INFORME TECNICO SOBRE EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO A SUBESTACIONES DE ENERGIA DE LA EMPRESA IDEA (BODEGA 2 Y 3 SEDE FUNZA-BOGOTA)

AGOSTO
2024

Calle 37 No. 84 B 06
Medellín - Colombia
(4)205 95 56 301 412 2573
www.dingelingenieria.com

Dingel Ingeniería
@SASDINGEL
@dingelsas

INTRODUCCIÓN 5

1. *OBJETIVO* 6

2. *ALCANCE* 6

3. *MANTENIMIENTO GENERAL DE LA SUBESTACIÓN DE ENERGIA EN MEDIA Y BAJA TENSION Y TABLEROS ELECTRICOS.* 6

3.1 Descripción de Actividades. 7

4. *MARCO TEORICO* 7

4.1 Objetivo de la NTC 2050 7

4.2 Objetivo del RETIE 8

4.2.1 Mantenimiento y operación de las instalaciones eléctricas de acuerdo con los artículos 3.1.1 y 3.2.1 del RETIE 8

3.3.3.1 del Retie Requisitos para el uso de Dispositivos de Protección contra Sobretensiones – DPS como sistemas de protección 10

5. *RESUMEN EJECUTIVO* 10

6. DESARROLLO DEL MANTENIMIENTO 11

6.1 Dentro del mantenimiento se incluye. 12

6.2 Beneficios. 12

6.3 Frecuencia. 12

6.4 Marcación de circuitos. 12

6.5 Apriete de tornillería. 13

6.6 Aseo general de la subestación. 13

6.7 Señalización de riesgo eléctrico. 13

7. *Registro fotográfico previo al mantenimiento preventivo a transformadores de las subestaciones de energia (Ubicada en bodegas 2 y 3 Funza-Bogota) de la empresa Idea* 14

8. *Registro fotográfico durante el mantenimiento preventivo a transformadores de las subestaciones de energia (Ubicada en bodegas 2 y 3 Funza-Bogota) de la empresa Idea* 19

9. *Registro fotográfico despues del mantenimiento preventivo a transformadores de las subestaciones de energia (Ubicada en bodegas 2 y 3 Funza-Bogota) de la empresa Idea* 23

10. ACTIVIDADES REALIZADAS: 27
10.1 PRUEBAS DE AISLAMIENTO. 27
10.2 Medición de Aislamiento. 27
10.2.1 Objetivo de pruebas de aislamiento. 28
10.2.2 Procedimiento. 28
10.2.3 Factores de incidencia en las pruebas. 29
10.2.4 Ejecución de pruebas. 30
10.2.5 Diagrama de conexión. 31
10.2.6 Índice de Polaridad e Índice de Absorción 32
10.2.7 Valores mínimos recomendados de Índice de Polarización e Índice de Absorción 33
10.2.8 Características del equipo 34
10.2.9 Medidor de aislamiento uni-t rf ut513 34
10.3 RESULTADOS DE AISLAMIENTO DEL TRANSFORMADOR DE 225KVA INTERVENIDO DE LA SUBESTACIÓN DE ENERGIA DE LA EMPRESA IDEA SEDE FUNZA-BOGOTA 36
10.3.1 Interpretación de resultados 36
10.3.2 Registro fotográfico de las medidas de aislamiento del transformador de 225KVA de la subestación de la empresa IDEA sede funza-bogota 37
10.3.3 RESULTADOS DE AISLAMIENTO DEL TRANSFORMADOR DE 45KVA INTERVENIDO DE LA SUBESTACIÓN DE ENERGIA DE LA EMPRESA IDEA SEDE FUNZA-BOGOTA 39
10.3.4 Registro fotográfico de las medidas de aislamiento del transformador de 45KVA de la subestación de la empresa IDEA sede funza-bogota 40
10.4 Conclusiones y recomendaciones de la prueba de aislamiento del transformador. 41
11. PRUEBAS DE PUESTA A TIERRA SUBESTACIÓN DE ENERGIA **42**
11.1 Objetivo de pruebas 43
11.2 Requisitos básicos de una puesta a tierra 44
11.3 Características de una puesta a tierra adecuada: 44
11.4 Medición de Resistencia de Puesta a Tierra Según RETIE Articulo 3.12.4.a 44
11.5 Constitución de una puesta a tierra 45

11.5.1 Definición 46

11.7 Metodología 47

11.7.1 Método de los dos puntos 47

11.8 Equipo utilizado 48

11.8.1 Características del equipo telurometro – Metrel mi 2008 48

11.9 Resultados de resistencia. 50

11.9.2 Resistencia de malla a tierra. 50

11.10.1 Registro fotográfico de la Medición de Resistencia de Puesta a Tierra tomadas en subestación de energía de la empresa Idea Sede Funza Bogotá (Transformador 225KVA) 51

11.10.2 Registro fotográfico de la Medición de Resistencia de Puesta a Tierra tomadas en subestación de energía de la empresa Idea Sede Funza Bogotá (45KVA) 51

11.10.3 Registro fotográfico de la Medición de Resistencia de Puesta a Tierra tomadas en subestación de energía de la empresa Idea Sede Funza Bogotá (Celda de medida 45KVA) 51

12. ESTUDIO TERMOGRAFICO INFRARROJA A LA EMPRESA IDEA SEDE FUNZA BOGOTA .. 52

12.1 CRITERIOS PARA EL ANALISIS DE FALLAS 53

12.2 CARATERISTICAS DE LA CAMARA 54

13.1 Resultados de las pruebas de aceite ADFQ del transformador con serie 7181211 (225 KVA) 64

13.2 Resultados de las pruebas de aceite ADFQ del transformador con serie 302318 (45 KVA) 66

14. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES. 68

15. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 71

INTRODUCCIÓN

El fallo de cualquier equipo eléctrico en una instalación eléctrica causa generalmente altos costos para las empresas, además de los costos asociados con la reparación de los equipos, sumado a esto los costos ocasionados por las pérdidas de producción por paradas no deseadas, que pueden llegar a ser más altos que el costo del mismo equipo.

La dependencia y el aumento progresivo del consumo de la electricidad en la actualidad obliga a establecer unas ***exigencias y especificaciones que garanticen la seguridad de las personas con base en el buen funcionamiento de las instalaciones****, la fiabilidad y calidad de los productos, la compatibilidad de los equipos y su adecuada utilización y* ***mantenimiento****; por ello el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas* ***(RETIE 2 DE ABRIL 2024)*** *tiene como objetivo principal crear conciencia sobre los riesgos existentes en todo lugar donde se haga uso de la electricidad.*

En el reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas ***(RETIE 2 DE ABRIL 2024)****, se define los requerimientos en materia de mantenimiento y diagnóstico que deben adoptarse en las instalaciones eléctricas en Colombia de manera obligatoria. Entre los aspectos para tener en cuenta se destacan los siguientes:*

- ***Mantenimiento de las instalaciones:*** *En estas se deben realizar pruebas e inspecciones periódicas tanto en las subestaciones de energía como en los tableros de distribución de circuitos.* ***El mantenimiento se recomienda realizar cada 12 meses*** *o su periodicidad depende del tipo de instalación donde se encuentre de acuerdo con los agentes contaminantes del medio.*

- ***Mediciones de los sistemas de puesta a tierra:*** *consiste en realizar medición de la resistencia de las mallas de puesta a tierra que se encuentre o conforme la instalación y su continuidad de los conductores de tierra de protección de los circuitos a tierra física. Esta medida se recomienda realizar cada 12 meses en las programaciones de los mantenimientos a las subestaciones y tableros de distribución de circuitos o cargas eléctricas.*

- ***Análisis de Riesgo Eléctrico:*** *Es una actividad que debe estar integrada al Sistema de Gestión de la Empresa en la Seguridad y Salud en el Trabajo con el fin de garantizar unos escenarios seguros para el desarrollo de las actividades y debe de realizarse de manera periódica para el control de riesgos a partir de mejoras, correcciones y ajustes a los elementos que conforman el sistema eléctrico para eliminar o mitigar el riesgo encontrado.*

1. OBJETIVO

Garantizar la continuidad en la prestación del servicio y disminuir los riesgos potenciales en las ***SUBESTACIONES ELECTRICAS EN LAS BODEGAS 2 Y 3 SEDE FUNZA-BOGOTA DE LA EMPRESA IDEA ejecutando*** *las labores de Mantenimiento preventivo del sistema de subestaciones de energía en los equipos que conforman el sistema eléctrico principal, para asegurar que se encuentren en los rangos permisibles de operación normales para documentar los hallazgos y planear los correctivos necesarios.*

2. ALCANCE

Se realizó el mantenimiento preventivo a las ***subestaciones eléctricas de la empresa Idea (Bodega 2 y 3 sede Funza-Bogotá)*** *con el propósito de conservar en buen estado de funcionamiento los equipos de potencia como: transformadores de potencia, en media y baja tensión interruptores principales, ML´s principales, tableros secundarios, bancos de condensadores, celdas de protección, sistemas de puesta a tierra, iluminación y elementos que integran el sistema eléctrico de la subestación de energía Principal para ambos casos. Se realiza el servicio de mantenimiento preventivo el cual consiste en la revisión física de los elementos que conforman la subestación, limpieza general de los equipos eléctricos, ajuste de conexiones, así como pruebas mecánicas, pruebas eléctricas.*

3. MANTENIMIENTO GENERAL DE LA SUBESTACIÓN DE ENERGIA EN MEDIA Y BAJA TENSION Y TABLEROS ELECTRICOS.

Con el fin de conservar en buen estado funcional el Transformador de potencia, interruptores principales y derivados, contactores, botoneras, celdas de protección y en general todos los elementos que integran el sistema eléctrico general de la subestación, se realiza el servicio de mantenimiento preventivo el cual consiste en la revisión física, limpieza general, verificar los torques de las conexiones eléctricas, mecánicas y de anclaje, así como pruebas mecánicas y eléctricas.

