



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO MECÁNICA**

TEMA:

**Mantenimiento predictivo para subestación eléctrica de una planta
procesadora de químicos**

AUTOR:

Reyes Bohórquez, Danny Alberto

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de:

**INGENIERO EN ELÉCTRICO MECÁNICA CON
MENCIÓN EN GESTIÓN EMPRESARIAL INDUSTRIAL**

TUTOR:

Ing. Heras Sánchez, Miguel Armando, M.Sc.

Guayaquil - Ecuador

2019



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO MECÁNICA

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo de titulación, fue realizado en su totalidad por **REYES BOHÓRQUEZ DANNY ALBERTO**, como requerimiento para la obtención de Título de **Ingeniería en Eléctrico Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial**.

TUTOR

Ing. Heras Sánchez, Miguel Armando, M.Sc.

DIRECTOR DE LA CARRERA

Ing. Heras Sánchez, Miguel Armando, M.Sc.



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO MECÁNICA

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, **Reyes Bohórquez Danny Alberto**

DECLARO QUE:

El Trabajo de Titulación, **Mantenimiento predictivo para subestación eléctrica de una planta procesadora de químicos**; previo a la obtención del Título de **Ingeniería en Eléctrico Mecánica con Mención Gestión Empresarial Industrial** ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecutivamente este trabajo es de mi total autoría. En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

EL AUTOR

REYES BOHÓRQUEZ, DANNY ALBERTO



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO MECÁNICA

AUTORIZACIÓN

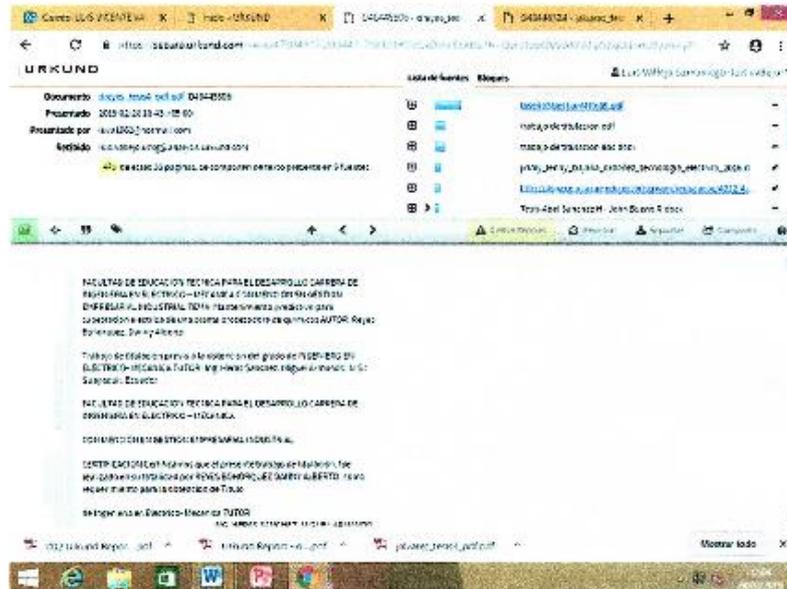
Yo, **Reyes Bohórquez, Danny Alberto**

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil a la **publicación** en la biblioteca de la institución del trabajo de titulación, **Mantenimiento predictivo para subestación eléctrica de una planta procesadora de químicos**; cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

EL AUTOR

REYES BOHÓRQUEZ, DANNY ALBERTO

REPORTE URKUND



Reporte Urkund del Trabajo de Titulación denominado: **Mantenimiento predictivo para subestación eléctrica de una planta procesadora de químicos** del estudiante **Danny Alberto Reyes Bohórquez**. Se encuentra al 4 % de coincidencias.

Atentamente


Ing. Miguel Armando Heras Sánchez
Docente Tutor

AGRADECIMIENTO

Cerrando un ciclo de vida, agradezco a DIOS todo poderoso, que con su infinita bendición me ha permitido llegar hasta este día; sin El no hubiese podido concretar mi tan ahnelada meta, de convertirme en un profesional.

A la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, por brindarme la oportunidad de formar parte de la comunidad estudiantil.

A mi tutor el Ing. Heras, que ha sabido guiarme a través de este sendero largo pero victorioso, gracias a sus consejos y acertadas opiniones he logrado culminar esta tesis.

A mi familia que me han apoyado durante todo el proceso y en este reto académico. Pues, sin la comprensión y apoyo constante de ellos, no hubiese podido culminar la carrera.

Danny Reyes Bohórquez.

DEDICATORIA

El presente trabajo de titulación se lo dedico a DIOS por haberme dado la sabiduría, entendimiento y fuerzas necesarias, para llegar hasta alcanzar esta meta trazada desde muchos años atrás y que hoy estoy cumpliendo.

A mis padres, que con su apoyo incondicional y la comprensión he podido perseverar y seguir adelante para lograr realizarme como persona y profesional, lo cual llevaré siempre en mi corazón.

Asimismo, de manera especial, este trabajo va dedicado a mis abuelos Candelaria, Jacobo (+), quienes siempre confiaron en mi capacidad y ahora finalmente se cumple el sueño deseado.

Danny Reyes Bohórquez.



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICO MECÁNICA**

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

**ING.ROMERO PAZ, MANUEL DE JESÚS, M.Sc.
DECANO**

**ING. ORLANDO PHILCO ASQUI M.Sc.
COORDINADOR DE TITULACIÓN**

**ING. RAUL MONTENEGRO TEJADA M.Sc.
OPONENTE**

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO	VI
DEDICATORIA	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	XII
INDICE DE TABLAS	XVI
RESUMEN	XVII
ABSTRACT	XVIII
CAPÍTULO 1:.....	2
INTRODUCCIÓN.....	2
1.1 Justificación y Antecedente.....	2
1.2 Planteamiento del problema.....	3
1.3 Objetivos	3
1.3.1 Objetivo General.....	3
1.3.2 Objetivos Específicos	3
1.4 Tipo de investigación	4
1.5 Metodología	4
CAPÍTULO 2:.....	5
CONCEPTUALIZACIÓN DEL MANTENIMIENTO.....	5
2.1 Tareas del mantenimiento.....	5
2.2 Tipos de Mantenimiento	6
2.2.1 Mantenimiento Preventivo	6
2.2.2 Mantenimiento Correctivo.....	9
2.3 Tareas de mantenimiento.....	10
2.4. Mantenimiento Predictivo	12
2.5 Metodología para analizar fallas	14
2.5.1 Diagrama de Pareto.....	14
2.5.2 Diagrama causa y efecto.....	15

2.5.3 Modelo de las 5M	16
2.6 Herramientas Básicas para Análisis de Fallas	17
2.7 La Subestación Eléctrica.....	20
2.7.1 Clasificación de las subestaciones eléctricas	20
2.7.1.1 Esquema unifilar de una subestación	21
2.7.2 Elementos de una subestación.....	22
2.8 Subestación de 69 KV	22
2.8.1 Transformador de Potencia	23
2.9 Elementos de Maniobra y Corte.....	25
2.9.1 Interruptores o disyuntores	25
2.9.1.1 Interruptores en SF6	28
2.9.2 Interruptores en el cuarto de control.....	30
2.9.2.1 Interruptores en vacío.	31
2.9.2.2 Celda de media tensión en SF6.	33
2.10 Seccionador	33
2.11 Reconectador.....	36
2.12 Pararrayos.....	36
2.13 Puestas a tierra	39
2.14 Equipos de medición en subestaciones eléctricas	41
2.14.1 Transformador de Corriente	41
2.14.2 Transformadores de potencial	42
CAPÍTULO 3.....	46
FUNDAMENTOS DE LA TERMOGRAFÍA	46
3.1 Normativa para diagnóstico por termografía	46
3.1.1 Beneficios de la termografía eléctrica por infrarrojos.....	48
3.2 Importancia de la inspección por termografía infrarroja eléctrica ...	49
3.3 Descripción de la técnica de termografía infrarroja	51

3.3.1. Técnica activa.....	51
3.3.2. Técnica pasiva.....	51
3.4. La termografía en mantenimiento de subestaciones.....	52
3.5. Características del equipo a utilizar	53
3.5.1 Orden de trabajo de termografía.....	53
3.6 La termografía basada en la emisividad	54
3.6.1 Barras colectoras.....	54
3.6.2 Cuchilla seccionadora.....	55
3.6.3 Puntos de conectividad.....	56
3.6.4 Interruptor de potencia	57
3.6.5 Transformador de potencia	57
3.6.6 Reconectador	58
3.6.7 Reguladores de voltaje	58
CAPÍTULO 4.....	60
ANÁLISIS DE TERMOGRAFÍA EN LA S/E DE LA PLANTA DE QUÍMICOS	
.....	60
4.1 Descripción de la subestación eléctrica	60
4.2. Termografía a subestacion eléctrica de planta de químicos.	64
Conclusiones	83
Recomendaciones	84
Bibliografía	86
ANEXO 1:	89
Mantenimiento del transformador de potencia.....	89
ANEXO 2:	96
Resumen de análisis termográfico.....	96
ANEXO 3:	99
Criterios de Mantenimiento preventivo para la subestación electrica...	99

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO 2.

Figura 2. 1 Características de mantenimiento preventivo y correctivo.....	9
Figura 2. 2 Comparación entre mantenimiento preventivo y correctivo ...	10
Figura 2. 3 Flujograma de un proceso de mantenimiento.....	12
Figura 2. 4 Cuadro comparativo de los tipos de mantenimiento estudiados	13
Figura 2. 5 Ejemplo de diagrama de Pareto para mantenimiento.....	15
Figura 2. 6 Ejemplo de diagrama Causa-Efecto	16
Figura 2. 7 Esquema del modelo 5M	17
Figura 2. 8 Partes del Desarrollo del análisis de fallas a partir de preguntas de estudio	18
Figura 2. 9 Diagrama unifilar de SE de 69 kV	21
Figura 2. 10 Subestación Alpachaca patio de 69 kV	23
Figura 2. 11 Partes de un transformador de potencia.....	24
Figura 2. 12 Interruptores de alta tensión	25
Figura 2. 13 Interruptor de gran volúmen de Aceite.....	27
Figura 2. 14 Interruptor de pequeño volúmen de aceite en patio de maniobras	28
Figura 2. 15 Interruptor de potencia en SF6 tipo DT1-72,5	29
Figura 2. 16 Interruptor de potencia en vacío para 24 kV	31
Figura 2. 17 Celda de Media Tensión de una SE	33
Figura 2. 18 Seccionadores.....	34
Figura 2. 19 Juego de seccionadores.....	34
Figura 2. 20 cuchillas seccionadoras.....	35
Figura 2. 21 Reconectador	36
Figura 2. 22 Ubicación de Pararrayos en una SE.....	37
Figura 2. 23 Pararrayos tipo Polimérico a 60 Kv (autoválvula)	38
Figura 2. 24 Tensiones de paso y contacto	39
Figura 2. 25 Partes que componen las instalaciones de puesta a tierra para SE.....	40
Figura 2. 26 Transformador de corriente	41

Figura 2. 27 Transformador de corriente o intensidad	42
Figura 2. 28 Transformador de potencial.....	43
Figura 2. 29 Transformador de potencial en SE 69 kV	44
CAPÍTULO 3.	
Figura 3. 1 Uso de termografía para la inspección de instalación eléctrica	49
Figura 3. 2 Termografía infrarroja tomada en barras colectoras de una subestación de maniobra o seccionadora.....	55
Figura 3. 3 Termografía infrarroja en cuchilla seccionadora tipo vertical.	56
Figura 3. 4 Termografía infrarroja en puntos de conectividad de un reconectador.....	56
Figura 3. 5 Termografía de un interruptor de potencia.	57
Figura 3. 6 Termografía infrarroja de un transformador de potencia.	58
Figura 3. 7 Termografía infrarroja de un reconectador	58
Figura 3. 8 Termografía infrarroja de un regulador de voltaje.....	59
CAPÍTULO 4.	
Figura 4. 1 Vista frontal del pórtico de 69 KV	60
Figura 4. 2 Vista de protector de transformador de 69 KV.....	61
Figura 4. 3 Vista de transformador de potencia	61
Figura 4. 4 Interruptor de 13.8 KV	62
Figura 4. 5 Transformadores combinados (de intensidad y tensión) de 69KV	63
Figura 4. 6 Puntos de conexión de puesta a tierra	63
Figura 4. 7 Seccionador en grupo tripolar a 69 KV.....	65
Figura 4. 8 Transformadores combinados a 69 KV - Entrada.....	66
Figura 4. 9 Transformadores combinados a 69 KV – Salida	67
Figura 4. 10 Trans-rupter a 69 KV - Entrada	68
Figura 4. 11 Trans-rupter a 69 KV –Salida	69
Figura 4. 12 Bushing de alta tensión a 69 KV.....	70
Figura 4. 13 Bushing de media tensión a 13,8 KV.....	71
Figura 4. 14 Transformadores de corriente y potencial a 13,8 KV.....	72
Figura 4. 15 Seccionador tripolar en grupo a 13,8 KV	73
Figura 4. 16 Seccionador tripolar en grupo a 13,8 KV	74
Figura 4. 17 Interruptor a 13,8 KV – Entrada.....	75

Figura 4. 18 Interruptor a 13,8 KV – Salida	76
Figura 4. 19 Bushing de baja tensión	77
Figura 4. 20 Bushing de baja tensión	78
Figura 4. 21 Bushing de media tensión subestación oficinas	79
Figura 4. 22 Bushing de baja tensión	80
Figura 4. 23 Bushing de media y baja tensión	81
Figura 4. 24 Transformador de 112,5 KVA. subestación solventes	82

INDICE DE TABLAS

CAPÍTULO 2.

Tabla 2. 1 Preguntas para investigar causas..... 17

Tabla 2. 2 Ejemplo Matriz de análisis de 5 Preguntas identificado para cada M evaluada 18

CAPÍTULO 3.

Tabla 3. 1 Criterios para determinar el grado de severidad de un problema eléctrico 47

CAPÍTULO 4.

Tabla 4. 1 Clasificación de temperatura según NETA 64

RESUMEN

El presente trabajo de titulación tiene como objetivo principal el ejecutar el plan de mantenimiento predictivo de una planta de químicos industriales en Guayaquil con el fin de obtener información de los equipos críticos de la subestación de 69 KV y mejorar los tiempos de respuesta teniendo los repuestos necesarios para cambios inmediatos ante alguna eventualidad o percance eléctrico.

La planta cuenta con un plan de mantenimiento predictivo el cual incluye el análisis por medio de inspección termográfica y detectar fallas que estén presenten en los equipos críticos de la subestación, tanto en sus partes y componentes tales como: tableros, paneles de conexión e interconexión, transformadores, bornes, seccionadores, interruptores, aisladores, bushing y demás elemento de contacto eléctrico.

La metodología que se va aplicar en este análisis es documental ya que se van analizar el estado de cada uno de los componentes instalados. También se empleará el método analítico, ya que obtendrá información privilegiada con estos datos y se podrá encasillarlos según su orden o plan efectivo para futuros mantenimientos.

Como conclusión se emitirán datos de posibles fallas y recomendaciones que se darán a través de las inspecciones dando como resultado un ahorro de tiempo y parada de planta o correctivas.

PALABRAS CLAVES: Análisis, Termografía, Mantenimiento Predictivo, Fallas, Equipos Críticos, Subestación Eléctrico.

ABSTRACT

The main objective of this titling work is to execute the predictive maintenance plan of an industrial chemical plant in Guayaquil in order to obtain information on the critical equipment of the 69 KV substation and to improve response times by having the necessary spare parts for immediate changes in the event of an event or electrical accident.

The plant has a predictive maintenance plan which includes the analysis by means of thermographic inspection and detecting faults that are present in the critical equipment of the substation, both in its parts and components such as: boards, connection panels and interconnection, transformers, terminals, disconnectors, switches, insulators, bushing and other electrical contact element.

The methodology that will be applied in this analysis is documental since the state of each one of the installed components will be analyzed. The exploratory method will also be used, since it will obtain privileged information with these data and it will be possible to classify them according to their order or effective plan for future maintenance.

As a conclusion, data will be issued of possible faults and recommendations that will be given through the inspections, resulting in a saving of time and plant stoppage or corrective measures.

KEYWORDS: Analysis, Thermography, Predictive Maintenance, Faults, Critical Equipment, Electrical Substation.

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

Las inspecciones térmicas por infrarrojos ayudan al diagnóstico de posibles fallas en sistemas eléctricos, mecánicos y además de otras áreas de acción. En infraestructuras eléctricas es posible presentarse un escenario de un equipo interruptor de potencia que muestra un sobrecalentamiento severo. O bien presentar aumento de temperatura entre diagnósticos de diarios, semanales, mensuales, trimestrales etc. el diagnóstico por termografía es una técnica que ayuda al mantenimiento predictivo de maquinas eléctrica rotatorias y fijas de una industria. Para aplicar el procedimiento por termografía se utilizará el criterio y norma basado en NETA (la Asociación Internacional de Pruebas Eléctricas) la cual proporciona recomendaciones aceptadas por la industria para puntos de acción para imágenes térmicas.

Una mediana planta de químicos realiza procesos donde reacciones física y químicas producen productos destinados a limpieza comercial e industrial, tal es el caso de cloro y soda cáustica partir de ellos, se puede producir también una gama de productos derivados, que tienen una amplia y creciente variedad de aplicaciones en otras industrias.

1.1 Justificación y Antecedente

Con la finalidad de mejorar las condiciones de operación de la subestación eléctrica se pretende mejorar el proceso de mantenimiento predictivo mediante el diagnóstico termográfico a infraestructura y elementos de una subestación eléctrica.

El plan de mantenimiento predictivo es útil, pero por el hecho que es una planta altamente corrosiva le resulta difícil alcanzar los parámetros óptimos para su funcionamiento eficaz es por eso que se pretende analizar por medio de la inspección termográfica puntos críticos de la subestación eléctrica, reduciendo las fallas o paro de la producción.

La inspección termográfica es muy útil en los mantenimientos predictivos, ya que es un método de alta utilidad pues mediante las imágenes se pueden ver puntos calientes ya sea por falta de torque o rupturas, suciedad, corrosión, circuitos sobre cargados, sistema de puesta a tierra en mal estado etc.

1.2 Planteamiento del problema

Elementos altamente corrosivos ocasionan deterioro a la infraestructura de la subestación eléctrica, la planta produce soda cáustica líquida (hidróxido de sodio), ácido clorhídrico, cloro soda, solventes y diluyentes en esta planta se utiliza como materia prima la sal de mar, la misma que se encuentra (almacenada en galpones abiertos). Las corrosiones en el sistema eléctrico originan la suspensión del servicio eléctrico en la planta de químicos, se pierde tiempo en corregir fallos a sistema eléctrico de dicha planta.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Analizar por medio de inspección termográfica, fallas que se presentan en los equipos críticos de la subestación eléctrica y en una planta de químicos industriales de la ciudad de Guayaquil.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Describir fundamentos de la termografía y sus aplicaciones en infraestructura eléctrica de baja y media tensión.
- Efectuar inspecciones termográficas dentro de la subestación en 69 KV y a lo largo de las líneas de distribución en 13.8 KV.
- Evaluar resultados con respecto a normas y especificaciones aplicables para los equipos críticos de la subestación eléctrica de una planta de productos químicos de la ciudad de Guayaquil.

1.4 Tipo de investigación

Para el presente trabajo se utilizará un tipo de investigación de campo ya que se realizarán inspecciones termográficas a los elementos de la subestación eléctrica.

1.5 Metodología

La metodología a emplearse es de tipo documental por cuanto se revisa fundamentos de la termografía y sus aplicaciones, así como de la infraestructura de subestaciones eléctricas. Se utiliza el método empírico por cuanto se participa junto con un termógrafo y liniero en el diagnóstico por termografía del estado de operación de elementos de una subestación eléctrica de 69 kV. Finalmente se aplica el método analítico para evaluar resultados de termografía. Además de determinar aspectos para el mantenimiento tipo predictivo, el cual, a través de histórico de fallas y reportes, se puede prevenir posibles daños recurrentes de manera que se podrá encasillarlo según el orden o plan efectivo para futuros mantenimientos.

CAPÍTULO 2:

CONCEPTUALIZACIÓN DEL MANTENIMIENTO

En la mayoría de las ramas técnicas como el de ingeniería, se contempla el proceso de mantenimiento, ya que posee un principio práctico y significativo para asegurar y garantizar la continuidad en la operación de cualquier equipo o artefacto mecánico, eléctrico o electrónico. Por lo tanto, cualquier equipo necesita de mantenimiento y aplicación de cualquier acción que vaya en pro de su funcionamiento permanente. (Jaramillo & Miño, 2018).

Actualmente, el mantenimiento está basado en equipamiento que incluye la tecnología, de esa forma, el proceso de mantenimiento aplica como objetivo: “lograr el máximo nivel de efectividad en el funcionamiento del sistema productivo y de servicios, con la menor contaminación del medio ambiente y mayor seguridad para el personal, al menor costo posible”.

Entonces, todo mantenimiento implica un conjunto de saberes, destrezas y actitudes para emplear ciertas estrategias, métodos, técnicas y en la administración del mantenimiento e instalaciones, maquinarias y equipos, con el propósito de mejorar los procesos productivos, en el perfeccionamiento del personal, entre otras. (PROYEC, 2017).

2.1 Tareas del mantenimiento

Fundamentalmente, la frecuente asistencia comprende en varias tareas, entre las que se mencionan están:

- Realizar cambio de fase exterior; el cual implica lavado usual, normal, retoques en el color, etc.
- Emplear confiabilidad y salvaguardia; método, es pieza de monitoreo habitual que debería extenderse, que involucre efectuar investigaciones, verificación de función, demostración y evidencia.
- Alcanzar costo óptimo de uso. Esta táctica informa la investigación persistente de los componentes del mecanismo, así como: lubricantes, filtros y distintas clases de líquidos (Ojeda Torres, 2011).

El mantenimiento tiene una estructura conceptual, la cual se expone a continuación:

- **Política de Mantenimiento:** la cual establece la estrategia, lineamientos y pautas a seguir en la organización del mantenimiento, conformando las etapas de planificación, programación, preparación, ejecución y evaluación de resultados.
- **Plan de Mantenimiento:** se refiere a los programas de mantenimiento a realizar en un periodo de tiempo.
- **Programas de Mantenimiento:** se trata de cada una de las tareas y subtareas necesarias a ejecutar.

Esta estructura constituye la organización de la gerencia del mantenimiento, por lo tanto, cada uno de estos conceptos se produce o ejecuta de forma coordinada, de tal manera que, una es la consecuencia de la otra; en tal sentido, esta estructura teórica da garantía del desarrollo de acciones debidamente organizadas, planificadas, ejecutadas y supervisadas (Jaramillo & Miño, 2018)

2.2 Tipos de Mantenimiento

En ingeniería eléctrica hay dos tipos de mantenimiento, los cuales se detallan a continuación.

2.2.1 Mantenimiento Preventivo

El mantenimiento preventivo es aquel que se realiza de manera anticipado con el fin de prevenir el surgimiento de averías en los artefactos, equipos electrónicos, motores fijos, rotatorios, maquinarias pesadas, etc.

Las acciones ejecutadas sobre un equipo que no presenta ningún tipo de falla, es decir, funciona en condiciones normales, y cuya finalidad es la de minimizar la ocurrencia de una. El mantenimiento preventivo se puede efectuar de tres formas:

- Mantenimiento preventivo periódico programado del equipo fuera de servicio, mantenimiento por condición.

- Mantenimiento preventivo periódico programado del equipo en servicio.
- Mantenimiento preventivo no periódico programado.

Es fundamental que durante su ejecución se cumplan con las siguientes actividades:

- **La inspección:** es la acción orientada a la verificación de las condiciones del equipo, estableciendo comparaciones entre las características físicas, eléctricas y mecánicas con respecto a los parámetros establecidos.
- **Servicio:** en este caso, se refiere a las actividades de complementación de niveles de fluidos, lubricación, lavado, engrase, carga y preservación de los componentes de los equipos.
- **Calibración:** consiste en realizar comparaciones periódicas de los valores de los equipos y compararlos con los parámetros establecidos.
- **Prueba:** se basa en la realización de evaluaciones de funcionamiento de los equipos, a fin de detectar fallas mecánicas o eléctricas.
- **Alineación y ajuste:** consiste en realizar los cambios pertinentes sobre los equipos en busca de su óptimo funcionamiento.
- **Instalación:** consiste en el periódico reemplazo de los componentes que cesen en su funcionamiento a fin de preservar el estado del equipo. (Jaramillo & Miño, 2018), (Trabajo de Titulación , s.f.)

La ejecución de las labores de mantenimiento preventivo se mide a través de indicadores que valorizan los efectos de estas acciones en la preservación del estado de los equipos. (Ojeda Torres, 2011).

Estas medidas proporcionan una información sumamente valiosa, pues en atención a los resultados que se obtengan se establece una programación de tareas a ejecutar, estimación de costos, tiempos de reparación y tiempo horas hombre. Por tanto, el desarrollo de estas valoraciones y representadas a través de los indicadores anteriormente mencionados, permiten la planificación y programación de las actividades que mejor se ajustan a las condiciones dadas.

Los indicadores temporales son:

Tiempo total de mantenimiento preventivo medio: es un indicador que corresponden al valor promedio del tiempo necesario para la realización de las actividades de mantenimiento preventivo programado y en el que no es considerado el tiempo invertido en las labores ejecutadas durante la operación de los equipos ni el tiempo perdido por retrasos administrativos.

En relación al tema, se puede presentar la siguiente ecuación señalada:

$$TMPMt = \frac{\sum_{i=1}^m fi * TMPMi}{\sum_{i=1}^m fi} \text{ ec 2.1}$$

Donde:

- m: es la cantidad de puntos de medida.
- fi: es la frecuencia correspondiente a la *i*ésima acción de mantenimiento preventivo por hora de operación después del último ajuste en el ciclo de vida del equipo.
- TMPMi: es el tiempo promedio requerido para la *i*ésima acción de mantenimiento preventivo.
- Tiempo medio de mantenimiento preventivo (TMPM): es un indicador que mide el tiempo de inactividad necesario para realizar el 50% de las actividades de mantenimiento programadas en los equipos y sus componentes y viene expresado mediante la siguiente ecuación:

$$TMPM = 10^{\frac{\lambda_i * \log_{10} TMPMi}{\sum_{i=1}^m \lambda_i}} \text{ ec 2.2}$$

Donde:

λ_i : es la tasa de falla del elemento

*i*ésimo del equipo sobre el que se realiza la evaluación y asociada a factores como ciclo de vida, tolerancia y fallas catastróficas y de interacción que puedan ocasionar graves deterioros.

2.2.2 Mantenimiento Correctivo

Se denomina mantenimiento correctivo, al que corrige los defectos observados en los equipamientos o instalaciones, es la forma más básica de mantenimiento y consiste en localizar averías o defectos, para posteriormente corregirlos o repararlos (Jaramillo & Miño, 2018).

En la figura 2.1 se puede ver las características del mantenimiento preventivo y correctivo.



Figura 2. 1 Características de mantenimiento preventivo y correctivo
Fuente: (Educagratis, 2014)

Según (Ojeda Torres, 2011), es un tipo de mantenimiento efectuado, luego de haber ocurrido una falla y destinado a volver a colocar el ítem en condiciones de ejecutar su función requerida.

No obstante, el mantenimiento correctivo puede presentarse de dos formas:

- **Mantenimiento correctivo programable:** Es cuando la falla resulta de características tales, que permite mantener en servicio el ítem a pesar de no satisfacerse la plenitud de las funciones del mismo o de sus partes integrantes. Ejemplo: Pequeña pérdida de aceite en un transformador.
- **Mantenimiento correctivo no programable:** Este puede dividirse en dos tipos:
 1. *Mantenimiento correctivo de urgencia:* Cuando el mantenimiento es necesario efectuarlo a la brevedad posible, pues por la gravedad de la

falla pelagra la integridad o la prestación del ítem o la de sus partes integrantes. Ejemplo. Detección de alta temperatura en unión metálica de una línea.

2. *Mantenimiento correctivo de emergencia:* Cuando el mantenimiento es necesario efectuarlo en forma inmediata, generalmente surge a causa de una avería (Ojeda Torres, 2011), (Ojeda Torres, 2011)
- **Mantenimiento detectivo o condicional.-** Se denomina a todas aquellas tareas que se ejecutan en busca de fallas. Es una técnica utilizada para detectar si algo falla (detección de fallas ocultas). Ejemplo: Chequeo del funcionamiento de protecciones.

En la figura 2.2 se muestra las comparaciones del mantenimiento preventivo y del correctivo.



