personal de mantenimiento, los datos históricos y/o recomendaciones del fabricante y acoger los criterios técnicos de alguna norma reconocida o publicación técnica en base a los cuales se pueda hacer un diagnóstico más puntual de la severidad de la falla.

3.8.1 *International Electrical Testing Association (NETA)*

La norma NETA (Asociación Internacional de Pruebas Eléctricas) proporciona los criterios mostrados en el cuadro 2, que ayudan a determinar el grado de criticidad de un problema eléctrico en base a la medida de temperatura con una cámara infrarroja, indicando las acciones sugeridas basadas en los incrementos de temperatura²⁶.

²⁶ NETA. Asociación Internacional de Pruebas Eléctricas. Inspecciones con termografía, Cap. 9; 1999. p. 189.

Cuadro 2. Acciones sugeridas basadas en incrementos de temperatura

Diferencia de temperatura basada en comparaciones entre componentes similares, bajo condiciones de carga	Diferencia de temperatura basada en comparaciones entre componentes y la temperatura ambiente	Acción recomendada
1°C – 3°C	1°C – 10°C	Posible deficiencia
4°C – 15°C	11°C – 20°C	Probable deficiencia
-- -- --	21°C – 40°C	Deficiencia
> 15°C	>40°C	Mayor deficiencia

FUENTE: Tabla 10.18. NETA. Inspecciones con termografía.

Definiciones:

- Posible deficiencia: Requiere seguimiento (monitorización).
- Probable deficiencia: Reparar como el tiempo lo permita.
- Deficiencia: Monitorizar constantemente hasta que hayan terminado las medidas correctivas
- Mayor deficiencia: Reparar inmediatamente.

Sin embargo, como apoyo a estos criterios de diagnóstico es conveniente tomar nota del nivel de carga del circuito, y del balance de corrientes en sistemas trifásicos.

Según esta norma, el reporte de termografía debe incluir lo siguiente:

1. Descripción del equipo a ser inspeccionado.
2. Discrepancias.
3. Diferencia de temperatura entre el área concerniente y el área de referencia.
4. Causa probable de la diferencia de temperatura.
5. Áreas inspeccionadas. Identificar las áreas y equipos inaccesibles y/o no observables.

6. Identificar las condiciones de carga en el momento de la inspección.
7. Tomar fotografías y/o termogramas del área deficiente.
8. Acción recomendada.

3.8.2 Occupational Safety Health Administration (OSHA)

La norma OSHA (Administración de seguridad y salud ocupacional) establece que se puede minimizar el riesgo a heridas en una descarga de arco eléctrico simplemente ubicándose a una distancia prudente de la zona del arco. Las distancias mínimas para realizar una inspección con termografía, están definidas en el cuadro 3.

Cuadro 3. Distancias mínimas de seguridad para inspecciones con termografía

TENSIÓN	DISTANCIA MÍNIMA DE SEGURIDAD
300V - 750V	1 m
750V - 2kV	1,2 m
2kV - 15kV	5 m
15kV - 36kV	5,8 m

FUENTE: Norma OSHA

3.8.3 Otras normas y publicaciones

Aparte de lo recomendado por la norma NETA y la norma OSHA, existen otras normas y publicaciones técnicas sobre inspecciones con termografía, de las se tiene las siguientes anotaciones:

3.8.3.1 ANSI/NFPA 70E-1994

Esta norma trata sobre la seguridad en el sitio de trabajo cuando se realiza una inspección con termografía.

3.8.3.2 ASTM E 1934 Rev. A. (*American Society for Testing and Materials*)

Normas para examinar equipo eléctrico y mecánico con termografía.

4. ACTIVIDADES REALIZADAS

4.1 INTRODUCCIÓN

El desarrollo de la práctica se realizó de acuerdo a un cronograma de actividades definido por la empresa, en el cual se presentaron dos actividades generales: la primera consistió en levantamiento de la información del equipo de las subestaciones eléctricas de los departamentos de “Topping” y “Cracking”, mientras que la segunda, estaba destinada al diseño y a la implementación del PMP en todas las subestaciones de la GCB. Para cada una de esas actividades, se realizaron una serie de sub-actividades que se describen en este capítulo.

4.2 IDENTIFICACIÓN DE SUBESTACIONES Y EQUIPOS

En esta actividad, con la asesoría de los tutores de la empresa se realizó un reconocimiento de las características de las subestaciones eléctricas de la refinería y la función de los equipos que allí se encuentran.

4.2.1 Descripción y características de las subestaciones eléctricas

La mayoría de las subestaciones eléctricas de la Gerencia Complejo Barrancabermeja ECOPETROL S.A. están en celdas para prevenir el riesgo potencial de explosión a causa de la presencia de gases, vapores o nieblas inflamables mezcladas con el aire. Estas subestaciones son encerradas y los equipos se encuentran en paneles metálicos o casillas.

Figura 11. Fotografías del exterior (izq.) y del interior (der.) de una S/E

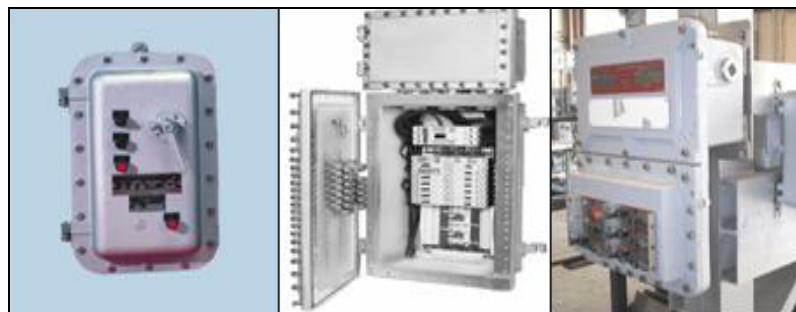


FUENTE: GCB-ECOPETROL S.A

La figura 11 muestra, a la izquierda la fotografía del exterior de una subestación típica de la GCB y a la derecha muestra una fotografía de los equipos (casillas) en el interior de una subestación eléctrica.

El otro tipo de subestaciones que existen en la refinería son las que se encuentran a la intemperie, donde los equipos están en contacto con el ambiente anteriormente descrito. Sin embargo para evitar explosiones, los equipos de estas subestaciones son equipos a prueba de explosión y tienen el diseño adecuado para evitar este tipo de accidentes. La figura 12 muestra los tipos de casillas a prueba de explosión que se requieren en las subestaciones que están a la intemperie.

Figura 12. Casillas a prueba de explosión



FUENTE: GCB-ECOPETROL S.A.

Las características principales de estos equipos son las siguientes²⁷:

- Las cubiertas de estos equipos contienen y previenen la propagación de la llama hacia fuera, a través de las juntas o aberturas, para evitar que las mezclas de vapores alrededor se incendien.
- Las cubiertas son suficientemente fuertes para resistir (sin rotura o seria deformación), la presión interna de la ignición.

4.2.2 Descripción de los principales equipos de las subestaciones

- **Casillas del los centros de control de motores (CCM)**

Las casillas de los CCM son celdas de baja tensión (480 V) donde se encuentran los elementos de control, protección y medida de los motores que hay en las plantas de proceso. La fotografía izquierda de la figura 13 muestra un CCM de la subestación eléctrica de la Unidad CDU/U-200 del departamento de “Topping” (Refinación). Los elementos que normalmente tiene una casilla son el contactor, el interruptor, los transformadores de medida, los relés de protección del equipo, elementos de señalización, botones de arranque y parada, entre otros. En la derecha de la figura 13 se muestra una fotografía de los elementos componentes de una casilla de baja tensión.

²⁷ Equipos a prueba de explosión: equipo para uso en áreas peligrosas. [Diapositiva]. Barrancabermeja, 2004. [63 diapositivas preparadas por el ing. Gustavo Muñoz Q.].

Figura 13. Fotografía de un CCM (izq.) y de una casilla de baja tensión (der.)



FUENTE: GCB-ECOPETROL S.A.

- **Casillas del “switchgear” (SWG)**

El “switchgear” reúne las casillas de media tensión (2,4 kV, 4,16 kV, 6,3kV, 13,8 kV) donde se encuentran los elementos de control, protección y medida de los motores de media tensión, transformadores, las barras de llegada y salida para los transformadores y las barras de enlace.

En la figura 14, la fotografía izquierda muestra las casillas de media tensión de un “switchgear” y la fotografía derecha muestra los componentes de una casilla de media tensión.

Figura 14. Fotografía de un switchgear (izq.) y fotografía de una casilla de media tensión (der.)



FUENTE: GCB-ECOPETROL S.A.

- **Tableros de servicios generales (TSG)**

Estas son casillas de baja tensión donde se encuentran los elementos de control y protección de los equipos de alumbrado, toma corrientes, interruptores y servicios auxiliares.

Figura 15. Fotografía de un TSG, un TCC y un ATS



FUENTE: GCB-ECOPETROL S.A.

- **Tableros de cargas críticas (TCC)**

Las casillas para las cargas críticas reúnen los elementos de protección y control del alumbrado de emergencia, de los cargadores de baterías y de las UPS.

- **Tableros de los interruptores de transferencia automática (ATS)**

El ATS (interruptor de transferencia automática) es el tablero donde se hace el cambio automático para la alimentación de las cargas críticas en caso de emergencia cuando falle la alimentación principal y entre a funcionar la alimentación proveniente de los bancos de baterías.

Por ejemplo, la figura 15 muestra el tablero de servicios generales, el tablero de cargas críticas y el interruptor de transferencia automática de la CDU/U-200.

4.3 LEVANTAMIENTO DE LA INFORMACIÓN DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DEL DEPARTAMENTO DE CRACKING

El departamento de “Cracking” cuenta con seis plantas de proceso: Planta de ácidos, alquilación, Modelo IV, Orthoflow, UOP I y UOP II. Cada planta tiene una subestación eléctrica que recibe el mismo nombre de la planta.

La actividad consistió en ir a cada subestación y hacer un esquema representativo del equipo que se encuentra allí (casillas, paneles, tableros, transformadores, bancos de batería, etc.). Con esto se obtuvo un inventario detallado del equipo existente y de la ubicación de su casilla dentro de la subestación.

Se visitó cada una de las subestaciones eléctricas para hacer el correspondiente levantamiento del equipo existente:

- Centros de control de motores (casillas de baja tensión)
- Centros de potencia (casillas de baja tensión)
- “Switchgear” (celdas de media tensión)
- Tableros de servicios generales y de cargas críticas
- Interruptores de transferencia automática
- Paneles de alumbrado
- Tableros de distribución

Además de otros equipos como transformadores, cargadores de baterías y UPS.

Para cada levantamiento se creó un documento en Microsoft Excel que contiene la siguiente información:

- Ubicación espacial de los grupos de casillas y equipos dentro de la subestación.
- Listado de equipos. De cada equipo se tiene la referencia, la descripción, la ubicación de la casilla, la potencia, la corriente y la velocidad.
- Dibujo de los equipos.

Para tener una referencia del tipo de documento creado para cada subestación eléctrica, en el Anexo B se encuentra una copia del archivo creado para la subestación eléctrica de la planta de ácidos. Los documentos creados para las demás subestaciones no se anexan debido a que son documentos extensos, y no se considera necesario entrar en detalles para describir los resultados de esta actividad.

4.4 LEVANTAMIENTO DE LA INFORMACIÓN DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DEL DEPARTAMENTO DE REFINACIÓN

Esta actividad es equivalente a la realizada para el departamento de “Cracking” que se describió anteriormente.

El departamento de Refinación cuenta con seis subestaciones eléctricas que alimentan las plantas de proceso: S/E Unidad de Balance, S/E Unidad CDU/200, S/E Unidad 250, S/E Unidad 2000, S/E Unidad 2100 y S/E Unidad 4600.

De igual forma que para el departamento de “Cracking”, para el de Refinación se creó para cada levantamiento un documento en Microsoft Excel con la información de cada subestación.

4.5 ORDENAMIENTO Y ALMACENAMIENTO DE LA INFORMACIÓN EN EL PROGRAMA DOCS OPEN

El objetivo es que esta información esté al alcance de la persona que requiera consultarla, para tal fin, los resultados del levantamiento deben ser ordenados y almacenados en un sistema de información de consulta oficial en la GCB como DOCS Open.

Inicialmente debido a la reestructuración y depuración de información en DOCS Open, se almacenó temporalmente la información del levantamiento en el disco W de la Intranet de la GCB. El aplazamiento temporal de esta actividad también respondió a la necesidad de corregir y confirmar algunos datos del levantamiento, que es otra de las actividades que se describen posteriormente. Para no entorpecer y congestionar el proceso de subir documentos a DOCS Open se desarrolló esta actividad sólo hasta cuando la información fue totalmente corregida.

En la Intranet en el disco W se almacenaron las carpetas y archivos con la información de todo el levantamiento de equipo eléctrico, utilizando la siguiente ruta de acceso: [W\Información equipo eléctrico\motores\LEVANTAMIENTO](#).

En cuanto a DOCS Open se realizó el proceso para almacenar la información del levantamiento con el señor José Edilberto Buriticá que es el ingeniero encargado de manejar este sistema de información. El procedimiento es el siguiente:

1. Se envió copia del levantamiento de información (documentos creados en excel) a los tutores encargados y al señor José Buriticá.
2. El señor José Buriticá con la asesoría de los tutores, se encargó de revisar la calidad del documento y que este cumplía con los requisitos de normatividad documental exigidos en la GCB.
3. En caso de que fueran necesarios cambios en los documentos, se revisaban y realizaban los cambios pertinentes. En este caso no se realizaron cambios sustanciales.

4. Finalmente el documento fué revisado y aprobado por la coordinadora del área en la que se trabajó, que en este caso es la ingeniera Jenny Jaramillo Pulgarín, coordinadora del área de procesos del Departamento de Apoyo Técnico a la Producción (PTB).
5. Una vez realizadas todas las revisiones y aprobaciones el documento fue almacenado en DOCS Open.

4.6 SUMINISTRO DE LA INFORMACIÓN ACTUALIZADA A CADA SUBESTACIÓN

Con esta actividad se busca que el grupo de operaciones y mantenimiento tenga acceso directo en el sitio de trabajo a la información del levantamiento. Con esto se aumenta considerablemente la efectividad y seguridad de las operaciones ya que está respaldada por información ordenada y confiable, evitando intervenir equivocadamente algún equipo o perder tiempo identificando su ubicación dentro de la subestación.

Se imprimió una copia de cada documento en Excel para dejarla en el respectivo cuarto de control donde se encuentran los operadores encargados de diligenciar los permisos de trabajo de la subestación, y además en cada panel de casillas dentro de la subestación se pegó el listado de los equipos pertenecientes al panel.

Para cada subestación se suministro la siguiente información actualizada:

- Referencia de todas las casillas que contiene cada panel (CCM, SWG, TCC, TSG, etc).
- Listado con los datos de placa del equipo que se controla con cada casilla (potencia, tensión, corriente, velocidad).
- Ubicación espacial del equipo sin tener que ingresar a la subestación.

De esta manera se aseguró que los operadores y el grupo de mantenimiento, tengan un medio de consulta confiable y ordenado de la información de cada subestación eléctrica.

4.7 ACTUALIZACIÓN DE TAGS PARA LAS CASILLAS.

Durante el proceso del levantamiento se identificaron algunos errores o ambigüedades en los tags de las casillas. En algunos casos la casilla no estaba identificada con el tag correspondiente, o había dos casillas con el mismo tag o en muchos casos el tag estaba reemplazado por una cinta de enmascarar escrita a mano de manera “provisional”.