Cabe mencionar que durante la ejecución del servicio se cumple las condiciones de seguridad estipuladas por la norma NTC. 2050 y RETIE, y mantenimiento de instalaciones eléctricas en centros de trabajo.

3.1 Descripción de Actividades.

- *Mantenimiento general de los transformadores, tablero provisional, aisladores, totalizadores, cableado, celdas, puertas e instalaciones físicas.*
- *Revisión visual de las instalaciones.*
- *Señalizar correctamente el conductor con el color de la fase de acuerdo con la normativa vigente.*
- *Revisar y dar torque a la tornillería y conectores en general, cambio de los que se encuentren en mal estado*
- *Lubricar diferentes piezas de los elementos que así lo requieren y limpiar impurezas como oxido de los mismos.*
- *Medición de Resistencia de aislamiento a las bobinas del transformador. (con Megger de hasta 2500-5000Vdc.) al trasformador indicando el índice de polarización*
- *Termografía infrarroja del antes a cada uno de los elementos que conforman la subestación de energía.*
- *Mantenimiento general a celdas de transformadores.*
- *Revisión visual de las instalaciones físicas*
- *Lubricación de componentes*
- *Cambio de terminales que se encuentren sulfatadas donde sea necesario*
- *Cambio de cintas de alta y de colores de acuerdo con los niveles de tensión según norma RETIE y NTC 2050*
- *Pruebas de funcionamiento*
- *Registro fotográfico e informe de mantenimiento*

4. MARCO TEORICO

4.1 Objetivo de la NTC 2050

La Norma Técnica Colombiana NTC 2050 tiene como objetivo lo siguiente:

a) ***<u>Salvaguardia.</u>*** *El objetivo de este código es la salvaguardia de las personas y de los bienes contra los riesgos que pueden surgir por el uso de la electricidad.*

b) ***<u>Provisión y suficiencia.</u>*** *Este código contiene disposiciones que se consideran necesarias para la seguridad. El cumplimiento de estas y el mantenimiento adecuado darán lugar a una instalación prácticamente libre de riesgos, pero no necesariamente eficiente, conveniente o adecuada para el buen servicio o para ampliaciones futuras en el uso de la electricidad.*

4.2 Objetivo del RETIE

El Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, fija condiciones técnicas que garanticen la seguridad en los procesos de Generación, Transmisión, Transformación, Distribución y utilización de la energía eléctrica en todo el territorio Nacional. El reglamento es de obligatorio cumplimiento y está regulado por la norma NTC 2050 "Código Eléctrico Colombiano".

El objetivo fundamental del Reglamento es establecer medidas que garanticen la seguridad de las personas, de la vida animal y vegetal y la preservación del medio ambiente, minimizando o eliminando los riesgos de origen eléctricos, a partir del cumplimiento de los requisitos civiles, mecánicos y de fabricación de equipos.

El reglamento aplica para todas las instalaciones de corriente alterna o continua, públicas o privadas, con valor de tensión nominal mayor o igual a 25 V y menor o igual a 500 kV de corriente alterna (C.A.), con frecuencia de servicio nominal inferior a 1000 Hz y mayor o igual a 50V en corriente continua (C.C), *que se construyan a partir de su entrada en vigor. También aplica para todos los profesionales que ejercen la electrotecnia y para los productores o importadores de materiales eléctricos, ya sean de origen nacional o extranjero.*

4.2.1 Mantenimiento y operación de las instalaciones eléctricas de acuerdo con los artículos 3.1.1 y 3.2.1 del RETIE

TITULO 1 - ARTICULO 3.1.1 del RETIE. *Los requisitos del presente Reglamento aplican a las instalaciones eléctricas construidas con posterioridad a la entrada en vigor de este, así como a las ampliaciones y remodelaciones. En las construidas con posterioridad al 1° de mayo de 2005,* ***el propietario o tenedor de esta debe dar aplicación a las disposiciones contenidas en el RETIE vigente a la fecha de construcción y en las anteriores al 1° de mayo de 2005, garantizar que no representen alto riesgo para la salud o la vida de las personas y animales, o atenten contra el medio ambiente, o en caso contrario, hacer las correcciones para eliminar o mitigar el riesgo.***

CAP 1 - TITULO 2 - ARTICULO 3.2.1 del RETIE. *La construcción, ampliación o remodelación de toda instalación eléctrica objeto del RETIE,* ***debe ser dirigida, supervisada y ejecutada directamente por profesionales competentes, que según la ley les faculte*** *para ejecutar esa actividad y deben cumplir con todos los requisitos del presente reglamento Conforme a la legislación vigente,* ***la competencia para realizar bajo su responsabilidad directa actividades de construcción, modificación, reparación, operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas,*** *corresponderá a los siguientes profesionales, quienes responderán por los efectos resultantes de su participación en la instalación:*

A. Ingenieros electricistas, *electromecánicos, de distribución y redes eléctricas, de conformidad con las Leyes 51 de 1986, 842 de 2003, las demás que la adicionen, modifiquen o sustituyan. Ingenieros electrónicos, Ingenieros de Control y de otras ingenierías especializadas en actividades relacionadas con las instalaciones eléctricas, solo podrán ejecutar la parte o componente de la instalación eléctrica que le corresponda a su especialización y competencia técnica y legal.*

B. Tecnólogos en electricidad o en electromecánica, *de acuerdo con la Ley 842 de 2003 y en lo relacionado con su Consejo Profesional se regirá por la Ley 392 de 1997 de conformidad con lo establecido en la Sentencia C - 570 de 2004.*

C. Técnicos electricistas *conforme a las Leyes 19 de 1990 y 1264 de 2008, en el alcance que establezca su matrícula profesional para el ejercicio de la profesión a nivel medio.*

TÍTULO 6 del RETIE– OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS

El propietario o poseedor de cualquier instalación eléctrica de uso final, independiente de la fecha de construcción, debe mantenerla y conservarla en buen estado, de tal forma que no presente alto riesgo o peligro inminente para la salud o la vida de las personas, el medio ambiente *o la misma instalación y su entorno. En consecuencia, él será responsable de los efectos resultantes de una falta de mantenimiento o una inadecuada operación de dicha instalación.*

Toda instalación eléctrica que se realice debe contar con la selección adecuada de los productos o materiales eléctricos y su instalación debe estar en función de la ***seguridad, su utilización e influencia del entorno*** *por lo que se deben tener en cuenta ciertos criterios en el momento de su realización según la norma.*

La inspección de seguridad es una técnica analítica, que consiste en el análisis detallado de las condiciones de seguridad de las máquinas, instalaciones, herramientas, entre otros.; a fin de descubrir las situaciones de riesgo que se derivan de ellas (condiciones peligrosas o prácticas inseguras). Lo anterior se hace con el fin de adoptar las medidas adecuadas para su control, evitando accidentes, reduciendo los daños materiales o personales derivados del mismo.

TÍTULO 3 DEL RETIE – DISEÑO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS
Artículo 3.3.3 Criterios particulares de diseño

3.3.3.1 del Retie Requisitos para el uso de Dispositivos de Protección contra Sobretensiones – DPS como sistemas de protección

Toda subestación (transformador) y toda transición de línea aérea a cable aislado de media, alta o extra alta tensión, deben disponer de DPS. En los demás equipos de media, alta o extra alta tensión o en redes de baja tensión o de uso final, la necesidad de DPS dependerá del resultado de la evaluación técnica objetiva del nivel de riesgo por sobretensiones transitorias al que pueda ser sometido dicho equipo o instalación. Tal evaluación debe hacerla el responsable del diseño de la instalación, para lo cual debe tener en cuenta entre otros los siguientes factores:

- *El uso de la instalación.*
- *La coordinación de aislamiento.*
- *La densidad de rayos a tierra.*
- *Las condiciones topográficas de la zona, incluyendo la resistividad del terreno.*
- *Las personas que podrían someterse a una sobretensión.*
- *Los equipos por proteger.*

Los DPS que actúen como protección básica, deben instalarse en modo común (fase/tierra o neutro/tierra) y los que actúen como protección complementaria, pueden instalarse en modo diferencial (fase/fase o fase/neutro).