Figura 2. 2 Comparación entre mantenimiento preventivo y correctivo
Fuente: El autor

2.3 Tareas de mantenimiento

Una tarea de mantenimiento es el conjunto de actividades que deben realizar y que forman parte de un orden de trabajo o de un programa de trabajo. Cada tarea requiere recursos específicos para su finalización, llamados recursos de mantenimiento. Los profesionales de mantenimiento generalmente concuerdan que las tareas de mantenimiento supuestamente idénticas, realizadas bajo similares condiciones, requieren diferentes lapsos de tiempo. (Ojeda Torres, 2011)

Las razones principales para estas variaciones se pueden clasificar en tres grupos:

- **Factores personales:** que representan la influencia de la habilidad, motivación, experiencia, actitud, capacidad física, vista, autodisciplina, formación, responsabilidad y otras características similares relacionadas con el personal implicado.
- **Factores condicionales:** que representan la influencia del entorno operativo respecto a la condición física, forma, geometría y características similares del ítem sometido a mantenimiento.
- **Factores de entorno:** que reflejan la influencia de aspectos como temperatura, humedad, ruido, iluminación, vibración, momento del día, época del año, viento, etc. en el personal de mantenimiento durante la ejecución de la tarea. (Ojeda Torres, 2011), (Trabajo de Titulación , s.f.)

Las tareas, pueden clasificarse en:

- Tareas de mantenimiento predictivo
- Inspección o check-list
- Ensayos o medición de parámetros característicos
- Tareas de mantenimiento preventivo
- Desmontaje
- Reacondicionamiento, reparación o reemplazo
- Montaje
- Comprobaciones y/o mediciones
- Pruebas funcionales
- Tareas de mantenimiento correctivo
- Detección o localización de la falla
- Desmontaje
- Reacondicionamiento, reemplazo o reparación
- Montaje
- Comprobaciones y/o mediciones
- Pruebas funcionales
- Tareas de mantenimiento detectivo condicional
- Inspección o check-list
- Ensayos, exámenes o medición de parámetros característicos

- Pruebas funcionales (Ojeda Torres, 2011).

En la figura 2.3 muestra un ejemplo del proceso de mantenimiento

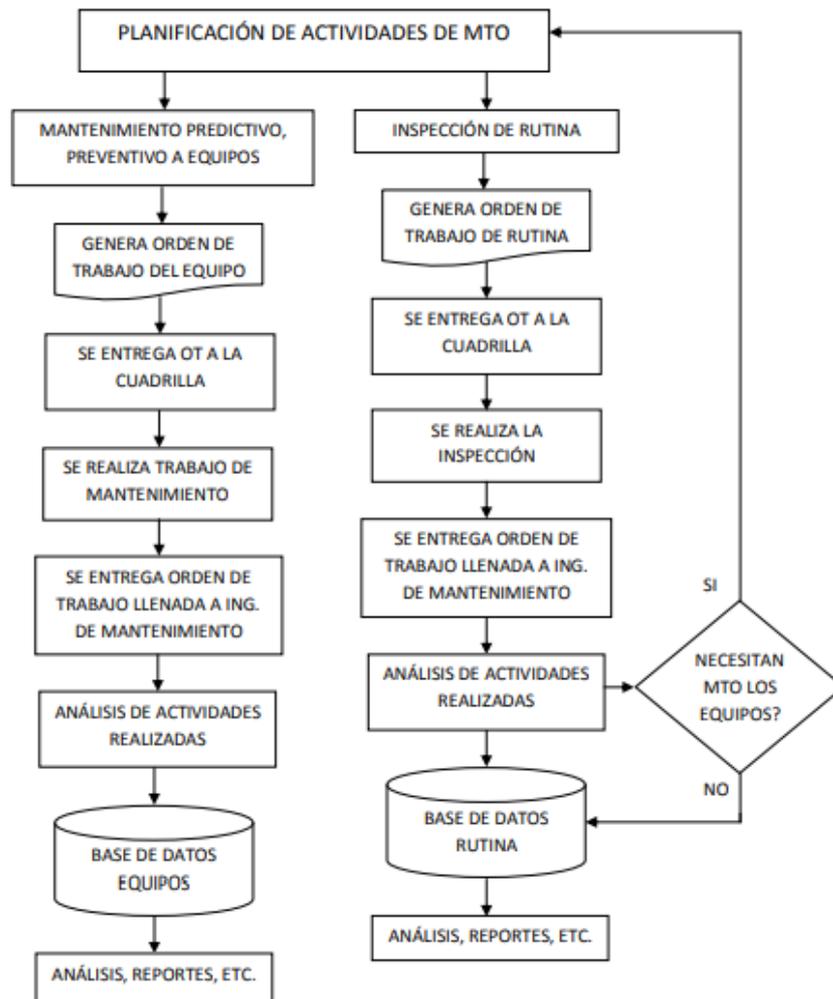


Figura 2. 3 Flujograma de un proceso de mantenimiento
Fuente: (Mantenimiento IV, 2011)

2.4. Mantenimiento Predictivo

Este mantenimiento se basa en la supervisión de funcionamiento de un sistema o un equipo a través de inspecciones programadas o mecanismos de medición, que le permitan al gerente de mantenimiento o responsable, prevenir algún tipo de falla en el mecanismo de dicho sistema o equipo.

El mantenimiento predictivo: “se anticipa a la falla por medio de un seguimiento para predecir el comportamiento de una o más variables de una máquina o equipo”. Su aplicación se fundamenta en la inspección del sistema

o equipo en pleno funcionamiento, a través de los respectivos equipos de medición, con la finalidad de detectar la posible ocurrencia de alguna situación que pudiera afectar al sistema en observación; con este tipo de mantenimiento se prolonga su fiabilidad de funcionamiento aún con la existencia de una falla (Jaramillo & Miño, 2018).

En el cuadro (figura 2.4) puede apreciar el comparativo de los tipos de mantenimiento estudiados.

Mantenimiento Predictivo	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Correctivo
<p>Consiste en hacer revisiones periódicas (usualmente programadas) para detectar cualquier condición (presente o futura) que pudiera impedir el uso apropiado y seguro del dispositivo y poder corregirla, manteniendo de ésta manera cualquier herramienta o equipo en optimas condiciones de uso.</p>	<p>Es hacer los ajustes, modificaciones, cambios, limpieza y reparaciones (generalmente sencillos) necesarios para mantener cualquier herramienta o equipo en condiciones seguras de uso, con el fin de evitar posibles daños al operador o al equipo mismo.</p>	<p>Es reparar, cambiar o modificar cualquier herramienta, maquinaria o equipo cuando se ha detectado alguna falla o posible falla que pudiera poner en riesgo el funcionamiento seguro de la herramienta o equipo y de la persona que lo utiliza.</p>

Figura 2. 4 Cuadro comparativo de los tipos de mantenimiento estudiados
Fuente: El autor

El mantenimiento predictivo puede efectuarse de dos formas:

- **Mantenimiento predictivo en servicio:** No implica interrumpir el servicio normal que el ítem está prestando para efectuar dicho mantenimiento. Ejemplo: Extracción de muestras de aceite para medición de rigidez dieléctrica del mismo, en transformadores.
- **Mantenimiento predictivo fuera de servicio:** Implica interrumpir el servicio normal que el ítem está prestando para efectuar dicho mantenimiento. Ejemplo: Ensayo de índices de polarización y absorción en transformadores. (Ojeda Torres, 2011).

2.5 Metodología para analizar fallas

La ejecución del proceso de mantenimiento debe hacerse en función de la planificación y de las situaciones que se originan que exijan la aplicación de acciones dirigidas a corregir los problemas existentes en el equipo. Sin embargo, es primordial, como primera acción, efectuar un estudio sistemático de la dificultad o del problema que sobrevino.

Existe un procedimiento conocido como el “Diagrama de Pareto”, el cual permite escoger en función de la importancia y su magnitud los problemas que ocasionan una falla de forma tal que al final se pueda determinar la causa real y por tanto el establecimiento de la mejor solución para su eliminación (Jaramillo & Miño, 2018) .

2.5.1 Diagrama de Pareto

Con el diagrama de Pareto se grafica el principio o causales que originan la falla, para aquello debe partir por el orden del efecto o del impacto que tienen y su influencia en el deterioro (véase la figura 2.5). Para la afianzar dicho proceso, se cumplen con los siguientes pasos:

Paso 1: Se especifica el problema a analizar en el sistema o equipo. Así mismo, se establecen los datos necesarios para la ejecución del análisis. Este es un paso de preparación; por lo tanto, tiene una relevancia en términos de practicidad y habilitación en los posteriores pasos.

Paso 2: Este paso corresponde a la recolección de datos y a la conformación de base de información. El proceso puede incluir una estratificación de dicha información (Jaramillo & Miño, 2018).

Paso 3: Una vez que se han recolectado todos los datos y se ha estratificado, se procede a realizar una clasificación de la misma en atención a su importancia en cuanto a causas que provocan la falla.

Paso 4: Se grafica la información ya clasificada. Para ello, se establecen dos ejes verticales, uno con una escala que inicia en 0 y termina hasta el total acumulado y el segundo que inicia en 0 hasta el 100%.

En el eje horizontal, se establece la información clasificada.

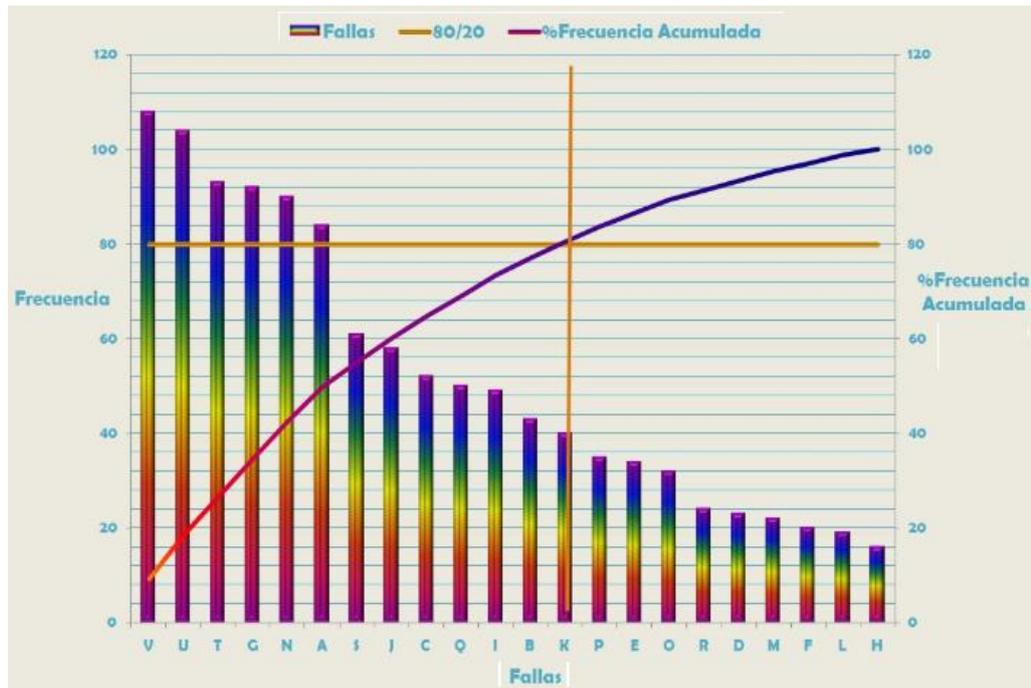


Figura 2. 5 Ejemplo de diagrama de Pareto para mantenimiento
Fuente: (Mantenimiento IV, 2011)

Paso 5: Se marca con un punto los porcentajes acumulados y se unen cada uno de los puntos con líneas rectas obteniendo como resultado la curva acumulada. A la gráfica generada a partir de esta unión se le conoce como la Curva de Lorentz. (Jaramillo & Miño, 2018).

2.5.2 Diagrama causa y efecto

Esta técnica fue desarrollada por el Doctor Kaoru Ishikawa en 1953, cuando se encontraba trabajando con un grupo de ingenieros de la firma Kawasaki Steel Works. El resumen del trabajo lo presentó en un primer diagrama, al que le dio el nombre de Diagrama de Causa y Efecto (véase figura 2.6).

A través de su aplicación se establece la relación que existe entre un efecto y todas las posibles causas que lo originan. Facilita recoger las numerosas opiniones expresadas por el equipo sobre las posibles causas que generan el problema (Educagratis, 2014).

Esta técnica ayuda e incrementa el conocimiento de los participantes sobre el proceso que se estudia. Se recomienda seguir 3 aspectos importantes:

- a. Definición de los efectos que se desea estudiar. Cuanto más definido esté el efecto, más eficaz será el análisis de las causas que lo producen.
- b. Construcción del diagrama causa-efecto. Su construcción se inicia a partir de la transcripción del efecto que se desea estudiar y a partir de esto, todas las posibles causas que lo provocan o que tienen algún tipo de influencia en el problema. La ubicación de las causas se puede, a su vez, realizar por medio de tres métodos:
 - Por clasificación de las causas.
 - A través de las fases del proceso.
 - Mediante la numeración de las causas.
- c. Resolución de problemas. Pasar por la causa y llegar a la solución.

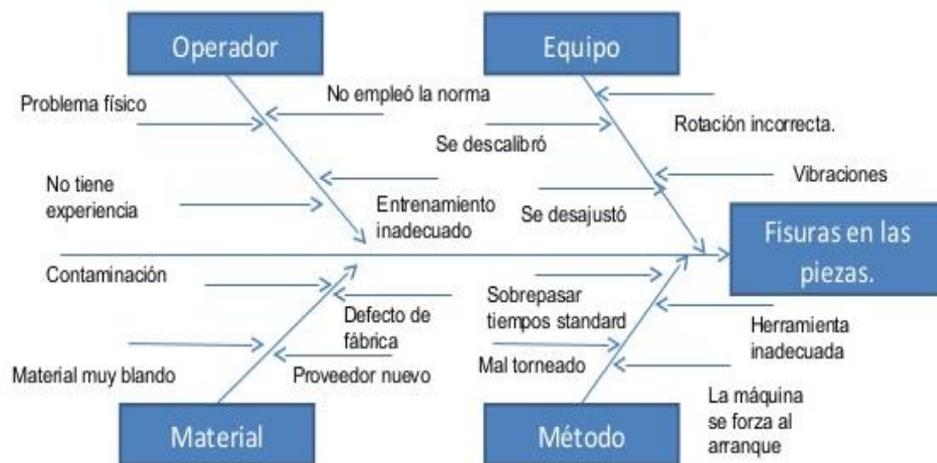


Figura 2. 6 Ejemplo de diagrama Causa-Efecto
Fuente: (Educagratis, 2014)

2.5.3 Modelo de las 5M

Este método se basa en la conformación de una lluvia de ideas en torno al problema y las causas que lo producen. Por tanto, esta lluvia de ideas debe ir en torno a cinco factores, de ahí su nombre: máquinas, mano de obra, métodos, materiales y medio ambiente (Véase en la figura 2.7), las 5Ms que permitirá elaborar una matriz de datos basado en Maquinaria Método de Trabajo, Mano de Obra, Materia Prima o materiales, y Medio Ambiente.

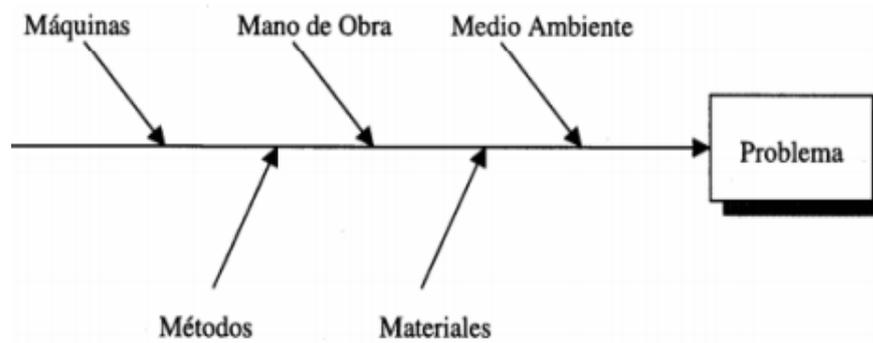


Figura 2. 7 Esquema del modelo 5M
Fuente: (Educagratis, 2014)

Se tuvo en cuenta el análisis estructurado proporcionado por las 5M que relaciona: Método de Trabajo, Mano de Obra, Materia Prima, Maquinaria y Medio Ambiente), ubicadas en la primera columna de la matriz, con el fin de garantizar el cubrimiento total de todas las variables que pueden afectar la presentación del servicio. (Trabajo de Titulación , s.f.)

2.6 Herramientas Básicas para Análisis de Fallas

Es importante contar con las herramientas necesarias para el análisis de las fallas. Por consiguiente, se describen dos herramientas, que son: la lista de comprobación y los diagramas de flujos. En el caso de la lista de comprobación, se refiere a preguntas claves que le dan sentido y dirección a la búsqueda de las causas de una falla para generar las soluciones pertinentes.

A continuación, en la tabla 2.1 muestra una tabla en donde se plantean las preguntas que permitirán examinar y determinar las causas de las fallas.

Tabla 2. 1 Preguntas para investigar causas

¿Qué?	¿Cuál es el problema?, ¿Qué se ha observado?
¿Quién?	¿Quién interviene en el problema?, ¿Quién está antes o después en el flujo de trabajo?
¿Dónde?	¿Dónde se manifiesta?, ¿Dónde se origina?
¿Cuándo?	¿En qué ocasión aparece?, ¿En qué momentos y por cuánto tiempo?
¿Cómo?	¿Cómo se manifiesta?, ¿Con cuanta frecuencia?, ¿Cuál es la importancia del problema?
¿Por qué?	¿Por qué ocurre el problema?

Fuente: (Caucalí, 2015)

Este tipo de preguntas le permite al analista establecer con claridad las causas y consecuencias, y por tanto, una orientación más cercana a la realidad y a la solución al problema existente.

En la figura 2.8 muestra la lista de comprobación y en la tabla 2.2 la elaboración de la matriz de análisis de fallas de un caso de la administración en una organización comercial.



Figura 2. 8 Partes del Desarrollo del análisis de fallas a partir de preguntas de estudio
Fuente: (Caucalí, 2015).

Tabla 2. 2 Ejemplo Matriz de análisis de 5 Preguntas identificado para cada M evaluada

ITEM	Porque (1)	Porque (2)	Porque (3)	Porque (4)	Porque (5)
Método de trabajo Hace Referencia a los procedimientos, políticas, PGS, actas, Planes de Capacidad, continuidad y disponibilidad	No se tiene identificada los puntos únicos de fallas	Por qué no se tiene contemplado la afectación del servicio	No todos los proyectos que ingresan a operación cuentan con el modelamiento de servicios críticos	Porque no realizan el plan de disponibilidad	Ni los gerentes de proyecto ni la operación, le ven la importancia al tema
Mano de obra Hace referencia al personal del proyecto, está calificado?, tiene experiencia?	No todos los administradores de la plataforma cuentan con el suficiente conocimiento	Es complicado reclutar ingenieros que administren tecnología con el conocimiento especializado y la experiencia requerida	por qué el presupuesto de contratación no es posible, reclutar solo expertos	No todos los proyectos soportan la contratación de dicho personal	Hacen parte una infraestructura compartida entre proyectos
Materia prima Información externa para operar (contratos, ANS, OLAS, UC)	No toda la plataforma cuenta con soporte de mantenimiento preventivo	Se contrata personal experto para que formulen y se desarrolle dichos planes	No se están realizando debido a la cantidad de incidentes reactivos que atiende	Tampoco se tiene identificado los criterios, para generar Planes de Mantenimiento	No existe un formato guía para generar dichos planes
Maquinaria y equipo Herramientas de Gestión (HW, SW), Infraestructura	Se han presentado casos de indisponibilidad asociado a fallas de dispositivos	Incidentes que no se previnieron	No se realizan tareas de administración de un tercer nivel (experto)	No se están generando Planes de Mantenimiento sobre la infraestructura	No existen planes de mantenimiento formalizado
Medio ambiente Hace referencia a donde se encuentra alojado los equipos	No aplica				

Nota: (Caucalí, 2015)

Posteriormente, se relacionó cinco columnas adicionales con el fin de realizar el análisis de los 5 Porque's, dando como resultado diferentes causas que están afectando el servicio:

- **Variable: Método de trabajo. Causa:** Los gerentes de servicios y la parte operativa, no presta importancia al tema.
- **Variable: Mano de Obra. Causa:** Los proyectos y la infraestructura son compartidas.
- **Variable: Materia Prima. Causa:** No existe un formato y guía para generar Planes de Mantenimiento.
- **Variable: Maquinaria. Causa:** No existen Planes de Mantenimiento Formalizado (Caucalí, 2015), (Trabajo de Titulación , s.f.)

Basado en el estudio de fundamentos y criterios para el mantenimiento, se debe estudiar las herramientas de diagnóstico para encontrar fallas en una subestación eléctrica de una planta de procesos químicos de la ciudad de Guayaquil. A continuación, se describe la infraestructura de una subestación eléctrica.

2.7 La Subestación Eléctrica

Las Subestaciones Eléctricas (SE) tienen como función principal, ser el punto de enlace en un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), entre las diferentes etapas o tramos de un sistema de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. De tal manera, permite el paso de grandes volúmenes de energía y a su vez, aumentar o reducir niveles de tensión.

Una Subestación Eléctrica (SE) opera como punto de conexión o conmutación para líneas de transmisión, alimentadores de subtransmisión, circuitos de generación y transformadores elevadores y/o reductores.

Además, una subestación eléctrica está formada por dispositivos, capaces de modificar los parámetros de la potencia eléctrica (tensión, corriente, frecuencia, entre otros.). Es más, son un medio de interconexión y despacho entre las diferentes líneas de un sistema eléctrico. (RELSAMEX Electric, 2016).

El mantenimiento de los componentes de una SE es esencial para aumentar la confiabilidad de la misma, pudiendo evitar fallas inesperadas que puedan provocar interrupción del servicio eléctrico. (Arias, s.f.)

2.7.1 Clasificación de las subestaciones eléctricas

Según (Calderón & Basto, 2010), las subestaciones eléctricas se clasifican en distintas formas pero las más importantes incluyen:

- **Basada en el nivel de tensión.** Por ejemplo: subestaciones de extra alta tensión (765 kV ó mayores), de alta tensión (400, 230 kV), de media tensión (115, 34,5, 69, 13.8, 23 kV), baja tensión (2.4, 0.480, 0.440, 0.220 kV) y subestaciones en alta tensión en corriente directa (HVDC).
- **Exterior o.** Es aquella instalada a cielo abierto
- **Interior.** Una subestación tipo interior es aquella que se encuentra dentro de un edificio o construcción.
- **Basada en su configuración.** Dentro de esta clasificación se pueden ubicar:

- Las subestaciones convencionales aisladas en aire.
- Las subestaciones aisladas en Hexafloruro de azufre (SF6) o Las subestaciones híbridas compuestas por ambos tipos. (Calderón & Basto, 2010)
- **Basada en su aplicación.**
 - Subestaciones elevadoras.
 - Subestaciones receptoras.
 - Subestaciones de switcheo (sin transformación).
 - Subestaciones de usuario (industriales, comerciales).
 - Subestaciones de carga o propósitos específicos (para hornos de arco eléctrico, etc.) (Calderón & Basto, 2010)

2.7.1.1 Esquema unifilar de una subestación

La configuración eléctrica de una subestación se expresa mediante su esquema unifilar (en el cual se disponen los elementos eléctricos constitutivos de cada uno de sus circuitos). En la figura 2.9 se muestra un esquema representativo de la subestación de transformación de 69 kV, el mismo que muestra una bahía como línea de entrada a la barra 69 kV de características simple y una bahía de transformación. (Trabajo de Titulación , s.f.)

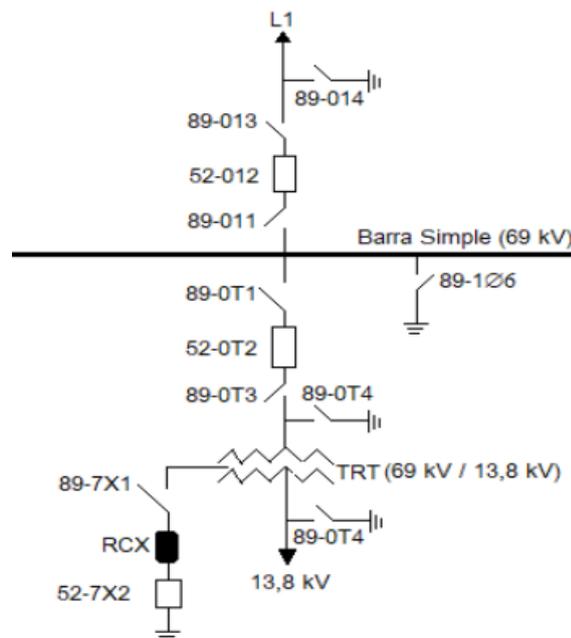


Figura 2. 9 Diagrama unifilar de SE de 69 kV

Fuente: (Arboleda, 2013)

2.7.2 Elementos de una subestación

A continuación, se detallan los elementos principales y secundarios que componen una SE convencional, según (Calderón & Basto, 2010)

Elementos principales:

- Transformador.
- Interruptor de potencia.
- Restaurador.
- Cuchillas fusibles.
- Cuchillas desconectadoras y cuchillas de prueba.
- Pararrayos.
- Tableros dúplex de control.
- Condensadores.
- Transformadores de instrumento.

Elementos secundarios

- Cables de potencia.
- Cables de control.
- Alumbrado.
- Estructura.
- Herrajes.
- Equipo contra incendio.
- Equipo de filtrado de aceite.
- Sistema de tierras.
- Carrier.
- Intercomunicación.
- Trincheras, conducto, drenajes.
- Cercas. (Calderón & Basto, 2010)

2.8 Subestación de 69 KV

Es un tipo de SE elevadora, que emplea un transformador de potencia de 10–12,5 MVA, para aumentar el voltaje generado desde alguna central (por

ejemplo de 34,5, kV), hasta la barra principal de 69 kV, es decir, los voltajes de las líneas de subtransmisión.

En la figura 2.10 se puede ver una subestación Alpachaca patio de 69 kV.



Figura 2. 10 Subestación Alpachaca patio de 69 kV
Fuente: (EMELNORTE, 2013)

Asimismo, incluye servicios auxiliares de corriente alterna y continua necesarios para el funcionamiento de los diferentes equipos. (Gas Natural FENOSA, 2012), (Moya Solorzano, 2006)

2.8.1 Transformador de Potencia

Se denomina transformador de potencia, a una máquina eléctrica estática de capacidad grande y que tiene como función principal, trasladar la potencia eléctrica del devanado primario al secundario, bajo el principio de inducción electromagnética conservando la frecuencia. Pues, sus circuitos eléctricos están conectados magnéticamente y aislados eléctricamente. (Jaramillo & Miño, 2018).

Además, el transformador puede ser utilizado como elevador o reductor de tensión, dependiendo de la relación de vueltas entre el devanado primario y el devanado secundario (n_1/n_2); se llama devanado primario al embobinado que esta conectado a la fuente de energía y es devanado secundario, al que se conecta a la red de consumo. (Ojeda Torres, 2011).

A continuación, se especifican los elementos de un transformador de potencia:

- Carcasa
- Tanque conservador
- Núcleo del circuito magnético
- Indicador de nivel de aceite
- Válvula de alivio de presión
- Bushings de alta y baja tensión
- Placa de características
- Respirador silica gel
- Termómetros
- Taps
- Relé buchholz
- Devanados
- Tablero de control
- Aceite dieléctrico
- Pararrayo

En la figura 2.11 se puede ver las partes de un transformador de potencia.