En la figura 16 se presenta por ejemplo el caso de una casilla de reserva del CCM de la Unidad 250 que se asignó posteriormente para el motor MP-276A pero no se le creó el correspondiente tag para marcar la casilla.

Figura 16. Fotografía de una casilla con el tag desactualizado



FUENTE: GCB-ECOPETROL S.A.

Esto también representó una actividad necesaria en la actualización de la información y por eso se crearon los tags para las casillas que lo requirieron.

Simultáneamente con el levantamiento se identificaron las casillas con este tipo de errores y se crearon los tags que posteriormente fueron pegados en la respectiva casilla, en total se crearon 52 tags. El listado de las casillas para las que se crearon tags se encuentra en el Anexo C.

Como ejemplo, la figura 17 muestra el modelo del tag de una casilla que tiene los elementos de control y protección del motor MP-2040A de la Unidad 2000 del departamento de Refinación.

Figura 17. Tag de una casilla



FUENTE: Autor

4.8 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN DE PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO DIRIGIDOS A LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Un punto de inicio para el diseño del plan de mantenimiento fué reunir la información de programas de mantenimiento con termografía infrarroja que se habían implementado anteriormente en la refinería, específicamente recopilando los antecedentes de mantenimiento con termografía para las casillas de baja tensión, que brindan información específica de la forma como se ha trabajado en este campo.

Hasta el momento en la refinería se ha realizado mantenimiento predictivo a las casillas con dos técnicas diferentes, la pirometría y la termografía infrarroja.

4.8.1 Programas de mantenimiento predictivo con pirometría

Aunque la pirometría es una valiosa técnica de medida de temperatura, ha sido desplazada por la termografía y actualmente no se está utilizando para el mantenimiento predictivo de casillas en la GCB.

Como antecedente inmediato a este predictivo con termografía, está un plan diseñado e implementado por los ingenieros electricistas de PTB, en el cual se utilizó la pirometría para detectar puntos calientes en las casillas de baja tensión de las subestaciones eléctricas. El predictivo se ejecutó por primera vez en octubre de 2003; los resultados obtenidos con esta primera inspección se muestran a continuación²⁸:

RESUMEN POR NEGOCIO

NEGOCIO	CASILLAS INSPECCIONADAS	CASILLAS EN FALLA	% EN FALLA
PETROQUÍMICA	200	35	17,5
CRACKING	174	9	5
SERVICIOS IND.	194	4	2
REFINACIÓN	124	11	8,8
MATERIAS PRIMAS	95	3	3

PLANTAS CRÍTICAS

PLANTA	CASILLAS INSPECCIONADAS	CASILLAS EN FALLA	% EN FALLA
AROMÁTICOS	37	9	24,3
PARAFINAS	45	9	20
POLI I	57	14	24,5
UOP I	38	6	15,8

²⁸ La información de este programa de mantenimiento se encontró en la Intranet de la GCB en los archivos de mantenimiento del disco W. Los cuadros corresponden al informe de los resultados de la primera inspección enviado por el Ingeniero Tulio López al personal relacionado con el PMP.

Los datos detallados de cada planta se le entregaron al Ingeniero Electricista de cada área para que generara las recomendaciones respectivas. La segunda ejecución estaba programada para abril de 2004, sin embargo no se continuó con la ejecución de este programa de mantenimiento debido a las siguientes razones:

- La ejecución de la ruta diseñada para el programa de mantenimiento demanda demasiado tiempo mostrándose ineficiente: En el Anexo D de este texto se muestra el formato diseñado para la inspección con pirometría, en este se observa que cada casilla requiere tomar medida de temperatura en 15 puntos diferentes (A1: Entrada línea 1 del *breaker*, B1: Salida línea 1 del *breaker*, C1: Entrada línea 1 del contactor, etc). De los cuadros del reporte se tiene que en cada departamento se inspeccionan en promedio 157 casillas, es decir, 2355 puntos por departamento lo que representa un tiempo de inspección demasiado grande, sin sumarle a esto los tiempos que demanda diligenciar los permisos de trabajo.
- Uno de los inconvenientes de la pirometría es que da una medida puntual de temperatura y no sobre una superficie, lo que puede dar pie a apreciaciones erradas sobre la condición de los equipos. Esto no sucede con la termografía infrarroja, que da una medida de temperatura en un área completa.
- Además de las anteriores razones, la termografía infrarroja posee enormes ventajas frente a la pirometría, y resulta inadmisibles utilizar pirometría si se cuenta con los recursos para implementar un PMP más completo utilizando termografía infrarroja.

4.8.2 Programas de mantenimiento con termografía infrarroja

La termografía infrarroja se ha venido utilizando en mantenimiento predictivo en la GCB desde hace aproximadamente quince (15) años, precisamente antes del

PMP con pirometría se realizaba mantenimiento a las casillas utilizando termografía infrarroja, sin embargo, debido a la falta personal para realizar las inspecciones, no se continuó con la ejecución de dicho programa.

De este programa de mantenimiento no se tiene ningún registro de información debido a que dentro de su implementación no se estructuró de manera formal un sistema de información.

4.9 RECONOCIMIENTO DE SUBESTACIONES Y EQUIPOS

En este punto se identificaron las subestaciones eléctricas que deben hacer parte de la ruta de termografía y el tipo de equipo al que vá dirigido el programa de mantenimiento.

Inicialmente el alcance de la práctica cubría el diseño y la implementación de un programa de mantenimiento para las subestaciones eléctricas de los departamentos de “Cracking” y “Topping” o Refinación; sin embargo, debido a la importancia del mantenimiento predictivo para el equipo de las subestaciones y en vista de que se contaba con los recursos necesarios, se extendió el alcance de la práctica para diseñar e implementar el programa para las subestaciones de todos los departamentos de la GCB.

Este plan vá dirigido al mantenimiento predictivo de las casillas de baja tensión. Bajo esta premisa se identificaron las subestaciones que se deben incluir en la ruta de termografía, pues en algunas el tipo de equipo que hay no clasifica dentro de los alcances del PMP, atendiendo específicamente a las características físicas del equipo y no a su función dentro del sistema eléctrico, pues es importante mencionar que para este PMP no fué necesario identificar equipos críticos, ya que dentro del alcance del programa está el inspeccionar todos los equipos de la subestación, independientemente de su criticidad.

4.9.1 Equipos a inspeccionar

El programa ha sido creado para realizar mantenimiento a los equipos de baja tensión de las subestaciones eléctricas:

- Casillas del CCM
- Interruptores totalizadores del CCM
- Casillas de los PC.
- Tableros de distribución de baja tensión.
- Tableros de servicios generales y de cargas críticas.
- Tableros de UPS y la UPS misma.
- Interruptores de transferencia
- Cargador de baterías y su tablero de distribución.
- Conexiones de bancos de baterías.
- Inversores DC/AC.
- Equipo de la estación transformadora.

Las casillas de los “switchgear” no se incluyeron dentro del predictivo debido a que son casillas de media tensión y su estructura física no permite hacer la inspección con los elementos convencionales; estas casillas poseen una plaqueta especial hecha de baquelita que actúa como barrera de protección para los operadores ante una eventual explosión de la casilla. Sin embargo, esta baquelita impide el paso directo de la radiación infrarroja de los elementos de la casilla y por esa razón no es posible detectar la condición del equipo a través de la cámara termográfica. Una forma de inspeccionar estas casillas es instalándoles una ventana infrarroja²⁹.

²⁹ Las ventanas infrarrojas son cristales o mallas transparentes a la radiación infrarroja. La medición se hace por medio de una cámara termográfica, únicamente hay que respetar la compatibilidad de sensibilidad del instrumento con la de la transmisión de la ventana.

4.9.2 Identificación de subestaciones

A continuación se presentan las consideraciones que se evaluaron en cada departamento para el diseño de la ruta de termografía.

4.9.2.1 Departamento de Cracking

El departamento de “Cracking” tiene seis subestaciones y el número de casillas de cada una se muestra en el cuadro 4:

Cuadro 4. S/E Dpto de Cracking

SUBESTACIÓN	CASILLAS
ÁCIDOS	71
ALQUILACIÓN	111
MODELO IV	13*
ORTHOFLOW	152
UOP I	141
UOP II	324

*La subestación eléctrica de Modelo IV es de tipo abierto (está a la intemperie) y se encuentra en un área clasificada³⁰, debido a esto sus casillas son a prueba de explosión y requieren consideraciones especiales para su inspección. La apertura de estas casillas es bastante demorada y además, es necesario hacer por seguridad una prueba de gases antes de abrirlas. Por razones de seguridad y tiempo se ha decidido únicamente incluir dentro de la ruta, las casillas de baja tensión que se encuentran en el cuarto de UPS que no son de este tipo y se encuentran en un recinto cerrado.

³⁰ NTC 2050. Atmósfera Clase I grupo D : Atmósferas con gases como acetona, amoníaco, benceno, butano, ciclopropano, etanol, gasolina, hexano, metanol, metano, gas natural, nafta, propano, o gases o vapores de riesgo equivalente. p. 489.

4.9.2.2 Departamento de Refinación

En el cuadro 5 se muestran las subestaciones del departamento de Refinación y el número de casillas a inspeccionar:

Cuadro 5. S/E Dpto de Refinación

SUBESTACIÓN	CASILLAS
U. FONDOS BALANCE	125
UNIDAD CDU (U-130 y U-150)	192
UNIDAD 200	
UNIDAD 250	37
UNIDAD 2000	80
UNIDAD 2100	57
UNIDAD 4600	55

4.9.2.3 Departamento de Servicios Industriales

En el departamento de Servicios Industriales se tienen que inspeccionar 15 subestaciones, con el número de casillas mostrado en el cuadro 6:

Cuadro 6. S/E Dpto de Serv. Industriales

SUBESTACIÓN	CASILLAS
U900	29
U950	26
U2400	22
U2900	32
U2950	19
U800	21
U830	12
U850	18
ET 196 (TE 2940 - 2945)	19
BOTE DE RIO (ET 31)	10
TE 801	21
TE 820	27
TE 850	21

TE 880	23
TE 890	19

Para las subestaciones de las TE850 y TE890 hay que diligenciar un solo permiso de trabajo. Aprovechando la proximidad de la ET 31 con estas dos plantas, es posible recorrerla en el mismo día, lo que hay que tener en cuenta en el momento de diseñar la ruta de inspección.

De la misma manera, teniendo en cuenta la proximidad de las unidades U800, U830 y U850 es posible realizar la inspección en un solo día.

4.9.2.4 Departamento de Petroquímica

Las subestaciones del departamento y el número de casillas por subestación del departamento de Petroquímica, se muestran en el cuadro 7.

Cuadro 7. S/E Dpto de Petroquímica

SUBESTACIÓN	CASILLAS
PARAFINAS (2 Subest)	150
FENOL*	
AROMÁTICOS	70
POLIETILENO I	80
POLIETILENO II	74
ETILENO	50
TURBOEXPANDER	61

Parafinas y Fenol reúnen tres subestaciones, dos subestaciones de Parafinas y una subestación de Fenol. Las tres subestaciones requieren de un solo permiso de trabajo para realizar la inspección.

*La subestación de Fenol también tiene casillas a prueba de explosión pero no se requiere prueba de gases porque es una subestación encerrada (no es área clasificada), es decir que si se puede incluir en la ruta de termografía.

Las subestaciones de Polietileno I y Polietileno II son dos diferentes, pero se tramita un solo permiso para las dos.

4.9.2.5 Departamento de Materias Primas

Este es el departamento con mayor número de subestaciones repartidas geográficamente, por esta razón demanda más tiempo y planeación para la ejecución de la ruta. En el cuadro 8 se muestran las subestaciones que pertenecen al departamento, las resaltadas con trama gris no se incluyen en el programa de mantenimiento.

Debido a la cantidad de subestaciones y al elevado número de equipos fuera de funcionamiento no es posible establecer un número aproximado de casillas a inspeccionar por subestación.

Cuadro 8. S/E Dpto de Materias Primas

SUBESTACIÓN	CASILLAS
CASA BOMBAS A-B-C	---
CASA BOMBAS 1 a la 9	---
PTAR	---
PTAR (CCM Estabilización)	---
PTAR (CCM Lodos)	---
GLP	---
GLP (Vieja)	---
SEP 3060	---
SEP 3090	---
CB-DILUYENTES	---
PISCINA PULMÓN	---
SEP 3010	---
SEP 3020	---
SEP 3030	---
SEP 3050	---

Las razones por las que no se incluyen en el predictivo las subestaciones de CB-Diluyentes, Piscina pulmón, Sep 3010, Sep 3020, Sep 3030 y Sep 3050, son las mismas que se argumentaron para Modelo IV en el departamento de “Cracking”.

Para los siguientes grupos de subestaciones se tramita un solo permiso para la inspección: CB-2 y CB-4; CB-C y Sep 3060; PTAR, PTAR Estabilización, Lodos y Sep 3090; GLP vieja y GLP nueva. Es conveniente tener en cuenta este aspecto en el momento de diseñar la ruta.

El departamento de Materias Primas es el encargado de recibir y entregar los productos de la refinería, luego los equipos de sus subestaciones (casillas de los motores de las bombas) no están constantemente funcionando y resulta fortuito que el día que se realice la inspección los equipos estén en funcionamiento. Previendo esto, se decidió asignar en la ruta más de una inspección por periodo a las subestaciones más importantes del departamento, con el objetivo de inspeccionar la mayor cantidad posible de equipos en cada una de esas subestaciones.

La identificación de las subestaciones y del equipo a inspeccionar en los departamentos de “Cracking” y Refinación quedó realizada con el levantamiento de información del equipo eléctrico realizado en las primeras actividades de la práctica. Para los demás departamentos se contó con la asesoría del Ingeniero Electricista de soporte encargado.

4.10 IDENTIFICACIÓN DE RECURSOS DISPONIBLES

Antes de diseñar la ruta y el cronograma del recorrido de las subestaciones es preciso identificar y definir los recursos con los que se cuenta para implementar y ejecutar el programa de mantenimiento, a saber: el personal, los equipos, el

software y el tiempo disponible para la ejecución del programa. Con esta actividad se concreta la fase de diseño del programa de mantenimiento.

4.10.1 Recurso humano

Actualmente no se cuenta con termógrafos dedicados exclusivamente a la ejecución del programa de mantenimiento, sino que se ha destinado dentro de las actividades de dos técnicos operadores del área eléctrica realizar las inspecciones con termografía a las casillas de baja tensión.

Los señores Nepomuceno León y Edwin Hernández son el personal encargado de ejecutar las inspecciones y cuentan con el apoyo y soporte del equipo de Ingenieros Electricistas del PTB y el grupo de operaciones eléctricas para el correspondiente mantenimiento correctivo.

4.10.2 Equipos

En el cuadro 9 se muestran los equipos y accesorios disponibles para ejecutar el predictivo.

Cuadro 9. Equipos disponibles para ejecutar el predictivo

CÁMARAS Y ACCESORIOS			
DESCRIPCIÓN	UBICACIÓN	MARCA	ESTADO
Cámara Termográfica	Cuarto Htas. ATP Casilla #15	Agema 550	Malas Condi.
Cámara Termográfica	Cuarto Htas. ATP	Agema 470	Malas Condi.
Cámara Termográfica	Cuarto Htas. ATP Casilla #4	Agema 487	Malas Condi.
Cámara Termográfica	Oficina César Valenzuela.	FLIR PM695	Buenas Condi.
Lentes de 20°,12°,7°;12°	Cuarto Htas. ATP Casilla #4	Agema	Buenas Condi.