5. RESUMEN EJECUTIVO

Está contemplado dentro del mantenimiento general a subestaciones eléctrica, realizar ajustes, verificación, limpieza e inspección en los equipos e instalaciones. Se realizó ***en el mes de agosto del año 2024****, con previa suspensión del circuito de 11,400V y con permiso de apertura del personal técnico encargado* ***Hernán Cano*** *avisando con 48 horas de anticipación para* ***la empresa IDEA (Bodega 2 y 3 sede Funza-Bogotá)*** *con el fin de realizar el mantenimiento general de la subestación eléctrica y tableros de distribución de circuitos.*

Transformador, Seccionador, Celdas y ML de distribución

UBICACION	*EQUIPO*	*Cantidad*	*TENSION*
Subestación de Energía Idea Bodega 2	*Transformador de 45kVA*	*1*	*11,4 KV / 214 V – 124V*
Subestación de Energía Idea Bodega 2	*Tablero de medida exterior*	*1*	*214 V – 124V*
Subestación de Energía Idea Bodega 2	*Tablero exterior*	*2*	*214 V – 124V*
Subestación de Energía Idea Bodega 3	*Transformador de 225kVA*	*1*	*11,4 KV / 214 V – 124V*
Subestación de Energía Idea Bodega 3	*Celda Seccionador*	*1*	*11,4 KV*
Subestación de Energía Idea Bodega 3	*ML de distribución principal*	*1*	*214 V – 124V*
Subestación de Energía Idea Bodega 2	*Tablero de distribución principal*	*1*	*214 V – 124V*

6. DESARROLLO DEL MANTENIMIENTO

La subestación de energía de la Empresa Línea directa no está exenta de los riesgos eléctricos y por ello se hace necesario ***un programa de mantenimiento anual en los componentes que hacen parte de la subestación eléctrica y tableros de distribución de circuitos*** *ya que diariamente circulan personas, las cuales pueden estar expuestas a ciertos peligros de origen eléctrico.*

Esto con el fin de garantizar unas instalaciones eléctricas fiables y seguras, tanto para las personas como para el medio ambiente y los equipos eléctricos.

6.1 Dentro del mantenimiento se incluye.

- *Personal técnico calificado.*
- *Supervisión de la maniobra con ingenieros electricistas con matrícula profesional vigente.*
- *Equipos de medición y prueba*
- *Uso de equipo de protección personal*
- *Apriete de conexiones con equipos especializados*

Con respecto al mantenimiento de equipos eléctricos, se pueden realizar actividades que van desde la limpieza, hasta la realización de pruebas de medición del factor de potencia, aislamiento eléctrico, comportamiento de bajo sometimiento de carga, entre otras. A continuación, se describe los beneficios más comunes, y la frecuencia con que debe hacerse al realizar un buen mantenimiento de los equipos eléctricos

6.2 Beneficios.

Al diseñar y ejecutar un programa completo de mantenimiento se obtienen los siguientes beneficios:

- *Minimizar las reparaciones de emergencia maximizando la disponibilidad del equipo.*
- *Optimizar la mano de obra y repuestos utilizados y maximizar la vida útil del equipo.*
- *Disminuir las pérdidas de energía.*
- *Mantener un servicio de energía constante con mínimos costos y máximos niveles de seguridad.*

6.3 Frecuencia.

Los periodos de mantenimiento se estipulan generalmente en unidades como tiempo de operación continua, tiempo calendario o número de operaciones. Es necesario analizar las condiciones de funcionamiento y verificar que tan alejadas están de las especificadas por el fabricante, con el fin de ajustar de esta manera los tiempos de mantenimiento recomendados por este.

Con respecto al equipo eléctrico, la mayoría de los estudios de mantenimiento basados en la experiencia han llegado al consenso de que el periodo de tiempo para la realización de un programa completo de mantenimiento no debe ser mayor a un año, sin embargo, en las pruebas de análisis de tendencias se recomienda normalmente periodos de tiempo menores, con el fin de obtener la información necesaria para realizar los diagnósticos del estado de los equipos.

6.4 Marcación de circuitos.

Con el fin de evitar lecturas equivocadas se debe de tener una identificación clara de los diferentes circuitos de cada tablero, barraje y conductor de la subestación, para ello se debe de cumplir con el código de colores para conductores en corriente alterna según el RETIE en el ***titulo 5****,* ***en la tabla***

3.5.a *de este reglamento se muestra cómo deben de ir marcados según la tensión nominal en voltios y su sistema.*

Sistema c.a.	1Φ	1Φ	3ΦY	3ΦΔ	3ΦΔ-	3ΦY	3ΦY	3ΦΔ	3ΦΔ	3ΦY
Tensión nominal (voltios)	120	240/120	208/120	240	240/208/ 120	380/220	480/277	480 - 440	Más de 1000 V	Más de 1000 V
Conductor activo	1 fase 2 hilos	2 fases 3 hilos	3 fases 4 hilos	3 fases 3 hilos	3 fases 4 hilos	3 fases 4 hilos	3 fases 4 hilos	3 fases 3 hilos	3 fases	3 fases
Fase	Color fase o negro	Color fases o 1 Negro	Amarillo Azul Rojo	Negro Azul Rojo	Negro Naranja Azul	Café Negro Amarillo	Café Naranja Amarillo	Café Naranja Amarillo	Violeta Café Rojo	Amarillo Violeta Rojo
Neutro	Blanco	Blanco	Blanco	No aplica	Blanco	Blanco	Blanco o Gris	No aplica	No aplica	No Aplica
Tierra de protección	Desnudo o verde	Desnudo o verde	Desnudo o verde	Desnudo o verde	Desnudo o verde	Desnudo o verde	Desnudo o verde	Desnudo o verde	Desnudo o verde	No Aplica
Tierra aislada	Verde o Verde/ amarillo	Verde o Verde/ amarillo	Verde o Verde/ amarillo	No aplica	Verde o Verde/ amarillo	Verde o Verde/ amarillo	No aplica	No aplica	No aplica	No Aplica

Acogiendo al reglamento se procede a realizar las respectivas señalizaciones de los circuitos, como se evidencia se muestra de cómo se adecuaron los conductores y barras de la subestación con su respectiva cinta de color de acuerdo con la norma ver los registros fotográficos del después del mantenimiento.

6.5 Apriete de tornillería.

Para cumplir con los requisitos del RETIE en la cual dice que "se deben aplicar ciertas prescripciones" en el ítem o se debe "Verificar los torques de las uniones mecánicas, eléctricas y de anclaje", con esto presente se le da un torque a toda la tornillería de los diferentes circuitos de la subestación con el fin de evitar un mal funcionamiento por falta de buen contacto entre las partes eléctricas.

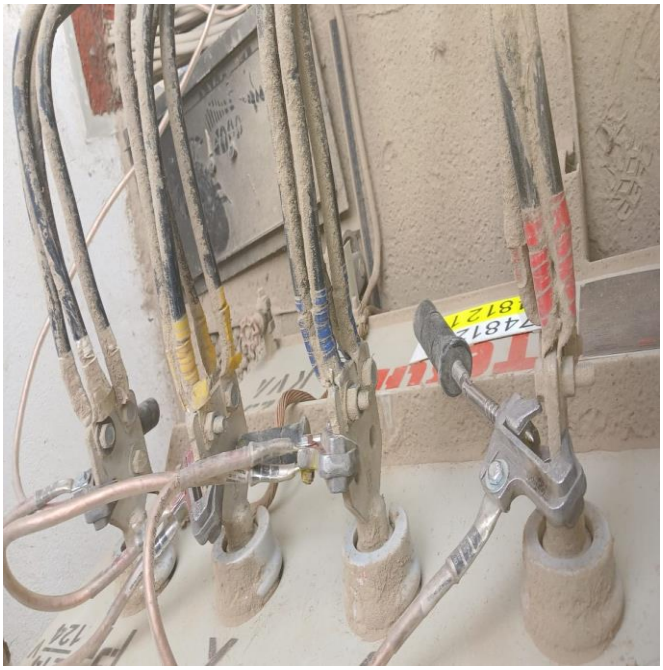
6.6 Aseo general de la subestación.