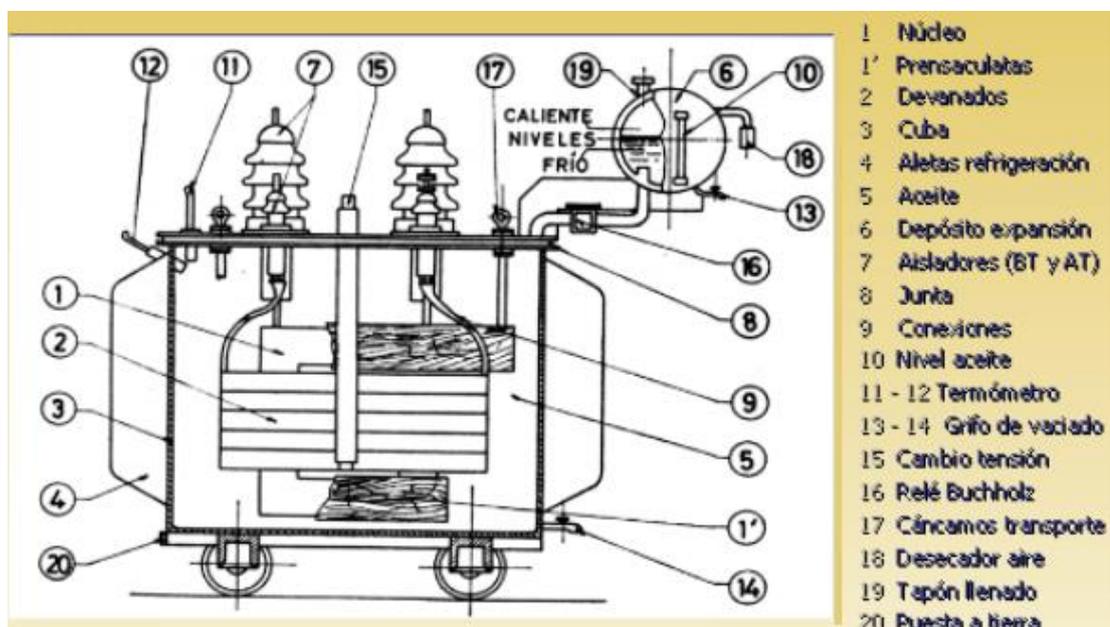


Figura 2. 11 Partes de un transformador de potencia
Fuente: (EMELNORTE, 2013)

Los transformadores no sufren daños por su antigüedad, normalmente son afectados o averiados, debido a que el aceite está en mal estado, el cual imposibilita la función de proteger el aislamiento del transformador (papel) (Ojeda Torres, 2011).

Al respecto, se puede comparar la vida de un transformador con la vida del papel, ya que una vez que sufre daño el aislamiento (papel), la vida del equipo se reduce de manera drástica.

2.9 Elementos de Maniobra y Corte

Estos dispositivos se utilizan para abrir o aislar un circuito de una SE y están divididos en dos tipos, los cuales son: apertura con carga y apertura sin carga. La diferencia de estos dos, como su nombre indica, es la posibilidad que tienen los de apertura con carga de abrir corrientes de carga e incluso grandes magnitudes de corriente de cortocircuito. (Ojeda Torres, 2011)

2.9.1 Interruptores o disyuntores

Estos interruptores son capaces de abrir corrientes de carga y de corto circuito. Sus características dependen del rango continuo de corriente de interrupción, corriente máxima de interrupción y el medio de extinción del arco. (Ojeda Torres, 2011)

En la figura 2.12 se puede observar los interruptores de alta tensión.



Figura 2. 12 Interruptores de alta tensión
Fuente: (Mantenimiento IV, 2011)

No obstante, una falla de interruptor puede ser ocasionado por fusibles o componentes de protección defectuosa, falla de la bobina de desconexión, falla de los eslabones de desconexión del interruptor automático o falla del mecanismo del interruptor de corriente automático. A su vez, los dos tipos básicos de fallas, se describen a continuación y son:

- 1) Mecánica
- 2) Eléctrica del interruptor automático para normalizar la falla.

La 'falla mecánica' ocurre cuando el interruptor automático no mueve la siguiente recepción de una orden de desconexión, como resultado de la pérdida de alimentación de CD de desconexión, la falla de la bobina de desconexión o falla del eslabón de desconexión.

En cambio, la 'falla eléctrica' ocurre cuando el interruptor automático se mueve en un intento, por despejar una falla al recibir la orden de desconexión pero no corta la corriente de falla ocasionada por la operación defectuosa del interruptor de corriente en sí. (Ojeda Torres, 2011)

Para normalizar fallas por estos dos tipos de falla del interruptor automático, se pueden utilizar dos esquemas diferentes de protección. Los esquemas más convencionales de falla del interruptor automático consisten en utilizar detectores instantáneos de falla operados por corriente, mismos que se elevan para iniciar un temporizador cuando operen los relevadores de falla. Si no opera un interruptor automático para normalizar la falla, el interruptor llega al final del retardo y desconecta los interruptores automáticos necesarios para normalizar la falla (Ojeda Torres, 2011).

Sin embargo, si opera correctamente el interruptor automático para normalizar la falla, debe darse tiempo suficiente en el ajuste del temporizador para garantizar el restablecimiento del relevador detector de falla. Los tiempos totales de normalización de estación de tipo EHV que utilicen este esquema son muy rápidos, y por lo general tardan de 10 a 12 ciclos a partir del momento de la falla hasta que esta quede normalizada.

Las partes principales sujetas a mantenimiento de los interruptores son: el medio aislante o de extinción del arco, los contactos y aisladores. Sin embargo cuando han operado un tiempo prolongado es necesario llevar a cabo una inspección detallada de todas las partes del interruptor como son mecanismos de operación, circuitos de control, cableado y demás elementos que componen todo el sistema de interruptores (Ojeda Torres, 2011).

Para aquellas fallas en donde ocurra una falla mecánica de los interruptores automáticos, se encuentra en uso un esquema aún más rápido. Este esquema depende del interruptor auxiliar del interruptor automático (por lo general un contacto de tipo abierto, de 52 A) para iniciar un temporizador rápido. El interruptor auxiliar esta especialmente ubicado para operar desde eslabones de desconexión automático, para captar el movimiento real del mecanismo del interruptor automático. (Ojeda Torres, 2011)

En la figura 2.13 se muestra un interruptor o disyuntor de potencia de gran volúmen de aceite, en el patio de maniobras el interruptor se encarga de abrir o cerrar este alimentador que energiza a toda la SE.



Figura 2. 13 Interruptor de gran volúmen de Aceite
Fuente: (Arboleda, 2013)

Tambien existen interruptores o disyuntores de pequeño volúmen de aceite en patio de maniobras, tal como puede verse en la figura 2.14.

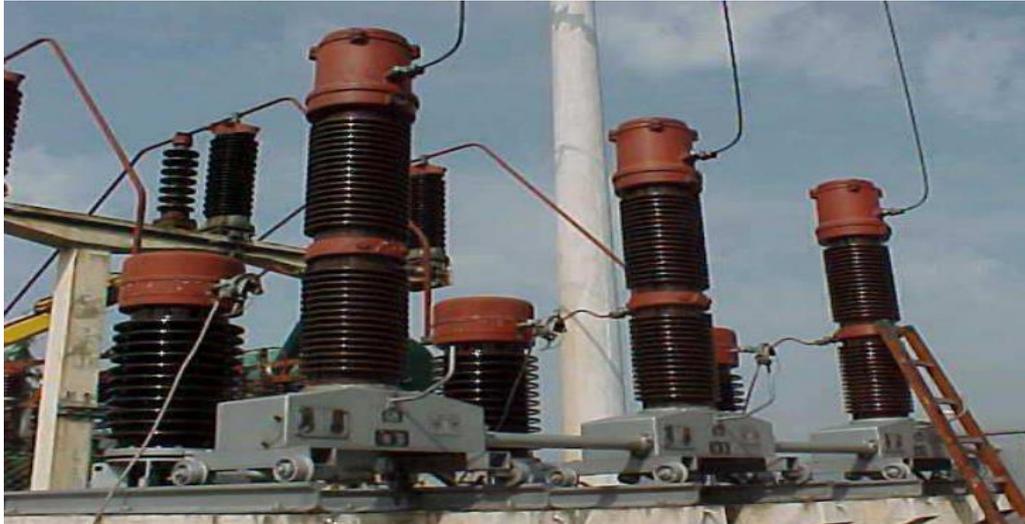


Figura 2. 14 Interruptor de pequeño volumen de aceite en patio de maniobras
Fuente: (Arboleda, 2013)

Los interruptores tienen el nivel de aislamiento para 72,5 kV y trabajan con el voltaje de 69 kV, son de tipo tanque muerto, significa que el tanque del interruptor y todos sus accesorios se mantienen al potencial de tierra, la fuente externa y conexiones a la carga se hacen por medio de aisladores convencionales, contienen el gas SF₆ para extinguir el arco eléctrico. (Ojeda Torres, 2011)

2.9.1.1 Interruptores en SF₆

Se los conoce como GIS (Gas Insulated System), ya que vienen en una sola unidad junto con los seccionadores. El SF₆ (Hexa fluoruro de azufre) se usa como material aislante y también para extinguir el arco eléctrico. (Ojeda Torres, 2011). Por lo tanto, es un gas muy pesado (5 veces la densidad del aire), altamente estable, inerte, inodoro e inflamable. En presencia del SF₆ la tensión del arco se mantiene en un valor bajo, razón por la cual la energía disipada no alcanza valores muy elevados.

La rigidez dieléctrica depende de la forma del campo eléctrico entre los contactos, el que a su vez depende de la forma y composición de los electrodos. Si logra establecerse un campo magnético no uniforme entre los contactos, la rigidez dieléctrica del SF₆ puede alcanzar valores cercanos a 5 veces la rigidez del aire. Son unidades selladas trifásicas y pueden operar durante largos años sin mantenimiento debido a que prácticamente el gas no

se descompone, puede ser reciclado y reutilizado. Otra importante ventaja de este gas es su alta rigidez dieléctrica que hace que sea un excelente aislante, de esta forma se logra una significativa reducción en las superficies ocupadas por subestaciones. (Ojeda Torres, 2011)

Sin embargo, la reducción en espacio alcanzada con el uso de unidades de SF6, es aproximadamente el 50%, comparado a subestaciones tradicionales. Esta ventaja muchas veces compensa desde el punto de vista económico, claramente se debe mencionar que hay un mayor costo inicial, en su implementación. El término “interruptor de potencia aislado en SF6”, incluye todo el equipo montado sobre la estructura y la base del interruptor. En la figura 2.15 se puede apreciar el interruptor de potencia en SF6 tipo DT1-72,5.



Figura 2. 15 Interruptor de potencia en SF6 tipo DT1-72,5
Fuente: (EMELNORTE, 2013)

Nota: 1- Aisladores y conductor central. 2- Transformador de corriente. 3- Mecanismo de operación. 4- Polos. 5- Bastidor y 6- Estructura de soporte.

En algunos casos, se han estudiado situaciones de fallas del arco interno, involucrando arcos descontrolados en el interior de compartimentos de SF6 y produciendo llamas a través de los ductos. Pues, se mostraron que la concentración de los productos de descomposición por arco del SF6, permaneció por debajo de los límites admisibles para exposición momentánea.

Todo el personal, directa o indirectamente involucrado en la instalación, operación o mantenimiento del interruptor o su equipo asociado, deberá desarrollar prácticas adecuadas de mantenimiento. Además, se debe considerar las condiciones ambientales del sitio de instalación y la aplicación específica del interruptor (EMELNORTE, 2013).

Igualmente, se deben considerar las variables como; la temperatura ambiental, la corriente continua, el número de operaciones, el tipo de interrupción y cualquier condición inusual, como atmósferas corrosivas o problemas con insectos. Dichas condiciones incluyen:

- Temperatura ambiental permanentemente alta.
- Presencia de polvo áspero en la atmósfera.
- Atmósfera con alto contenido de polvo.
- Humedad permanentemente alta.
- Presencia de gas o vapores corrosivos en la atmósfera. (Trabajo de operación, s.f.)

2.9.2 Interruptores en el cuarto de control

Estos tipos de interruptores son mayormente instalados en el interior de las celdas metal clad, ubicadas en el cuarto de control y son utilizados para operar. Por ejemplo, a un voltaje de 13,8 kV, el nivel de aislamiento es hasta 24 kV.

Sin embargo, el continuo aumento en los niveles de cortocircuito en los sistemas de potencia, ha forzado a encontrar formas más eficientes de interrumpir corrientes de fallas que minimicen los tiempos de corte y reduzcan la energía disipada durante el arco. Este tipo de interruptores dispone de una cámara en vacío, como se puede observar en la figura 2.16.



Figura 2. 16 Interruptor de potencia en vacío para 24 kV
Fuente: (EMELNORTE, 2013)

2.9.2.1 Interruptores en vacío.

La alta rigidez dieléctrica que presenta el vacío (es el aislante perfecto), ofrece una excelente alternativa para apagar el arco, en forma efectiva. En efecto, cuando un circuito en corriente alterna se desenergiza, separando un juego de contactos ubicados en una cámara en vacío, la corriente se corta al primer cruce por cero o antes, con la ventaja de que la rigidez dieléctrica entre los contactos aumenta en razón de miles de veces mayor a la de un interruptor convencional ($1 \text{ KV}/\mu\text{s}$ para 100 A en comparación con $50 \text{ V}/\mu\text{s}$ para el aire). Pues, esto hace que el arco no vuelva a reencenderse. Además, estas propiedades hacen que el interruptor en vacío, sea más eficiente, liviano y económico. (Landeros Cruz, 2019).

No obstante, la presencia del arco en los primeros instantes, después de producirse la apertura de los contactos, se debe principalmente a:

- Emisión termoiónica.
- Emisión por efecto de campo eléctrico.

En otras palabras, los iones aportados al arco provienen de los contactos principales del interruptor. Pues, es importante mencionar que en ciertas aplicaciones se hace conveniente mantener el arco entre los contactos hasta el instante en que la corriente cruce por cero (0); de esta forma se evitan sobre-tensiones en el sistema. La estabilidad del arco depende del material

en que estén hechos los contactos y de los parámetros del sistema de potencia (voltaje, corriente, inductancia y capacitancia). Las ventajas de este tipo de interruptores son:

- Tiempo de operación muy rápido.
- La rigidez dieléctrica entre los contactos se restablece rápidamente impidiendo la re-ignición del arco.
- Son menos pesados y más baratos.
- Prácticamente no requieren mantención y tienen una vida útil mucho mayor a los interruptores convencionales.
- Especial para uso en sistemas de baja y media tensión. Las desventajas se detallan a continuación:
 - Dificultad para mantener la condición de vacío.
 - Generan sobre-tensiones producto del elevado di/dt .
 - Tienen capacidad de interrupción limitada.

Es importante destacar la importancia que tiene el material con que se fabrican los contactos de los interruptores en vacío, la estabilidad del arco al momento de separarse los contactos depende principalmente de la composición química del material con que fueron fabricados. Si el arco es inestable significa que se apaga rápidamente antes del cruce natural por cero (0) de la corriente, generando elevados di/dt con las consiguientes sobre tensiones.

Para evitar esta situación se buscan materiales que presenten baja presión de vapor en presencia de arco, estos materiales no son fáciles de encontrar, pues tienen propiedades no del todo apropiadas para uso en interruptores en vacío.

Por ejemplo: los materiales con buena conductividad térmica y eléctrica tienen bajos puntos de fusión, ebullición y alta presión de vapor a altas temperaturas. Sin embargo, los metales que presentan la baja presión de vapor a altas temperaturas, son malos conductores eléctricos. Para combinar ambas características se ha investigado aleaciones entre metales y materiales

no metálicos, como cobre-bismuto, cobre-plomo, cobre-tantalio, plata-bismuto, o plata-telurio. El mantenimiento a este tipo de interruptores solamente son realizados por el fabricante (EMELNORTE, 2013).

2.9.2.2 Celda de media tensión en SF6.

También recibe el nombre de Interruptor Automático Desenchufable, ya que puede ser retirado de su lugar para trabajos de mantenimiento. En la figura 2.17 se puede ver una celda de media tensión de una SE. (EMELNORTE, 2013).



Figura 2. 17 Celda de Media Tensión de una SE
Fuente: (EMELNORTE, 2013)

2.10 Seccionador

Es un dispositivo de maniobra cuya tarea consiste en interrumpir de forma visible la continuidad de corriente en el circuito. Además, opera por lo general, sin carga y su función es dar seguridad en el aislamiento físico y visible de los circuitos antes de realizar un trabajo, ya sea, de reparación o mantenimiento, sin la posibilidad de que se presenten falsos contactos o posiciones falsas.

No obstante, su característica más significativa es que las maniobras de conexión y desconexión a la red deben hacerse en vacío, es decir, sin que haya carga en la instalación que interrumpe, ya que podría originar arcos eléctricos que causarían accidentes graves (Sanz Osorio, 2016).

Véase en la figura 2.18 los seccionadores.

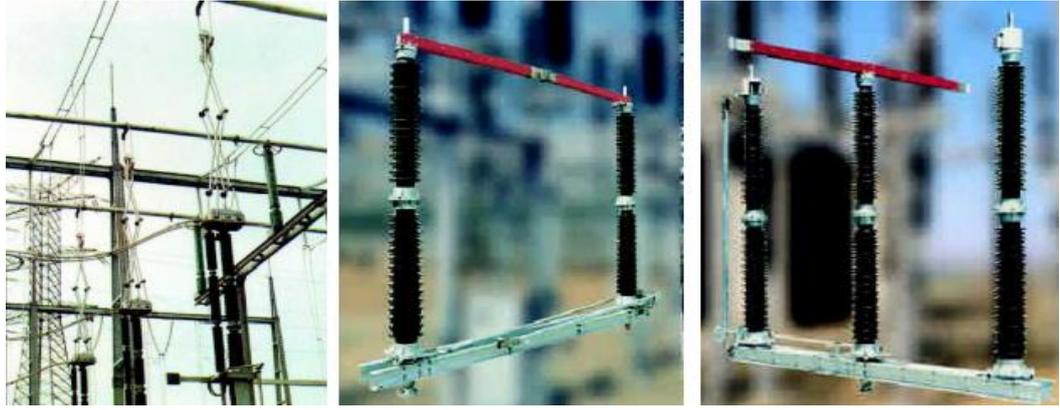


Figura 2. 18 Seccionadores
Fuente: (Gas Natural FENOSA, 2012)

Igualmente, los seccionadores instalados en el patio de maniobras de la S/E, pueden ser seccionadores de barra (SB), o seccionadores de línea (SA). Cada seccionador consta de una caja de mando eléctrico tipo AE-85, el cual está concebido para maniobra de seccionadores giratorios y estos se dividen en tres partes:

1. Caja: Es de material galvanizado acabada interior y exteriormente con pintura de poliéster corrugada aplicada electrostáticamente y polimerizada en horno. En el interior de la caja se encuentra el grupo mecánico y eléctrico.

2. Grupo mecánico: Está compuesto por un motor eléctrico DC y un conjunto de transmisión con su respectiva manivela.

3. Grupo eléctrico: Está compuesto por Conmutador de posición local remoto, pulsadores locales de apertura y cierre, contactores inversores para el motor, guardamotor de protección del motor, resistencia de calefacción, bloqueo eléctrico durante las operaciones manuales y borneras de conexión. (EMELNORTE, 2013).



Figura 2. 19 Juego de seccionadores
Fuente: (EMELNORTE, 2013)

Los seccionadores de línea están asociados a cuchillas de puesta a tierra en cada polo, estas cuchillas se accionan manualmente y conectan las líneas de llegada o salida de voltaje a tierra cuando están desenergizadas, Para evitar errores de operación, al cerrar las cuchillas de puesta a tierra los mecanismos de transmisión y control se enclavan deshabilitando la operación de los seccionadores de línea.

Las cuchillas están formadas por una base metálica de lámina galvanizada con un conector puesta a tierra, dos a tres columnas de aisladores que fijan el nivel básico de impulse, y en la parte superior la cuchilla. Este elemento está formado por la parte móvil y la parte fija. La parte fija es la mordaza que recibe y presiona la parte móvil.

En la figura 2.20 muestra las cuchillas seccionadoras.



Figura 2. 20 cuchillas seccionadoras
Fuente: (Yoc, 2005)

Las cuchillas de puesta a tierra se pueden operar únicamente cuando los seccionadores de línea (SA) están abiertos, por lo que existen bloqueos eléctricos en los tableros de control, evitando de esta manera accidentes a causa de operaciones anormales.

2.11 Reconectador

Un reconectador es un interruptor con recierre automático, que tiene como fin mejorar la continuidad de servicio de la instalación, cuando se produce una falla en la red. Este interruptor tiene la capacidad de accionar cuando es sometido a diferentes fallas de red, producidas por fallas transitorias, semipermanentes, y permanentes. Los reconectores tendrán la capacidad de restaurar automáticamente el servicio, una vez que ha cesado la falla para los casos de fallas transitorias y semipermanentes. (Sanz Osorio, 2016)

La figura 2.21 muestra un reconectador.



Figura 2. 21 Reconectador
Fuente: (Yoc, 2005)

2.12 Pararrayos

Los pararrayos es un dispositivo que, colocado en lo alto, en una parte específica, dirigen al rayo a través de un cable hasta la tierra, para que no cause desperfectos en los equipos que están conectados al sistema eléctrico. Sea cual sea la forma o tecnología utilizada, todos los rayos tienen la misma finalidad de llegar a tierra, prácticamente este dispositivo ofrece al rayo un camino hacia tierra. (Ojeda Torres, 2011)

El pararrayo atrae un rayo ionizando en el aire, para llamar y conducir la descarga hacia tierra, de tal modo que no cause daños a construcciones o personas. Estos ingeniosos sistemas permiten, reducir los daños que puede provocar la caída de un rayo sobre en la estructura de una subestación. Además, protegen a los equipos que se utilizan en la subestación, como

transformadores, interruptores, barras, etc. Y de esa manera, poder tener una mayor efectividad en la generación y distribución de energía.

Además, es importante tener dispositivos de descarga a tierra aptos para protección de los equipos, contra las sobre tensiones producidas por operaciones de maniobras y por la ocurrencia de descargas atmosféricas. En general, los pararrayos son para operar satisfactoriamente a la intemperie, bajo las condiciones de servicio indicadas por el fabricante. (Ojeda Torres, 2011) Véase en la figura 2.22 la ubicación de Pararrayo en una SE.

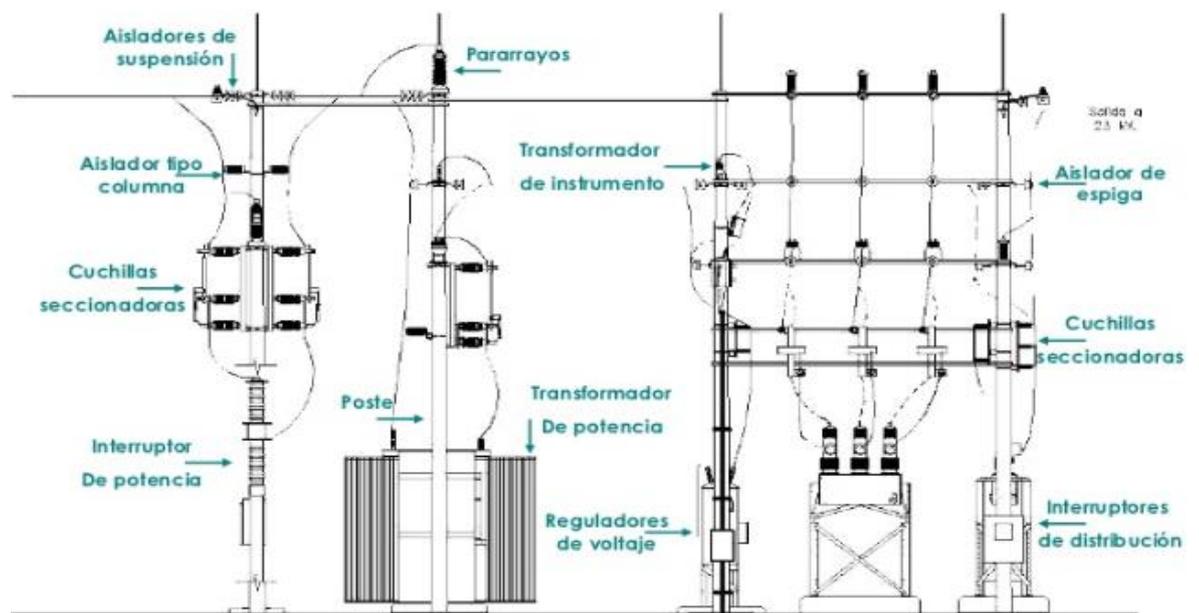


Figura 2. 22 Ubicación de Pararrayos en una SE
Fuente: (Reportero Industrial, 2013)

De la misma manera, los descargadores deben ser del tipo exterior, auto soportados, para instalación vertical, de construcción robusta, diseñados para facilitar su montaje y su limpieza, evitando que el agua se deposite en ellos. El material de la envoltura externa estará fabricado con goma silicona polimérica, el diseño del pararrayos deberá ser tal que la silicona se moldea directamente sobre los bloques de Óxido Metálico, asegurando así un cerramiento total de todos los componentes a fin de evitar las descargas parciales o el ingreso de humedad, alternativamente la silicona será moldeada sobre un tubo de fibra de vidrio (Ojeda Torres, 2011).

Como se ha indicado, los pararrayos limitan el sobrevoltaje a los niveles requeridos de protección conduciendo la corriente resultante a tierra. Los pararrayos tipo subestación poseen certificados de conformidad con las normas NTC 4389, IEC 60099-4:42001 y ANSI C 62.11. En ese caso, el pararrayo deberá tener un excelente y comprobado sistema de sellado y adherencia, para evitar el ingreso de humedad y las descargas parciales (Reportero Industrial, 2013). En la figura 2.23 muestra un pararrayo tipo Polimérico a 60 Kv.



Figura 2. 23 Pararrayos tipo Polimérico a 60 Kv (autoválvula)
Fuente: (Reportero Industrial, 2013)

El parrarrayo de la figura 2.23 son fabricados con tensiones nominales de 15 a 60 kV, con una corriente nominal de descarga de 10 kA, con forma de onda 8/20 u seg. Los pararrayos poliméricos tipo estación, incorporan la última tecnología en varistores de óxidos metálicos (Zno) y el diseño de aisladores en material polimérico, con resistencia altamente no lineal (Reportero Industrial, 2013).

No obstante, todos los pararrayos llevarán una placa de características, que debe ser visible en las posiciones de servicio y montaje normal, en la que figurarán grabadas de forma inalterable los datos de especificaciones técnicas, por ejemplo:

- Nombre del fabricante o marca registrada.
- Año de fabricación
- Designación del tipo
- Número de serie

- Tensión de servicio continuo kV (U_c).
- Tensión asignada Kv (U_r).
- Clase de descarga de línea
- Corriente de descarga nominal kA.
- Tensión y corriente de referencia kV. (Ojeda Torres, 2011)

2.13 Puestas a tierra

Según (Ojeda Torres, 2011), la conexión a tierra de subestaciones es sumamente importante. Por tanto, las funciones de conectar a tierra un sistema, se detallan a continuación:

- Proporcionar la conexión a tierra para el neutro a tierra para transformadores, reactores y capacitores.
- Constituyen la trayectoria de descarga a pararrayos de barra, protectores, espinterómetros y equipos similares.

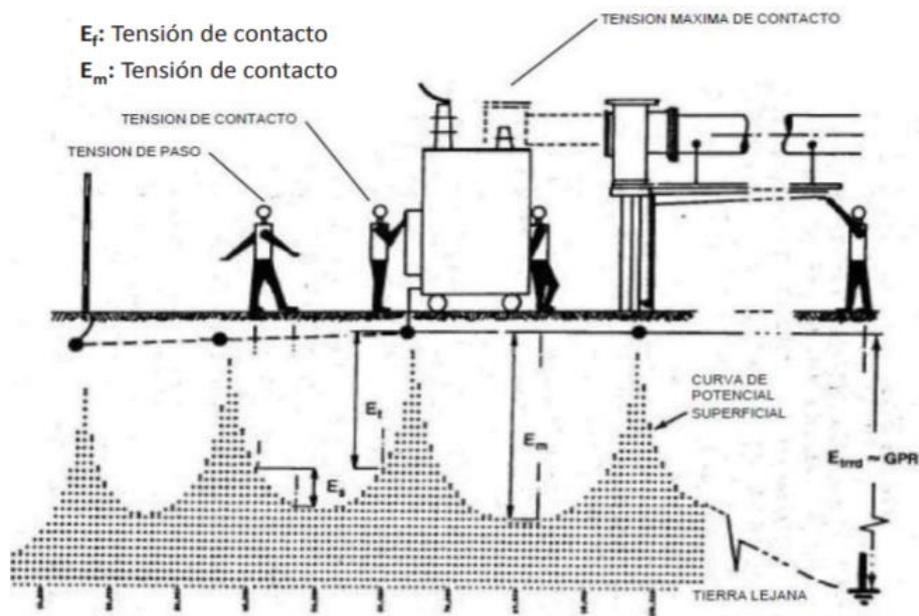


Figura 2. 24 Tensiones de paso y contacto

Fuente. (Ojeda Torres, 2011) & (Norma IEEE-Std 80-2000)

- Garantizan la seguridad del personal de operación al limitar las diferencias de potencial que puedan existir en una subestación.
- Proporcionan un medio de descargar y desenergizar equipo para efectuar trabajos de conservación en el mismo.

- Proveen una trayectoria de resistencia suficientemente baja a tierra, para reducir al mínimo una elevación del potencial a tierra con respecto a tierra remota.