La cámara asignada para el predictivo es la FLIR PM695 que es la que se encuentra en mejores condiciones. También se dispone de pirómetros que

eventualmente pueden servir para dar un diagnóstico rápido cuando por algún motivo no se cuente con la cámara termográfica.

Además, para generar los reportes de puntos calientes, se cuenta con el programa de análisis de termogramas, ThermaCAM Reporter 2002. Adicional a esto se cuenta con las herramientas básicas necesarias para realizar un diagnóstico más acertado de la condición de los equipos como pinza amperométrica y voltmetro.

4.10.3 Tiempo

Se ha destinado dentro del horario semanal de los termógrafos, los jueves para ejecutar las actividades propuestas en el cronograma del predictivo.

4.11 DISEÑO DE LA RUTA Y CRONOGRAMA DE INSPECCIÓN DE SUBESTACIONES

Realizada la etapa de diseño del plan, la segunda etapa es la implementación. En esta etapa se definieron tres aspectos importantes:

- Ruta de termografía
- Programa de entrenamiento e instrucción para el personal
- Sistema de manejo de la información

En esta actividad se desarrolló el primero de estos tres aspectos y además se trabajó en un objetivo esencial de la práctica, el aprendizaje, pues en las inspecciones que se acompañó a los termógrafos se adquirió una buena experiencia en el tema.

Adicional a esto, con esta actividad se deben precisar algunos aspectos técnicos como procedimientos y algunas recomendaciones de tipo operativo.

4.11.1 Ruta y cronograma de termografía

En esta ruta se define la frecuencia con la que se van hacer las inspecciones y el cronograma general para realizar el recorrido. Basados en los siguientes criterios se diseño la ruta de termografía:

- La frecuencia del predictivo es de una inspección cada seis (6) meses. Esto indica que en un periodo de 26 semanas hay que recorrer las 53 subestaciones que cubre el predictivo. Lo más conveniente en la implementación de un PMP es que la frecuencia de inspección y la ruta se definan atendiendo a la criticidad de los equipos; sin embargo, como se mencionó en la identificación de los equipos, para este caso en particular este aspecto no influyó en el diseño de la ruta porque el programa esta destinado a hacer mantenimiento predictivo a todos los equipos de media tensión de las subestaciones eléctricas
- Para la agrupación de subestaciones por día de inspección se tuvo en cuenta la ubicación geográfica de éstas, buscando que las subestaciones que se van a recorrer en un mismo día estén cerca entre ellas.

Con el tiempo disponible se estudiaron dos opciones para realizar el recorrido: la primera, que los termógrafos se dediquen de tiempo completo a ejecutar el predictivo, de esta forma el recorrido se hace aproximadamente en 2 meses. La otra opción es distribuir las subestaciones para recorrerlas a lo largo de los seis meses.

Se decidió diseñar la ruta para hacer el recorrido a lo largo de los seis meses, debido a que no se dispone de termógrafos que estén exclusivamente dedicados a la ejecución del predictivo. Además, la opción elegida ofrece la ventaja de mostrar más el servicio del programa de mantenimiento y permite estar más al tanto de las subestaciones durante todo del año.

Las inspecciones termográficas se realizan un día a la semana, de esta forma se distribuyeron las 26 inspecciones para recorrer las 53 subestaciones. Inicialmente se diseñó una ruta para hacer el recorrido por orden de departamentos, es decir, primero Servicios Industriales, luego Refinación, después Cracking, etc. Sin embargo se consideró mejor alternar los departamentos, y distribuir las subestaciones de cada uno a lo largo de los seis meses.

El cuadro 10 reúne la ruta y el cronograma general para la inspección de las 53 subestaciones eléctricas incluidas en el programa de mantenimiento. Como se mencionó anteriormente la principal consideración para el diseño de la ruta, fué la ubicación geográfica de las subestaciones para optimizar al máximo el tiempo disponible para un día de inspección.

Cuadro 10. Cronograma y ruta de termografía

CRONOGRAMA		SEMANA 1	SEMANA 2	SEMANA 3	SEMANA 4	SEMANA 5
RUTA TERMOGRAFÍA	ENE – JUL	U-2900 U-2950	U-250 U-2100	ACIDOS ORTHOFLOW	POLIETILENO I POLIETILENO II	—
	FEB – AGO	PTAR, LODOS, ESTABIL, SEP 3090	U-800 U-830 U-850	CDU U-200	UOP II	—
	MAR - SEPT	PARAFINAS	CB-1, CB-2 CB-4	U-900 U-950	U-2000 SODA	ALKILACIÓN
	ABR – OCT	TURBOEXP ETILENO	CB-A, CB-B CB-C, SEP 3060	TE801 TE820 TE880	U. BALANCE UOP I	—
	MAY – NOV	AROMÁTICOS	TE850 TE890 ET 31	GLP VIEJA, CB-9, GLP	MODELO IV	—
	JUN – DIC	U-2400 ET 196	FENOL	CB-8 PTAR	CB-2, CB-4 CB-9	CB-A, CB-B CB-C, CB-1

Los días que se van a realizar las termografías en sitio son los jueves de cada semana, entonces, basándose en éste cronograma se pueden programar para cada año el calendario con las fechas exactas para la ejecución del predictivo.

Cabe anotar que este cronograma está sujeto a posibles cambios, que se pueden presentar por situaciones imprevistas como una parada de planta o una urgencia de diagnóstico en una planta diferente a la programada.

4.11.2 Procedimiento para realizar la inspección con termografía infrarroja

En la GCB el Departamento de Programación de la Producción (PLP) es el encargado de coordinar y hacer el seguimiento de los diferentes programas de mantenimiento; dentro de sus requerimientos para la implementación de un programa, está el definir un procedimiento para la ejecución de las actividades de campo, con el objetivo de brindar una ayuda a los operadores encargados de ejecutar las labores de mantenimiento y de garantizar procedimientos seguros. A continuación se presenta el procedimiento establecido para los termógrafos encargados de ejecutar el programa de mantenimiento predictivo con termografía infrarroja para los equipos de baja tensión de las subestaciones eléctricas de la GCB.

Una vez el termógrafo va a realizar su labor, este es el procedimiento general que se le recomienda seguir para realizar una inspección termográfica:

1. Revise el estado de la cámara y que su batería este cargada, también asegúrese que la batería de repuesto este cargada. La duración de cada batería es de aproximadamente una (1) hora.
2. El sistema Ellipse³¹ genera automáticamente las OT's (Orden de Trabajo) para las tareas programadas en este PMP. Revise la OT generada para realizar la inspección termográfica en la respectiva planta. En caso de que no exista, génere la para realizar el correspondiente trabajo.

³¹ Ellipse es un sistema de manejo de información donde se programan *las tareas de mantenimiento programado*.

3. Diligencie los permisos requeridos para realizar el trabajo.

- Tres que´s o ATS, según resultado RAM. Para $<M$ tramite 3 que´s, $\geq M$ tramite ATS.
- Permiso en frío o en caliente si requiere análisis de gases

NOTA: Antes de realizar una tarea operativa o de mantenimiento se debe diligenciar un permiso en frío donde se evalúan los riesgos de realizar la actividad, si se requiere prueba de gases, se debe diligenciar un permiso en caliente. Con la matriz de riesgos RAM se evalúa la magnitud del riesgo (L: riesgo bajo; M: riesgo medio; H: alto riesgo). El ATS es un asistente de trabajo seguro que es más riguroso que el permiso de los tres que´s, porque exige la evaluación en sitio del supervisor y los operadores.

Figura 18. Formato de los 3 que´s para una inspección con termografía

FORMATO PARA APLICACIÓN DE LOS 3 QUE´S		
OT No.	PERMISO No.	FECHA
PARTICIPANTES		
EQUIPO Y TRABAJO A REALIZAR		
1. QUÉ PUEDE SALIR MAL O FALLAR? (Peligros)	2. QUÉ PUEDE CAUSAR QUE ALGO SALGA MAL/FALLE?(Causas)	3. QUÉ PODEMOS HACER PARA EVITAR QUE ALGO SALGA MAL?(Controles)
APERTURA DE CASILLAS Y TABLEROS		
1. Que el termógrafo se vea afectado por una explosión de la casilla o tablero que se abre para inspección	1. Que no se tomen las precauciones necesarias o por error de procedimiento	1. Verificar ausencia de tensión en la superficie de la casilla
2. Descarga eléctrica al abrir la casilla	2. Que el termógrafo no utilice las distancias de seguridad recomendadas	2. Abrir el tablero ubicándose al lado de la casilla, nunca al frente
	3. Que no se utilicen los EPP (elementos de protección personal)	3. Hacer la inspección a una distancia adecuada para el nivel de tensión
		4. Uso del EPP adecuado para ejecutar el trabajo
Esta evaluación la hemos efectuado en donde se ejecutará el trabajo y aseguramos que el equipo está aislado		
Firma ORIGINADOR		Firma EJECUTOR

FUENTE: Autor

En la figura 18 se presenta un formato de tres que's típico para realizar la inspección con termografía.

4. Ajuste la cámara con los parámetros necesarios: temperatura ambiente, distancia de observación, emisividad, humedad relativa y temperatura reflejada³².
5. Cuando se encuentre en la subestación identifique los equipos a los que va a realizarles la inspección. Antes de abrir cualquier casilla haga un barrido con la cámara de todas las casillas para identificar si hay alguna demasiado caliente y que requiera una precaución especial al abrirla.
6. Como cada batería de la cámara termográfica tiene una duración de una (1) hora aproximadamente, se recomienda cuando se van a inspeccionar bastantes casillas (>30), prepararlas primero a todas para la inspección abriendo la puerta de cada una, de esta forma se aprovecha más la carga de las baterías.

Efectúe la inspección termográfica. Tenga siempre presente las variables que pueden afectar los resultados de la inspección, como el entorno, emisividad, distancia al objeto y enfoque. Además es importante que conserve siempre las distancias y recomendaciones de seguridad³³. En el cuadro 3 del capítulo 3 de este texto se encuentran las distancias mínimas de seguridad recomendadas por la Norma OSHA para hacer una inspección con termografía infrarroja.

Por otra parte, si cuenta con una cámara fotográfica digital, en lo posible utilícela en lugar de la función de imágenes visuales de la cámara termográfica, debido a

³² Estos parámetros varían dependiendo del tipo de cámara. Estos son los cinco parámetros que se le deben suministrar a la ThermaCAM PM695.

³³ Se adoptó la Norma OSHA (Administrador de Seguridad y Salud Ocupacional) para las consideraciones de seguridad industrial en inspecciones con termografía. Ver Cuadro 3 del Capítulo 2 de este texto.

que éstas son de baja calidad en lugares con poca iluminación, lo que puede afectar la calidad del reporte. Además, con esto se aprovecha más la capacidad de memoria de la cámara para tomar imágenes térmicas. Sin embargo, de cualquier forma no deje de tomar la fotografía de la casilla o equipo que lo requiere, recuerde que es de gran ayuda a la hora de generar el reporte.

Tome nota en todo momento de las imágenes térmicas almacenadas en la memoria de la cámara. No es conveniente que se confíe de su buena memoria, puesto que se pueden presentar errores en la generación de los reportes. Por esta razón, se recomienda que el termógrafo lleve un registro ordenado de las imágenes que ha grabado (en el Anexo E se muestra el formato creado para ayudar al termógrafo en la inspección). Con esto se asegura que en el momento de generar el reporte, los comentarios y las recomendaciones las este haciendo sobre el equipo correspondiente a la imagen termográfica mostrada.

- 7.** Haga una lista de las casillas inspeccionadas, es importante incluir esta información en el reporte generado para hacer un seguimiento de los equipos incluidos en el mantenimiento.
- 8.** Notifique a operaciones sobre cualquier situación grave que requiera atención inmediata; además, notifique al ingeniero de soporte del área y/o al supervisor eléctrico.
- 9.** Por último, se recomienda realizar una re-inspección termográfica una vez se hayan hecho los correctivos pertinentes, pues con esto se asegura que se ha corregido la falla reportada. Si no cuenta con la cámara termográfica se puede hacer un diagnóstico aceptable del estado del equipo utilizando un pirómetro.

4.12 ESPECIFICACIÓN DE LOS CRITERIOS TÉCNICOS PARA EL PREDICTIVO

Actualmente existen diversos trabajos en normatividad sobre termografía infrarroja, al igual que un sinnúmero de publicaciones y recomendaciones técnicas en las diversas áreas donde esta técnica tiene aplicación. Para el desarrollo de este programa de mantenimiento se ha estado al tanto de varios de esos trabajos y de esa manera se ha identificado la necesidad de acoger algunas de estas recomendaciones y criterios técnicos para establecer en base a ellos la criticidad de las fallas y generar un diagnóstico adecuado que permita generar las correspondientes recomendaciones. Con esta actividad se define la norma que se tomará como referencia en este programa de mantenimiento.

Para hacer un diagnóstico con base en las inspecciones con termografía, se acogen los criterios propuestos por la norma NETA (*InterNational Electrical Testing Association*- Asociación Internacional de Pruebas Eléctricas-). En el capítulo nueve (9) de esta norma se definen los criterios técnicos que se deben tener en cuenta al realizar una medida de temperatura con una cámara termográfica. Se recomienda consultar esta norma para conocer en detalle lo descrito en cuanto a inspecciones con termografía.

El cuadro 2 del capítulo 3 de este texto, contiene los criterios sugeridos por la Norma NETA para el diagnóstico de una falla en base a un aumento de temperatura.

Sin embargo, como apoyo a estos criterios de diagnóstico es conveniente tomar nota del nivel de carga del circuito, y del balance de corrientes en sistemas trifásicos.

4.13 REQUERIMIENTOS PARA EL TERMÓGRAFO Y PROGRAMA DE ENTRENAMIENTO

Otra de las actividades fundamentales en la implementación de un programa de mantenimiento es el entrenamiento del personal para la ejecución de las actividades del programa.

Es indudable que el aumento de la vida operativa de la máquina a través de una estrategia de mantenimiento predictivo, disminuye los costos de mantenimiento e incrementa la productividad de la planta. Sin embargo, se ha podido notar a través de experiencias de varias empresas, que no se han logrado los resultados esperados principalmente por falta de personas bien capacitadas en el tema³⁴.

De la misma forma que se definió un procedimiento específico para realizar las inspecciones con termografía, se definieron los requerimientos para los termógrafos encargados del predictivo y un programa de entrenamiento en el área de termografía infrarroja.

4.13.1 Conocimientos del termógrafo

A continuación se presentan los conocimientos que debe tener un termógrafo para desempeñar idóneamente su labor.

4.13.1.1 Conocimientos técnicos

El termógrafo debe tener conocimiento técnico en el área eléctrica, especialmente en la parte de equipo de subestaciones. Es importante que tenga un amplio conocimiento en este tema, ya que en todo momento debe diagnosticar fallas en los equipos y dar recomendaciones para trabajo correctivo.