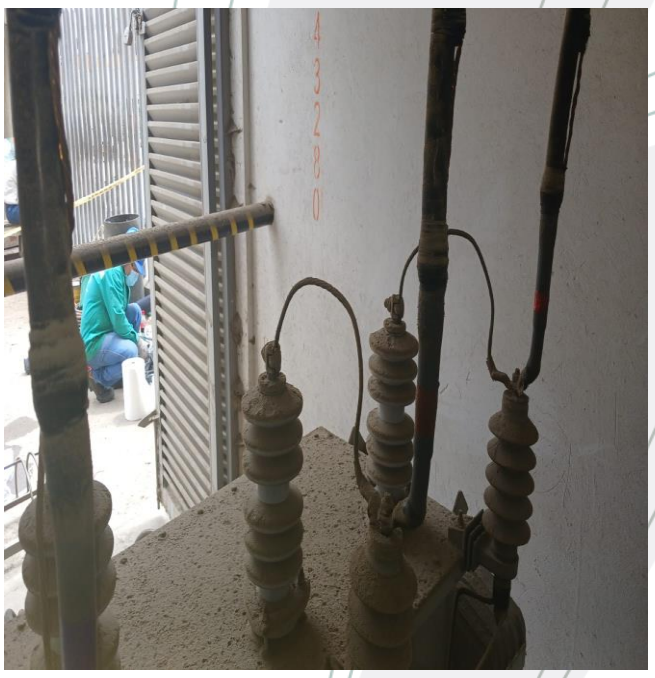
Cumpliendo con el Artículo 3.23.6. del RETIE se especifica las actividades a realizar, la limpieza de la subestación, se limpian puertas, rejillas, tableros, se barre y se trapea toda la subestación, también se hace limpieza de todos los elementos eléctricos y se aplica lubricante CRC 5-56 en sus partes móviles

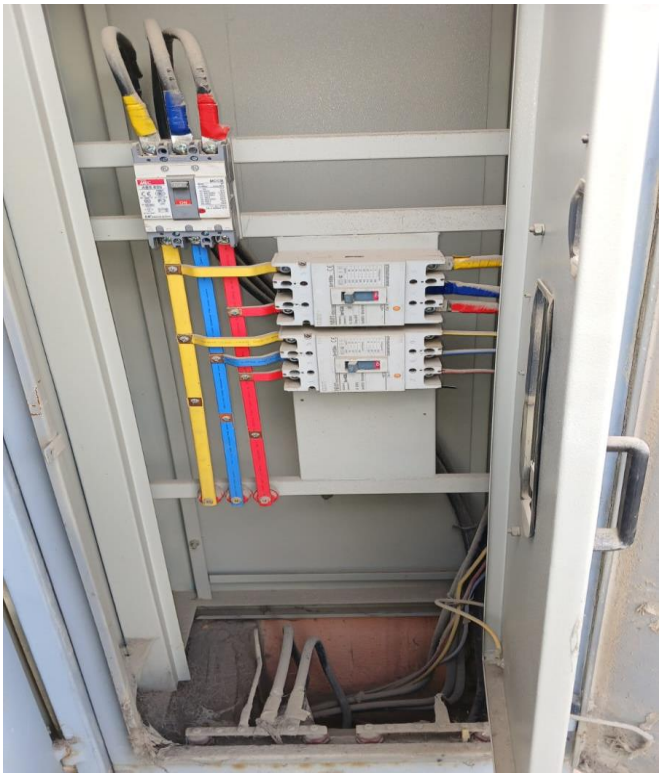
6.7 Señalización de riesgo eléctrico.

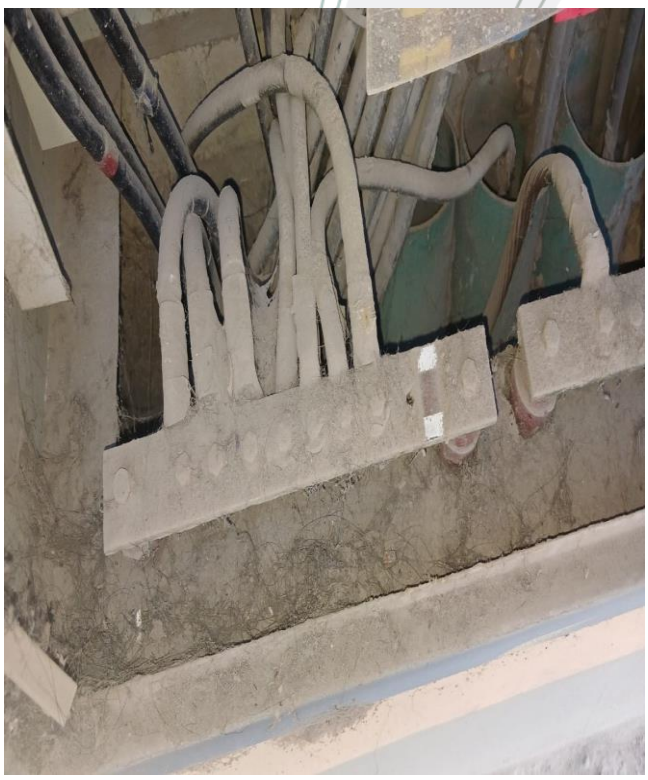
La simbología grafica es de obligatoria aplicación en una subestación eléctrica, esta se coloca con el fin de informar o advertir de la existencia de un riesgo o peligro eléctrico. Según el numeral 1.3.3.2 del Libro 1 del RETIE los tableros deben de tener un símbolo de riesgo eléctrico, teniendo en cuenta esto se coloca la simbología en los gabinetes

7. ***Registro fotográfico previo al mantenimiento preventivo a transformadores de las subestaciones de energia (Ubicada en bodegas 2 y 3 Funza-Bogota) de la empresa Idea***





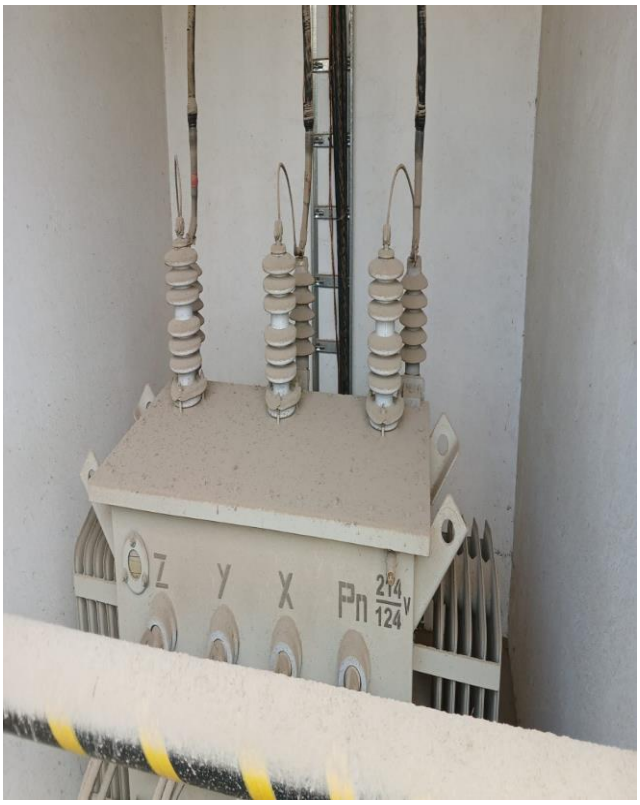


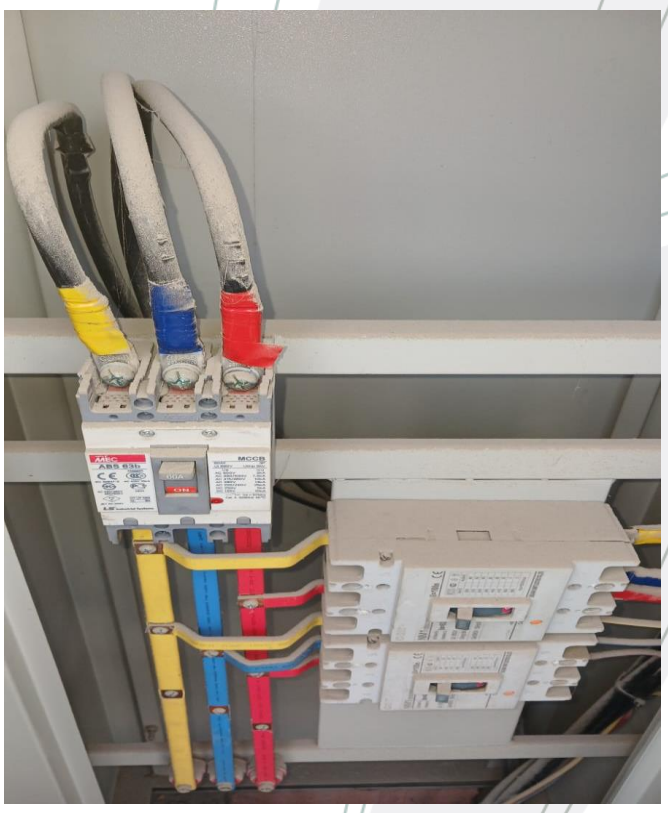


Calle 37 No. 84 B 06
Medellín - Colombia
(4)205 95 56 301 412 2573
www.dingelingenieria.com