A continuación, en la figura 2.25 puede apreciar sobre los elementos que componen las instalaciones y los electrodos de puesta a tierra para SE, los cuales están constituidos por: • Picas • Cables • Placas • Mallas • Barras químicas



Figura 2. 25 Partes que componen las instalaciones de puesta a tierra para SE.
Fuente. (Blasco, 2014)

Los requerimientos de seguridad de las subestaciones exigen la conexión a tierra de todas las partes metálicas de interruptores, estructuras, tanques de transformadores, calzadas metálicas, cercas, montajes de acero estructural de edificios, tableros de conmutación, secundarios de transformadores de medida, etc. De esa manera, cuando una persona toque el equipo o se encuentre cerca del mismo, no pueda recibir descarga peligrosa si un conductor de alto voltaje relampaguea o entra en contacto con cualquier parte del equipo arriba enumerado. (Ojeda Torres, 2011)

En general, esta función se satisface si toda la armazón metálica con la que una persona pueda hacer contacto o que una persona pueda tocar al estar de pie en tierra, se encuentra unida y conectada a tierra que no puedan hacer potenciales peligrosos. Esto significa que toda parte individual del equipo, toda columna estructural, etc., debe tener su propia conexión al emparrillado a tierra de la estación (Blasco, 2014).

No obstante, el sistema básico de tierra de subestaciones, utilizado en la mayor parte de las plantas eléctricas, toma la forma de una red de conductores enterrados horizontalmente. La razón por la que la red o emparrillado sean tan eficaces, se atribuye a lo siguiente. En sistemas en donde la corriente máxima de tierra puede ser muy alta, raras veces es posible obtener una resistencia de tierra que sea tan baja como para garantizar que la elevación total del potencial del sistema no alcance valores inseguros para las personas. (Ojeda Torres, 2011)

2.14 Equipos de medición en subestaciones eléctricas

Se tiene como equipos de medición, al transformador de corriente TC y Transformador de potencial TP.

2.14.1 Transformador de Corriente

Un transformador de corriente es un transformador de medición, donde la corriente secundaria es prácticamente proporcional a la corriente primaria y desfasada de ella, un ángulo cercano a cero, para un sentido apropiado de conexiones dentro de las condiciones normales de operación (Sánchez & Bueno, s.f.)

En la figura 2.26 muestra las partes constituyvas de un transformador de corriente.

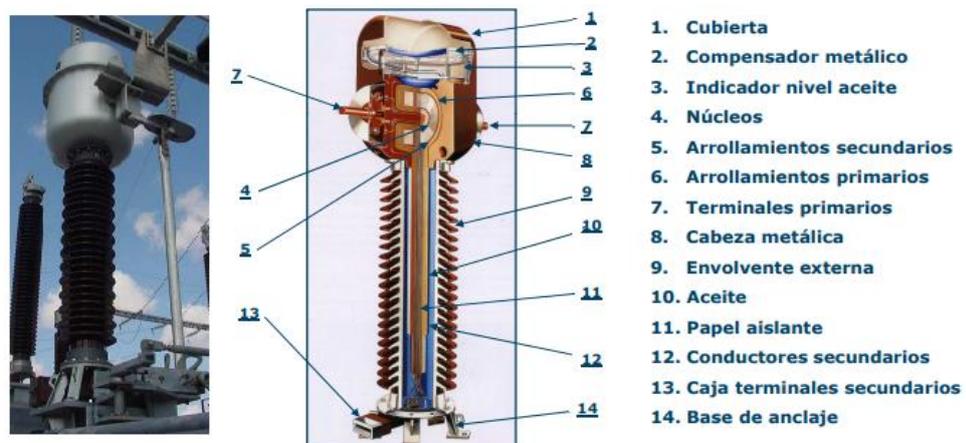


Figura 2. 26 Transformador de corriente
Fuente: (Gas Natural FENOSA, 2012)

Es un tipo de “dispositivo convertidor”, el cual es diseñado para producir una corriente diferente en el devanado secundario, la cual es proporcional a la corriente que se está midiendo en su devanado primario, cuya función es la reducir a valores normales y no peligrosos las características de corriente en un sistema eléctrico, con el fin de permitir el empleo de aparatos de medición normalizados. Por tanto, son más económicos y pueden manipularse sin ningún peligro. (Sánchez & Bueno, s.f.)

En la figura 2.27 muestra un TC dentro de una subestación eléctrica de 69 KV.

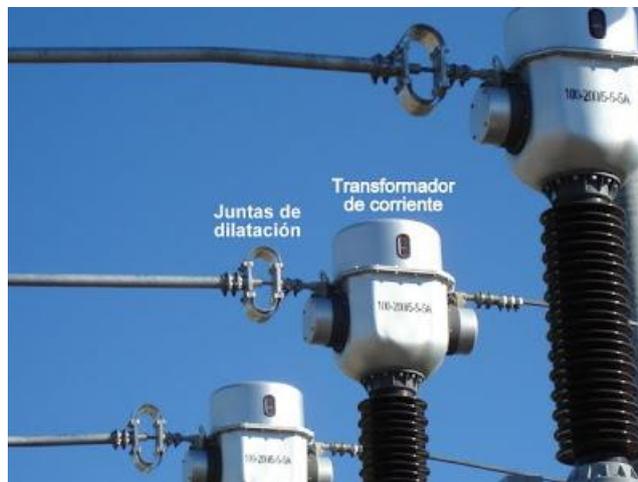


Figura 2. 27 Transformador de corriente o intensidad
Fuente: (RELSAMEX Electric, 2016)

La corriente secundaria dentro de las condiciones normales de operación es prácticamente proporcional a la corriente primaria, aunque un poco defasada. Su principal función es transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión. El primario del transformador se conecta en serie al circuito por controlar y el secundario en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de medición y protección. (Sánchez & Bueno, s.f.)

2.14.2 Transformadores de potencial

Son transformadores donde la tensión secundaria dentro de las condiciones normales de operación es prácticamente proporcional a la tensión primaria, aunque un poco defasada. Su principal función es transformar la

tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

El primario del transformador se conecta en paralelo al circuito por controlar y el secundario en paralelo con las bobinas de tensión de los aparatos de medición y protección (Sánchez & Bueno, s.f.)

En la figura 2.28 muestra un transformador de potencial.

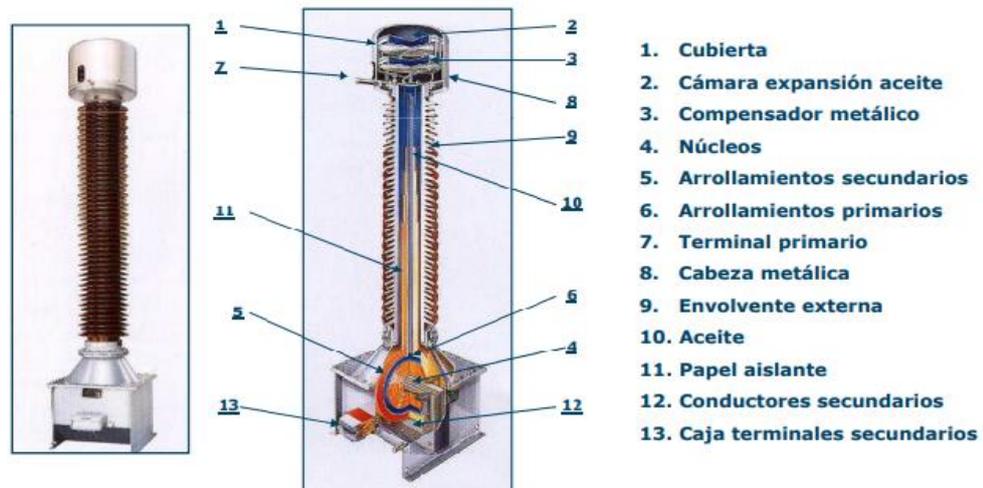


Figura 2. 28 Transformador de potencial
Fuente: (Gas Natural FENOSA, 2012)

En los sistemas eléctricos de potencia, se debe tener medición de ciertas cantidades eléctricas y además alimentar a los dispositivos de protección tanto, de los generadores como de las subestaciones. Parte de los elementos necesarios para hacer estas mediciones en alta tensión, son los llamados “transformadores de potencial”.

Estos tienen como función principal, reducir los valores de voltaje de sistema a valores lo suficientemente bajos para:

1. tener indicaciones de los voltajes del sistema.
2. medición del subministro o del intercambio de energía.
3. alimentación a relevadores para protección.
4. sincronización.

En general, los instrumentos de medición, los indicadores y relevadores están diseñados para operar con voltaje secundario (115V o 120V). Asimismo, la calibración de los instrumentos se hace de acuerdo con el voltaje primario del transformador de potencial. La figura 2.29 muestra un Transformador de potencial en SE 69 kV.



Figura 2. 29 Transformador de potencial en SE 69 kV
Fuente: (RELSAMEX Electric, 2016)

Los transformadores de potencial se clasifican desde el punto de vista de su construcción como:

1. Transformadores de tipo magnético.
2. Transformadores de tipo capacitivo, también conocidos como dispositivos de potencial.

Transformadores tipo magnético: este tipo de transformadores operan bajo el mismo tipo de inducción que los transformadores de potencia. Pues existen diferencias en los requerimientos de su diseño, lo cual lo distinto. La carga que se alimenta por los transformadores de potencial es bastante limitada dependiendo de los propósitos para los cuales serán usados.

El principal objetivo en el diseño de los transformadores de este tipo es minimizar los errores de relación y ángulo en las mediciones que se hacen con ellos y se deben principalmente a:

1. caídas de voltaje en el devanado primario causadas por las corrientes de excitación.
2. caídas de voltaje en ambos devanados causadas por la corriente de carga.

Transformadores tipo capacitivo: los transformadores de potencial tipo capacitivo también conocidos como “dispositivos de potencial”, han tenido un uso cada vez más amplio para la medición y protección en sistemas de alta y en particular de 115 KV y tensiones mayores, debido a que resultan un poco más económicos que los transformadores de tipo magnético. También, facilita el uso de equipo carrier de comunicación acopladores de frecuencia, etc.

En el siguiente capítulo se describen los detalles del proceso de termografía, aplicado a una subestación eléctrica.

CAPÍTULO 3

FUNDAMENTOS DE LA TERMOGRAFÍA

La termografía se ocupa del uso de imágenes termográficas para estudiar la radiación térmica de los objetos. En general, la termografía cubre la emisión, detección, procesamiento y visualización de termogramas, que se conocen mejor como imágenes térmicas. La radiación térmica es la radiación electromagnética debido a que todos los objetos tienen una temperatura superior al cero absoluto.

Además, la termografía infrarroja proporciona una nueva dimensión a los análisis predictivos y preventivos, transformándose en la herramienta trascendental para la detección de puntos calientes en componentes, tanto mecánicos como eléctricos, con zonas de temperaturas más calientes de lo que deberían estar y a menudo con inminencia de falla. Igualmente, la inspección termográfica permite evaluar los equipos industriales a distancias seguras cuando situaciones de alto riesgo están presentes, ya que su principio de funcionamiento está basado en la medición de temperaturas en superficies distantes y sin contacto.

3.1 Normativa para diagnóstico por termografía

Para el diagnóstico por termografía existen varias normas, entre esas están: ISO, EN (Normas Europeas), ASTM, IEC y ANSI/NETA.

Así la ISO 10878 especifica ensayos no destructivos en diagnóstico por termografía infrarroja.

ASTM C1934-99a (Reapproved 2010). Especifica el método de prueba estándar para examinar equipos eléctricos y mecánicos mediante termografía infrarroja.

La NETA (*International Electric Testing Association*) recomienda en la especificación de prueba a estaciones eléctricas y sistemas eléctricos una clasificación según rango de temperatura y criterios, una ayuda útil para

determinar el grado de severidad de un problema eléctrico, válida únicamente para mediciones directas de temperaturas. Ver tabla 3.1

Tabla 3. 1 Criterios para determinar el grado de severidad de un problema eléctrico

Nivel	Temperatura Medida	Calificación	Acción
1	De 1°C a 10°C O/A ó De 1°C a 3°C O/S	Posible deficiencia	Se requiere más información
2	De 11°C a 20°C O/A ó De 4°C a 15°C O/S	Probable deficiencia	Reparar en la próxima parada disponible
3	De 21°C a 40°C O/A ó >15°C O/S	Deficiencia	Reparar tan pronto como sea posible
4	>40°C O/A >15°C O/S	Deficiencia Mayor	REPARAR INMEDIATAMENTE

Fuente. (NETA, 2009)

Nota: O/A: Over Ambient (Sobre temperatura ambiente) **O/S:** Over Similar (Sobre Temperatura de un cuerpo similar en condición normal)

Lo importante de dicho estudio es que se deben realizar sólo cuando los equipos se encuentran en funcionamiento normal de trabajo, lo cual permite que no sea interrumpida la producción y así anticiparse con rapidez a paradas no programadas.

Por consiguiente, el instrumento que produce imágenes visibles de esta radiación térmica se llama termógrafo y las grabaciones permanentes de estas imágenes. Los termogramas se pueden caracterizar como un dispositivo de imagen electro-óptico que funciona como un convertidor de longitud de onda, traduciendo la información espacial y térmica de un objeto al espectro visible del infrarrojo.

No obstante, hay dos formas en que se puede utilizar la termografía. Estos son:

- 1- Cualitativos
- 2- Cuantitativos.

Cualitativo; se refiere a analizar una imagen sin intentar realizar mediciones cuantitativas. Por ejemplo, puede usar una imagen térmica para mirar las paredes de su casa para ver si el aislamiento está instalado correctamente.

Cuantitativo; significa analizar para realizar mediciones, típicamente mediciones de temperatura.

Es importante mencionar también, que una importante compañía de seguros estima que casi el 25% de todas las fallas eléctricas se atribuyen a conexiones eléctricas defectuosas. Por lo tanto, muchas compañías de seguros son la fuerza impulsora detrás de requerir que las instalaciones realicen encuestas anuales de infrarrojos. La tecnología de infrarrojos se ha convertido en una de las tecnologías más efectivas para prevenir fallas.

A continuación, se enumeran varios beneficios adicionales de la tecnología de infrarrojos:

Puntos calientes como conexiones sueltas y malos contactos.

1. Cables subestimados por sobrecalentamiento bajo demanda existente.
2. Cargas desequilibradas.
3. Unidades de fuga a tierra estresada, disyuntores, conductores y otros elementos eléctricos.

3.1.1 Beneficios de la termografía eléctrica por infrarrojos

Una encuesta de termografía eléctrica por infrarrojos puede generar importantes ahorros financieros para el cliente:

- Reduciendo el riesgo de un incendio eléctrico.
- Reduciendo el riesgo de un corte eléctrico no planificado.
- Identificar las prioridades para el mantenimiento planificado, lo que hace que su gasto se dirija a donde más lo necesita.
- Determina si los elementos y el sistema se han instalado correctamente y no están dañados.
- Reduce el tiempo de inactividad
- Reduce el riesgo de fallo del equipo.
- Aumenta la seguridad
- Mejora la asegurabilidad.
- Reduce la exposición de responsabilidad de los diseñadores e instaladores.

- Mejora el rendimiento del sistema.
- Determina que los elementos y sistemas se lleven a cabo adecuadamente y cumplan con la intención del diseño
- Determina si los elementos y sistemas cumplen con las especificaciones y diseño del proyecto.
- Reduce retrasos en el cronograma de construcción.
- Ahorra dinero.

3.2 Importancia de la inspección por termografía infrarroja eléctrica

La exploración infrarroja de las instalaciones eléctricas está clasificada en la búsqueda de fallas de mantenimiento predictivo. El valor es que ahora se puede predecir una falla eléctrica antes de que el elemento falle por completo.

Además, se puede lograr ésto debido a la acumulación de calor de cualquier elemento eléctrico bajo tensión y predecir que fallará mientras aún funciona y parece normal a simple vista o cualquier otro equipo de prueba. La forma de calor identificada con el uso de una cámara infrarroja. Luego, las imágenes se analizan y se colocan en un informe fácil de seguir para que puedan rectificarse antes de que ocurra una avería, evitando la pérdida de producción debido a un tiempo de inactividad no planificado.

La figura 3.1 muestra el uso de termografía para la inspección de una instalación eléctrica.

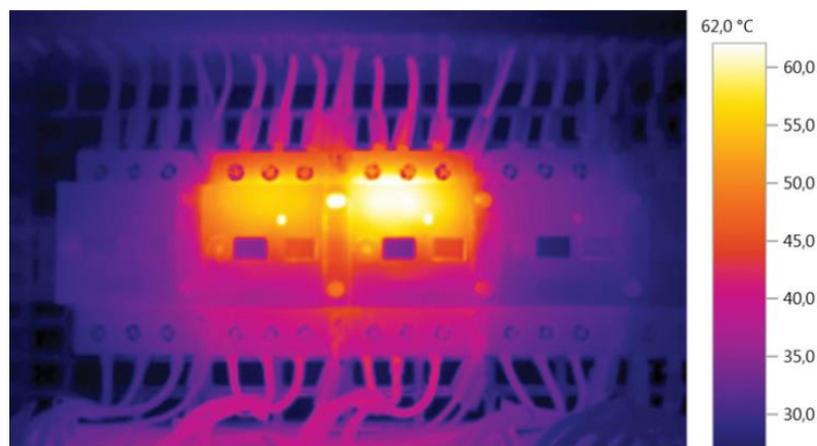


Figura 3. 1 Uso de termografía para la inspección de instalación eléctrica

Fuente. El autor

No obstante, las averías inesperadas en el suministro eléctrico pueden ser costosas y crear algunos inconvenientes. La termografía eléctrica por infrarrojos, es una herramienta útil que puede reconocer elementos estresados de su instalación eléctrica antes de que se rompan o causen un incendio. Esto le brinda la oportunidad de resolver el problema como parte del mantenimiento planificado antes de que cause un problema grave.

Otro resultado de elementos eléctricos fallidos o estresados, es el riesgo de incendio. De hecho, el riesgo es más real de lo que comúnmente se cree. Es en este sentido, que las compañías de seguros solicitan cada vez más informaciones respecto a la termografía eléctrica por infrarrojos, como una valiosa ayuda para la evaluación de riesgos.

Anteriormente, este servicio solo estaba disponible para grandes empresas y empresas mineras, debido al costo determinante, pero como todo, ha habido avances masivos en los últimos años y *Thermo Scanning* se ha convertido en una herramienta muy rentable para pequeñas y medianas empresas de todo el mundo.

El mantenimiento incluye análisis de vibraciones en máquinas, audio, ultrasonido e inspección de termografía infrarroja en sistemas eléctricos; termografía utilizada para reconocer los puntos calientes del equipo. Esta tarea se realiza normalmente utilizando instrumentos sensores de temperatura como sensores de *termopar* u otras formas de termómetros. La limitación de este análisis es que este tipo de instrumento puede dar al personal de mantenimiento solo lecturas de temperatura en ciertos lugares pero no en el sistema eléctrico general.

La inspección termográfica generalmente utiliza instrumentación infrarroja para escanear y crear un perfil de temperatura de los objetivos previstos.

3.3 Descripción de la técnica de termografía infrarroja

La técnica de termografía infrarroja, permite examinar el estado en que se encuentra un elemento durante su funcionamiento continuo, sin la necesidad de parar el proceso para su inspección.

Es una prueba no destructiva y consiste en la evaluación del objeto, mediante dos diferentes métodos:

3.3.1. Técnica activa

La prueba de termografía por el método de técnica activa, se realiza a través de la radiación producida por la transferencia del flujo de calor por fuentes externas de calentamiento o enfriamiento de las estructuras. Estas fuentes sirven como perturbadores de flujos de calor en régimen transitorio y de excitación sobre la superficie subadyacente de la estructura, las cuales generan patrones de temperatura en la superficie que se pueden medir.

3.3.2. Técnica pasiva

En el método de acercamiento pasivo no es necesario la aplicación de calefacción o enfriamiento externo, en lugar de ello, las diferencias existentes en la temperatura dentro o fuera de la estructura evaluada establecen los patrones necesarios de temperatura.

La prueba de termografía por el método de acercamiento pasivo es comúnmente aplicado para evaluar o monitorear la condición de procesos industriales de confeccionando en plataforma con base en los patrones de temperatura.

Los aspectos útiles de evaluar un objeto en la medición de la distribución de temperatura son: su valor absoluto, la variación de tiempo, si existe cambio de temperatura y su diferencia, con relación a un valor de referencia que es conocido como gradiente de temperatura.

Un aspecto único y atractivo de la termografía infrarroja es su habilidad de aportar información alrededor, durante el funcionamiento de operación normal del proceso de una forma segura.

Una prueba de termografía no destructiva común para la evaluación del objeto con el método de técnica pasiva, donde un operador repasa con la vista de la cámara, la instalación para detectar los lugares ó puntos donde existe un cambio de temperatura apreciable conocido como puntos calientes o dependiendo del proceso como puntos fríos, que pueden indicar el mal funcionamiento del equipo o maquinaria que se está analizando.

Los termogramas de las imágenes registradas son posteriormente evaluados, aplicando las tablas dadas en las normas de la sociedad americana de pruebas no destructivas ASNT.

3.4. La termografía en mantenimiento de subestaciones

Debido a la dificultad presentada, al analizar un elemento conectado en alta tensión en su funcionamiento continuo, la técnica de termografía infrarroja se puede utilizar para examinar los componentes y equipos que se tienen en una subestación de energía eléctrica.

Los equipos y elementos conectados en una subestación que pueden ser analizados por medio de la termografía infrarroja son:

- Alimentadores y uniones conectados en 69 KV.
- Barras de 13.8 KV.
- Cuchillas seccionadoras
- Puntos de conectividad
- Interruptor de Potencia
- Transformador de Potencia
- Reconectador
- Regulador de voltaje

Esta prueba también se puede utilizar para el mantenimiento preventivo en líneas de transmisión de voltaje de 230 KV, 138 KV, 69 KV y 13.8 KV. Los elementos a prueba serán:

- Los puntos de conectividad, que se encuentran en los aisladores, Jumpers, Hot line, conectores, etc.
- Los bancos de capacitores de línea
- Reguladores de voltaje de línea
- Interruptores de línea.

3.5. Características del equipo a utilizar

Como en todo equipo de prueba se debe de conocer las características con las cuales cuenta el aparato, como por ejemplo: la precisión del instrumento de medición, el sistema de adquisición de señal y de procesamiento de la información. A continuación se presentan algunas de las características del instrumento de medición.

3.5.1 Orden de trabajo de termografía

La termografía tiene como objetivo visualizar y detectar puntos calientes en las conexiones de los elementos del patio de una subestación. Cuando existen puntos calientes en las conexiones, éstos emiten radiación de calor, las cámaras termográficas pueden visualizar esta radiación y el valor de temperatura de estas emisiones para saber si están dentro de los límites permisibles del funcionamiento normal de las conexiones. Se debe anotar todos los datos brindados por la cámara para poder realizar los ajustes en los elementos afectados (Arboleda, 2013).

Cuando se detecten puntos calientes en una o varias conexiones se debe realizar un análisis para determinar la elevación de temperatura registrada. Primero se debe analizar la carga que tiene el alimentador, barra o fase en donde se tiene el punto caliente, si existe un aumento de carga más de lo normal, esa sería la causa de la elevación de la temperatura. Si la carga no es el problema entonces lo más probable es que el conector detectado está

flojo o suelto por lo que se debe programar un ajuste de conexión de ese punto caliente.

La termografía se debe realizar cuando existe la mayor demanda de energía en la SE, es decir, en la hora pico. En general en un Sistema Eléctrico de Potencia, la hora de mayor demanda de energía ocurre alrededor de las 19H00. Por tanto, la inspección termográfica deberá hacerse durante esa hora para tener resultados válidos (Arboleda, 2013).

Para la programación del ajuste de conexiones se tiene la OT de Conexiones y Limpieza, que dependerá del resultado de la inspección termográfica y de la inspección de rutina.

3.6 La termografía basada en la emisividad

La termografía es el estudio de objetos basados en sus emisiones de radiación térmica. Una vez más, las cámaras termográficas miden la radiación térmica, no la temperatura. La cantidad de radiación térmica que verá una cámara termográfica proveniente de un objeto, se basa en varios factores, que incluyen:

- La temperatura del objeto.
- La emisividad de la superficie del objeto.
- La distancia entre el objeto y la imagen.
- El ángulo de la superficie que emite la radiación con respecto a la dirección hacia el generador de imágenes.
- La cantidad de energía que se refleja desde la superficie de los objetos de los otros objetos con radiación térmica en el área, a veces llamada radiación de fondo o T_{refl} .

3.6.1 Barras colectoras

Se denomina barras colectoras al conjunto de conductores eléctricos que se usan como conexión común de los diferentes circuitos que consta una subestación. En una subestación eléctrica se puede tener uno o varios juegos

de barras que agrupen diferentes circuitos en uno o varios niveles de voltaje, dependiendo del propio diseño de la subestación.

Sin embargo, las barras colectoras están integradas esencialmente por los siguientes elementos:

- Conductores eléctricos
- Cadena de aisladores, que sirven como elemento aislante eléctrico y de soporte mecánico del conductor.
- Conectores y herrajes, el cual sirve para unir los distintos tramos de conductores y para sujetar el conductor al aislador.

A continuación, en la figura 3.2 se puede observar el estado en que se encuentra las barras colectoras de una subestación de maniobra o seccionadora de circuito de 69 kV en operación.

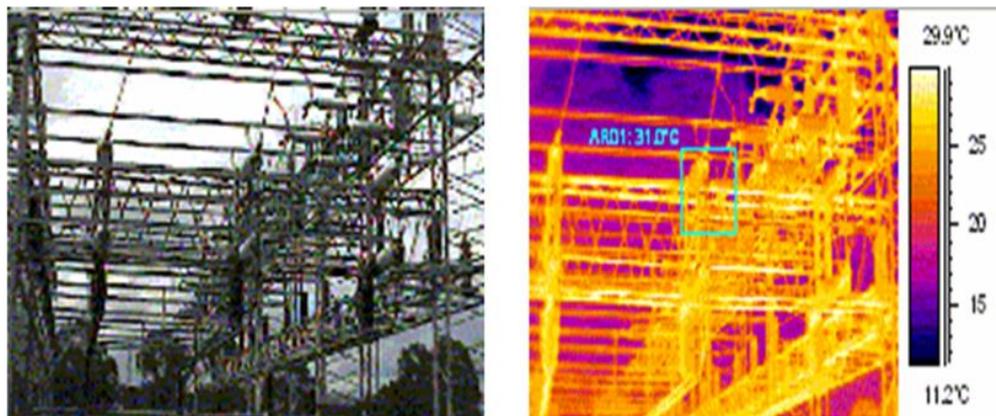


Figura 3. 2 Termografía infrarroja tomada en barras colectoras de una subestación de maniobra o seccionadora

Fuente. El autor

Esta termografía fue tomada a una temperatura ambiente de 25.3 °C, a una distancia de 12 metros, y una emisividad de 0.85, debido a que el tipo de material es aluminio altamente expuesto a la intemperie.

3.6.2 Cuchilla seccionadora

En la figura 3.3 se puede observar el estado de las cuchillas seccionadoras tipo vertical. Esta prueba se efectuó a una temperatura ambiente de 26.1 °C, y a una distancia de 5 metros. Al igual que las barras el conector que se usa

en las chucillas seccionadoras, es del tipo ACF cable a paleta, según catálogo de materiales anderson.

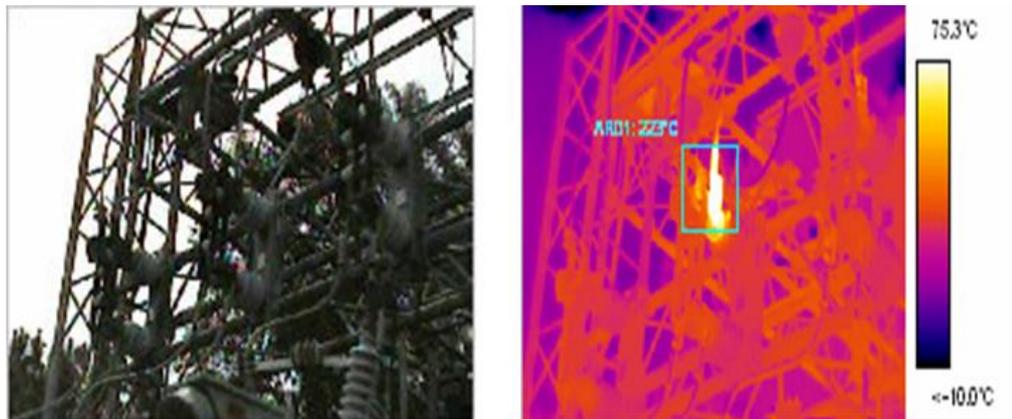


Figura 3. 3 Termografía infrarroja en cuchilla seccionadora tipo vertical

Fuente. El autor

De acuerdo a la termografía de la cuchilla seccionadora, ésta presenta una diferencia de temperatura de 213°C , respecto a la temperatura ambiente y requiere de una acción inmediata de corrección.