³⁴ Estupiñán, E., Saavedra P. Op.cit

4.13.1.2 Conocimientos en termografía infrarroja

Los técnicos ejecutores del predictivo deben contar como mínimo con una capacitación de 24 horas en el tema de termografía infrarroja:

- Teoría termografía infrarroja (8 h)
- Manejo de la cámara y *software* (8 h)
- Entrenamiento en campo (8 h)

Las charlas sobre estos temas están a cargo de los Ingenieros Jorge Eduardo Manrique y César Rafael Valenzuela quienes están certificados como termógrafos en nivel I y II por la compañía FLIR System. Los temas programados para tratar en cada charla se muestran en el cuadro 11.

Cuadro 11. Programa de capacitación básico para termógrafos

Charla	Contenido
Teoría termografía Infrarroja	1. Teoría básica infrarroja (2 h) 2. Introducción a la termografía infrarroja (3 h) 3. Aplicaciones de la termografía infrarroja (3 h)
Manejo de la cámara y del programa ThermaCAM Reporter	1. Manejo básico de la cámara ThermaCAM PM695 (4 h) 2. Manejo del programa ThermaCAM Reporter 2002 (4 h)
Entrenamiento en campo	1. Aplicación del procedimiento sugerido (6 h) 2. Diagnóstico inmediato de fallas y operaciones sugeridas (2 h)

Este es el entrenamiento básico que deben recibir los termógrafos para ejecutar el programa de mantenimiento, y además se espera programar dentro de sus actividades la capacitación para que sean certificados como termógrafos Nivel I.

4.13.2 Consideraciones de seguridad

Para realizar inspecciones con termografía la norma OSHA establece algunas pautas y recomendaciones de seguridad para el termógrafo³⁵. A continuación se presentan las consideraciones más importantes; sin embargo, es necesario que de la mano de la capacitación en termografía, el termógrafo reciba una capacitación sobre las prevenciones de seguridad personal que debe tener para realizar su labor.

4.13.2.1 Seguridad eléctrica

Los termógrafos están constantemente expuestos a situaciones riesgosas. Se debe aprender a evaluarlas y tomar acciones para reducir esos riesgos, estos pueden incluir descargas eléctricas, caídas, trayectos riesgosos y entradas a espacios confinados. Para reducir estos riesgos se debe tener en cuenta estas recomendaciones:

- Se puede minimizar el riesgo a heridas en una descarga de arco eléctrico simplemente ubicándose a una distancia prudente de la zona del arco. Ver cuadro 3 capítulo 3.

Para el caso en el que no sea posible mantener estas distancias se recomienda la utilización de un lente especial (telefoto) que adaptado a la cámara, permite realizar la termografía a una distancia mayor, sin perder las cualidades requeridas.

³⁵ OSHA. Publicación de seguridad industrial: elementos de protección personal (EPP) adecuados para una inspección con termografía.

- La NFPA 70E³⁶ especifica el equipo de protección personal (EPP), que resiste a la descarga como otro medio del manejo del riesgo. Los EPP incluyen entre otros:
 - Caretas. Es similar a una capucha protectora de abejas, que permite una protección efectiva ante una descarga eléctrica. Esta compuesta de una fibra llamada nomex y una careta que reduce la transmisión de energía UV.
 - Overol. Ya sea camisa y pantalón o braga
 - Guantes
 - Gafas. Deben tener protección UV
 - Protector para el cuello

El material de la ropa debe ser un material sintético resistente al la descarga eléctrica (nomex) o en su defecto se debe usar una ropa que sea 100% algodón. Específicamente la NFPA no recomienda utilizar materiales sintéticos que no sean resistentes a la llama y a las descargas, ya que estos se funden sobre la piel durante un arco eléctrico.

- Es importante hacer una pre-inspección de seguridad del sitio de trabajo, de modo que se revisen los equipos y las condiciones del lugar, observando que estos estén limpios y que no hayan objetos extraños que reduzcan las distancias y condiciones de seguridad.
- Otra recomendación útil es realizar un pre-escaneo de las casillas con la cámara antes de que sean abiertas, de esta forma si la temperatura de una casilla en particular es alta comparada con otras se debe tener especial cuidado antes de abrirla.

³⁶ NFPA 70E. (National Fire Protection Association). Norma de seguridad eléctrica en el lugar de trabajo.

Como la inspección se debe realizar entre dos personas, la metodología a seguir para minimizar riesgos es que el acompañante del termógrafo realice la apertura de las casillas y que el termógrafo mantenga las distancias de seguridad. La forma recomendada de abrir las casillas es ubicándose al costado de ésta y nunca al frente.

Actualmente los termógrafos no cuentan con los elementos de protección personal sugeridos en esta norma; sin embargo, paralelo a la capacitación técnica se debe hacer énfasis en la importancia de la seguridad personal y el uso de los EPP adecuados para cada trabajo, en búsqueda que la empresa adquiera los EPP adecuados para los termógrafos.

4.14 DEFINICIÓN DE UN SISTEMA DE INFORMACIÓN

Como se pudo observar, aunque el programa de mantenimiento con termografía que precedió al implementado con pirometría fue eficiente, no se almacenó ninguna información que sirviera de referencia para la implementación de este nuevo plan. Es por eso que dentro de la implementación de un programa de mantenimiento predictivo es fundamental crear un sistema de información que facilite un desempeño óptimo de las actividades del programa y que permita crear una base de datos que sirva como fuente de datos históricos para otras actividades de mantenimiento.

En esta actividad se definieron estos tres aspectos fundamentales del sistema de información:

- Recopilación de datos
- Análisis de datos
- Registro de la información

4.14.1 Recopilación de datos

Los datos de un programa de mantenimiento son los resultados de inspeccionar un equipo con un dispositivo especial que permita identificar su condición de funcionamiento mediante el análisis de estos datos. Para este programa de mantenimiento los datos son los termogramas de los equipos inspeccionados. En la mayoría de casos estos corresponden a puntos calientes que representan una falla en el equipo.

Los puntos calientes encontrados en cada inspección termográfica se capturan con la cámara para ser analizados posteriormente con la ayuda de un programa. En algunos casos se capturan termogramas de equipos que no presentan ninguna falla, esto con el objetivo de confirmar que se realizó la inspección del equipo y dar un reporte de buen funcionamiento.

Adicional a las imágenes térmicas capturadas con la cámara termográfica, también se toman datos de tensión y corriente que permiten dar un diagnóstico más acertado de la condición del equipo y a su vez dar las recomendaciones pertinentes para la corrección de la falla.

4.14.2 Análisis de datos

Los termogramas recopilados en cada inspección se analizan con el programa ThermaCAM Reporter 2002. Este programa al igual que otros de características similares, básicamente ofrece al usuario diversas herramientas que le facilitan el análisis de la falla encontrada y además ofrece opciones para crear un reporte muy completo y claro para quien realiza el mantenimiento correctivo.

Este programa se instaló en los equipos de los termógrafos, que son los encargados de generar los reportes de puntos calientes.

Como se mostró anteriormente dentro de la capacitación requerida para los termógrafos esta destinada una parte al entrenamiento en el manejo del programa. Este programa ofrece la posibilidad de crear una plantilla especial de acuerdo a la necesidad del programa de mantenimiento, para este predictivo el ingeniero Jorge Manrique diseñó una plantilla llamada GCB Predictivo Casillas. Más adelante cuando se trate el tema del registro de información se describirá el contenido de esta plantilla.

El programa también se instaló en el computador que me asignaron, lo que me dió la oportunidad de entrenarme en el manejo y a la vez de participar de manera directa en la ejecución del plan. Para las inspecciones termográficas de la Unidad de Balance, U900, U950, U2400, U250 y U2100 se participó realizando las termografías y generando algunos de los reportes de los puntos calientes encontrados.

La información detallada de las inspecciones que hasta el momento se han realizado se encuentra en el Anexo F. Es importante conocer algunos de los resultados de la ejecución del programa de mantenimiento, para brindar una idea más concreta del alcance del plan de mantenimiento y de la importancia de su implementación en la refinería.

4.14.3 Registro de la información

Con el objetivo de generar un historial del programa de mantenimiento y una constancia del alcance de la ejecución de la ruta de termografía se debe crear un sistema de información. Actualmente PLP, está definiendo el sitio y la forma como se va a almacenar y ordenar la información del programa de mantenimiento predictivo para las casillas.

Como paso inicial al registro de información se definió la forma como se deben almacenar los reportes de termografía generados en cada inspección, para lo cual los termógrafos después de realizar la inspección en campo, se encargan de realizar el reporte de las imágenes térmicas capturadas. Ese informe debe ser enviado al Ingeniero Electricista de soporte de PTB encargado del departamento donde se realizó la inspección, por ejemplo, si la inspección se realizó en la subestación eléctrica de Parafinas, el reporte debe ser enviado al Ingeniero Electricista de soporte de ATP encargado del departamento de Petroquímica; el ingeniero se encarga de hacer el diagnóstico de la falla y generar la OT (orden de trabajo) y las recomendaciones para el mantenimiento correctivo.

Posteriormente, el ingeniero debe enviar copia del reporte al supervisor del área y al grupo de operaciones para que haga el mantenimiento correctivo. Finalmente, copia del reporte debe ser enviada a PLP, que es el encargado del manejo de la información del programa de mantenimiento. PLP dentro del sistema de información debe definir un archivo donde se almacenen las copias de los reportes generados.


4.14.4 Creación de reportes

Para generar los reportes de puntos calientes del PMP, se diseñó una plantilla con el programa ThermaCAM Reporter 2002, atendiendo a las recomendaciones de la NETA para creación de reportes de termografía³⁷

En la figura 19 se muestra el modelo de la plantilla GCB Predictivo Casillas creado para este PMP.

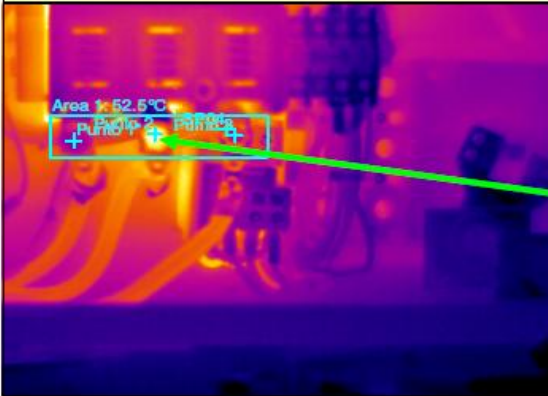
³⁷ NETA. Op.cit. p. 188. Ver contenido en capítulo 2 de este texto (Normas y publicaciones técnicas de termografía infrarroja).

Figura 19. Plantilla para reportes de termografía




REPORTE DE INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA
1

Imagen Térmica 2



Fotografía 3



Herramientas de Análisis 4

Herramienta	Temperatura °C
Punto 1	40.2°C
Punto 2	52.4°C
Punto 3	42.7°C
Area 1 - T max	52.5°C
Area 2 - T max	-

Información General 5

IR information	Value
Date of creation	08/07/2004
File name	E0708-21.img
IR Text Comment	Value
Planta	S/E Planta Eléctrica Balance
Equipo	MP-2957A
Parte	Salida Contactor
Termógrafo	Nepomuceno León
Object parameter	Value
Emissivity	0.95
Object distance	2.5 m
Ambient temperature	30.0°C

Comentarios 6

Se detectó incremento de temperatura en la fase L2 de salida del contactor de la MP2957A. La diferencia con la fase L1 es de 12 °C. Posible desajuste de conexiones, o conexión aislada por corrosión.

Recomendaciones 7

Probable deficiencia.
Programar reparación para mantenimiento día a día.

Tabla 10.18 (NETA *2) 8

Diferencia de Temperatura *1	Acción Recomendada
1°C - 3°C	Posible deficiencia; requiere seguimiento.
4°C - 15°C	Probable deficiencia. Programar reparación.
> 15°C	Condición crítica. Reparar inmediatamente.

*1 Diferencia de Temperatura () basado en la comparación con componentes similares bajo similares condiciones de carga. * 2 NETA (International Electrical Testing Association)

FUENTE: GCB-ECOPETROL S.A.

Existen ocho objetos distintos en la plantilla:

1. Título del reporte
2. Imagen térmica.
3. Fotografía. Es una fotografía tomada con la función de imágenes visuales de la cámara o con una cámara digital convencional. Es de gran utilidad para que el reporte sea lo más específico posible.
4. Herramientas de análisis. En las herramientas de análisis se han incluido tres puntos de medida de temperatura: la herramienta da la temperatura de cualquier punto sobre la imagen térmica; y dos áreas para mostrar la temperatura máxima en la zona delimitada.
5. Información general. Contiene datos como fecha de creación, nombre del archivo de la imagen, planta donde se hizo la inspección, equipo inspeccionado, parte del equipo donde se presenta la falla y el termógrafo que ejecuto la tarea. Además, contiene algunos parámetros del objeto como emisividad, distancia de observación y temperatura ambiente.
6. Comentarios. En esta parte se hacen los comentarios relacionados con la falla encontrada y en lo posible se especifica la ubicación exacta de ésta
7. Recomendaciones. El termógrafo evalúa la criticidad de la falla y hace las recomendaciones técnicas necesarias para el mantenimiento correctivo
8. Recomendaciones técnicas de la NETA para evaluar la criticidad de la falla

4.15 ORDENAMIENTO Y ALMACENAMIENTO DE LA INFORMACIÓN EN EL PROGRAMA DOCS OPEN

Con el propósito de organizar la información del levantamiento del equipo eléctrico en el programa DOCS Open, se requiere que la información del plan de mantenimiento predictivo se organice en este sistema de almacenamiento documental para que esté a disposición de quien requiera consultarla.

Se inició el proceso de almacenar el *Informe Final del Programa de Mantenimiento Predictivo con Termografía Infrarroja* en el programa DOCS Open, con la asesoría del señor José Edilberto Buriticá, siguiendo el mismo procedimiento realizado para almacenar la información del levantamiento.

En el informe final de la práctica está organizada toda la información de las fases de diseño, implementación y ejecución del programa de mantenimiento, y se encuentra en el disco W de la Intranet en la misma carpeta donde se almacenó el levantamiento del equipo eléctrico de las subestaciones de “Cracking” y Refinación: [W\Información equipo eléctrico\motores\LEVANTAMIENTO\Informe final](#).

4.16 DESARROLLO DE LA GUÍA DE CONSULTA PARA PRÁCTICAS DE LABORATORIO CON TERMOGRAFÍA INFRARROJA

Como trabajo sumado a las actividades de la práctica, se planteó como uno de los objetivos principales del plan de proyecto, la elaboración de una guía de consulta para realizar prácticas de laboratorio con termografía infrarroja en la E³T.

Esta actividad además de darle un valor agregado al trabajo de la práctica industrial, lo que busca es incentivar el estudio de la termografía infrarroja en la E³T, en vista de que se cuenta con los principales recursos y sobretodo con el interés de profesores y estudiantes en el tema.

La guía de consultada está enfocada a brindarle al alumno los conceptos teórico-prácticos fundamentales para realizar inspecciones con termografía. Por otra parte, en esta guía se proponen algunas pautas para la implementación del **Laboratorio de prácticas con termografía infrarroja** en la Escuela. Con respecto a esto, es importante resaltar que la implementación de este laboratorio requiere además de la inversión de recursos por parte de la Universidad, el trabajo

conjunto de profesores y estudiantes para concretar exitosamente este proyecto y contribuir a la preparación técnica y teórica del estudiante.

El contenido de la guía se estructuró en cuatro capítulos: el primero, donde se describe la temática de la práctica y se generan algunas recomendaciones para el laboratorio; los capítulos dos y tres destinados a brindar al estudiante el soporte técnico y teórico, para el desarrollo de cinco prácticas de laboratorio que se proponen en el cuarto capítulo. En el Anexo A de este texto se encuentra esta guía de consulta.