Dingel Ingeniería
@SASDINGEL
@dingelsas

D'ingel S.A.S
Desarrollo en Ingeniería Eléctrica

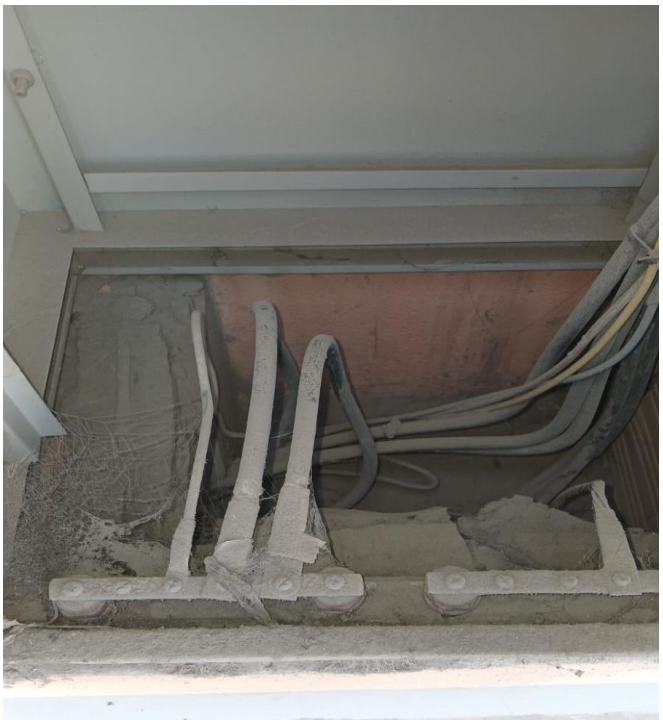


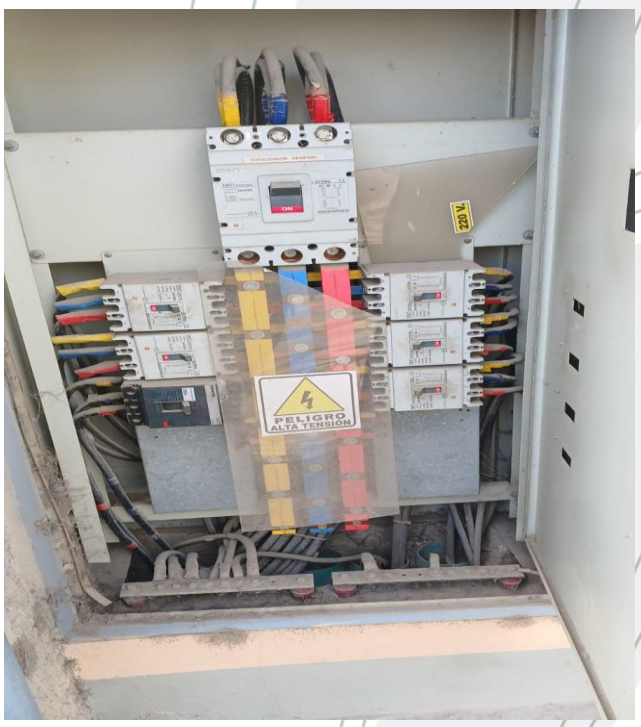


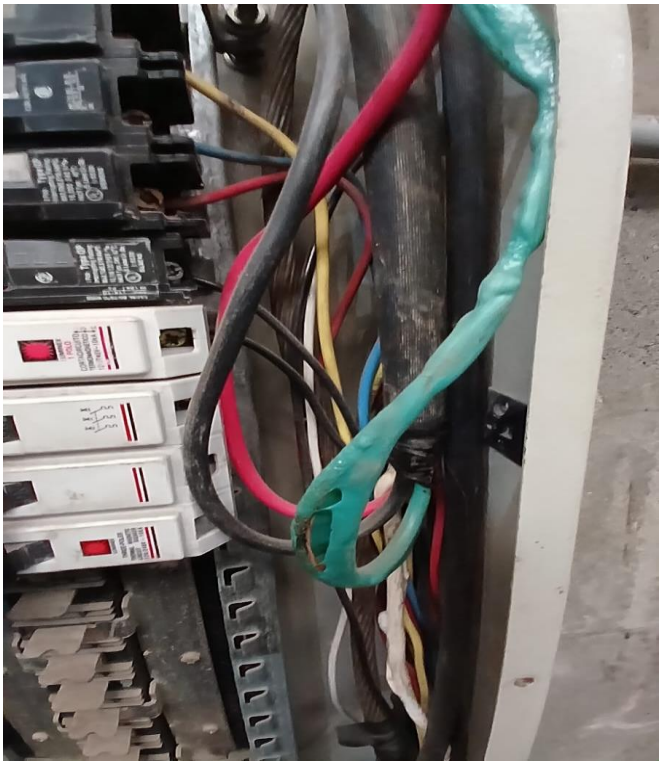
Calle 37 No. 84 B 06
Medellín - Colombia
(4)205 95 56 301 412 2573
www.dingelingenieria.com