3.6.3 Puntos de conectividad

En la figura 3.4 se puede apreciar el estado de un conector que alimenta a un reconector. Esta prueba se efectuó a una temperatura ambiente de 26.1°C , y a una distancia de 5 metros.

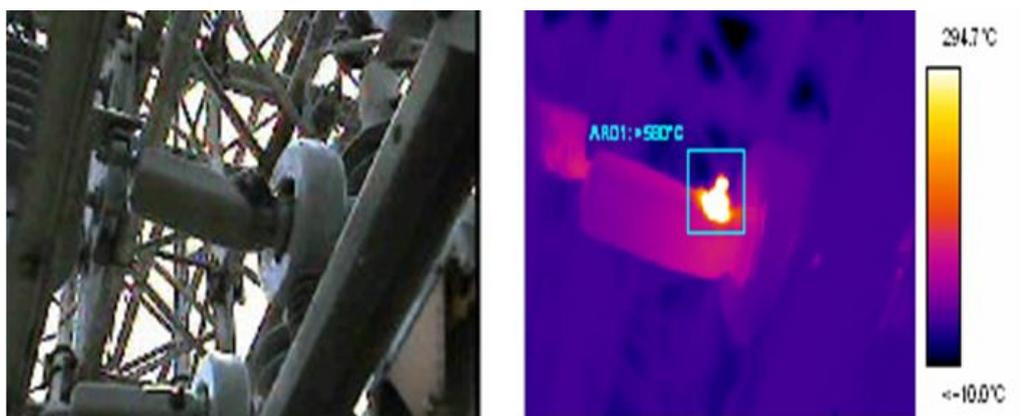


Figura 3. 4 Termografía infrarroja en puntos de conectividad de un reconector

Fuente. El autor

De acuerdo a la termografía, el conector presenta una diferencia de

temperatura de 580 °C respecto a la temperatura ambiente y requiere de una acción inmediata de corrección.

3.6.4 Interruptor de potencia

En la figura 3.5 muestra el estado de la entrada del interruptor de potencia SF6. Esta prueba se efectuó a una temperatura ambiente de 27.0 °C, y a una distancia de 5 metros.

La termografía muestra una diferencia de temperatura de 65.9 °C, con respecto a la temperatura ambiente.

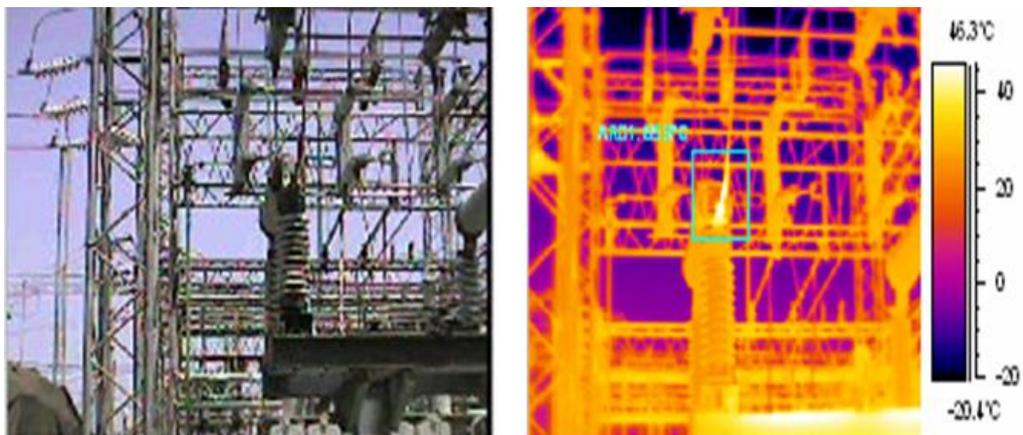


Figura 3. 5 Termografía de un interruptor de potencia.

Fuente. El autor

3.6.5 Transformador de potencia

Sin embargo, la figura 3.6 muestra el estado de las terminales y conectores del transformador de potencia de una subestación de transformación.

Esta prueba se realizó a una temperatura ambiente de 27.5 °C y a una distancia de 5 metros. La termografía no muestra ningún daño en el transformador.

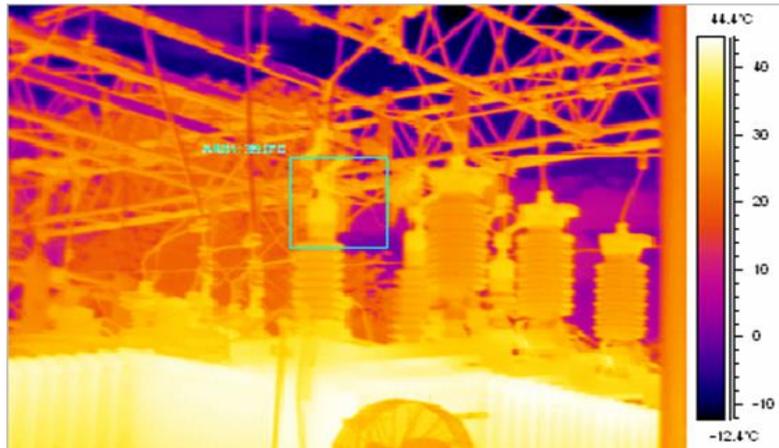


Figura 3. 6 Termografía infrarroja de un transformador de potencia.
Fuente. El autor

3.6.6 Reconector

En la figura 3.7 muestra el estado de un reconector. Esta prueba se realizó a una temperatura ambiente de 23.5 °C y a una distancia de 5 metros.

No obstante, la termografía infrarroja muestra una falla en la fase del centro del reconector.



Figura 3. 7 Termografía infrarroja de un reconector
Fuente. El autor

De acuerdo a la termografía, el reconector en el bushing de la fase del centro presenta una diferencia de temperatura 91.5 °C, respecto a la temperatura ambiente, por lo que requiere de una corrección.

3.6.7 Reguladores de voltaje

En la figura 3.8 se observa el estado de un regulador de voltaje. Esta prueba se realizó a una temperatura ambiente de 23.3 °C, a una distancia de 7 metros.

El conector que se usa en los reguladores de voltaje, es del tipo ABRU cable a cable, según catalogo de materiales honac.

La termografía infrarroja muestra una falla en el bushing de la salida del regulador como se puede observar en la figura 3.8.



Figura 3. 8 Termografía infrarroja de un regulador de voltaje.

Fuente. El autor

De acuerdo a la termografía el bushing de la salida del regulador de voltaje, presenta una diferencia de temperatura de 58.8 °C y requiere de una corrección.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE TERMOGRAFÍA EN LA S/E DE LA PLANTA DE QUÍMICOS

4.1 Descripción de la subestación eléctrica

El pórtico está constituido de 2 torres de 10.8 m de alto, separadas 6 m y unidas con estructuras horizontales, para soportar un seccionador de 69 KV, aisladores, pararrayos y portafusibles. Por tanto, las torres y la bandeja superior están hechas de hierro ángulo de 3"x3"x1/4" para los largueros y de 2"x2"x1/4" para los tirantes; pues, las torres descansan sobre las bases de hormigón armado, sujetas con pernos de acero empotrados.

A continuación, en las figuras 4.1 y 4.2 se pueden observar el pórtico de 69KV con vista frontal.



Figura 4. 1 Vista frontal del pórtico de 69 KV

Fuente. El autor

Luego, en la figura 4.2 se puede ver un transformador de 69 KV con vista de protector.



Figura 4. 2 Vista de protector de transformador de 69 KV

Fuente. El autor

En las figuras 4.3 hasta 4.6 muestran los elementos principales de una subestación eléctrica. Integralmente el transformador de potencia es un equipo de distribución primaria; reduce la tensión desde el nivel de transmisión al valor de distribución primaria. La figura 4.3 muestra operación de mantenimiento al transformador de 69KV.



Figura 4. 3 Vista de transformador de potencia

Fuente. El autor

En la figura 4.4 se muestra el mantenimiento del interruptor de 13.8 KV, ese dispositivo tiene la capacidad de interrumpir corrientes de cualquier tipo y valor

hasta las corrientes de cortocircuito máximas, y por cierto establecer estas corrientes.

Lógicamente la duración de los contactos, del medio aislante, de las cámaras que contienen los fenómenos que se producen limitan la cantidad de maniobras que pueden hacerse en distintas condiciones, sin mantenimiento (se produce desgaste de los contactos, de las cámaras, del medio de interrupción). Cada tipo de interrupción presenta características que pueden ser distintas, y que además dependen del principio de funcionamiento del interruptor. Los aparatos que no pueden llegar a interrumpir cortocircuitos no son interruptores, se los llama interruptores de maniobra, y cuando cumplen ciertas condiciones (de aislación) seccionadores bajo carga.



Figura 4. 4 Interruptor de 13.8 KV

Fuente. El autor

En el control de una subestación intervienen una serie de elementos, donde cada uno de los cuales desempeña una función específica, dichos elementos son: transformadores de potencial T.P y transformadores corriente T.C. Generalmente los T.Ps se usan en instalaciones de alta tensión y preferentemente para la medición de circuitos de alta tensión y en cierto tipo de protecciones (distancia y direccionales de sobrecorriente). En los sistemas eléctricos de corriente alterna se manejan altos voltajes y corrientes elevadas. Véase la figura 4.5.



Figura 4. 5 Transformadores combinados (de intensidad y tensión) de 69KV

Fuente. El autor

Los transformadores de corriente se construyen para una gran variedad de corrientes primarias, estando la corriente secundaria de los mismos normalizada a 5 amperios. En casos excepcionales se pueden especificar para una corriente secundaria de 1 amperio, cuando los conductores secundarios son de gran longitud, para minimizar las pérdidas resistivas. La razón por cociente entre las corrientes primaria y secundaria es lo que se conoce como relación o razón de transformación del transformador de corriente.

En la figura 4.6 se muestra sistema de puesta a tierra en subestación eléctrica.



Figura 4. 6 Puntos de conexión de puesta a tierra

Fuente. El autor

4.2. Termografía a subestacion eléctrica de planta de químicos.

El análisis por termografía aplica la norma dado por la International Electric Testing Association (NETA), el cual muestra los rangos de temperatura y criterios para determinar el grado de severidad de un problema eléctrico, válida únicamente para mediciones directas de temperaturas. Ver tabla 4.1.

Tabla 4. 1 Clasificación de temperatura según NETA

Nivel	Temperatura Medida	Calificación	Acción
1	De 1°C a 10°C O/A ó De 1°C a 3°C O/S	Posible deficiencia	Se requiere más información
2	De 11°C a 20°C O/A ó De 4°C a 15°C O/S	Probable deficiencia	Reparar en la próxima parada disponible
3	De 21°C a 40°C O/A ó >15°C O/S	Deficiencia	Reparar tan pronto como sea posible
4	>40°C O/A >15°C O/S	Deficiencia Mayor	REPARAR INMEDIATAMENTE

Nota: NETA

En la tabla 4.1 se muestran 4 niveles con rangos de temperatura medida la cual da valoración cualitativa por resultados de temperatura obtenidos. Así el nivel 1 indica que la operación o estado de la máquina o infraestructura eléctrica esta en condición aceptable. Un nivel 4 es de riesgo alto y debe ser intervenido para reparación.

A continuación, se muestran en las figuras 4.7 hasta 4.24 el reporte con datos y el respectivo análisis termográficos de los puntos calientes que se tomaron a la subestación eléctrica principal, de oficina, de tratamiento y de solvente de una planta de productos químicos.

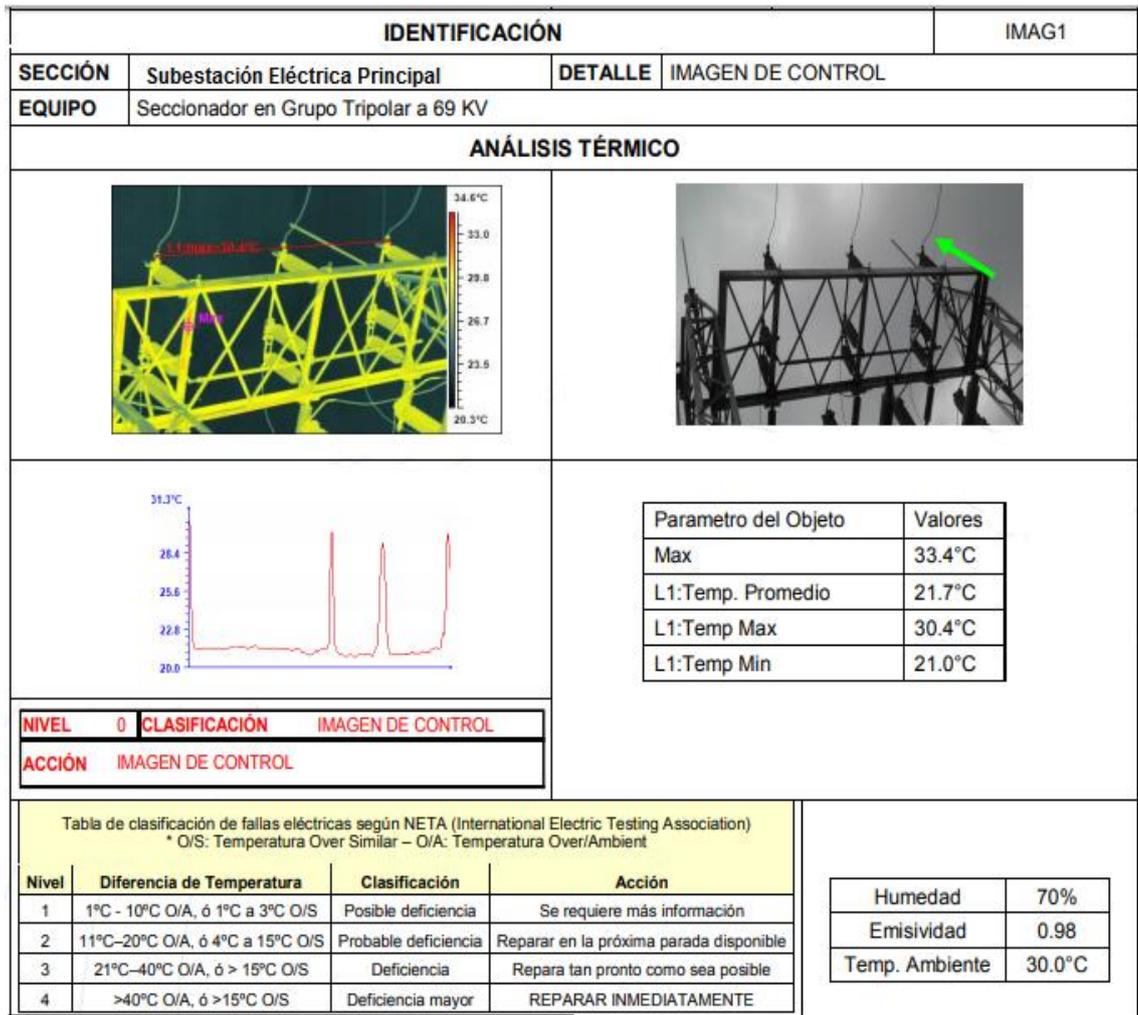


Figura 4. 7 Seccionador en grupo tripolar a 69 KV

Fuente. El autor

Según el reporte por termografía para el seccionador en grupo tripolar de la subestación principal, indica una temperatura máxima de 33.4° C, valor aceptable, así en el reporte en la parte que indica; recomendaciones, se apunta; no se registra novedad, temperatura normal de operación.

En la figura 4.8 se muestra el reporte termográfico del transformadores combinados a 69 KV en la entrada.

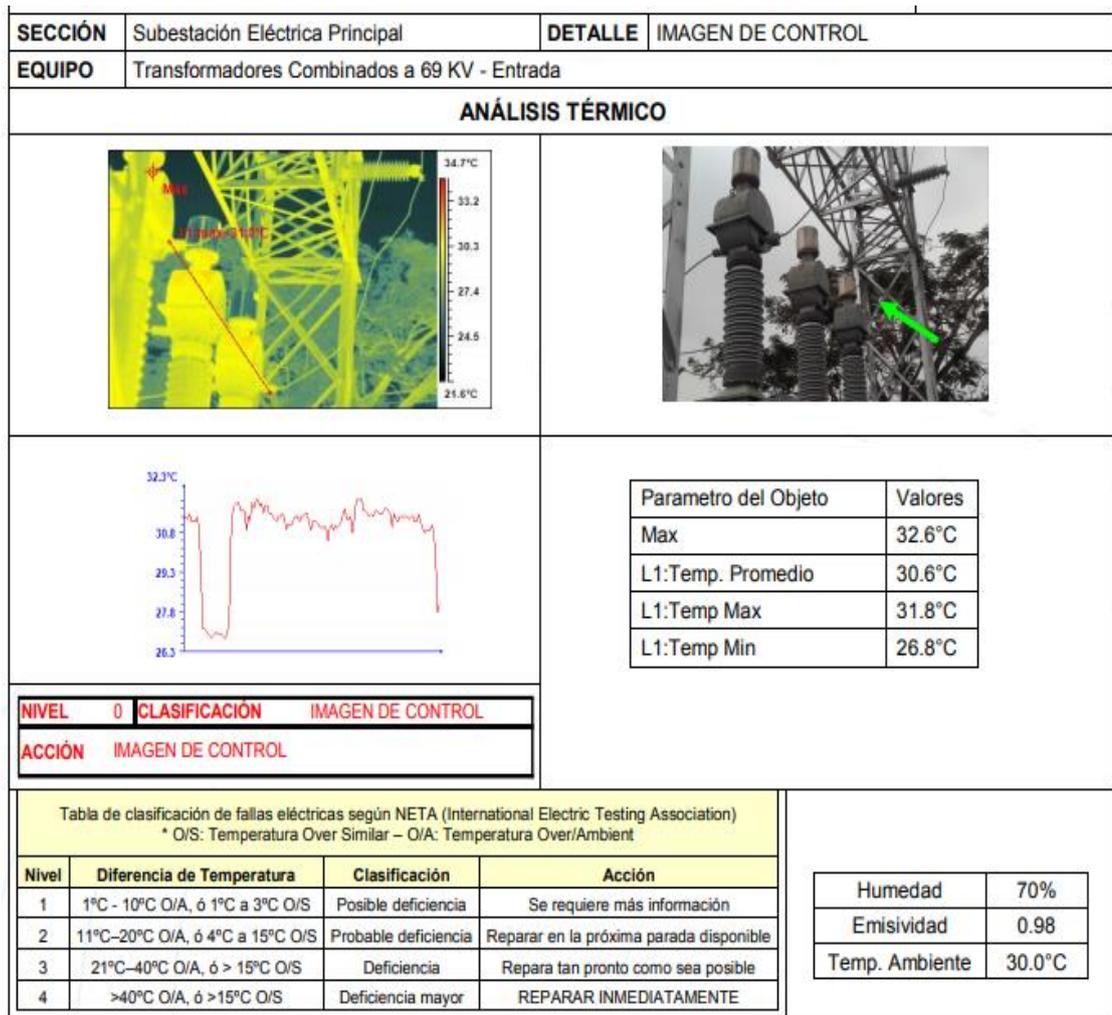


Figura 4. 8 Transformadores combinados a 69 KV - Entrada

Fuente. El autor

El análisis termográfico de los transformadores combinados (TC y TP) a 69 kV, tiene valores de temperatura que oscila en 26.8° y 32.6° C. valor aceptable, así en el reporte en la parte que indica; recomendaciones, se apunta; no se registra novedad, temperatura normal de operación.

En la figura 4.9 se muestra el reporte termográfico del transformadores combinados a 69 KV en la salida.

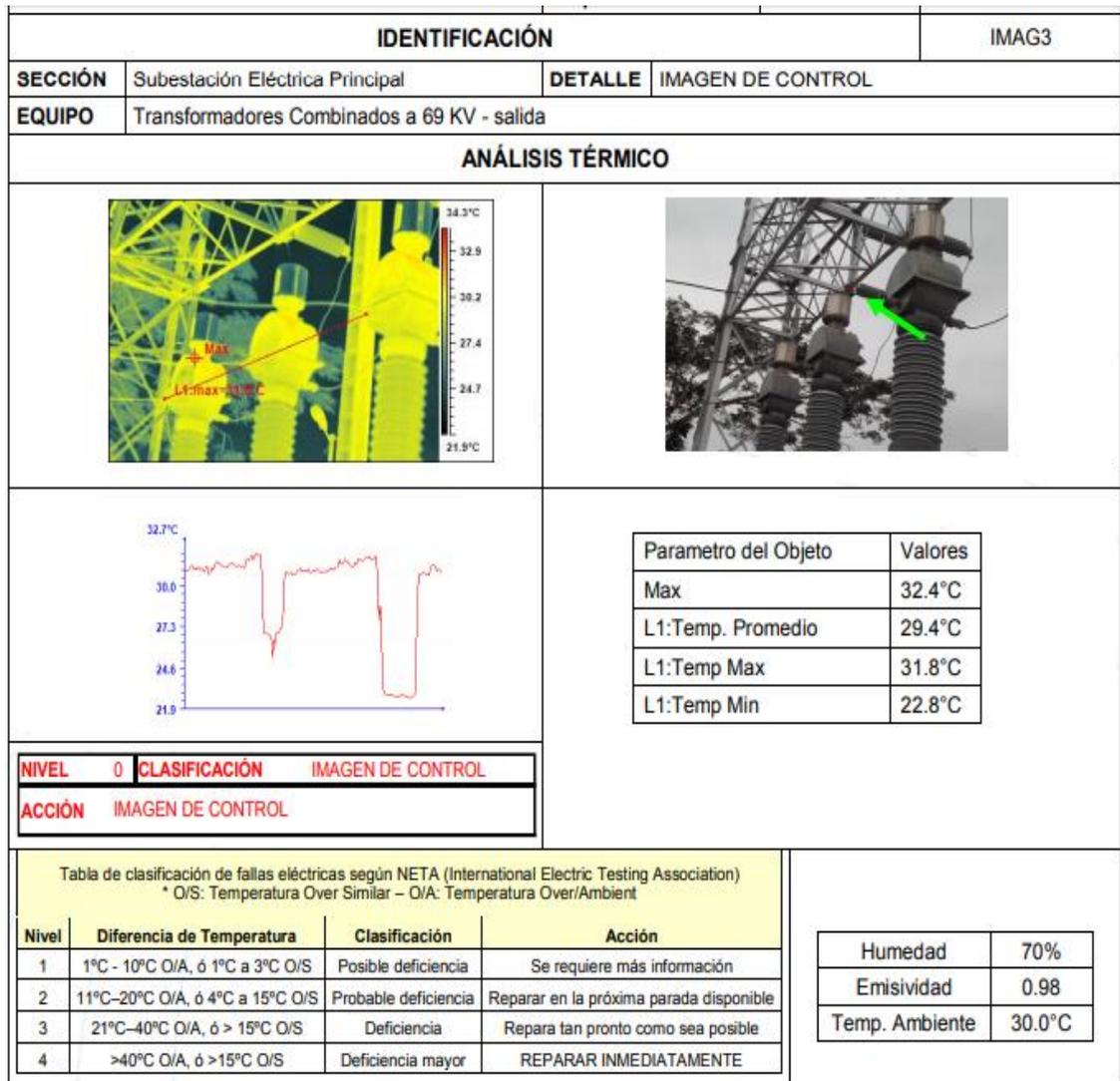


Figura 4. 9 Transformadores combinados a 69 KV – Salida

Fuente. El autor

El análisis termográfico de los trans-rupter a 69 KV - entrada tienen valores de temperatura que oscila en 22.4° y 32.4° C. valor aceptable, así en el reporte en la parte que indica; recomendaciones, se apunta; no se registra novedad, temperatura normal de operación.

En la figura 4.10 se muestra el análisis termográfico de los trans-rupter a 69 KV - Entrada

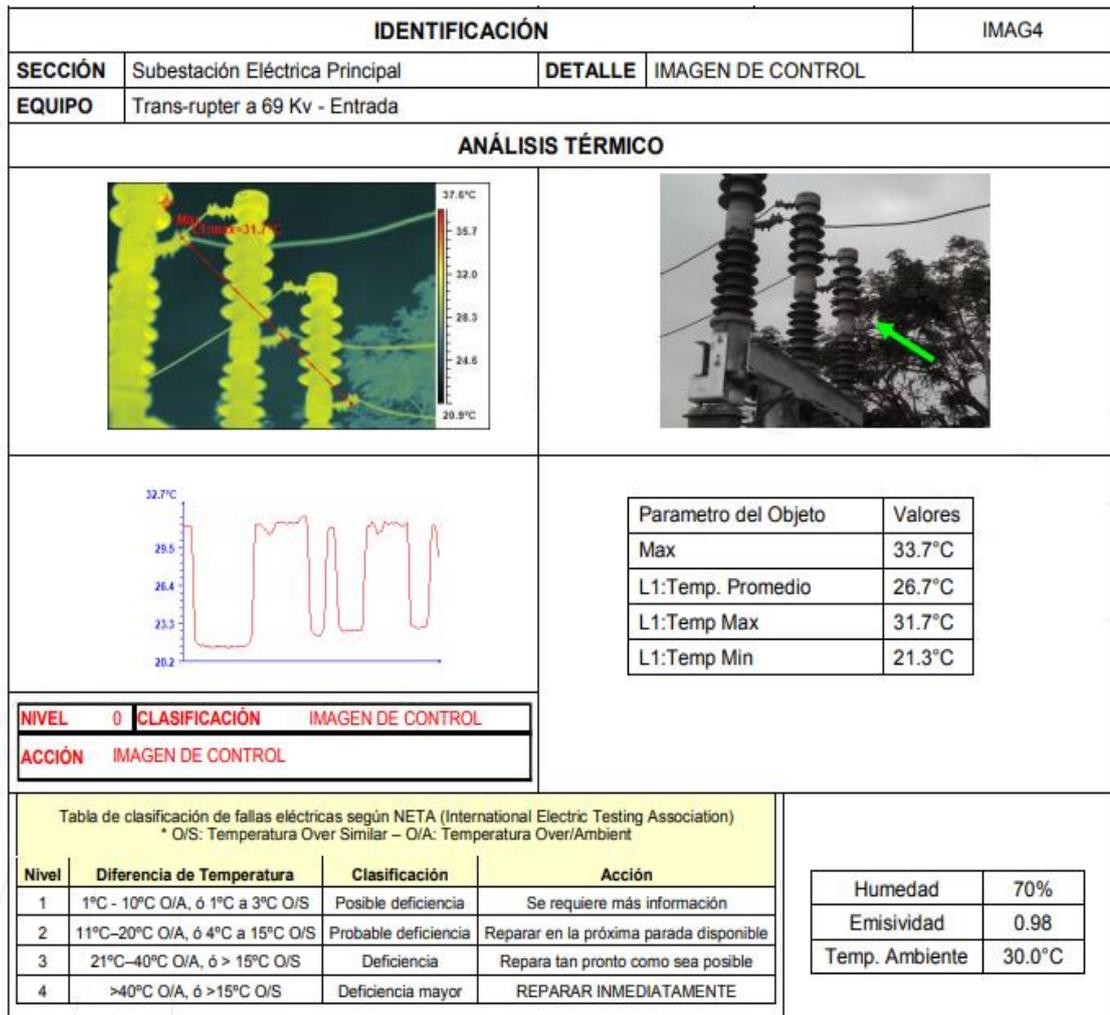


Figura 4. 10 Trans-rupter a 69 KV - Entrada

Fuente. El autor

El análisis termográfico de los trans-rupter a 69 KV - Entrada tiene valores de temperatura que oscila en 21.3° y 33.7° C. valor aceptable, así en el reporte en la parte que indica; recomendaciones, se apunta; no se registra novedad, temperatura normal de operación.