5. RECOMENDACIONES Y CONCLUSIONES

En este capítulo se presentan las conclusiones y las recomendaciones de esta práctica industrial.

5.1 RECOMENDACIONES GENERALES

Entre las recomendaciones más relevantes se tienen las siguientes:

- ❑ Se recomienda insistentemente disponer de los recursos que se asignaron al programa de mantenimiento con termografía únicamente para las tareas relacionadas con éste, evitando que se asigne el recurso humano y los equipos para tareas ajenas al predictivo. De esto depende que se cumpla a cabalidad con la ruta y con los objetivos propuestos con el programa de mantenimiento.
- ❑ Además es importante continuar con el proceso de capacitación de los termógrafos, aunque ya recibieron la capacitación programada en la implementación del PMP, es necesario programar la capacitación para que sean certificados como termógrafos nivel I.
- ❑ Se debe continuar con la generación de reportes de puntos calientes. Durante el diseño del programa de mantenimiento se planteó como plan provisional (mientras se concretaba la implementación de este PMP), la idea de realizar solamente la inspección y reportar verbalmente las fallas encontradas al grupo de operaciones para que realizaran el correctivo necesario. Sin embargo, si no se hace un reporte oficial de la falla puede suceder que el mantenimiento correctivo no se realice adecuadamente o en el peor de los casos no se haga, lo que representa que se pierda la esencia del programa de mantenimiento. Además el no generar los reportes es desaprovechar los recursos y las facilidades de que se dispone.

- ❑ Es necesario mantener actualizada la información del equipo eléctrico de las subestaciones. Como estrategia para mantener actualizados los tags de las casillas se recomienda llevar copia del documento en Excel creado para los tags a cada subestación y de esa forma actualizar el tag cada vez que una casilla se reemplazada o reubicada. De esto se puede encargar el grupo de operaciones de cada área. También es importante mantener actualizada la información almacenada en DOCS Open para que sea una fuente de consulta confiable.

5.2 RECOMENDACIONES OPERACIONALES

En cuanto a los aspectos operacionales se recomienda:

- ❑ En lo posible hacer una re-inspección de los equipos para asegurarse de que se ha corregido la falla reportada. La técnica que se sugiere para la reinspección es la pirometría y debe ser ejecutada por el mantenimiento de primera línea del grupo de operaciones
- ❑ Diligenciar los permisos de trabajo antes del día de la inspección para optimizar el tiempo de cada jornada y asegurar el cumplimiento del cronograma de la ruta de termografía.
- ❑ Asignar una cámara fotográfica y una pinza amperométrica al equipo de termógrafos para facilitar la labor de campo y ofrecer más criterios y facilidades de análisis en el momento de hacer los comentarios y las recomendaciones pertinentes. En algunas oportunidades los termógrafos no contaban con una pinza amperométrica que les facilitara hacer el diagnóstico de la falla. Por otra parte tomar una fotografía de los equipos le permite a los termógrafos hacer reportes más ordenados y objetivos.

5.3 CONCLUSIONES

Las conclusiones más relevantes de la práctica son las siguientes:

- ❑ Para el desarrollo de un PMP es muy importante conocer claramente las características del sistema eléctrico y los equipos hacia los cuales vá dirigido. Esto permite tener una visión más concreta de las actividades que se van a desarrollar en las fases de diseño, implementación y ejecución del programa. Esto explica la necesidad de realizar este levantamiento como actividad previa al desarrollo de estas etapas.
- ❑ La actividad de buscar antecedentes de PMP implementados para las casillas, sirvió para establecer criterios de diseño, identificar deficiencias y en general aprovechar información valiosa para el nuevo PMP. Valiéndose de esta información se identificaron dos aspectos para mejorar: 1) Aprovechar los recursos existentes (cámaras termográficas), ya que con la pirometría el PMP era ineficiente; 2) Crear un sistema de información para conocer los alcances del predictivo y como fuente de datos históricos para otras actividades de mantenimiento.
- ❑ Se espera aumentar notablemente la eficiencia con la ejecución de este PMP, pues está diseñado para inspeccionar aproximadamente 4327 casillas en toda la GCB, mientras que según el informe de octubre de 2003, con el PMP con pirometría sólo se lograron inspeccionar 787 casillas, equivalente a un 19% del alcance esperado para este PMP.
- ❑ Se notaron considerables ventajas de la termografía infrarroja sobre la pirometría, como la facilidad en la identificación de puntos calientes en todo un área, el contraste simultáneo con otros puntos en condiciones normales, la posibilidad de generar reportes que brindan ayuda al mantenimiento correctivo.

- ❑ Las subestaciones eléctricas con equipos a prueba de explosión, cumplen también una función importante, y son el sistema de alimentación de muchos equipos críticos, que no pueden salir de funcionamiento debido a puntos calientes, por esa razón existe la necesidad de incluirlas en el programa de mantenimiento. La solución sobre la que se está trabajando, es la modernización de estas subestaciones, cambiándolas a subestaciones encerradas con equipos en celdas, de esa manera podrían ser incluidas en el programa de mantenimiento.
- ❑ Se acogieron los criterios técnicos de la norma NETA para evaluar la criticidad de las fallas en base a los incrementos de temperatura, y para las consideraciones de seguridad en inspecciones con termografía se acogieron las recomendaciones de la Norma OSHA.
- ❑ A pesar de contar con criterios técnicos, el diagnóstico de la criticidad de una falla debe estar respaldado por la experiencia del personal de mantenimiento.
- ❑ Todo programa de mantenimiento, además de ser técnicamente viable, debe estar sustentado por una viabilidad económica, que tenga muy presente la disponibilidad de recursos de la empresa.
- ❑ Dentro de la implementación del plan de mantenimiento se creó un sistema de manejo de información en el que se definieron los aspectos de recopilación, análisis y registro de datos.
- ❑ Además de un gran enriquecimiento técnico y teórico, con el desarrollo de una práctica industrial, el estudiante recibe un valioso aporte en su formación como profesional, fortaleciendo aspectos importantes como el trabajo interdisciplinario y la capacidad de empezar a asumir proyectos reales en su trabajo como ingeniero.

6. BIBLIOGRAFÍA

6.1 NORMAS

NETA (International Electrical Testing Association). Asociación internacional de pruebas eléctricas: Inspecciones con termografía, 1999.

NTC 2050 Código Eléctrico Colombiano, 1998.

OSHA (Occupational Safety Health Administration). Norma de seguridad y salud industrial, 2002.

NFPA 70E (National Fire Protection Association). Norma de seguridad eléctrica en el lugar de trabajo, 2002.

6.2 LIBROS

Creus, A. Instrumentos Industriales, Segunda edición, Marcombo, 1990.

García, Alfonso. Vibraciones mecánicas Módulo I. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander; 1995.

Incropera, F., DeWitt, D. Fundamentos de transferencia de calor, Cuarta edición, Prentice-Hall, 1999.

Rubio, Francisco. Una introducción al estudio de la termodinámica y a la transferencia de calor, Primera edición, Editorial Limusa, 1987.

6.3 PUBLICACIONES

Olsen, T. "Tech topics No. 15"; *Siemens Power Transmission & Distribution, Inc.*, abril 28 2001.

Manual del usuario de ThermaCAM™ Reporter 2002. N.º de publicación: 1 557 551 [ES]. Rev.: A

Orlove, Gary. "Principios de termografía infrarroja"; *Infrared Training Center*, 2002.

Madding, R., Lyon, B. "Environmental influences on IR thermography Surveys"; *Infrared Training Center*, North Billerica, MA., 2002.

Madding, R. "Emissivity measurement and temperature correction accuracy considerations"; *Infrared Training Center*, North Billerica, MA., 2002.

Madding, R. "Common misconceptions in infrared thermography condition based maintenance applications"; *Infrared Training Center*, North Billerica, MA., 2002.

6.4 INTERNET

<http://www.ecopetrol.com.co>

Saavedra, P., Estupiñán, E. Impacto del mantenimiento proactivo en la productividad. [Artículo de Internet]. <http://www.Monografias.com>.

C.T.I CYCLOPS. Ventanas infrarrojas. [Artículo de Internet]. <http://www.termogram.com>.

Mendiburu, Henry. Operaciones de mantenimiento. [Artículo de Internet]. <http://www.monografias.com>.

Molina, José. Mantenimiento y seguridad industrial. [Artículo de Internet]. <http://www.monografias.com>.

Robles P., Mora Fabián. Mantenimiento de subestaciones. [Artículo de Internet]. <http://www.universidaddechile.com>.

Vitoria, Teo. Mantenimiento predictivo de instalaciones eléctricas basado en termografía infrarroja. [Artículo de Internet]. <http://www.boletintecnologico.com>.

Gregory, R. Stockton Infrared Thermography Services. [Artículo de Internet]. <http://www.itc.com>

6.5 CURSOS

Manrique, J., Valenzuela, C. "Capacitación básica de los termógrafos ejecutores del PMP para las S/E de la GCB-ECOPETROL S.A."; *GCB-ECOPETROL S.A.*, Barrancabermeja, 2004.

ANEXO A

**GUÍA DE CONSULTA PARA PRÁCTICAS DE LABORATORIO CON
TERMOGRAFÍA INFRARROJA**

ANEXO B

LEVANTAMIENTO DE LA INFORMACIÓN DEL EQUIPO ELÉCTRICO DE LA SUBESTACIÓN DE PLANTA DE ÁCIDOS

Como ejemplo, para dar a conocer el trabajo realizado en el levantamiento del equipo de las subestaciones eléctricas de los departamentos de Topping y Cracking, en este anexo se presenta el documento creado para la subestación eléctrica de la planta de Ácidos del departamento de Cracking.

Figura B.1. Listado de equipos del CCM-A


ÁCIDOS		DEPARTAMENTO DE CRACKING			
EQUIPO CASILLAS CCM-A 480V PLANTA DE ÁCIDOS					
EQUIPO	DESCRIPCION	UBICACION		POTENCIA (HP)	CORRIENTE (A)
AA	AIRE ACONDICIONADO EDIF ELECTRICO	CCM-A	SA6-E	10KVA	
C485	CALENTADOR DE ACEITE	CCM-A	SA6-D		
CCM-A	CASILLA PROTECCIONES BARRAJE CCM-A	CCM-A	SA1-A		
CCM-B	CASILLA PROTECCIONES BARRAJE CCM-B	CCM-A	SA2-A		
CCM	CCM CRACKING MODELO IV	CCM-A	SA5-D		
GABETA	GABETA CABLEADA AL E.S.D	CCM-A	SA4-E		
GABETA	GABETA CABLEADA AL E.S.D	CCM-A	SA4-F		
INTERRUP	INTERRUPTOR Q0	CCM-A	SA1-C		
INTERRUP	INTERRUPTOR Q1	CCM-A	SA1-B		
INTERRUP	INTERRUPTOR Q2	CCM-A	SA2-B		
MP361	FLUID:ACIDO GPM:210 PDES:190PSIG	CCM-A	SA5-B		
MP470C	ALIM.ACIDO GASTADO;PROD:90%H ₂ SO ₄ +4%BUT	CCM-A	SA4-C	20	23,8
MP475A	RECIRC.RJS PRIM.5%H ₂ SO ₄ ; PROD:5%H ₂ SO ₄	CCM-A	SA4-B	15	19,5
MP477A	RECIR.RJS SECUND.2%H ₂ SO ₄ ;PROD:5%H ₂ SO ₄	CCM-A	SA4-A	15	19,5
MP482	CIRCULACION ACIDO DE T-482; ACIDO	CCM-A	SA3-C	20	24,5
MP484A	ALIM.DE SODA CAUSTICA;PROD:CAUSTICA 5%	CCM-A	SA3-B	5	6,5
MP485B	AGUAS ACIDAS; AGUA AGRIA	CCM-A	SA3-D	3	4,1
MP486	BOMBA ROTATORIA	CCM-A	SA3-A	5	
MP487A	EFLUENTE NEUTRALIZ;PROD:5%H ₂ SO ₄ -NAOH	CCM-A	SA3-F	7,5	9,3
MP499C	RETORNO AGUA DE ENFRIAMIENTO	CCM-A	SA7-E	125	147
MUF479B		CCM-A	SA4-D	15	
MUF487		CCM-A	SA3-E	15	
MUI480		CCM-A	SA6-B	60	
TS1-TS2	TRANSFORMADORES 47.8KVA+47.8KVA	CCM-A	SA6-C		
UPS-1	ALIMENTADOR BY-PASS 15KVA P2-650	CCM-A	SA7-A		

Figura B.2. Listado de equipos del CCM-B


ÁCIDOS		DEPARTAMENTO DE CRACKING			
EQUIPO CASILLAS CCM-B 480V PLANTA DE ÁCIDOS					
EQUIPO	DESCRIPCION	UBICACION		POTENCIA (HP)	CORRIENTE (A)
BOMBA	BOMBA CABEZAL ACIDO FUTURO	CCM-B	SAP-D	20	
MAG485		CCM-B	SB1-B	3	
MAG486		CCM-B	SB1-A	3	
MP470D	ALIM.ACIDO GASTADO;PROD:90%HSO4+4%BUT	CCM-B	SB1-C	20	23,8
MP475B	RECIRC.RJS PRIM.5%H2SO4; PROD:5%HSO4	CCM-B	SB1-D	15	19,5
MP477B	RECIR.RJS SECUND.2%H2SO4;PROD:5%HSO4	CCM-B	SB1-E	15	19,5
MP483	DRENAJE ACIDO E-482/92/94/96; ACIDO	CCM-B	SB2-B	10	12,2
MP484B	ALIM.DE SODA CAUSTICA;PROD:CAUSTICA 5%	CCM-B	SB2-C	5	6,5
MP485A	AGUAS ACIDAS; AGUA AGRIA	CCM-B	SB2-A	3	4,1
MP487B	EFLUENTE NEUTRALIZ;PROD:5%H2SO4-NAOH	CCM-B	SB1-F	7,5	9,3
MP492	CIRCULACION DE T-492; ACIDO	CCM-B	SB3-A	40	51
MP499D	RETORNO AGUA DE ENFRIAMIENTO	CCM-B	SB4-E	125	147
MUF479A		CCM-B	SB2-F	3	
MUF479C		CCM-B	SB2-E	3	
TS	TOMA DE SOLDADURA	CCM-B	SB5-A		
TS	TOMA DE SOLDADURA	CCM-B	SB5-B		
TS	TOMA DE SOLDADURA	CCM-B	SB5-C		
TS	TOMA DE SOLDADURA	CCM-B	SB5-D		
TRF	TRANSFORMADOR CABEZAL H2S	CCM-B	SB4-A		
TS-5	TRANSFORMADOR 47.5 KVA	CCM-B	SB3-F		
T3	TRANSFORMADOR	CCM-B	SB4-C	75KVA	
X-479	PRECIPITADOR ELECTROSTATICO HUMEDO	CCM-B	SB4-B		

Figura B.3. Listado de equipos del Switchgear


ÁCIDOS		DEPARTAMENTO DE CRACKING			
SWITCHGEAR CELDAS DE MEDIA TENSIÓN					
EQUIPO	DESCRIPCION	UBICACION		POTENCIA (HP)	CORRIENTE (A)
	SALIDA T-1	SWG	2-A		
MC485	COMPRESOR CENTRIFUGO DE GASES HUMEDOS	SWG	3-A		
	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL	SWG	5-B		
	SALIDA T-2	SWG	6-A		