Dingel Ingeniería
@SASDINGEL
@dingelsas

D'ingel S.A.S
Desarrollo en Ingeniería Eléctrica



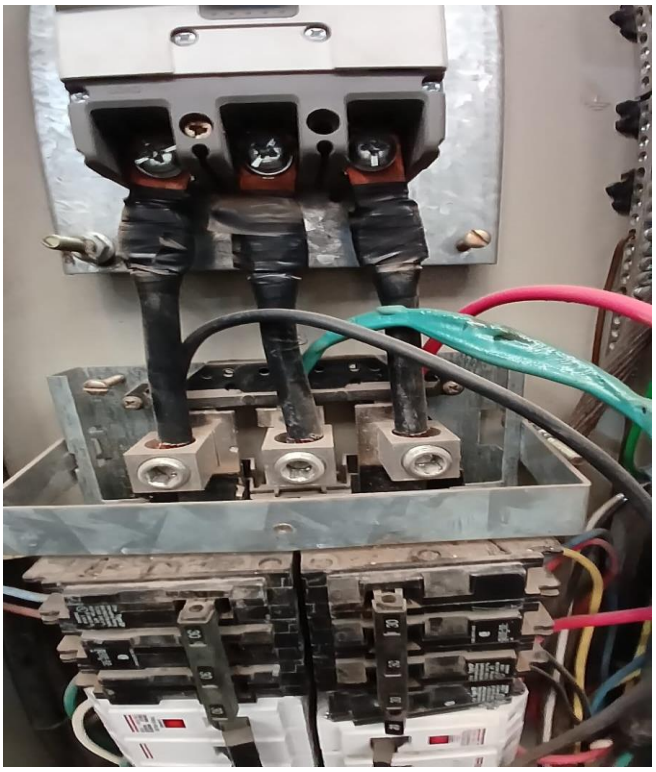


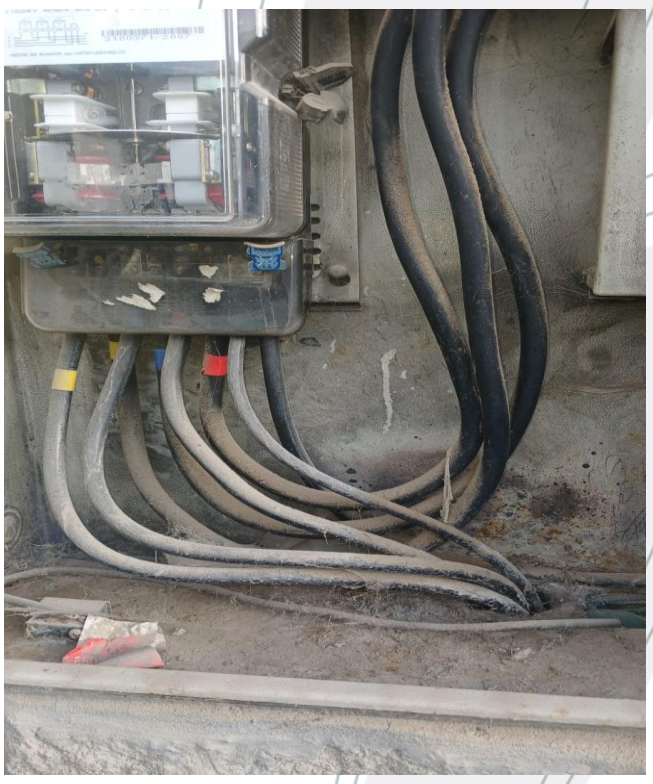


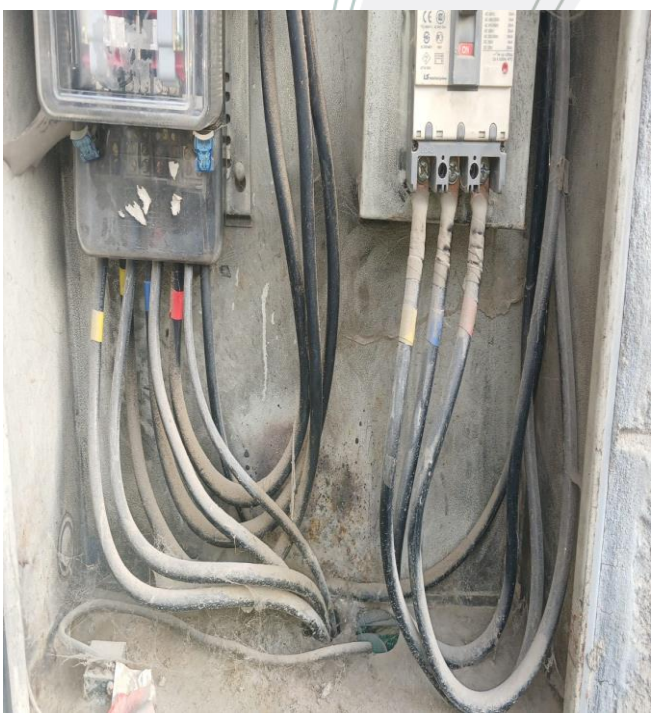
Calle 37 No. 84 B 06
Medellín - Colombia
(4)205 95 56 301 412 2573
www.dingelingenieria.com

Dingel Ingeniería
@SASDINGEL
@dingelsas

D'ingel S.A.S
Desarrollo en Ingeniería Eléctrica



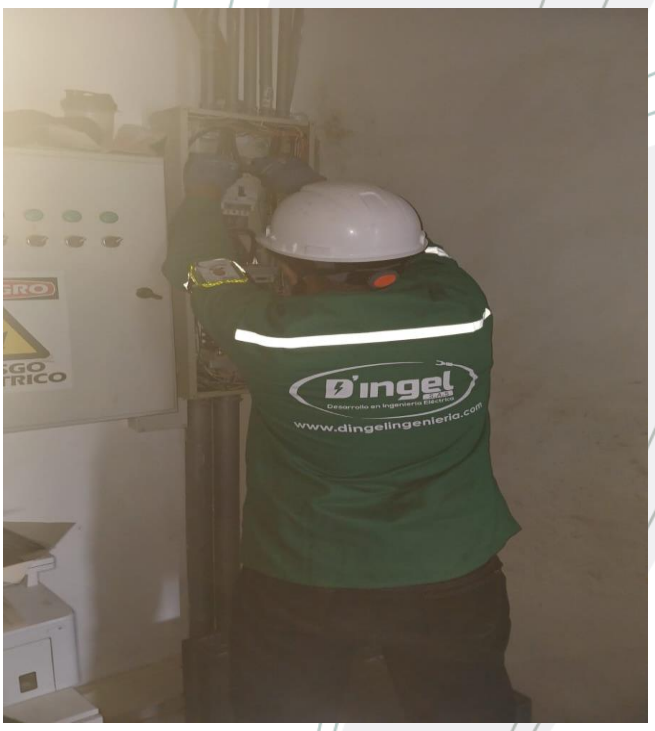




Calle 37 No. 84 B 06
Medellín - Colombia
(4)205 95 56 301 412 2573
www.dingelingenieria.com

Dingel Ingeniería
@SASDINGEL
@dingelsas

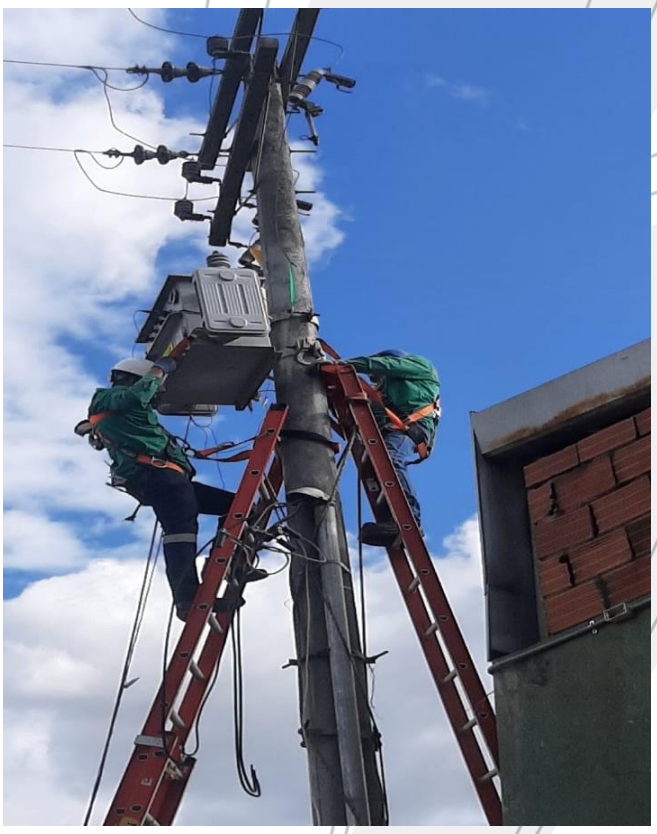
8. *Registro fotográfico durante el mantenimiento preventivo a transformadores de las subestaciones de energia (Ubicada en bodegas 2 y 3 Funza-Bogota) de la empresa Idea*



Calle 37 No. 84 B 06
Medellín - Colombia
(4)205 95 56 301 412 2573
www.dingelingenieria.com

Dingel Ingeniería
@SASDINGEL
@dingelsas

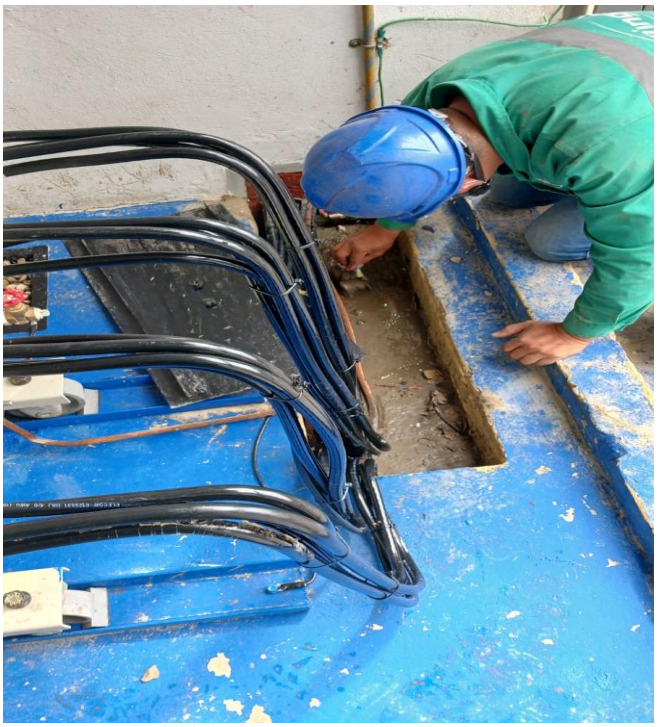
D'ingel S.A.S
Desarrollo en Ingeniería Eléctrica



Calle 37 No. 84 B 06
Medellín - Colombia
(4)205 95 56 301 412 2573
www.dingelingenieria.com

Dingel Ingeniería
@SASDINGEL
@dingelsas

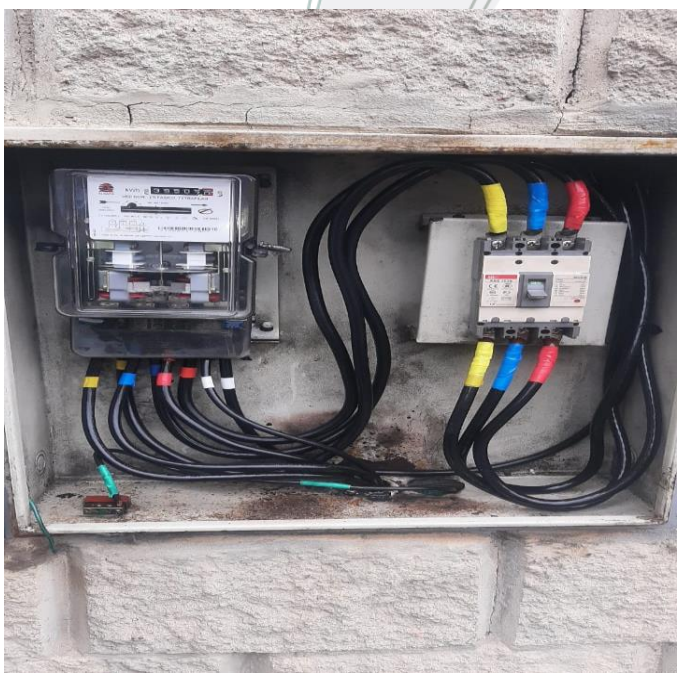
D'ingel S.A.S
Desarrollo en Ingeniería Eléctrica