En la figura 4.11 se muestra el análisis termográfico del trans-rupter a 69 KV –Salida

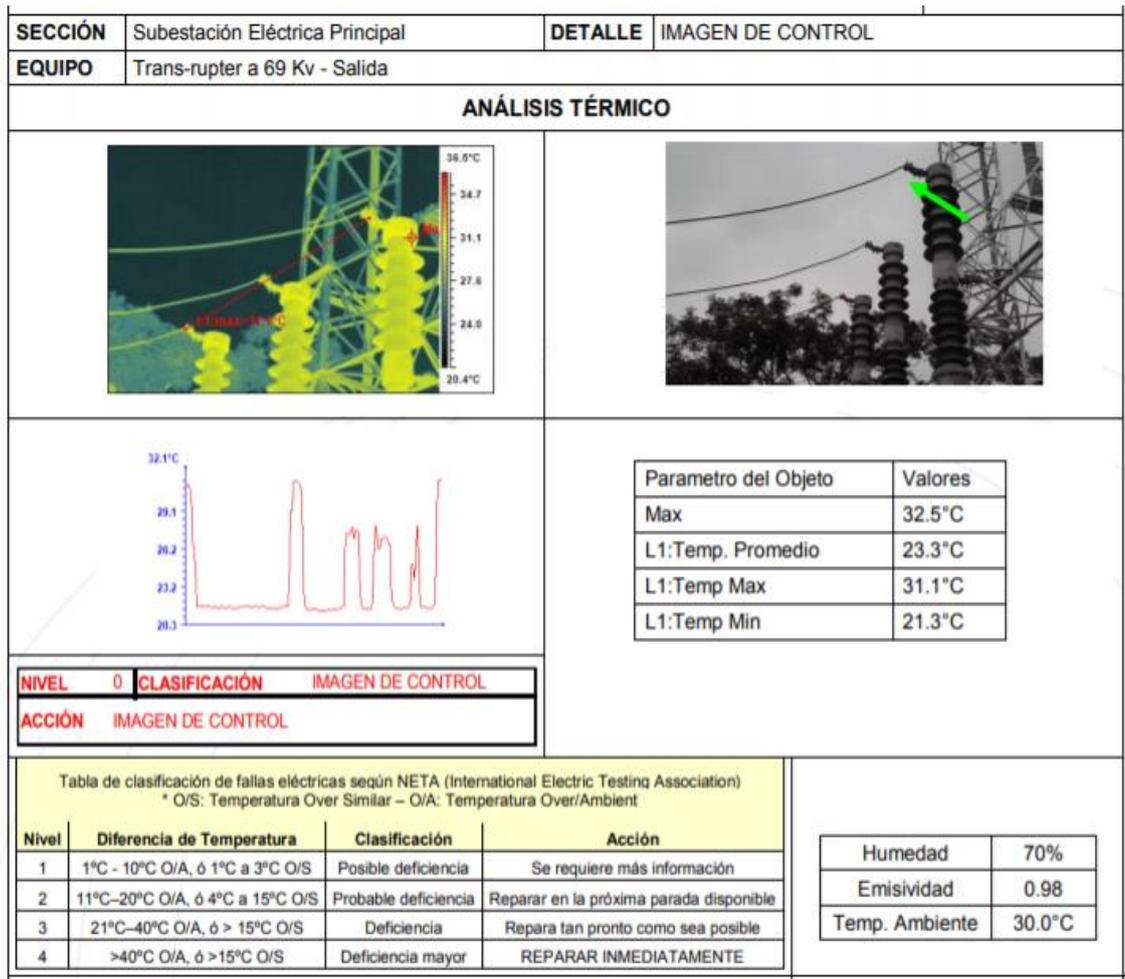


Figura 4. 11 Trans-rupter a 69 KV –Salida

Fuente. El autor

El análisis termográfico de los trans-rupter a 69 KV – Salida tiene valores de temperatura que oscila en 21.3° y 32.5° C. valor aceptable, así en el reporte en la parte que indica; recomendaciones, se apunta; no se registra novedad, temperatura normal de operación.

En la figura 4.12 se muestra el análisis del equipo bushing de alta tensión a 69 Kv.

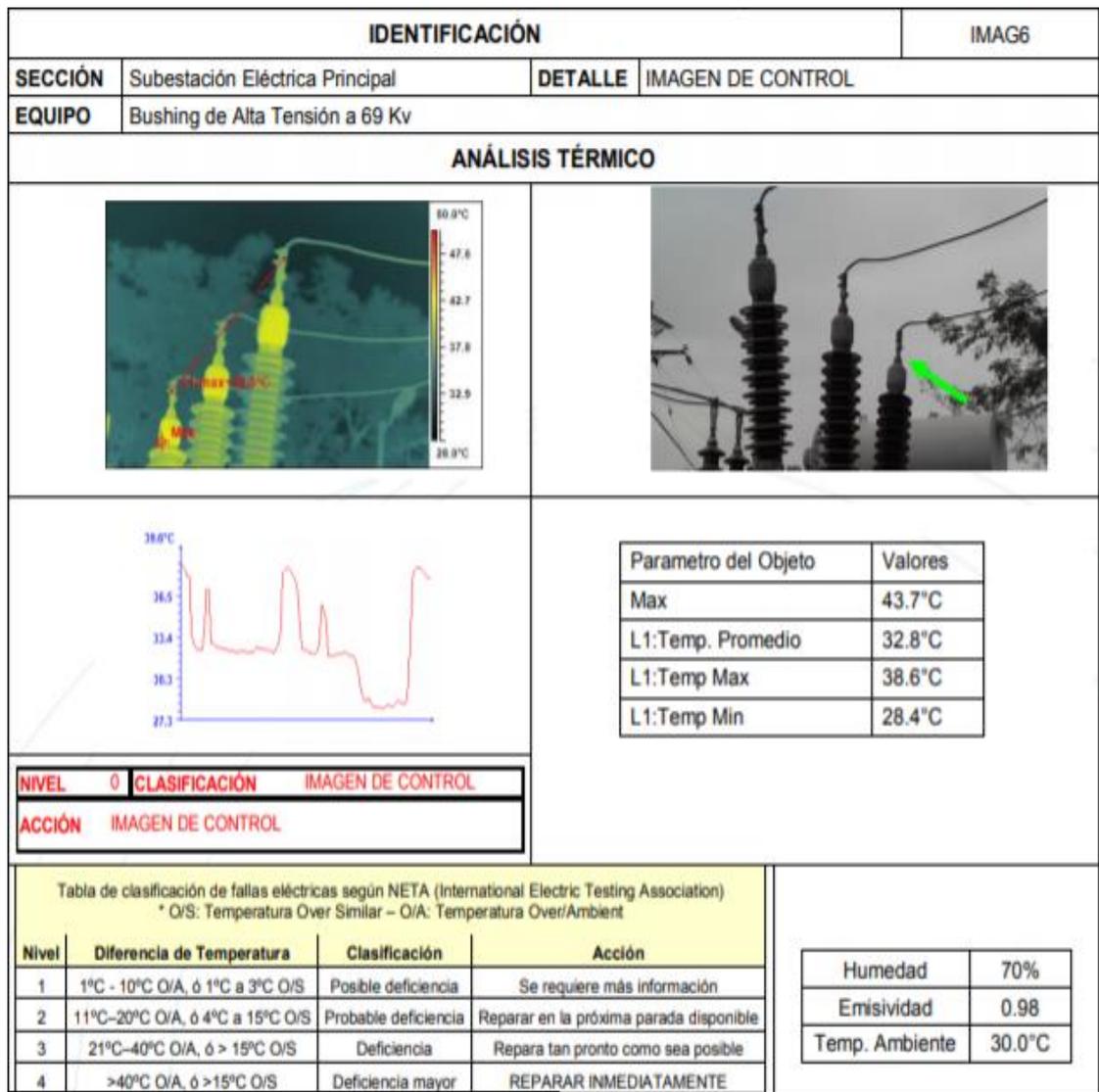


Figura 4. 12 Bushing de alta tensión a 69 KV

Fuente. El autor

Como recomendaciones se apunta; no se registra novedad, temperatura normal de operación.

En la figura 4.13 se muestra el análisis termográfico del bushing de media tensión a 13,8 KV

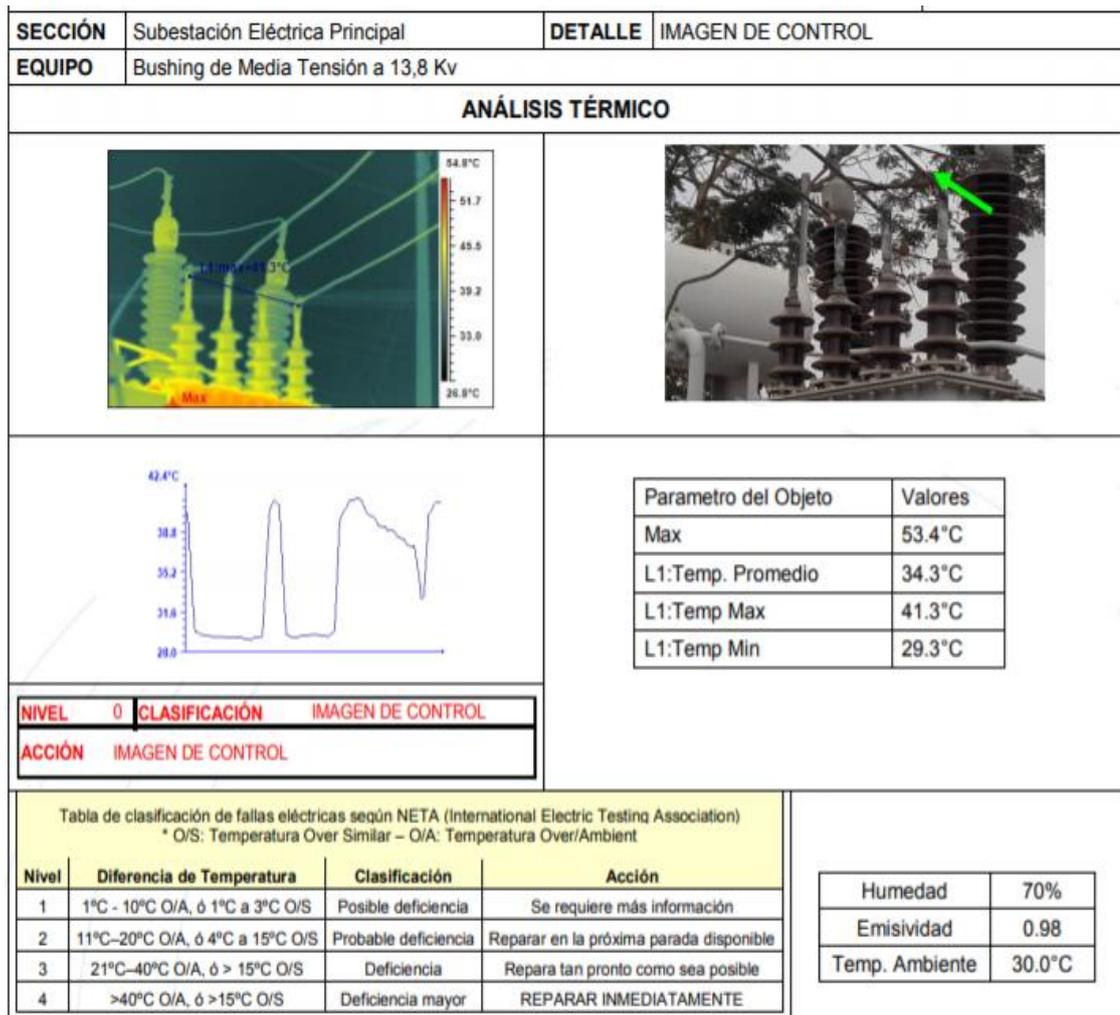


Figura 4. 13 Bushing de media tensión a 13,8 KV

Fuente. El autor

Como recomendaciones se apunta; no se registra novedad, temperatura normal de operación.

En la figura 4.14 se muestra el análisis de los transformadores de corriente y potencial a 13,8 KV.

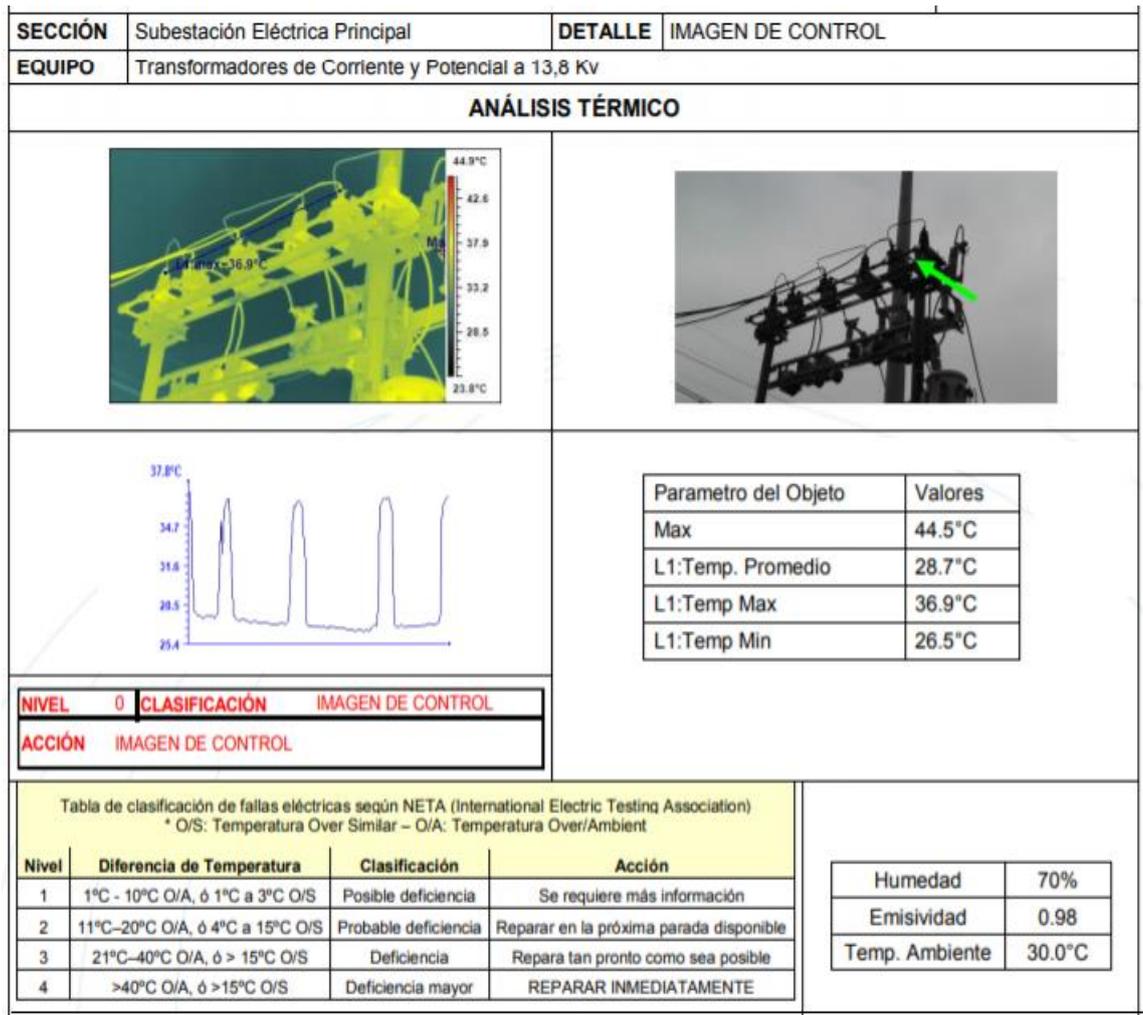


Figura 4. 14 Transformadores de corriente y potencial a 13,8 KV

Fuente. El autor

Como recomendaciones se apunta; no se registra novedad, temperatura normal de operación.

En la figura 4.15 se muestra el análisis del seccionador tripolar en grupo a 13,8 KV

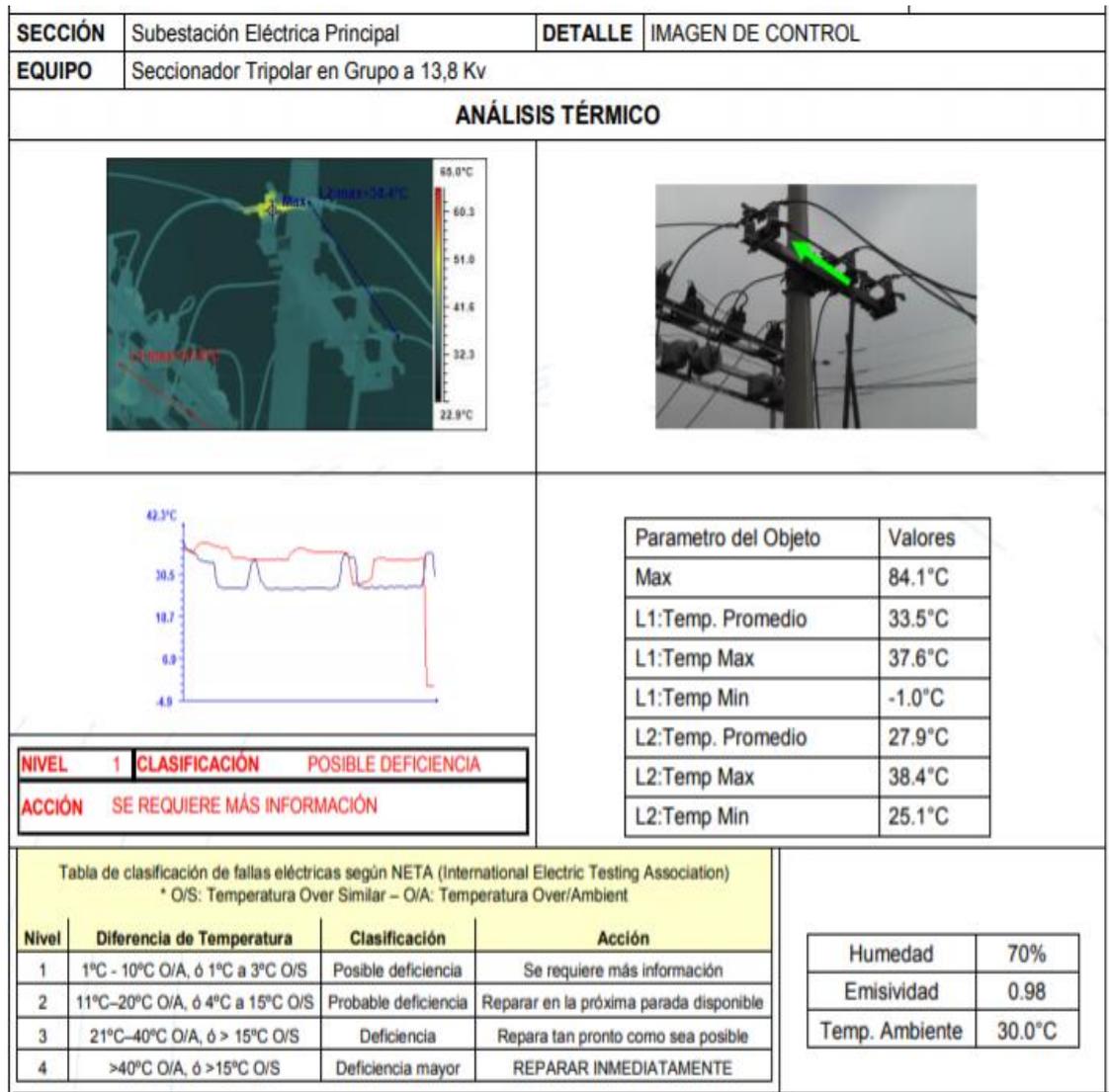


Figura 4. 15 Seccionador tripolar en grupo a 13,8 KV

Fuente. El autor

El análisis termográfico al seccionador tripolar grupo a 13,8 kV tiene punto caliente máximos de 81.4° C. según la norma NETA, esto debe considerar una inspección y mantenimiento si es el caso. Como recomendaciones, se apunta: realizar seguimiento al seccionador tripolar en grupo a 13,8 KV.

Aún así, se procede a tomar una segunda termografía desde otro lado (ángulo), Vease la 4.16 termografía realizada al seccionador tripolar en grupo a 13,8 KV 10 minutos despues (figura 4.16).

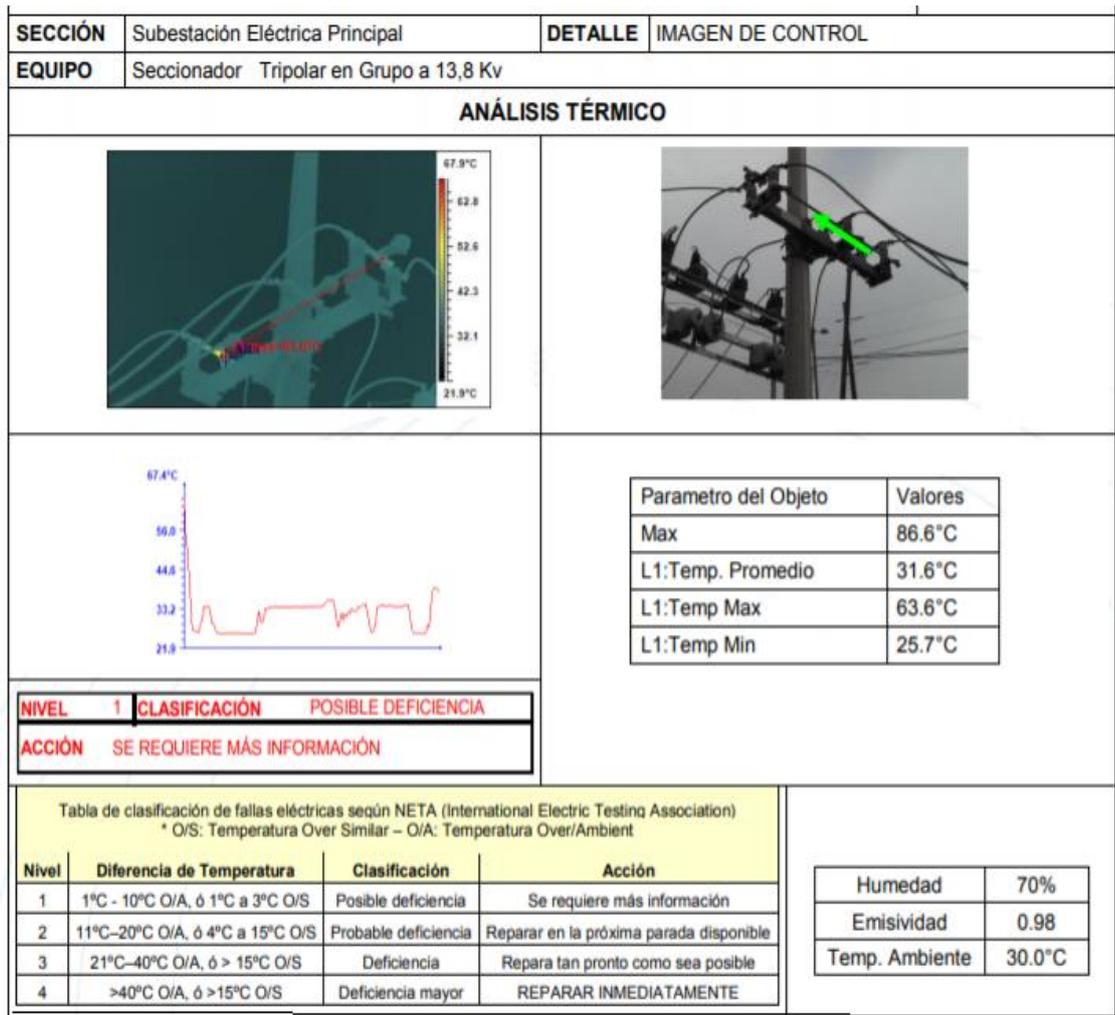


Figura 4. 16 Seccionador tripolar en grupo a 13,8 KV

Fuente. El autor

El análisis termográfico al seccionador tripolar grupo a 13,8 kV tiene punto caliente máximos de 81.6° C. Como recomendaciones, se apunta: realizar seguimiento al seccionador tripolar en grupo a 13,8 KV.

En la figura 4.17 se muestra el análisis termográfico del interruptor entrada a 13.8 KV.

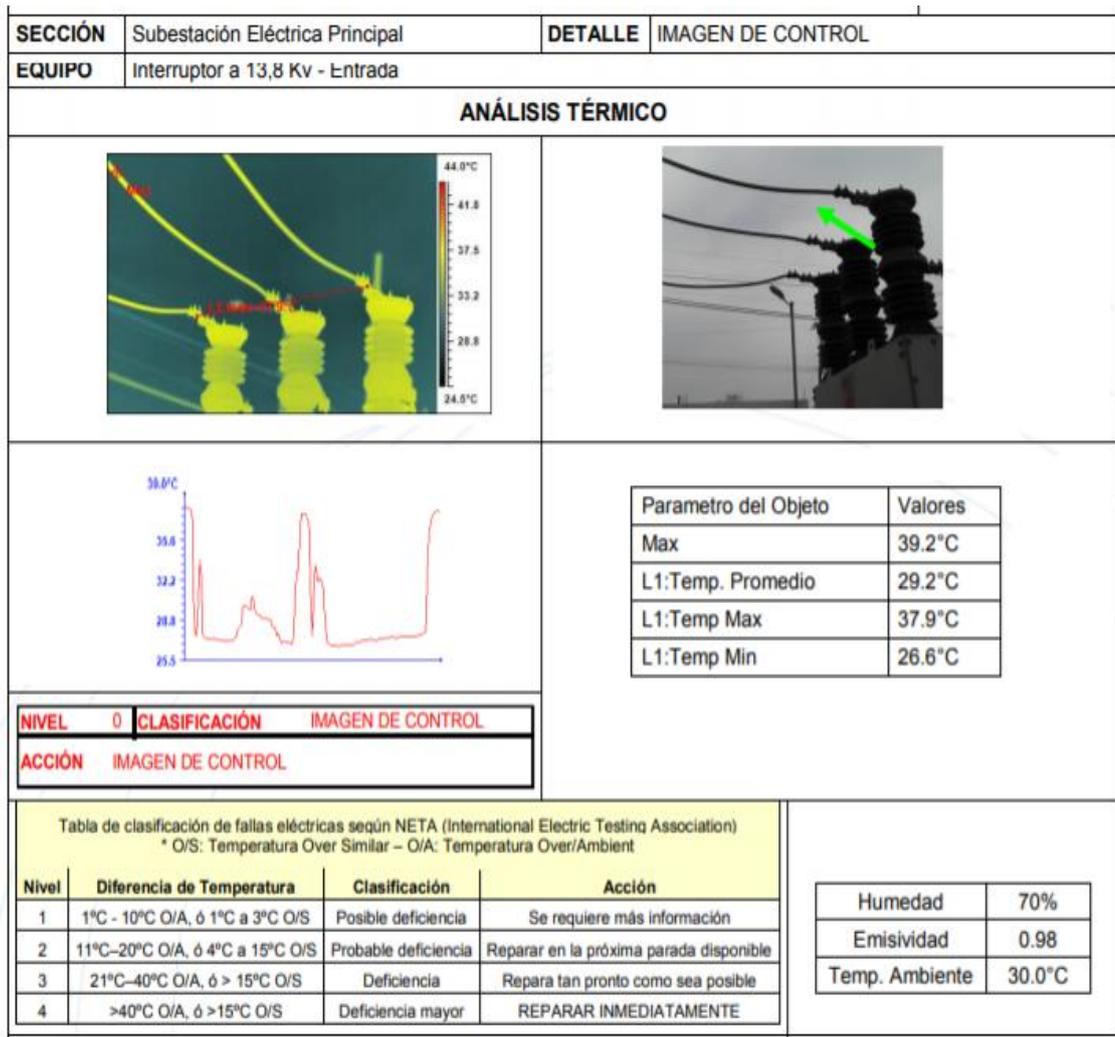


Figura 4. 17 Interrupor a 13,8 KV – Entrada

Fuente. El autor

El análisis termográfico indica como temperatura máxima 39,2°C. Como recomendación, se apunta; no se registra novedad, temperatura normal de operación.

En la figura 4.18 se muestra el análisis termográfico del interruptor salida a 13.8 Kv.