Figura B.4. Ubicación general del equipo de la S/E Planta de Ácidos

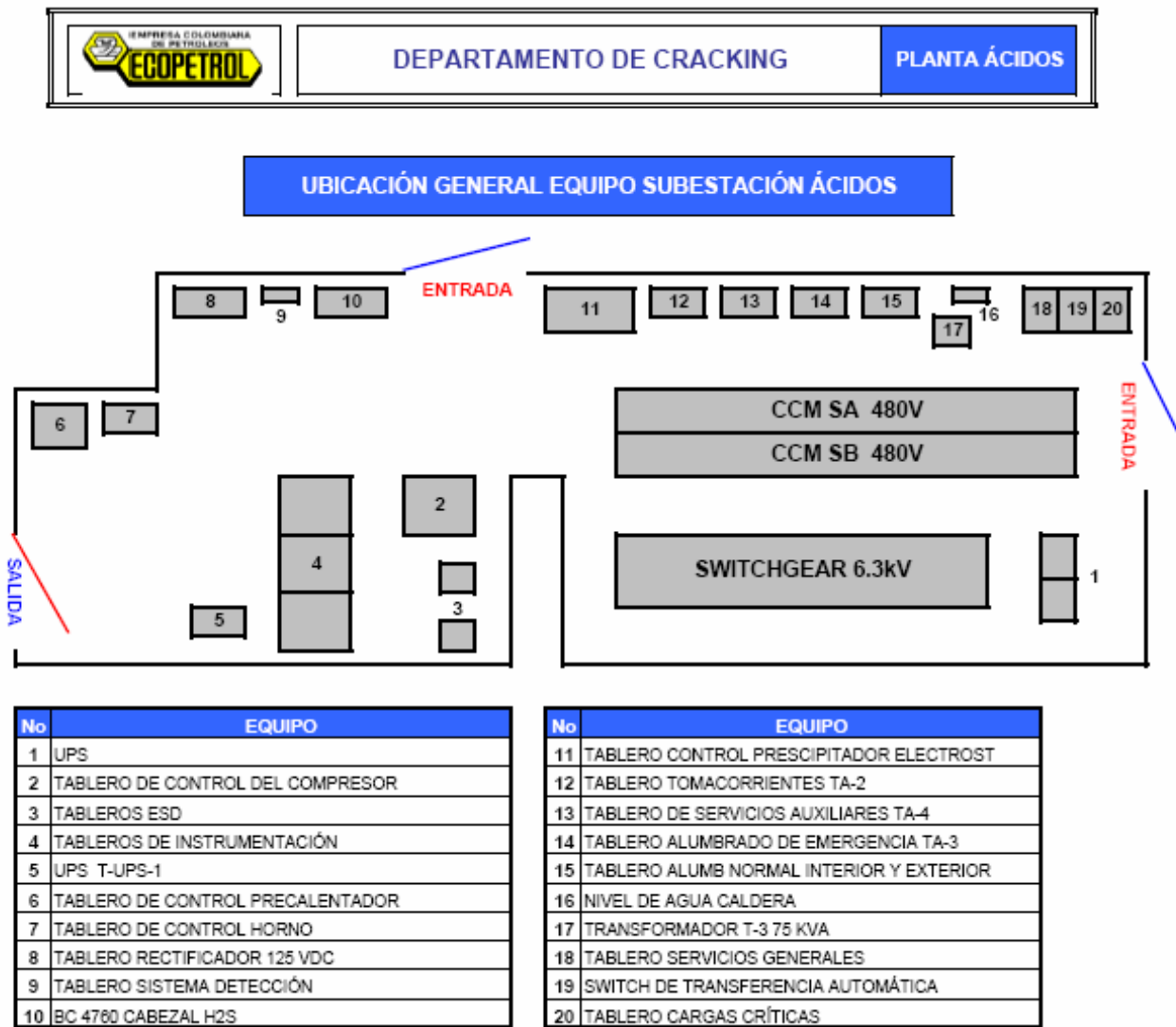


Figura B.5. Equipo del CCM-A



Figura B.6. Equipo del CCM-B



CENTRO DE CONTROL DE MOTORES

CCM-B 480V 60Hz						
SB1	SB2	SB3	SB4	SB5	SB6	SB7
A MAG486	A MP485A	A MP492	A TRF TRACIN ELECT CAB H2S	A TOMA DE SOLDADURA		
B MAG485	B MP483	B RESERVA EQUIPADA 2 HP	B PRECIPITADOR X-479	B TOMA DE SOLDADURA		
C MP470D	C MP484B	C RESERVA EQUIPADA 7.5 HP	C T3 75 KVA	C TOMA DE SOLDADURA		
D MP475B	D BOMBA CABEZ ACIDO FUTURO	D GABETA CABLE A ESD	D LIBRE	D TOMA SOLDADURA		
E MP477B	E MUF479C	E GABETA CABLE A ESD	E MP499D	E		
F MP487B	F MUF479A	F TS-5 47.5 KVA		F RESERVA EQUIPADA 125 HP		

Figura B.7. Equipo del Switchgear



SWITCHGEAR

SWG 6.3 KV 60Hz					
1	2	3	4	5	6
	SALIDA T-1 6.3 KV	SALIDA MC485 COMPRESOR	RESERVA		SALIDA T-2 6.3 KV
				TRANSFORMADOR DE POTENCIAL	

Figura B.8. Equipo del TSG, el ATS y el TCC



TABLERO DE SERVICIOS GENERALES, SWITCH DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA Y CARGAS CRÍTICAS

TABLERO DE SERV GRALES TSG		TABLERO DE TRANSF AUTOMATICA S.T.A	TABLERO DE CARGAS CRITICAS TCC	
INT DE ENTRADA 250A			INT DE ENTRADA 160A	
TAB. DISTRIB SERV. AUXILIAR		TAB ALUMBRADO DE EMERGENCIA		
RESERVA 32A		CARGADOR BAT 5 KVA 32A		
LIBRE		RESERVA 32A		
TABLERO DE TOMA CORRIENTES TA-2		SALIDA UPS-1		
LIBRE		SALIDA UPS-2		
TAB ALUMBRADO INTERIOR Y EXT		RESERVA 63A		
RESERVA 100A		LIBRE		
TAB DE TRANSF AUTOMATICA		LIBRE		

ANEXO C

ACTUALIZACIÓN DE TAGS

En los cuadros C.1 y C.2, se encuentran los listados de los tags creados para actualizar la información de las subestaciones de los departamentos de Refinación y “Cracking”, respectivamente. El cuadro C.3 corresponde a tags creados para los dos departamentos.

Figura C.1. Listado de tags para Dpto; de Refinación

SUBESTACIÓN	TAG
U. BALANCE	DESMANTELADO (3 tags)
	MC2652
	MUE2811H
	P2508B
CDU/U-200	ET 05
	MP233A
	MP233C
	SUMIDERO
	TRF 06
	TRF UPS
U-250	M. ECOLÓGICO
	MOVS IEM
	MP251A
	MP255B
	MP256B
	MP265A
	MP265B
	MP266
	MP274
	MP275B
	MP276A
	MP281A
	NP260C
U-2000	ALIMENT ATS 1000 ^a
	ALIMENT PLANTA ESP
	GEN EMERG U2100
	MP2011E
	MP2011F
	MP2012A
	MP2012C
	MP2027B
	MP2032A
MP2040A	

	MP2040B
	MP2041A
	MP2041B
	MP2042A
	MP2042B
U-2100	BOMBA ECOLÓGICA
	MP2106C
	MP2111
	MP2111A
	MP2112C
	MP2114A
	MP2114B
	MP2119
	NP2102D
	NP2112D

Figura C.2. Listado de tags para Dpto de Cracking

S/E	TAG
ORTHOF	MP564B
	MF552B

Figura C.3. Listado de tags generales

TAG	CANT.
RESERVA	21
LIBRE	13

ANEXO D

PMP PARA LAS CASILLAS DE LA GCB UTILIZANDO PIROMETRÍA

El formato diseñado para la inspección de casillas de baja tensión en las subestaciones eléctricas de la GCB ECOPETROL .S.A. se muestra en la figura D.1. Como se puede observar para cada casilla se debían inspeccionar 15 puntos de conexión y hacer una lectura de la corriente de la línea conectada al punto.

Cuadro D.1. Formato de inspección de las casillas de baja tensión

Monitoreo de Temperatura de Casillas de 480V																	
Puntos de Monitoreo:		A: entrada breaker			C: entrada contactor			Notas: 1. El factor de emisividad debe estar ajustado en 0,95 2. El dato de corriente solo se tomará en los circuitos con posibles fallas 3. El dato de temperatura se registra de manera individual solo si está por fuera del rango normal.									
		B: salida breaker			D: salida termico												
PLANTA:		E: salida motor															
Nº.	EQUIPO	A1	A2	A3	B1	B2	B3	C1	C2	C3	D1	D2	D3	E1	E2	E3	CORRIENTE
1																	
2																	
3																	
4																	
5																	
6																	
7																	
8																	
9																	
10																	
11																	
12																	
13																	
14																	
15																	
16																	
17																	
18																	
19																	

Para la ejecución del programa de mantenimiento predictivo con pirometría se disponía de termógrafos dedicados exclusivamente al programa, por esa razón el tiempo de asignado para la inspección de las subestaciones incluidas en el predictivo era tan sólo de dos semanas. No se realizaba un reporte para cada falla encontrada sino que se realizaba un informe de los puntos calientes encontrados por departamento como el que se presenta en el numeral 4.8.1 de este texto. En la figura D.2 se muestra la ruta diseñada para la implementación de este programa de mantenimiento.

Cuadro D.2. Cronograma del programa para la realización de inspecciones con pirometría

CRONOGRAMA DE RUTAS DE TERMOGRAFIA A CASILLAS DE 440V					
	LUNES	MARTES	MIERCOLES	JUEVES	VIERNES
SEMANA 1	U2500-U2800	U800 U830 U850	U-150	C.B- A / B / C	ETILENO
	U2600-U2650	TE880	U-200	PTAR	POLIETILENO
	UOP I	TE801 TE820 TE831	U-500	C.B-1 / 8	TURBOEXPANDER
	INFORME				
	LUNES	MARTES	MIERCOLES	JUEVES	VIERNES
SEMANA 2	UOP II	U2900 U2950	U250 - U2100	BOTE RIO	PARAFINAS
	ALKILACION	U900 U950 U2400	U 2000 - SODA	SAN SILVESTRE	AROMATICOS
				GLP	
	INFORME				

ANEXO E

FORMATO PARA INSPECCIÓN CON TERMOGRAFÍA INFRARROJA

Para facilitar la labor de campo del termógrafo se diseñó un formato para realizar las inspecciones con termografía. Con este formato el termógrafo puede anotar los datos de los equipos a los que les realizó los termogramas y hacer los comentarios y observaciones pertinentes, para que a la hora de generar el reporte no se presenten confusiones y se le facilite esta tarea. (Ver cuadro E.1)

Cuadro E.1. Formato para inspección con termografía infrarroja

PLAN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO CON TERMOGRAFÍA INFRARROJA						
DEPARTAMENTO DE APOYO TÉCNICO A LA PRODUCCIÓN						
INSPECCION TERMOGRAFICA						
PLANTA		FECHA	Día:	Mes:	Año:	
TERMÓGRAFO		HORA				
OT						
DIRECTORIO						
EQUIPO	PARTE	IMAGEN TÉRMICA		IMAGEN VISUAL		
COMENTARIOS						
EQUIPO	PARTE	IMAGEN TÉRMICA		IMAGEN VISUAL		
COMENTARIOS						
EQUIPO	PARTE	IMAGEN TÉRMICA		IMAGEN VISUAL		
COMENTARIOS						
EQUIPO	PARTE	IMAGEN TÉRMICA		IMAGEN VISUAL		
COMENTARIOS						
EQUIPO	PARTE	IMAGEN TÉRMICA		IMAGEN VISUAL		
COMENTARIOS						
EQUIPO	PARTE	IMAGEN TÉRMICA		IMAGEN VISUAL		
COMENTARIOS						

ANEXO F

**INFORMACIÓN DE LA EJECUCIÓN PARCIAL DEL PMP CON TERMOGRAFÍA
INFRARROJA PARA LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA GCB
ECOPETROL S.A.**

En este anexo se encuentra la información de algunos de los reportes de termografía que se realizaron en la ejecución del programa de mantenimiento predictivo con termografía infrarroja para las subestaciones eléctricas de la GCB.

El propósito no es mostrar todos los puntos calientes analizados en cada reporte, sino mostrar la forma como se ha ejecutado el programa, mostrando algunos reportes de puntos calientes encontrados. (Ver figuras F.1 a F.10)