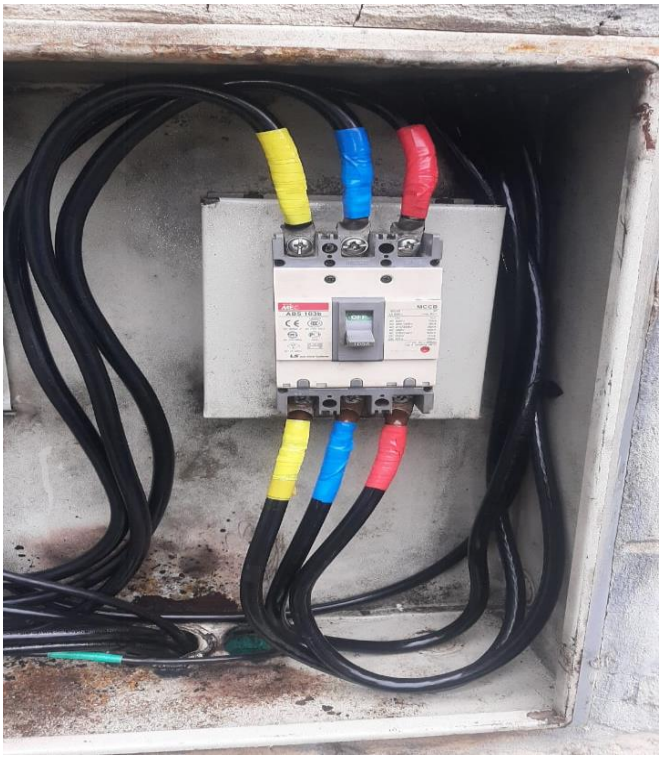
Calle 37 No. 84 B 06
Medellín - Colombia
(4)205 95 56 301 412 2573
www.dingelingenieria.com

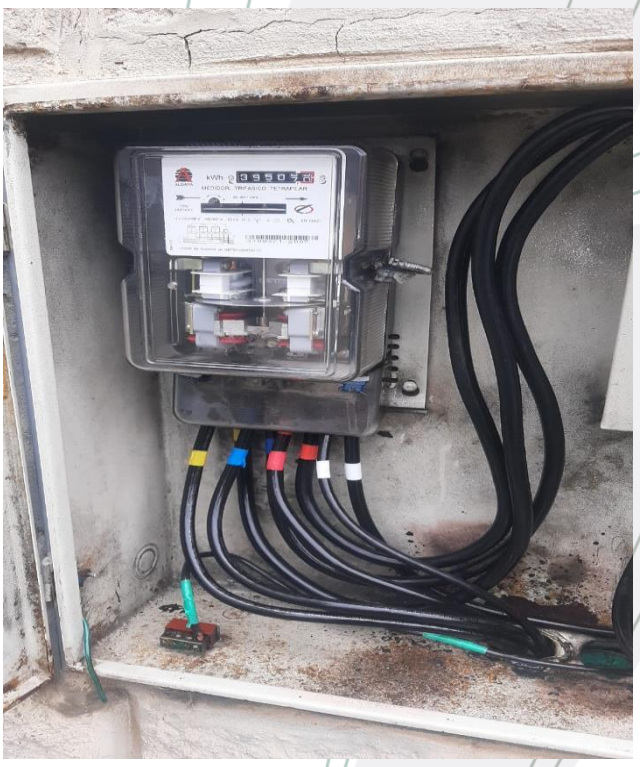
Dingel Ingeniería
@SASDINGEL
@dingelsas

9. ***Registro fotográfico despues del mantenimiento preventivo a transformadores de las subestaciones de energia (Ubicada en bodegas 2 y 3 Funza-Bogota) de la empresa Idea***



D'ingel S.A.S
Desarrollo en Ingeniería Eléctrica

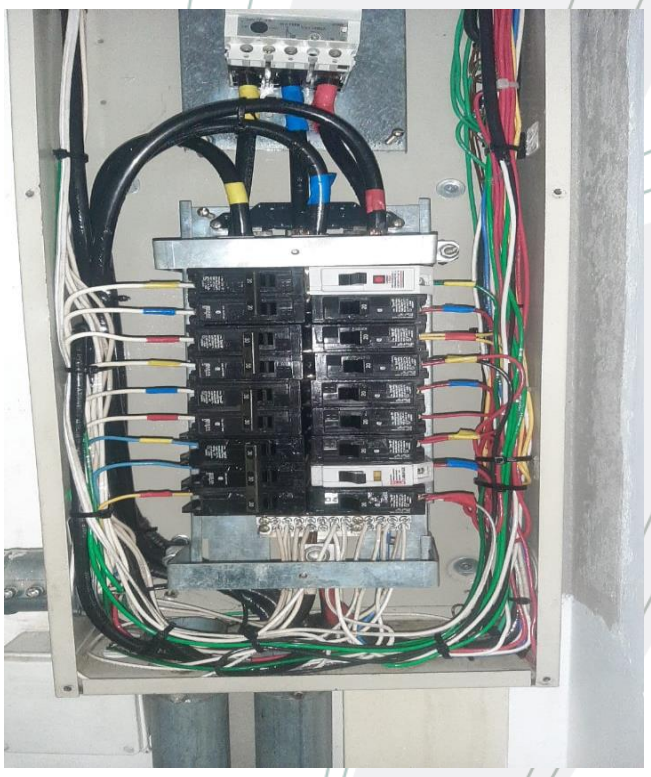




Calle 37 No. 84 B 06
Medellín - Colombia
(4)205 95 56 301 412 2573
www.dingelingenieria.com

Dingel Ingeniería
@SASDINGEL
@dingelsas

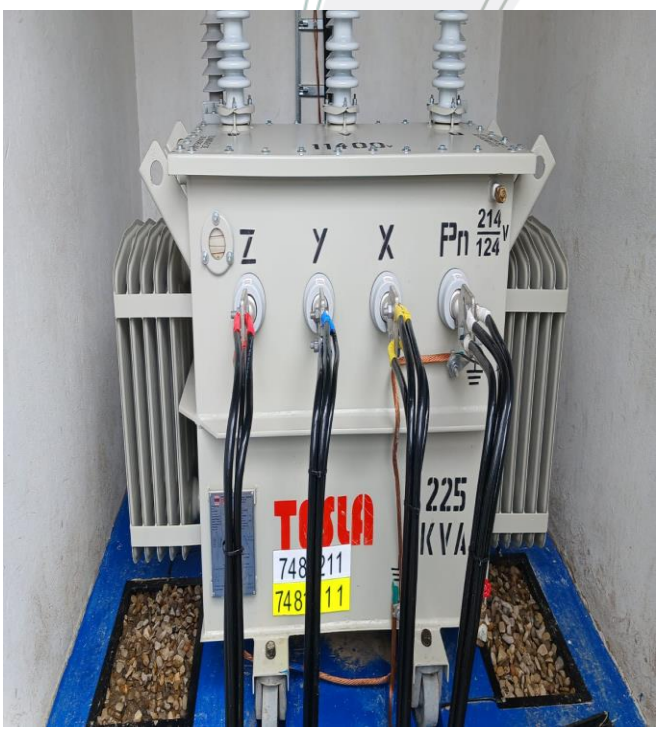
D'ingel S.A.S
Desarrollo en Ingeniería Eléctrica



Calle 37 No. 84 B 06
Medellín - Colombia
(4)205 95 56 301 412 2573
www.dingelingenieria.com

Dingel Ingeniería
@SASDINGEL
@dingelsas

D'ingel S.A.S
Desarrollo en Ingeniería Eléctrica



Calle 37 No. 84 B 06
Medellín - Colombia
(4)205 95 56 301 412 2573
www.dingelingenieria.com

Dingel Ingeniería
@SASDINGEL
@dingelsas

10. ACTIVIDADES REALIZADAS:

- *Planeación.*
- *Desplazamiento a sitio*
- *Análisis de riesgos y medidas preventivas*
- *Demarcación área de trabajo.*
- *Cambios de posición del conmutador para verificar voltajes de salida (voltaje alto en la posición actual)*
- ***Pruebas Pre-Energización:***

    - *Medición de la Resistencia de Aislamiento.*
    - *Medición Resistencia de Puesta a Tierra*
    - *Medición Equipotencialización del sistema de puesta a tierra para las celdas que conforman la subestación de energía*

10.1 PRUEBAS DE AISLAMIENTO.

El aislamiento eléctrico es la propiedad de un material de oponerse al paso de la corriente eléctrica, que depende de la composición fisicoquímica del material y de agentes externos como la temperatura. El aislamiento sufre procesos de degradación con el tiempo que son acelerados por condiciones como altas temperaturas, humedad, contaminación, presencia de elementos corrosivos, fricción y vibraciones. Es muy importante garantizar adecuados niveles de aislamiento eléctrico con el fin de garantizar la seguridad de las personas y de los equipos eléctricos.