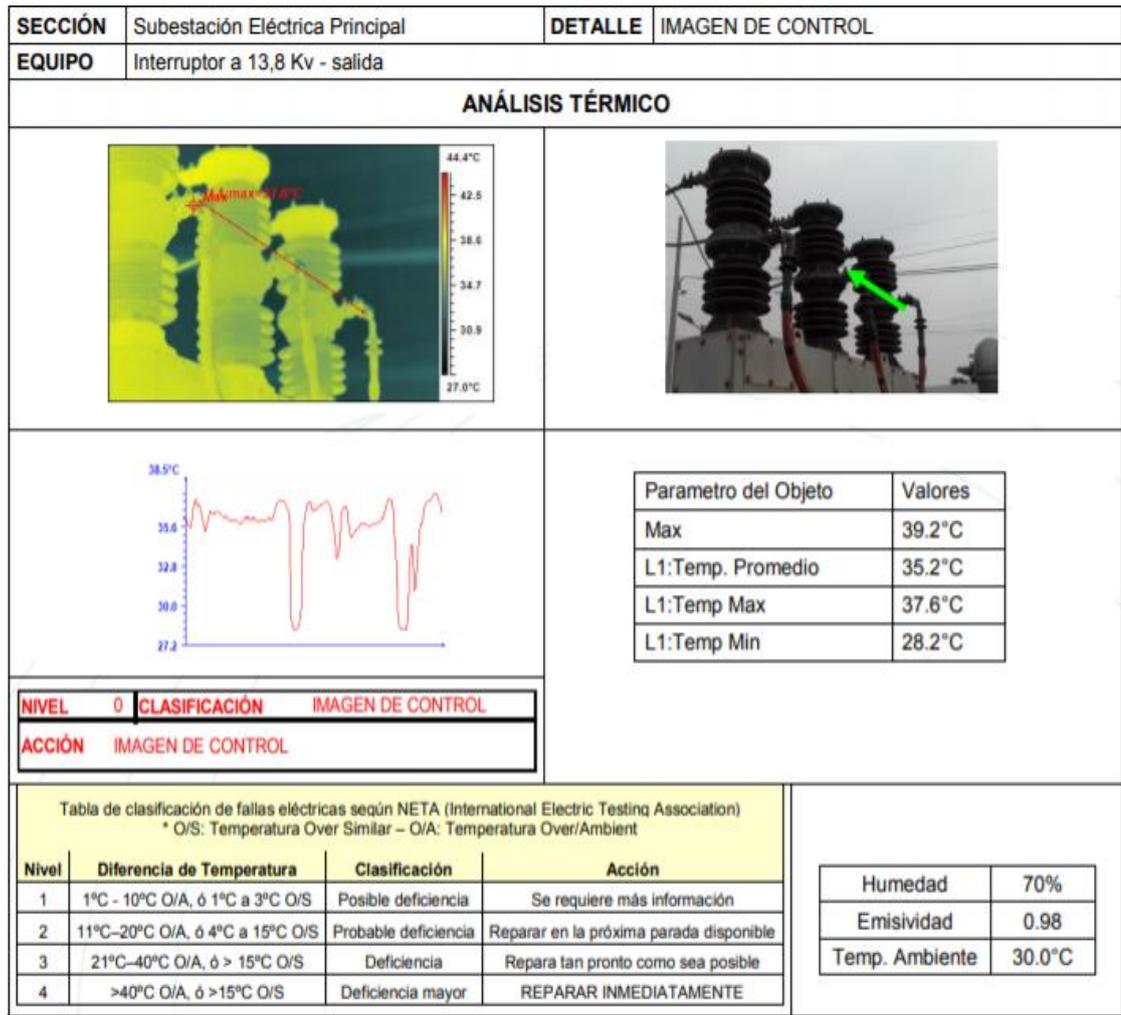


Figura 4. 18 Interrupor a 13,8 KV – Salida
Fuente. El autor

El análisis termográfico indica como temperatura máxima 39,2°C. Como recomendación, se apunta; no se registra novedad, temperatura normal de operación.

En la figura 4.19 se muestra el análisis termográfico del bushing de baja tensión.

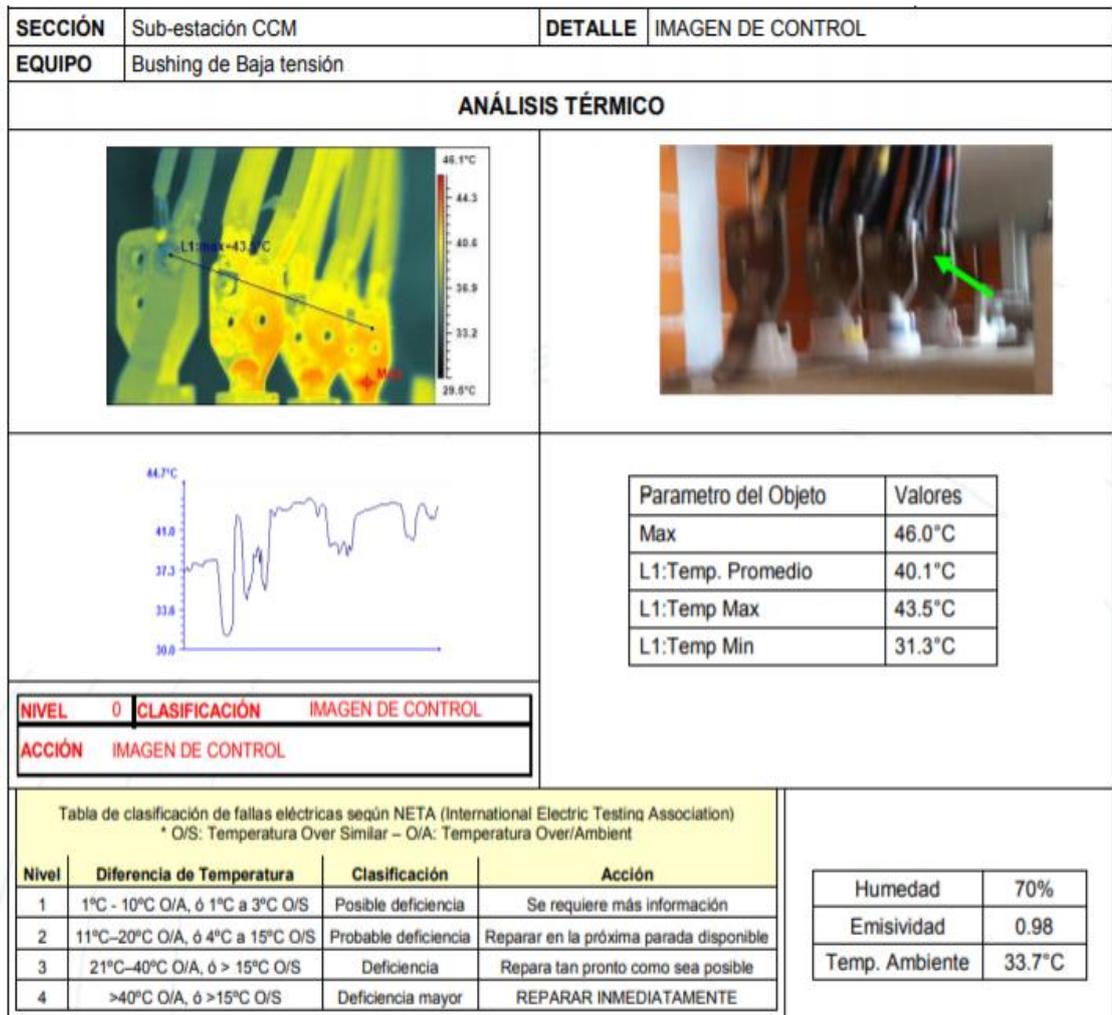


Figura 4. 19 Bushing de baja tensión

Fuente. El autor

El análisis termográfico al bushing de baja tensión indica como temperatura máxima 46°C. Como recomendación, se apunta; no se registra novedad, temperatura normal de operación.

En la figura 4.20 se muestra el análisis del mismo equipo, pero desde otro punto.

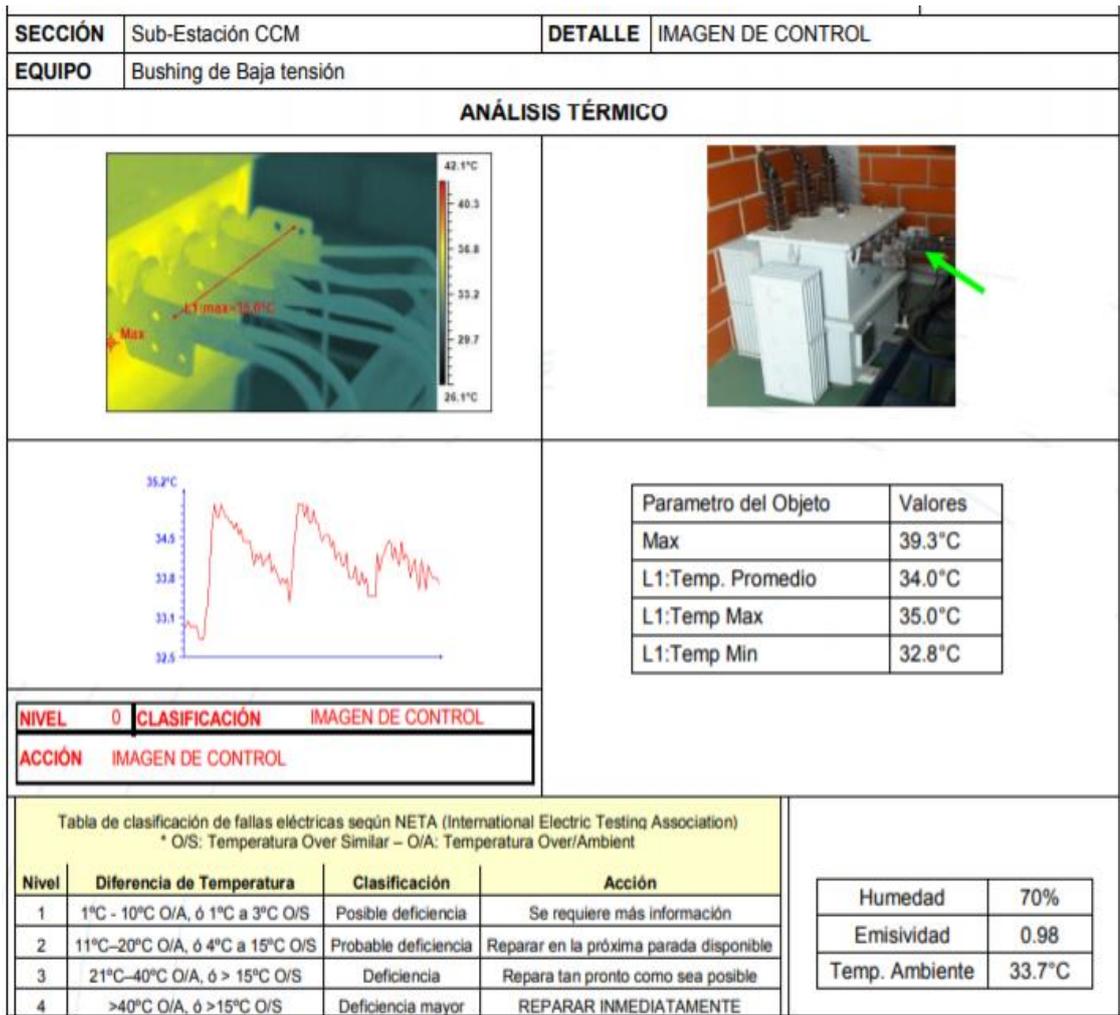


Figura 4. 20 Bushing de baja tensión

Fuente. El autor

El análisis termográfico al bushing de baja tensión indica como temperatura máxima 39.3 °C. Como recomendación, se apunta; no se registra novedad, temperatura normal de operación.

En la figura 4.21 se muestra el análisis termográfico a otra sección de la industria, en este caso es una subestación de oficinas administrativas, de tal manera se efectua el análisis termográfico del bushing de media tensión

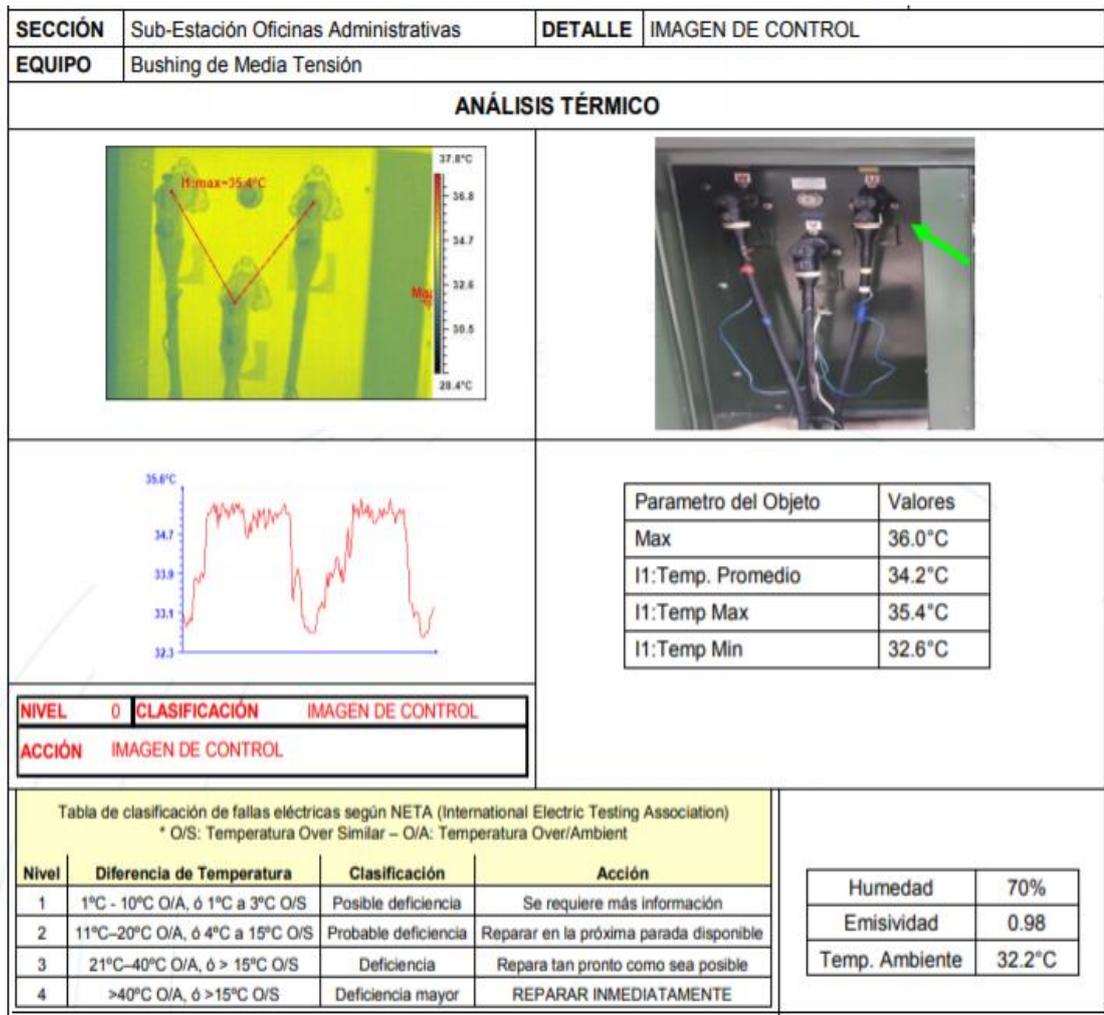


Figura 4. 21 Bushing de media tensión subestación oficinas

Fuente. El autor

El análisis termográfico al bushing de media tensión de la subestación de oficinas administrativas indica como temperatura máxima 36°C. Como recomendación, se apunta; no se registra novedad, temperatura normal de operación.

En la figura 4.22 se muestra el análisis termográfico del bushing de media tensión desde otro punto.

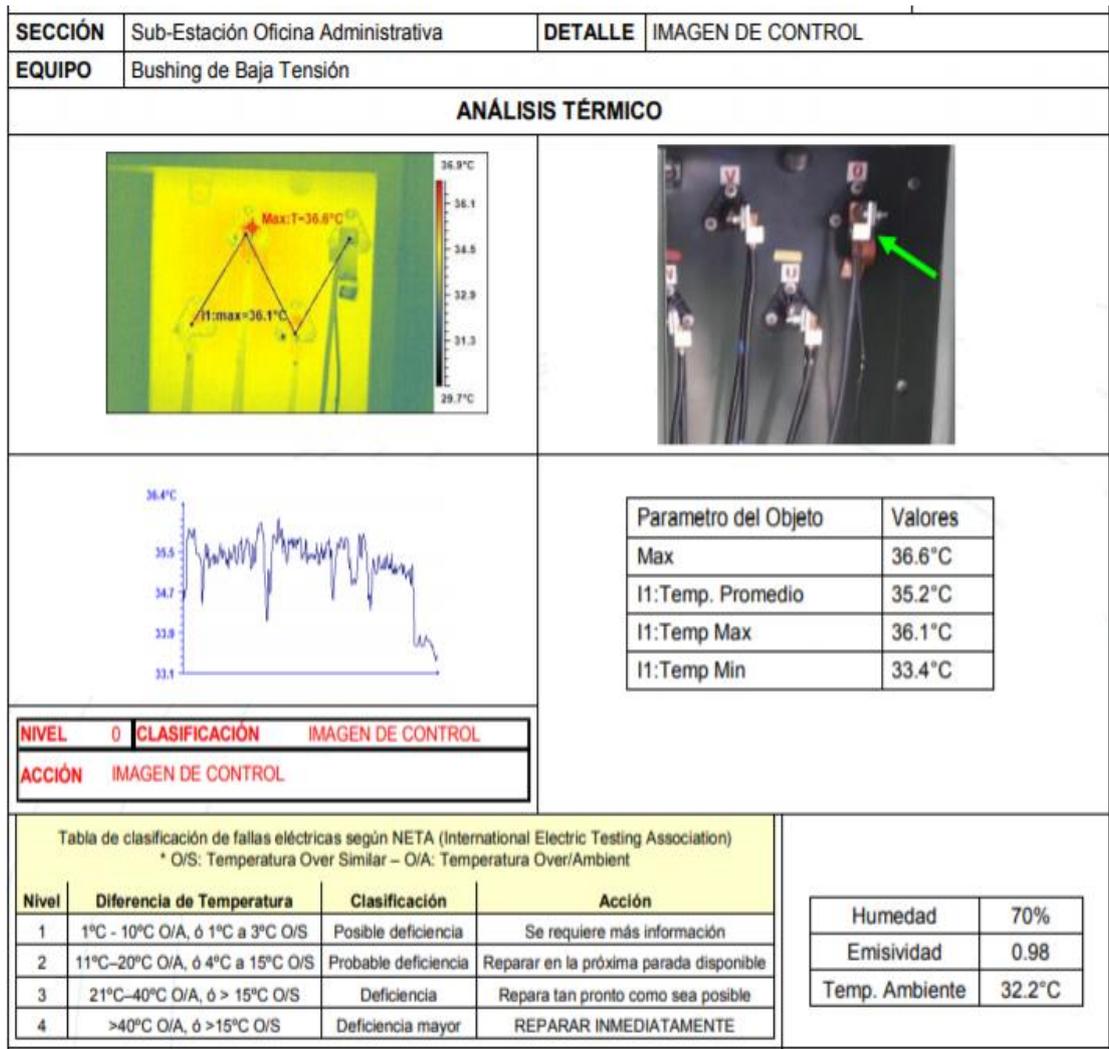


Figura 4. 22 Bushing de baja tensión

Fuente. El autor

El análisis termográfico al bushing de media tensión de la subestación de oficinas administrativas indica como temperatura máxima 36°C. Como recomendación, se apunta; no se registra novedad, temperatura normal de operación.

En la figura 4.23 se muestra el análisis termográfico a la subestación de la planta de tratamiento químico, específicamente a los bushing de media y baja tensión.

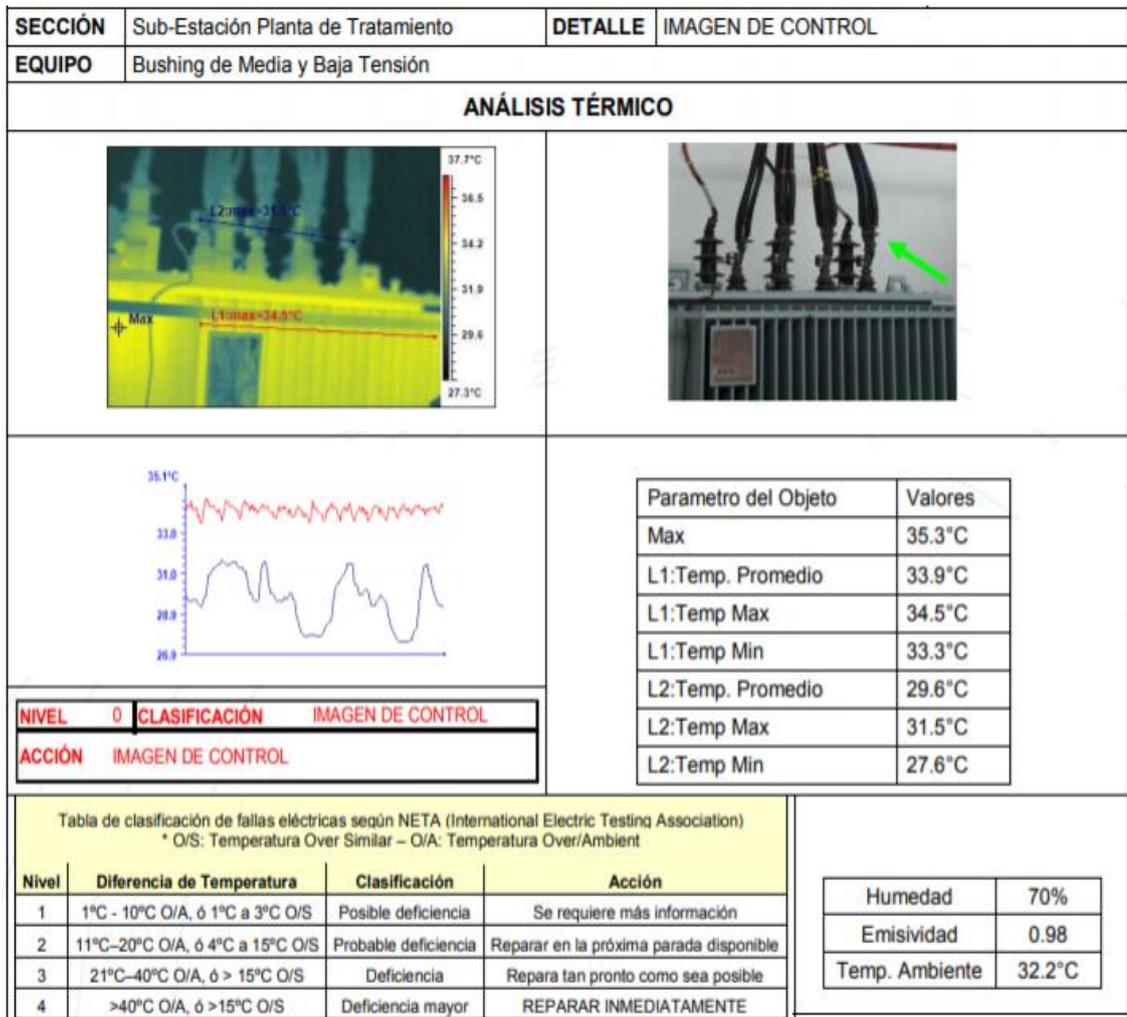


Figura 4. 23 Bushing de media y baja tensión

Fuente. El autor

El análisis termográfico al bushing de media y baja tensión de la subestación de planta de tratamiento, indica como temperatura máxima 35.3°C. Como recomendación, se apunta; no se registra novedad, temperatura normal de operación.

En la figura 4.24 se muestra el análisis termográfico del tanque del transformador de 112.5 KVA de la subestación de solventes.

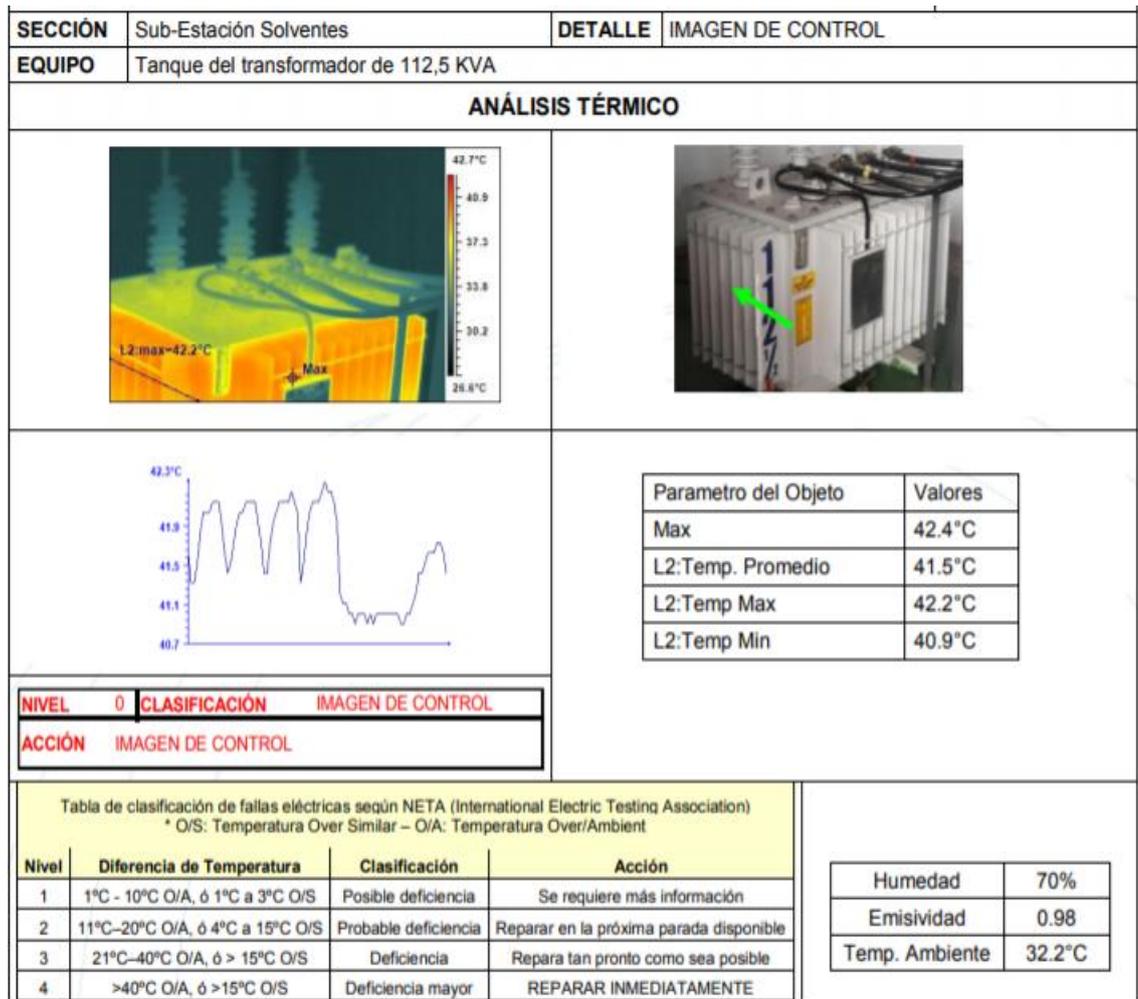


Figura 4. 24 Transformador de 112,5 KVA. Subestación solventes

Fuente. El autor

El análisis termográfico al transformador de 112.5 KVA de la subestación de solventes, indica como temperatura máxima 42.4°C. Como recomendación se apunta; no se registra novedad, temperatura normal de operación.

Seguidamente, en el anexo 2 se detallan el resumen del análisis termográfico a la subestación eléctrica de una planta de productos químicos.

Conclusiones

En cumplimiento del primer objetivo se describe a la termografía como la tecnología que visualiza y detecta puntos calientes en objetos y cuerpos.

La detección de puntos calientes en una subestación eléctrica puede generar averías tanto eléctricas como mecánicas. Por consiguiente, gracias a la detección de anomalías en una fase temprana, es posible evitar interrupciones en la operación de la subestación.

Durante la inspección por termografía se detectó valores elevados de temperatura en una de las fases del seccionador trifásico 13,8 Kv operado en grupo que debe ser controlado a fin de verificar en el próximo mantenimiento cualquier desgaste que se esté presentando en sus contactos.

El análisis termográfico al seccionador tripolar grupo a 13,8 Kv tiene punto caliente máximos de 81.6° C. Como recomendaciones, se apunta: realizar seguimiento al seccionador tripolar en grupo a 13,8 Kv.

Se analizó el transformador de la subestación de energía eléctrica, el cual soporta una temperatura de funcionamiento de 85 °C y según el diagnóstico termográfico, el punto más caliente fue de 45,8 °C, por lo tanto se concluye que el transformador de la subestación de energía eléctrica no presenta sobrecalentamiento.

El análisis termográfico al bushing de media y baja tensión de la subestación de planta de tratamiento, indica como temperatura máxima 35.3°C. No se registra novedad, temperatura normal de operación.

La norma NETA (International Electric Testing Association) determina rangos de temperatura y criterios, que constituyen una ayuda útil para determinar el grado de severidad de un problema eléctrico, válida únicamente para mediciones directas de temperaturas.

Recomendaciones

Se recomienda que los diagnósticos por termografías sean realizados por personal calificado en esta técnica por imágenes infrarroja.

Se recomienda la gestión de un plan de mantenimiento predictivo que se apoye con otros tipos de pruebas como de ultrasonido, vibraciones etc. Así es posible corroborar conexiones flojas, degradación de materiales aislantes, etc.

Se recomienda para subestaciones, realizar pruebas y mediciones a los transformadores de potencia puesto que es uno de los equipos más importantes de una subestación y su confiabilidad no sólo afecta la disponibilidad del servicio, sino también la parte económica de una empresa dado su elevado costo y las características especiales para reponerlo en un momento dado

Se recomienda efectuar mediciones como:

Temperatura del transformador La temperatura del transformador está directamente relacionada con la duración de los materiales de aislamiento, por lo que es necesario prestarle atención. En el caso de transformadores construidos de acuerdo con normas ANSI, la temperatura máxima permitida para el aceite es de 90°C y la temperatura máxima del punto más caliente es de 110°C.