Figura F.1. Reporte S/E Unidad de Balance

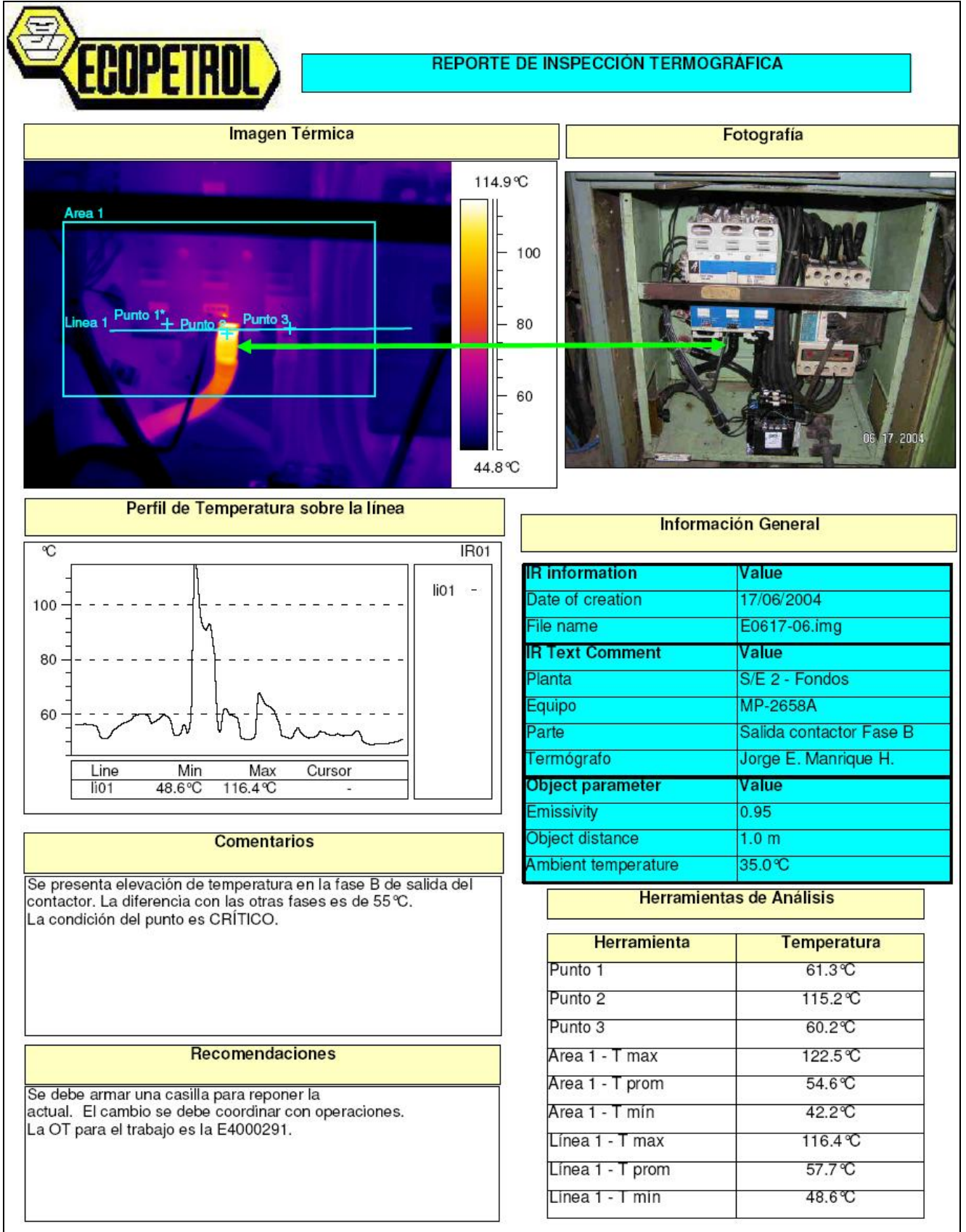


Figura F.2. Reporte Planta eléctrica Unidad de Balance

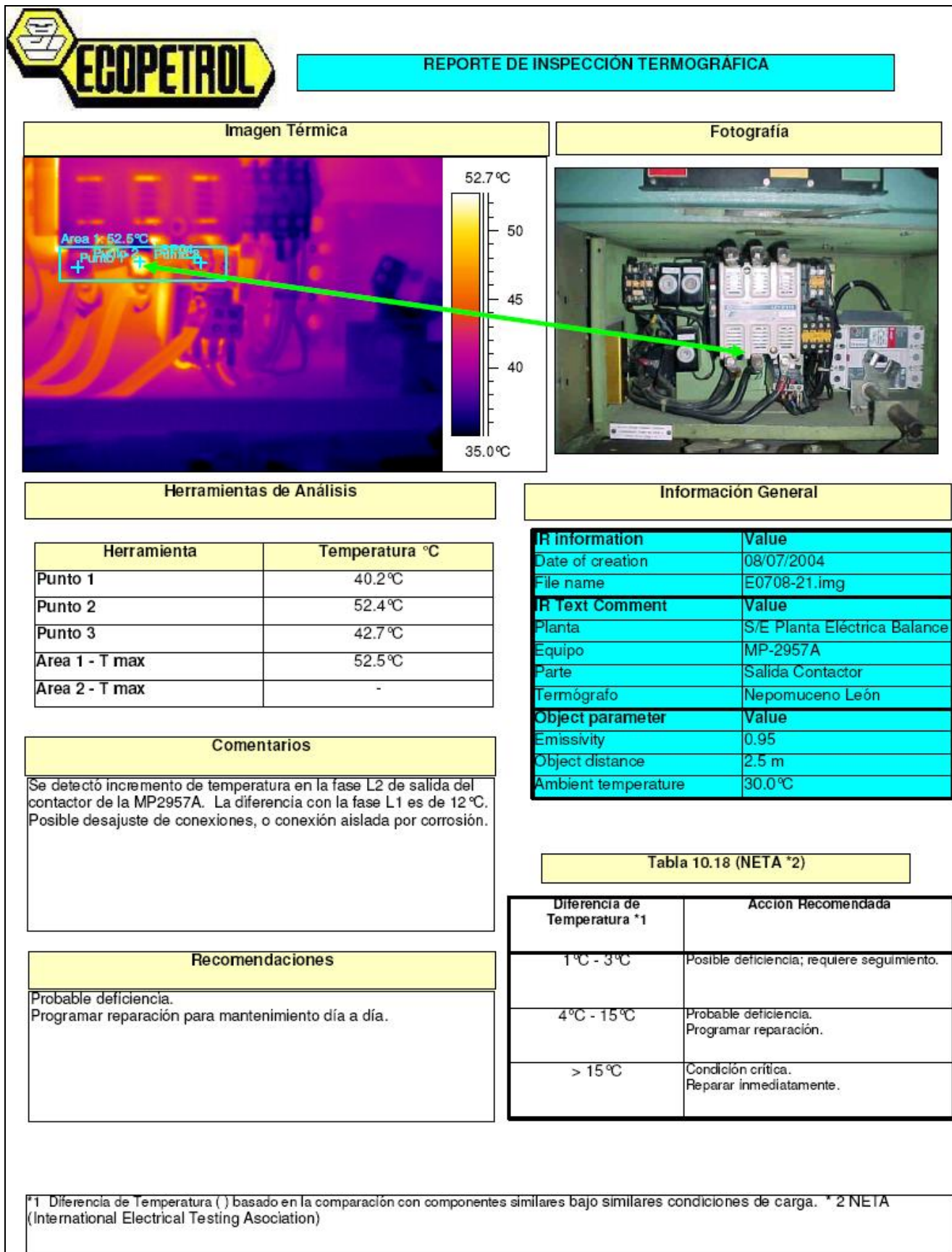


Tabla 10.18 (NETA *2)

Diferencia de Temperatura *1	Acción Recomendada
1°C - 3°C	Posible deficiencia; requiere seguimiento.
4°C - 15°C	Probable deficiencia. Programar reparación.
> 15°C	Condición crítica. Reparar inmediatamente.

*1 Diferencia de Temperatura (°) basado en la comparación con componentes similares bajo similares condiciones de carga. *2 NETA (International Electrical Testing Association)

Figura F.3. Reporte Plante eléctrica Unidad de Balance

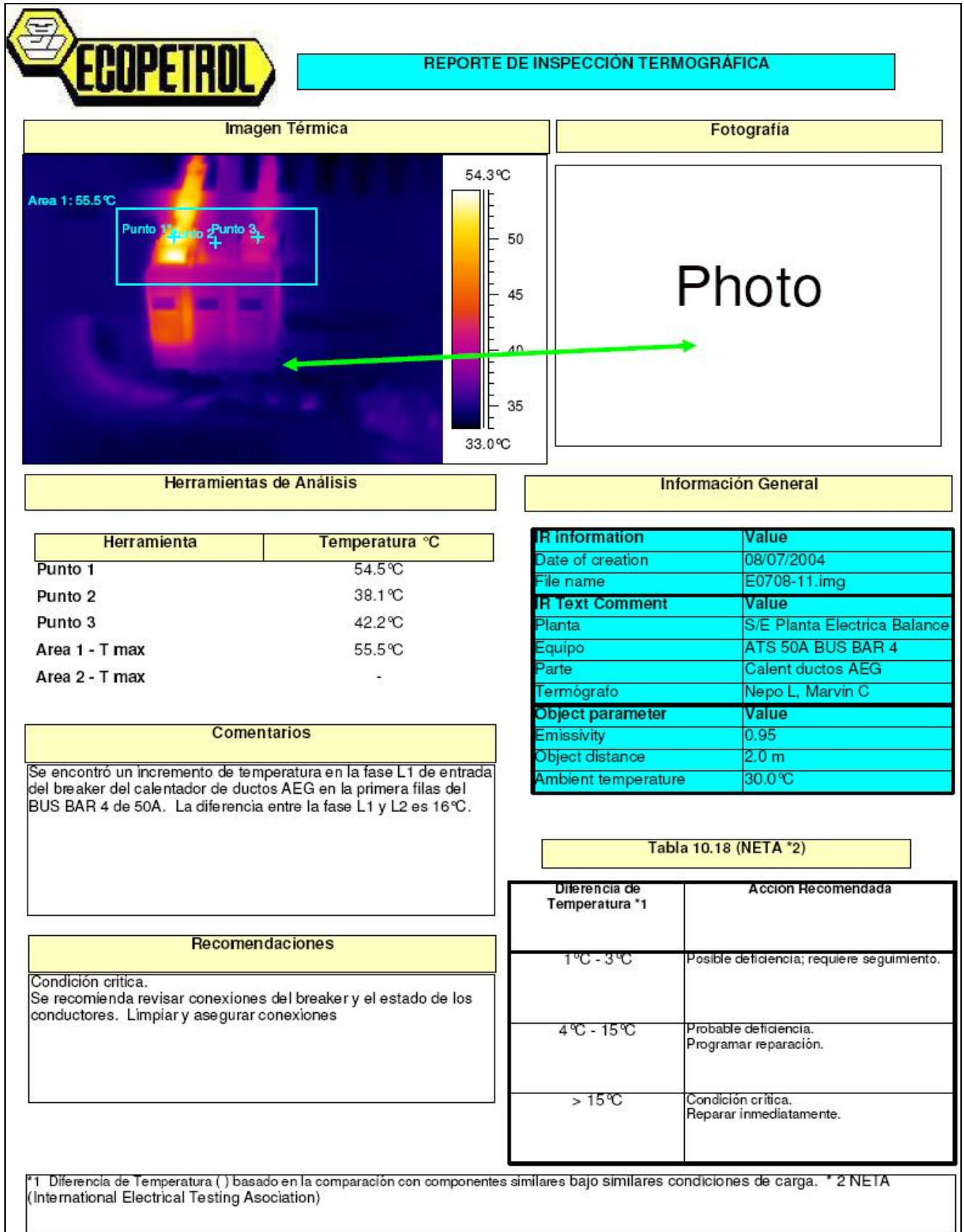


Figura F.4. Reporte S/E U-250

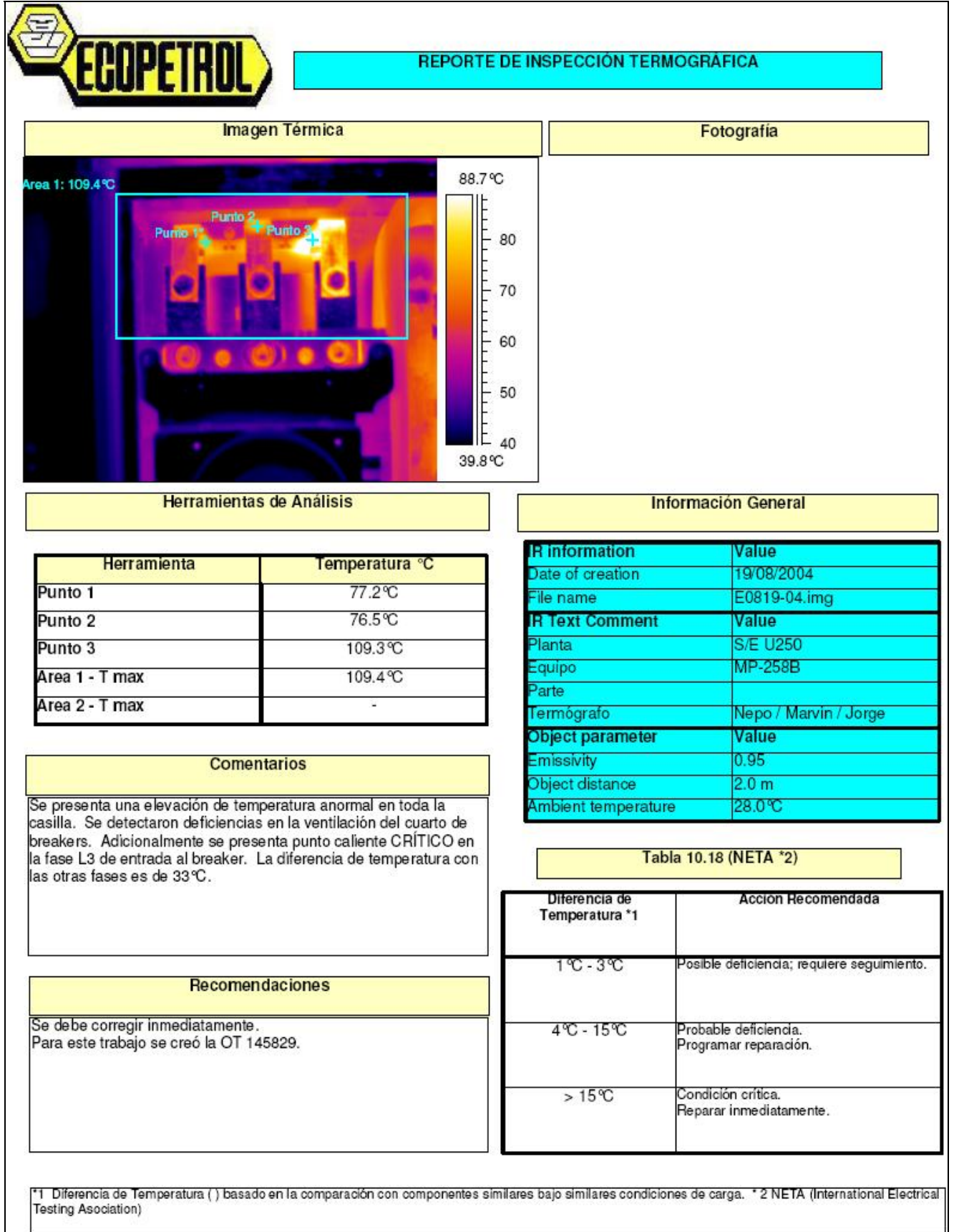


Tabla 10.18 (NETA *2)

*1 Diferencia de Temperatura () basado en la comparación con componentes similares bajo similares condiciones de carga. *2 NETA (International Electrical Testing Association)

Figura F.5. Reporte S/E Central del Norte

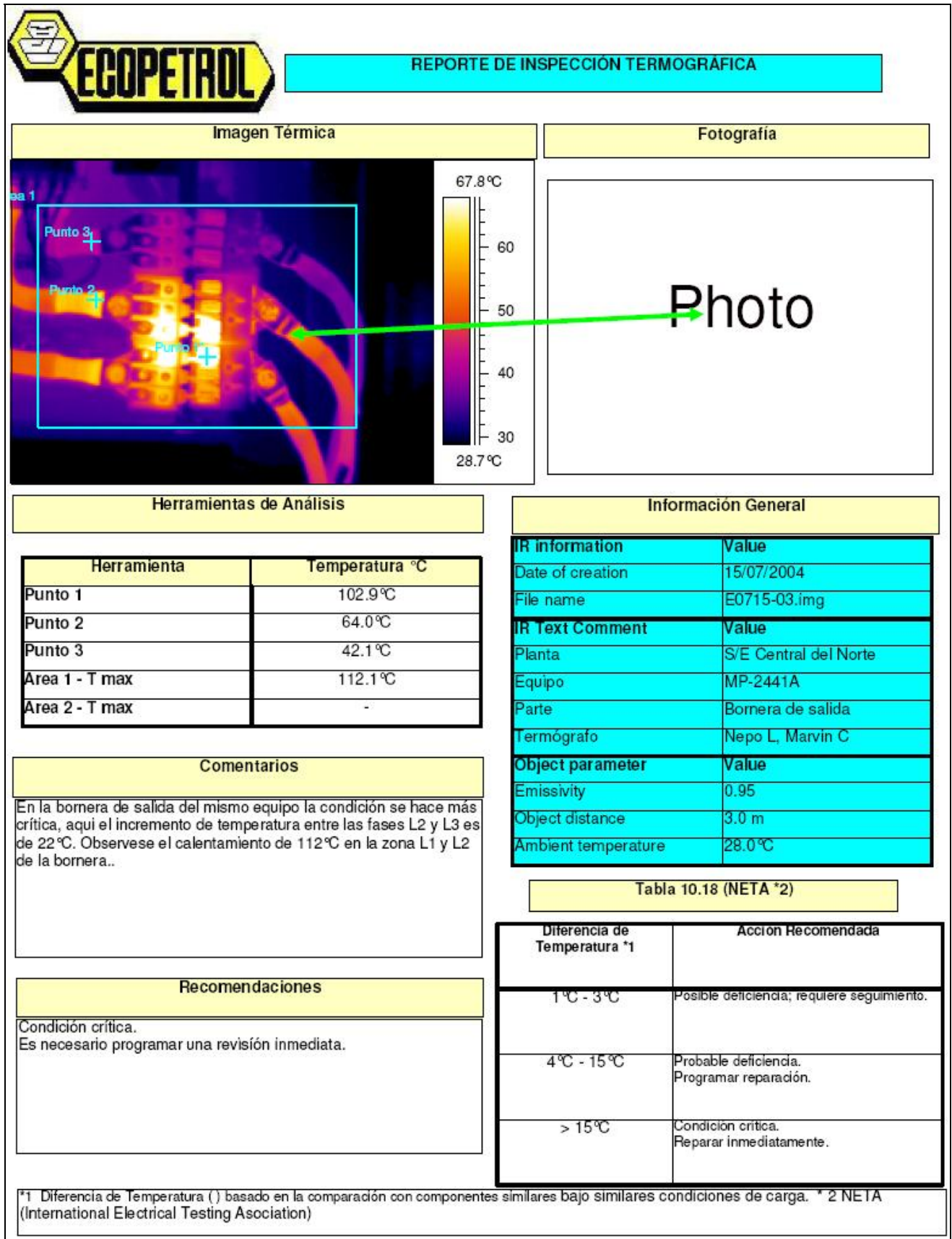


Figura F.6. Reporte S/E U-250

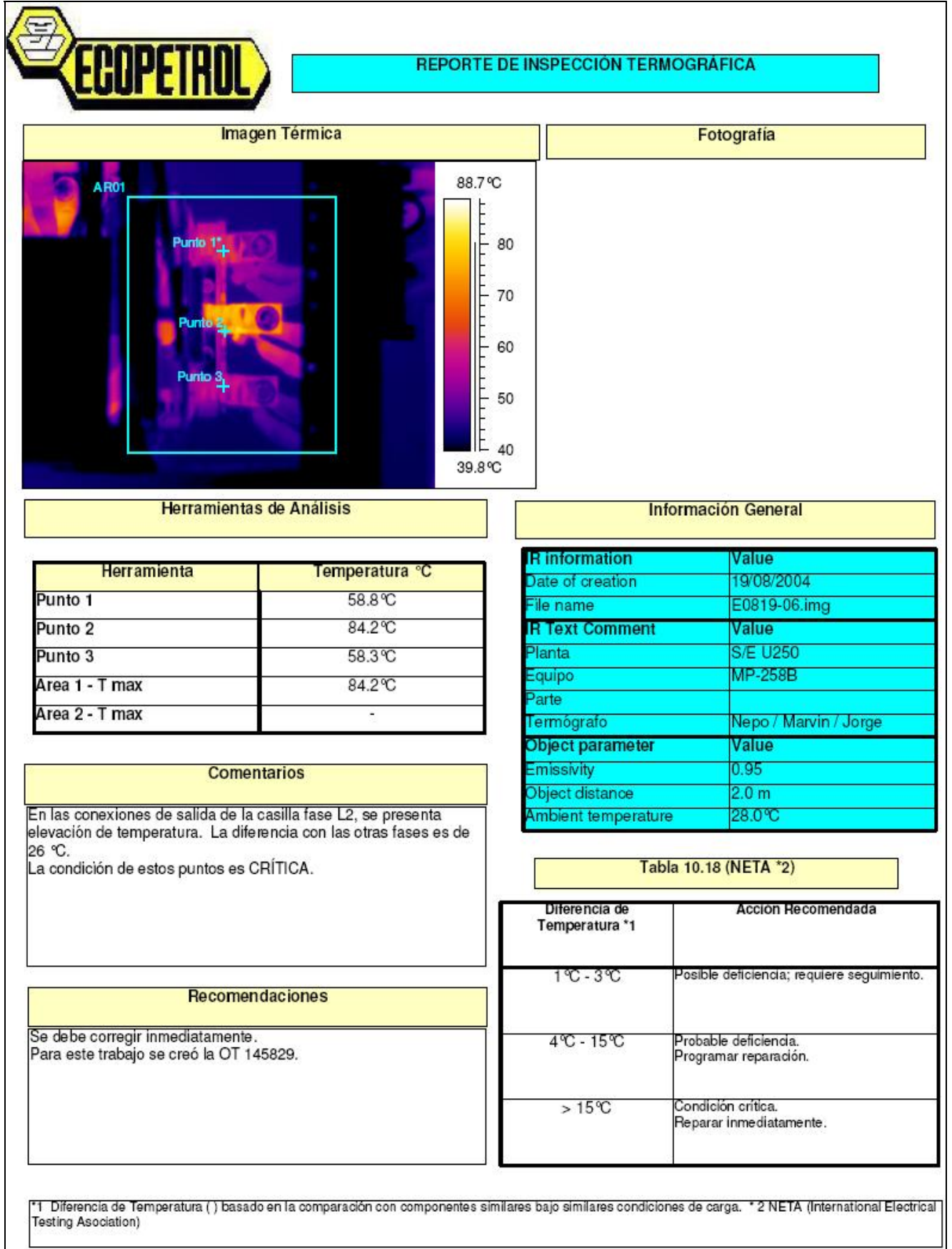


Figura F.7. Reporte S/E UOP I



Figura F.8. Reporte S/E UOP I

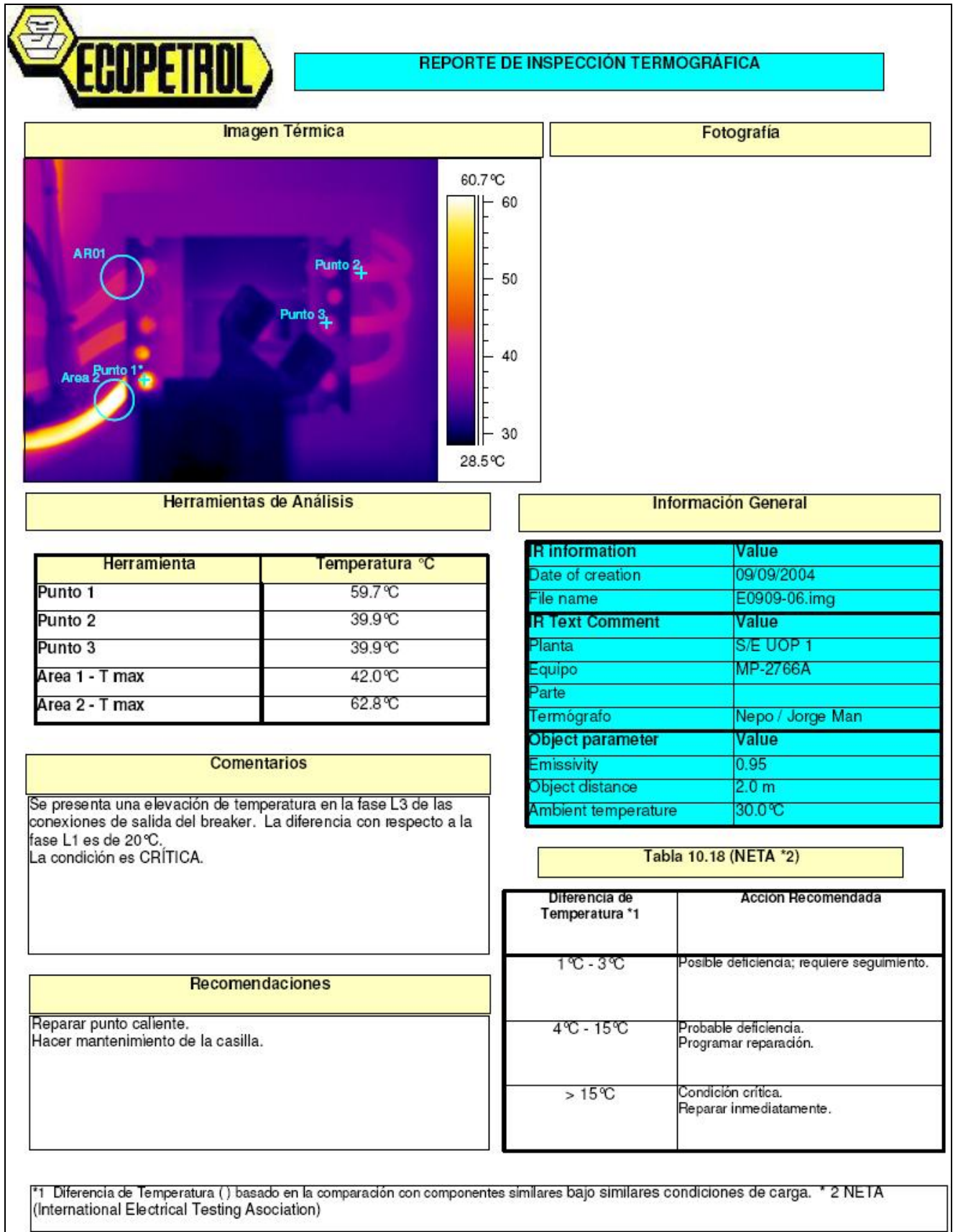


Figura F.9. Reporte S/E U-2000

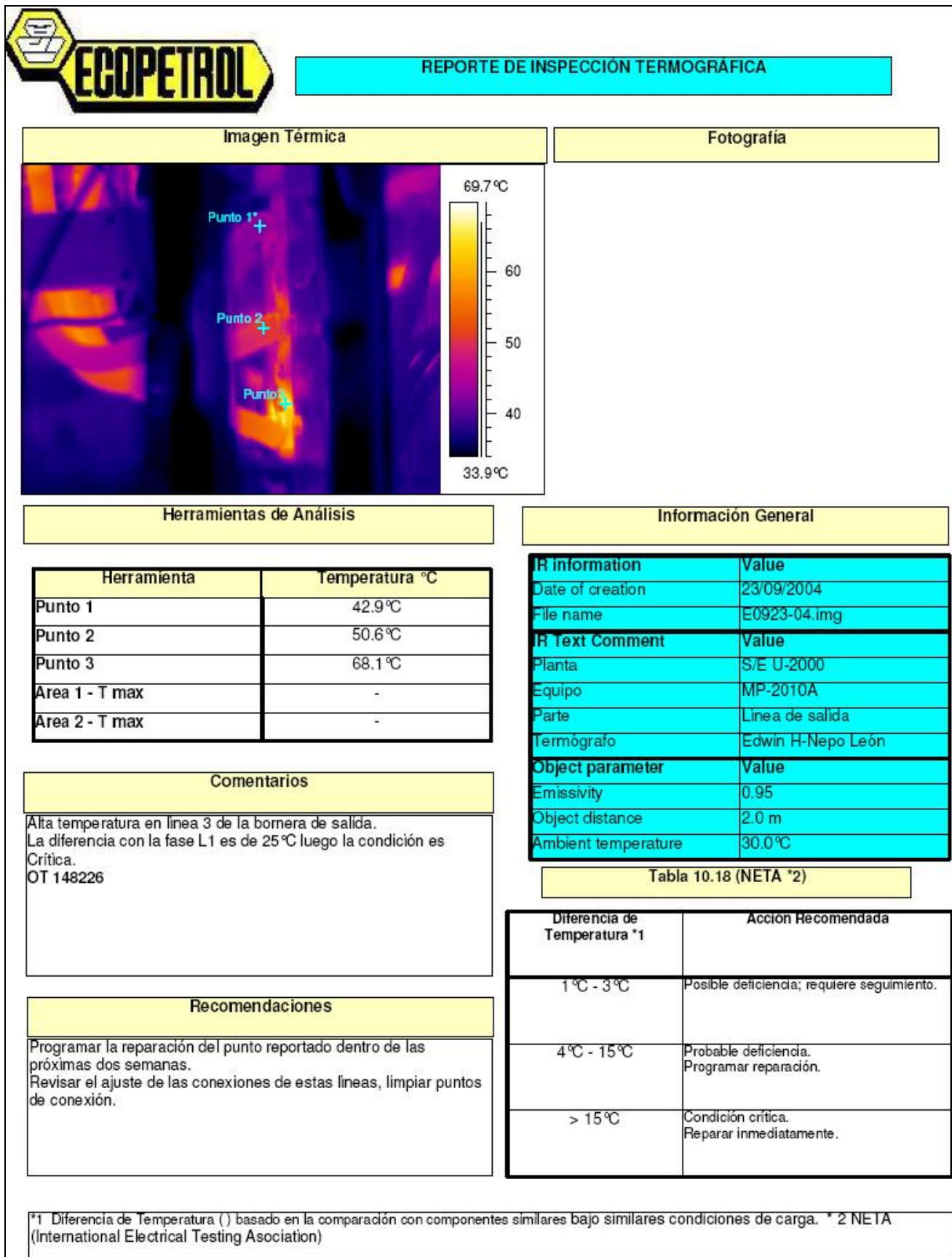

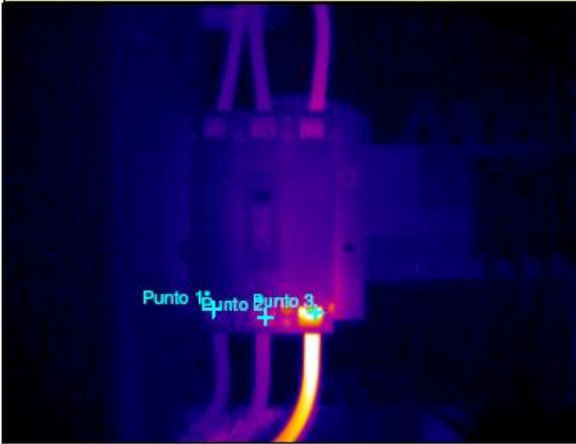


Figura F.10. Reporte S/E U-2000



REPORTE DE INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA

Imagen Térmica



Fotografía

Photo

Herramientas de Análisis

Herramienta	Temperatura °C
Punto 1	34.2°C
Punto 2	37.1°C
Punto 3	52.3°C
Area 1 - T max	-
Area 2 - T max	-

Información General

IR information	Value
Date of creation	23/09/2004
File name	E0923-05.img
IR Text Comment	Value
Planta	S/E U-2000
Equipo	UPS-PPAL
Parte	L3 de salida
Termógrafo	Edwin H-Nepo León
Object parameter	Value
Emissivity	0.95
Object distance	2.0 m
Ambient temperature	30.0°C

Comentarios

Alta temperatura en línea 3 de salida del breaker de la UPS, en el tablero de servicios generales.
La diferencia con la fase L1 es de 18°C luego la condición es Crítica.
OT 148227

Recomendaciones

Reparar inmediatamente.
Bajar el breaker, verificar que la transferencia de UPS opere y proceder a reajustar conexiones.

Tabla 10.18 (NETA *2)

Diferencia de Temperatura *1	Acción Recomendada
1°C - 3°C	Posible deficiencia; requiere seguimiento.
4°C - 15°C	Probable deficiencia. Programar reparación.
> 15°C	Condición crítica. Reparar inmediatamente.

*1 Diferencia de Temperatura () basado en la comparación con componentes similares bajo similares condiciones de carga. * 2 NETA (International Electrical Testing Association)