Volumen de aceite. El volumen del aceite siempre tiene que ser verificado desde el punto de vista del aislamiento y de la refrigeración. Cuando el nivel de aceite fluctúa notoriamente en relación con la temperatura, se debe detectar la causa para un oportuno arreglo.

Ruido. El transformador en algunos casos presenta algún ruido anormal cuando se está familiarizado con el sonido que produce durante la operación normal, lo cual puede ayudar a descubrir alguna falla. Las siguientes son las posibles causas de ruido anormal:

- Resonancia de la caja y de los radiadores debido a cambios anormales en la frecuencia de la fuente de corriente.
- Un defecto en el mecanismo de ajuste del núcleo.
- Es posible que se encuentren flojos los tornillos de sujeción.
- Ruido anormal por descarga estática, debido a partes metálicas carentes de tierra o a imperfección de la puesta a tierra.

Bibliografía

- Arboleda, D. (2013). *Diseño de sistema para la gestión de mantenimiento de subestaciones para la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.* Obtenido de <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/4333/1/UPS-CT002624.pdf>
- Arias, V. (s.f.). *Manual de mantenimiento preventivo y predictivo de una subestación.* Obtenido de .
- Blasco, P. (2014). *SISTEMA DE PUESTA A TIERRA EN S.E.* Obtenido de https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/75509/PRACTICA%20AT__RiuNET%20en1.pdf?sequence=1
- Calderón, A., & Basto, J. (2010). *Desarrollo de un documento técnico para el correcto montaje, uso y desmontaje de los sistemas de acceso para actividades que implican trabajo en altura en el sector eléctrico "construcción de subestaciones eléctricas".* Obtenido de <https://www.javeriana.edu.co/biblos/tesis/enfermeria/tesis98.pdf>
- Caucalí, S. (2015). *MODELO DE PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO ORIENTADO A UNA ADMISNTRACIÓN ALTAMENTE EFECTIVA.* Obtenido de <https://repository.unimilitar.edu.co/bitstream/handle/10654/6611/ARTICULO%20TRABAJO%20FINAL.pdf;jsessionid=A31EA7538DE15498D5A8C717E95D426B?sequence=1>
- Educagratis. (2014). *Diagrama de Causa Efecto Ishikawa en Curso de Mantenimiento.* Obtenido de <https://es.slideshare.net/educagratis/diagrama-de-causa-efecto-ishikawa-en-curso-de-mantenimiento>
- EMELNORTE. (2013). *Manual de operación subestación Alpachaca 69 kV.* Obtenido de <http://repositorio.utn.edu.ec/bitstream/123456789/4458/4/05%20FECYT%201599%20MANUAL%20DE%20OPERACI%C3%93N.pdf>
- Gas Natural FENOSA. (2012). *Subestaciones eléctricas.* Obtenido de https://www.edu.xunta.gal/centros/cfrcoruna/aulavirtual2/pluginfile.php/5724/mod_resource/content/0/Curso_Subestaciones._Univ_Laboral_Haciadama_Parte1.pdf

- Jaramillo, L., & Miño, L. (2018). *Manual de verificación y mantenimiento Subestación Eléctrica CC Santo Domingo*. Obtenido de <http://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/31303/1/Trabajo%20de%20Titulaci%C3%B3n.pdf>
- Landeros Cruz, S. (2019). *Interruptores de potencia*. Obtenido de http://www.academia.edu/36729619/Interruptores_de_potencia
- Mantenimiento IV. (2011). *Diagrama de Pareto*. Obtenido de <http://mtto4.blogspot.com/2011/10/diagrama-de-pareto.html>
- Moya Solorzano, M. (2006). *INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE INTERRUPTOR Y SECCIONADOR DE POTENCIA EN ALTA TENSIÓN*. Obtenido de http://cybertesis.uni.edu.pe/bitstream/uni/10665/1/moya_sm.pdf
- NETA. (2009). *STANDARD FOR ACCEPTANCE TESTING SPECIFICATIONS for Electrical Power Equipment and Systems*. Obtenido de <http://www.iemworldwide.com/pdf/ansi-neta-ats-2009.pdf>
- Ojeda Torres, J. (2011). *Manual de Mantenimiento para Subestaciones*. Obtenido de <http://dspace.ucacue.edu.ec/bitstream/reducacue/4222/4/capitulos.pdf>
- PROYEC. (2017). *El mantenimiento eléctrico*. Obtenido de <https://www.proyecelectrica.com/servicios/mantenimiento-electrico>
- RELSAMEX Electric. (2016). *Subestaciones Eléctricas*. Obtenido de <https://www.relsamex.com/subestaciones-electricas/>
- Reportero Industrial. (2013). *Pararrayos poliméricos tipo estación con resistencia altamente no lineal*. Obtenido de <http://www.reporteroindustrial.com/temas/Pararrayos-polimericos-tipo-estacion-con-resistencia-altamente-no-lineal+10095498>
- Sánchez, A., & Bueno, J. (s.f.). *Transformador de corriente*. Obtenido de Urkund revisado por el Ing. Luis Vallejo
- Sanz Osorio, J. (2016). *Energía Hidroeléctrica*. España: Prensas de la Universidad de Zaragoza. UNE.
- Trabajo de operación. (s.f.). Obtenido de Urkund revisado por el Ing. Luis Vallejo
- Trabajo de Titulación . (s.f.). Obtenido de Base de datos urkund del Ing. Luis Vallejos

Wikipedia. (2019). *Mantenimiento correctivo*. Obtenido de https://es.wikipedia.org/wiki/Mantenimiento_correctivo

Yoc, J. (2005). *Mantenimiento predictivo en subestaciones de distribución de EEGSA utilizando termografía de rayos infrarrojos*. Obtenido de http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0130_ME.pdf

ANEXO 1:

Mantenimiento del transformador de potencia

Se pueden realizar pruebas y mediciones al transformador de potencia con algunos equipos.



Medidor de resistencia de aislamiento



Medidor de rigidez dieléctrica



Ducter para medición de baja resistencia



Probador de gases disueltos



Caméra termográfica

Equipos de prueba para transformador de potencia

Fuente: (EMELNORTE, 2013)

Se recomienda realizar las siguientes pruebas:

- Medición de resistencia de aislamiento.
- Medición de factor de potencia.
- Medición de relación de transformación.
- Medición de resistencia ohmica.
- Rigidez dieléctrica del Aceite.
- Medición de gases disueltos en el aceite.
- Determinación de contenido de agua en el aceite.
- Medición termográfica.
- Determinación de presencia del PCB (Bifenilos policlorados) en el aceite.
- Prueba de Potencial Aplicado y potencial inducido.
- Prueba en vacío (No load): Pfe, I0

- Prueba en el cortocircuito en el devanado

Los siguientes componentes hacen parte de la inspección rutinaria y de haber algún cambio en su estado o cualquier anomalía encontrada durante esta inspección, se debe reportar inmediatamente a despacho de carga o al jefe departamental para su respectivo mantenimiento o reposición.

Temperatura del transformador La temperatura del transformador está directamente relacionada con la duración de los materiales de aislamiento, por lo que es necesario prestarle atención. En el caso de transformadores construidos de acuerdo con normas ANSI, la temperatura máxima permitida para el aceite es de 90°C y la temperatura máxima del punto más caliente es de 110°C.

Volumen de aceite. El volumen del aceite siempre tiene que ser verificado desde el punto de vista del aislamiento y de la refrigeración. Cuando el nivel de aceite fluctúa notoriamente en relación con la temperatura, se debe detectar la causa para un oportuno arreglo.



Mantenimiento del nivel de aceite a transformador de potencia

Fuen (RELSAMEX Electric, 2016)

Ruido. El transformador en algunos casos presenta algún ruido anormal cuando se está familiarizado con el sonido que produce durante la operación normal, lo cual puede ayudar a descubrir alguna falla. Entre ellas

- Resonancia de la caja y de los radiadores debido a cambios anormales en la frecuencia de la fuente de corriente.
- Un defecto en el mecanismo de ajuste del núcleo.
- Es posible que se encuentren flojos los tornillos de sujeción.
- Aflojamiento de los pernos de anclaje.
- Ruido anormal por descarga estática.

Aflojamiento de las piezas de fijación y de las válvulas. Cuando se encuentre los terminales de tierra flojos, se debe comunicar la novedad al jefe inmediato para desenergizar el transformador y apretarlos enseguida. Los tornillos de los cimientos que estén sujetos a grandes cargas, deben ser apretados firmemente para evitar el desplazamiento del transformador, en algunos casos las válvulas se aflojan debido a vibraciones.

Fugas de aceite. Las fugas de aceite pueden ser causadas por el deterioro de algún empaque o por mala posición de los mismos; algunas tardan en descubrirse, si hay algún defecto que pudiera causar una fuga, informar al jefe departamental o al personal de mantenimiento.

Deterioro del aceite de aislamiento El aceite de aislamiento se deteriora gradualmente por el uso, las causas son la absorción de la humedad del aire y de partículas extrañas que entran en el aceite y el principal efecto es la oxidación. El aceite se oxida por el contacto con el aire, éste proceso se acelera por el aumento de la temperatura del transformador y por el contacto con metales tales como el cobre o hierro. Además de lo anterior; el aceite sufre una serie de reacciones químicas tales como la descomposición y la polimerización, que producen partículas que no se disuelven en el aceite y que se precipitan en el núcleo y bobinados. Estas partículas son llamadas sedimentos. Los sedimentos no afectan directamente la rigidez dieléctrica, pero los depósitos que se forman sobre los devanados impiden su normal refrigeración.



Pruebas a aceite de aislamiento

Fuente: (EMELNORTE, 2013)

Prevención del deterioro del aceite Debido a que el deterioro del aceite es causado generalmente por la oxidación, el método para prevenirlo consiste en reducir al mínimo posible su superficie de contacto con el aire. Con este propósito se usa un tanque conservador. La humedad también acelera el deterioro del aceite y para evitar esto se debe usar un respirador deshidratante.

El método ideal es aquel que utiliza colchón de nitrógeno, o aquel que utiliza una membrana en la superficie del aceite para evitar que el aceite entre en contacto directo con el aire.

Humedad; el silica gel puede eliminar la humedad y el polvo que entra al transformador, con el movimiento del aire resultante de la fluctuación de la temperatura del aceite del transformador; el recipiente de silica gel está colocado entre el paso del aire del transformador y la atmósfera. Está formado por un depósito con un agente deshidratante y aceite, así como de las partes metálicas para su fijación.

El empaque debe verificarse para ver si está bien asegurado, de manera que no permita la entrada de aire al transformador por ningún sitio que no sea el orificio del respiradero. También verifique si el nivel de aceite del depósito no es más bajo que el nivel fijado. Si el agente deshidratante se humedece con aceite, es porque hay demasiado aceite en el depósito, o porque hay alguna falla interna cuya causa debe detectarse. Se usa gelatina de silicio como agente deshidratante.

Generalmente está teñido de azul con cloruro de cobalto, y cuando la absorción de humedad llega a un 30 ó 40 %, el color cambia de azul a rosa; en tal caso se debe cambiar la gelatina de silicio o secarla para volver a usarla. Para regenerarla, coloque la gelatina de silicio en una cubeta o en un perol limpio y agítela mientras la calienta a una temperatura de 100 a 140 °C; continúe el calentamiento hasta que el color cambie de rosa a azul o extienda la gelatina de silicio mojada en un receptáculo, como una caja de filtro por 4 ó 5 horas, manteniendo la temperatura del secado entre 100 y 140 °C.

Equipo de refrigeración Es la parte más importante en el funcionamiento diario y normal de un transformador. Por lo tanto es necesario un cuidado especial en su mantenimiento e inspección, ya que cualquier anomalía puede reducir la vida útil del transformador o causar defectos serios. El tipo de enfriamiento de los transformadores de potencia instalados en la subestación son: Tipo (OA/FA/FOA) Sumergido en aceite con enfriamiento propio a base de aire forzado y aceite forzado.



Revisión equipo de refrigeración
(RELSAMEX Electric, 2016)

Radiador de tipo auto-enfriamiento Compruebe la fuga de aceite da las cabeceras del radiador y de las partes soldadas del panel o del tubo. Si se acumulan sedimentos en las hojas o en el tubo, el flujo del aceite se dificulta y la temperatura desciende, por esta razón verifique con la mano si estas partes tienen una temperatura adecuada. Verifique que las válvulas se abran correctamente, a la vez chequear que los ventiladores operen adecuadamente sin ruido y giren en el sentido correcto.



Mantenimiento de radiador
(Mantenimiento IV, 2011)

Nivel de aceite El medidor de nivel de aceite está colocado fuera del tanque conservador y es de construcción simple; este muestra el nivel del aceite directamente observándolo desde el exterior.

- Una fuga de aceite es visible.
- Los cristales se manchan con frecuencia.
- El medidor de aceite es resistente a daños y a fallas de indicación.

Revisar que la cuba del transformador se encuentre en buen estado y sin ningún tipo de goteo de aceite. Al encontrar un escape de aceite debe chequearse el nivel de aceite por lo menos dos veces al día. Reportar inmediatamente esta anomalía.

Indicador del nivel de aceite En este indicador el eje giratorio tiene en un extremo un flotador que soporta un brazo conectado al indicador y en el otro extremo un magneto para hacer girar el rotor y permitir el movimiento hacia arriba y hacia abajo del flotador. Cuando el nivel del aceite cambia éste acciona el brazo de soporte que hace girar el magneto en el otro extremo y éste a su vez acciona el rotor a través de la pared de división que está colocada fuera del indicador. “La aguja señala el nivel del aceite”. El indicador necesita el mismo cuidado de mantenimiento que cualquier instrumento ordinario; además como indicador con flotador metálico, requiere atención cuando hay una indicación incorrecta debida a la penetración del aceite al flotador, por vibraciones y sobre todo cuando ha funcionado por largo tiempo.

Válvula de alivio de presión Está instalada en la parte superior del transformador, la válvula de alivio de presión con contactos de alarma, acciona la alarma cuando funciona la aguja del interruptor. Está colocada haciendo contacto con la placa de expansión; el resorte de ajuste y los contactos del micro interruptor están en relación con el elevador que se relaciona a su vez con la aguja del interruptor. Cuando hay un accidente, la presión interna aumenta y empuja la válvula hacia afuera, haciendo funcionar a la aguja del interruptor, la cual empuja y dobla la placa de expansión.

Inspección del estado del transformador La superficie se inspecciona visualmente buscando puntos que presenten corrosión o desgaste en la pintura. De igual forma se debe inspeccionar el entorno del transformador como son:

- Todo tipo de vegetación que se encuentre cerca al transformador.
- Revisión e inspección visual de conexiones eléctricas.
- Inspección visual de las conexiones de los aisladores o bushings.
- Inspección visual de los terminales de conexión de los circuitos.

Mantenimiento e inspección de los relés de protección

Los relés de protección para el transformador de potencia se mencionan a continuación y necesitan inspección por lo menos una vez al año:

- Relé bucholz: Este relé está hecho para proteger al transformador inmerso en aceite contra fallas internas, está fijado al tubo de conexión entre el tanque del transformador y el tanque conservador.



Relé bucholz

(Mantenimiento IV, 2011)

ANEXO 2:

Resumen de análisis termográfico

A continuación, se presenta el resumen del estudio termográfico de la SE, se tomó en cuenta el gradiente de temperatura, es decir, la diferencia de temperatura que se tiene con respecto a la tomada en la superficie del elemento comparada con la temperatura de referencia de la siguiente forma:

$$IR = IR_{max} - IR_{min}$$

Dónde:

IR: Gradiente o diferencia de temperatura del haz infrarrojo
IR_{max}: Temperatura de aro infrarrojo máximo

IR_{min}: Temperatura de aro infrarrojo mínima

En la tabla A.1 se puede ver la recopilación de los datos que se obtuvieron al efectuar la prueba de cada elemento de la subestación, por medio de la termografía infrarroja.

Tabla A1. Resultados obtenidos en los elementos de la subestación

Elemento de la subestación	Gradiente de temperatura [C]	Falla encontrada	Recomendaciones
Barras colectoras	15.1	Ninguna	Ninguna
Cuchilla seccionadora tipo vertical	213	Calentamiento en paleta de entrada	Reparación urgente
Conector puente entrada de reconectador	580	Calentamiento en conector	Cambio urgente
Interruptor de potencia bushing	80	Calentamiento en paleta fase C	Apretar
Transformador de potencia	37	Ninguna	Ninguna
Reconectador	90.9	Calentamiento en conector fase del centro	Cambio urgente
Regulador de voltaje	38.1	Conector flojo bushing de la fuente fase C	Apretar

Fuente.El autor

Los resultados obtenidos en los elementos de la subestación, ayudó y/o facilitó para que este trabajo pueda efectuarse y así conocer las estrategias a seguir en las reparaciones. Esto podría ser desde simplemente apretar los tornillos, hasta sustituir el conector o un conductor.

No obstante, de acuerdo a la configuración y tipo de maniobra que brinde cada subestación, existe la posibilidad de trasladar la carga de un circuito donde se presente la falla detectada por termografía infrarroja a otro circuito, dejando el elemento dañado libre, para poder ser reparado, sin desenergizar toda la subestación, evitando con ello una interrupción.

En la tabla A2 muestra la descripción del tiempo prudente para hacer dichas reparaciones y la necesidad de sacar la subestación de servicio.

Tabla A2 Tiempo y recomendaciones en la reparación de los elementos de la subestación

Elemento de la subestación	Falla detectada	Tiempo aproximado de reparación	Maniobras a realizar	Recomendaciones
Barras colectoras	corrosión	3 horas	Sacar la subestación	Se debe buscar un día de baja carga, normalmente fin de semana
Cuchilla seccionadora tipo vertical	Calentamiento en paleta de entrada	1.5 horas	Sacar la subestación	Se debe buscar un día de baja carga, normalmente fin de semana
Conector puente entrada de reconectador	Calentamiento en conector	1 hora	Trasladar carga al circuito contiguo	Dependiendo de la carga, se puede hacer el mismo día
Interruptor de potencia bushing	Calentamiento en paleta fase C	1 hora	Colocar By pass del Interruptor	Se puede hacer inmediatamente
Transformador de potencia	Corrosión externo	2 horas	Sacar la subestación	Restriccion de carga
Reconectador	Calentamiento en conector fase del centro	2 horas	Trasladar carga al circuito contiguo	Dependiendo de la carga, se puede hacer el mismo día
Regulador de voltaje	Conector flojo bushing de la fuente fase C	1 hora	Colocar By pass del regulador	Se puede hacer inmediatamente

Fuente. El autor

En los puntos donde se obtuvo gradientes de temperatura muy altos, se encontraron que los conectores, tuercas y pernos estaban completamente fundidos, debido a la alta temperatura que presentaban. Este es el caso del punto de conectividad descrito en el apartado 3.6.3 de la figura 3.4. Para este caso, hubo la necesidad de solicitar una apertura y transferencia de carga del circuito de la subestación de forma inmediata, para proceder con la reparación de la falla encontrada.

Sin embargo, dicho problema se corrigió con la sustitución total del conector, la colocación de un nuevo cable en esa fase y cambio del reconectador.

También es importante mencionar, que en la falla encontrada en la cuchilla seccionadora tipo vertical del apartado 3.6.2 de la figura 3.3, se encontró que el material de la cuchilla era de cobre y el conector era de aluminio. Esto provocó una corrosión galvánica. Al mismo tiempo, se realizó la corrección de este problema de forma inmediata, por lo que se solicitó una interrupción para desenergizar la subestación.

Para evitar la corrosión galvánica en ese punto, cuando se montó esta pieza se colocó una plancha de plomo entre las dos superficies. Sin embargo, por ser una instalación vieja y expuesta a condiciones climáticas variables (lluvia, sol, viento, etc), el plomo poco a poco se fue desgastando, llegando a provocar el calentamiento que se detectó. Por ende, en la reparación se utilizó un conector universal, para poder evitar los problemas mencionados.

A continuación, en la figura A3 puede ver la falla detectada en el conector de un reconectador. Para este caso hubo necesidad de cambiar el conector y el conductor, debido al estado en que se encontró.



Figura A3 Falla detectada en el conector de un reconectador
Fuente. El autor

ANEXO 3:

Criterios de Mantenimiento preventivo para la subestación eléctrica

Para el transformador de potencia, se sugiere seguir los siguientes criterios para efectuar mantenimiento a piezas del transformador

N°	Piezas a inspeccionar	Periodicidad	Observaciones
1	Termómetros	Una vez al año	
2	Accesorios con contactos de alarma y/o disparo	Una vez al año	Verifique las condiciones de operación de los contactos y mida la resistencia de aislamiento del circuito
3	Ventiladores de refrigeración	Una vez al año	Si se encuentra alguna anomalía
4	Conservador	Una vez en cinco años	
5	Resistencia de aislamiento de los devanados	Una vez al año	Cuando se note un cambio brusco después de años de uso o cuando se note un cambio en comparación con datos registrados en pruebas anteriores.
6	Rigidez del aceite dieléctrico.	Una vez al año	
7	Valor de acidez del aceite.	Una vez al año	
8	Prueba del funcionamiento del aceite.	Revise si se nota anomalía en las pruebas de los ítems 5 al 7.	Tome dos litros de aceite y revíselos de acuerdo con ASTM D3487
9	Aceite de aislamiento filtrado	Revise si se nota anomalía en las pruebas de los ítems 5 al 7.	
10	Componentes del interior	Una vez en siete años	

Mantenimiento preventivo y correctivo

- Limpieza de polvo.
- Engrase de los mandos.
- Examen de los aislantes.
- Ensayos de funcionamiento.
 - Sin tener contacto entre los polos del interruptor.
 - Sin necesidad de calibrar las protecciones.
- Mantenimiento preventivo reducido.

Entre estas acciones se encuentran las siguientes:

Tomar de muestra a los seis meses: Se recomienda cuando el índice de calidad se encuentra ligeramente por encima de su valor límite inferior de 1500.

Tomar muestra a los doce meses: Se recomienda cuando el aceite se encuentra en condiciones normales.

Tratamiento de termovacio y adición de inhibidores: Este tratamiento se recomienda cuando el índice de calidad empieza a tomar un valor por debajo de 1500; con este tratamiento se detiene la degradación del aceite. Este tratamiento se recomienda cuando adicionalmente el contenido de agua o humedad esta en un valor aceptable. Se puede realizar en sitio.

Secado de la parte activa: Este se recomienda cuando el contenido de agua en el aceite esta por encima de 35 ppm, lo cual representa sólo el 10% del agua contenida en el sistema total de aislamiento papel-aceite. Se puede realizar en sitio. Utiliza vacío y sistemas criogénicos.

Lavado y secado con cambio total de aceite: Se recomienda cuando el índice de calidad esta por debajo de 318 y el volumen de aceite se encuentra muy bajo comparado con el volumen de aceite necesario para purgar los equipos.

Regeneración de aislamientos (limpieza del papel de productos ácidos): Se recomienda para índices de calidad por debajo de 1000, lo que quiere decir que ya hay presencia de productos ácidos y/o lodos en suspensión o depositados, que impregnan el papel incidiendo en la vida útil del transformador. Este procedimiento garantiza una limpieza total del papel y permite recuperar el aceite. Para llevar a cabo esta acción es necesario que el transformador tenga por lo menos el doble del volumen de aceite requerido para purgar los equipos. Se realiza mediante elevación del aceite a temperatura de punto de anilina (temperatura en la cual el aceite disuelve los lodos) y a través de tierras fuller (Atapulgita, de alto poder de absorción). Dependiendo de la necesidad se realizan 6, 10 o 15 recirculaciones.

Regeneración de aislamientos y secado de parte activa: Se recomienda cuando se cumple la condición descrita en el numeral 5.6 y además se tiene un alto contenido de agua en el aceite, representando alto porcentaje de agua en el papel, y se hace necesario que, además de las recirculaciones del aceite, se haga un secado a la parte activa.

Desludificación total: Se recomienda cuando el índice de calidad esta por debajo de 100 o sea cuando el lodo ya se encuentra endurecido en el papel. Requiere más de 20 recirculaciones de aceite.

Desludificación total y secado de la parte activa: Se recomienda cuando además de presencia de lodo endurecido en el papel (IC por debajo de 100), se tiene un alto contenido de agua. Requiere más de 20 recirculaciones a través de tierras Fuller y secado de la parte activa del transformador.

Otras acciones

Finalmente, como parte de las acciones adicionales que eventualmente se ejecutan dentro del mantenimiento de un transformador se encuentran las siguientes:

- Completar el nivel de aceite.
- Cambio de empaques.
- Detección y corrección de fugas de aceite.
- Revisión y ajuste de la conexión de puesta a tierra.
- Limpieza general y/o pintura de la cuba o tanque.
- Limpieza o cambio de los aisladores.
- Revisión del sistema de refrigeración (radiadores).
- Revisión de funcionamiento de dispositivos usados para control como son: termómetros y termocuplas, válvula de alivio de sobrepresión y relé bucholz, entre otros.



Presidencia
de la República
del Ecuador



Plan Nacional
de Ciencia, Tecnología,
Innovación y Saberes



SENESCYT
Secretaría Nacional de Educación Superior,
Ciencia, Tecnología e Innovación

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **Reyes Bohórquez, Danny Alberto** con C.C:**0921239836** autor del Trabajo de Titulación: **Mantenimiento predictivo para subestación eléctrica de una planta procesadora de químicos**; previo a la obtención del título de **Ingeniero Eléctrico Mecánica con Mención Gestión Empresarial Industrial** en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

1.- Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las instituciones de educación superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación para que sea integrado al Sistema Nacional de Información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.

2.- Autorizo a la SENESCYT a tener una copia del referido trabajo de titulación, con el propósito de generar un repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Guayaquil, 19 de marzo de 2019

Reyes Bohórquez, Danny Alberto
C.C: 0921239836



REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA			
FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN			
TÍTULO Y SUBTÍTULO:	Mantenimiento predictivo para subestación eléctrica de una planta procesadora de químicos.		
AUTOR(ES)	Reyes Bohórquez, Danny Alberto		
REVISOR(ES)/TUTOR(ES)	Ing. Heras Sánchez, Miguel Armando		
INSTITUCIÓN:	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil		
FACULTAD:	Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo		
CARRERA:	Ingeniería Eléctrico Mecánica		
TÍTULO OBTENIDO:	Ingeniero Eléctrico Mecánica con Mención Gestión Empresarial Industrial		
FECHA DE PUBLICACIÓN:	DE 19 de marzo del 2019	No. DE PÁGINAS:	115
ÁREAS TEMÁTICAS:	Distribución eléctrica, Mantenimiento industrial, Máquinas eléctricas.		
PALABRAS CLAVES/ KEYWORDS:	Análisis, Termografía, Mantenimiento Predictivo, Fallas, Equipos Críticos, Subestación Eléctrico.		
<p>El presente trabajo de titulación tiene como objetivo principal el ejecutar el plan de mantenimiento predictivo de una planta de químicos industriales en Guayaquil con el fin de obtener información de los equipos críticos de la subestación de 69 KV y mejorar los tiempos de respuesta teniendo los repuestos necesarios para cambios inmediatos ante alguna eventualidad o percance eléctrico. La planta cuenta con un plan de mantenimiento predictivo el cual incluye el análisis por medio de inspección termográfica y detectar fallas que estén presentes en los equipos críticos de la subestación, tanto en sus partes y componentes tales como: tableros, paneles de conexión e interconexión, transformadores, bornes, seccionadores, interruptores, aisladores, bushing y demás elemento de contacto eléctrico. La metodología que se va aplicar en este análisis es descriptiva ya que se van analizar el estado de cada uno de los componentes instalados. También se empleará el método exploratorio, ya que obtendrá información privilegiada con estos datos y se podrá encasillarlos según su orden o plan efectivo para futuros mantenimientos. Como conclusión se emitirán datos de posibles fallas y recomendaciones que se darán a través de las inspecciones dando como resultado un ahorro de tiempo y parada de planta o correctivas.</p>			
ADJUNTO PDF:	<input checked="" type="checkbox"/> Si	<input type="checkbox"/> no	
CONTACTO CON AUTOR/ES:	Teléfono: +593997052674	E-mail: dannyreyes_bo@hotmail.com	
CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN: COORDINADOR DEL PROCESO DE UTE	Nombre: Ing. Orlando Philco Asqui		
	Teléfono: +593-9-80960875		
	E-mail: luis.philco@cu.ucsg.edu.ec		
SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA			
No. DE REGISTRO (en base a datos):			
No. DE CLASIFICACIÓN:			
DIRECCIÓN URL (tesis en la web):			