Con estas pruebas, se busca verificar el cumplimiento con los límites estipulados por los estándares nacionales e internacionales, así como realizar un análisis comparativo del estado actual de los transformadores con respecto a los resultados obtenidos en pruebas anteriores.

10.2 Medición de Aislamiento.

El conjunto de instalaciones y equipos eléctricos respeta unas características de aislamiento para permitir su funcionamiento con toda seguridad. Ya sea a nivel de los cables de conexión, de los dispositivos de seccionamiento y de protección o a nivel de los motores y generadores, el aislamiento de los conductores eléctricos se lleva a cabo mediante materiales que presentan una fuerte resistencia eléctrica para limitar al máximo la circulación de corrientes fuera de los conductores.

La calidad de estos aislamientos se ve alterada al cabo de los años por las exigencias a las que se someten los equipos, esta alteración provoca una reducción de la resistividad eléctrica de los aislantes que a su vez da lugar a un aumento de las corrientes de fuga que pueden provocar incidentes cuya gravedad puede tener consecuencias serias tanto para la seguridad de personas y bienes como en los costes por paradas de producción en la industria. Aparte de las mediciones

tomadas durante la puesta en funcionamiento de elementos nuevos o renovados, el control periódico del aislamiento de las instalaciones y equipos eléctricos permite evitar dichos accidentes mediante el mantenimiento preventivo. Éste permite detectar el envejecimiento y la degradación prematura de las características de aislamiento antes de que alcancen un nivel suficiente para provocar los incidentes mencionados anteriormente.

Por su parte, la medición de la resistencia del aislamiento no es destructiva en las condiciones de prueba normales. Se lleva a cabo aplicando una tensión continua de magnitud inferior a la de la prueba dieléctrica y da un resultado expresado en kΩ, MΩ, GΩ. Esta resistencia expresa la calidad del aislamiento entre dos elementos conductores. Su naturaleza no destructiva (puesto que la energía es limitada) hace que esta prueba sea especialmente interesante para el seguimiento del envejecimiento de los aislantes durante el período de explotación de un equipo o de una instalación eléctrica. Esta medición se lleva a cabo mediante un comprobador de aislamiento llamado también ***Megóhmetro.***

10.2.1 Objetivo de pruebas de aislamiento.

- *Medir la resistencia del aislamiento de los bobinados que constituyen los transformadores* ***de las subestaciones de energía de la empresa Idea sede Funza-Bogotá***

- *Analizar los resultados obtenidos a partir de las mediciones citadas y emitir las recomendaciones que sean pertinentes con el fin de realizar un mantenimiento preventivo y correctivo.*

10.2.2 Procedimiento.

La medición de la resistencia se basa en la ley de Ohm. Al aplicar una tensión continua con un valor conocido e inferior al de la prueba dieléctrica y a continuación medir la corriente en circulación, es posible determinar fácilmente el valor de la resistencia. Por principio, la resistencia del aislamiento presenta un valor muy elevado, pero no infinito, por lo tanto, mediante la medición de la débil corriente en circulación el Megóhmetro indica el valor de la resistencia del aislamiento con un resultado en kΩ, MΩ, GΩ, TΩ.

Existe un cierto número de factores que afectan el valor de la resistencia del aislamiento, así pues, el valor de la corriente que circula cuando se aplica una tensión constante al circuito durante la prueba puede variar. Estos factores, por ejemplo, la temperatura o la humedad, pueden modificar considerablemente la medición. Analicemos primero partiendo de la hipótesis de que estos factores no influyan la medición, la naturaleza de las corrientes que circulan durante una medición del aislamiento

Con esta prueba se tratará de establecer el estado de los aislamientos del transformador en

cuanto a secado y posibles contaminaciones por elementos extraños tales como polvo o partículas polares libres en el aceite (en los casos de transformadores inmersos en este)

10.2.3 Factores de incidencia en las pruebas.

Factor	*Efecto*
Condición de la superficie	*Los polvos y las sales aumentan la corriente superficial, lo que lleva a corriente de aislamiento menor*
Humedad	*Deben evitarse mediciones bajo el punto de roció. Se pueden formar películas de agua entre las capas de aislamiento. Los aislamientos viejos son mucho más higroscópicos. (Aumenta la corriente de inducción).*
Temperatura	*La resistencia depende de la temperatura. La medida debe corregirse por temperatura hasta el valor a 40ºC.* $R_{40°C} = K_T \cdot R_{MEDIDA}$ $K_T = .0.5^{\frac{(40-T)}{10}}$
Tensión de prueba	*Teóricamente con aumentos graduales de tensión, la resistencia de aislamiento debe permanecer aproximadamente constante. Si la IR disminuye, puede ser indicio de imperfecciones, fracturas o impurezas en el aislamiento.*
Carga atrapada	*No descargar correctamente el equipo de medida, introduce errores. Se recomienda trabajar con: T descarga = 4Tcarga*

Una vez obtenidos los resultados de la prueba de resistencia de aislamiento, los estándares internacionales recomiendan realizar las interpretaciones del caso, de acuerdo con las siguientes pautas generales:

- *En lo posible el análisis debe realizarse de manera comparativa con los registros históricos, para poder calcular tendencias o revisar la evolución del aislamiento.*
- *La comparación mencionada, sólo tiene validez si las condiciones de temperatura, humedad, tiempo de exposición y tensión del ensayo son similares.*
- *Un decrecimiento de la resistencia de aislamiento puede indicar contaminación superficial del aislamiento, absorción de humedad o en el peor de los casos fisuras y daños severos del aislamiento.*
- *Es difícil usar la medida de la resistencia de aislamiento como predictor aislado del estado de un aislamiento; debe combinarse con otras pruebas como: Índice de Polarización (IP), Índice de Absorción (DA) Factor de Potencia (FP ó Tan) y Descargas Parciales (PD). Lo anterior se debe a que las pruebas de alta tensión usando corriente directa.*

- *La resistencia de aislamiento no puede relacionarse directamente con la rigidez dieléctrica del aislamiento.*
- *Los fabricantes de transformadores manejan un criterio de Aceptación para los valores de la IR (RESISTENCIA DE AISLAMIENTO), con el fin de determinar los valores de referencia basada en la siguiente ecuación:*

$$IR \equiv \frac{C.E}{\sqrt{KVA}}(M\Omega)$$

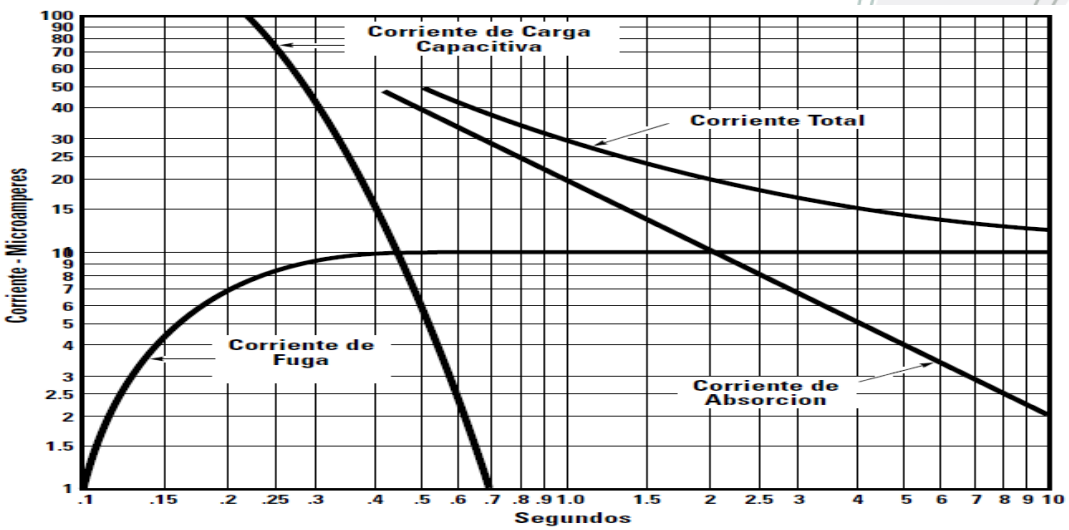
- *Donde C toma un valor de 1.6 para transformadores en aceite a 20°C y E, KVA corresponden a la tensión nominal del devanado bajo prueba y la potencia aparente del transformador.*

10.2.4 Ejecución de pruebas.

A continuación, se describen los pasos a seguir para la ejecución de la prueba, así:

Una vez preparado el transformador se procederá a conectar los terminales del equipo de prueba a este, entre el devanado de AT y el de BT, mientras el tanque permanece aterrizado.

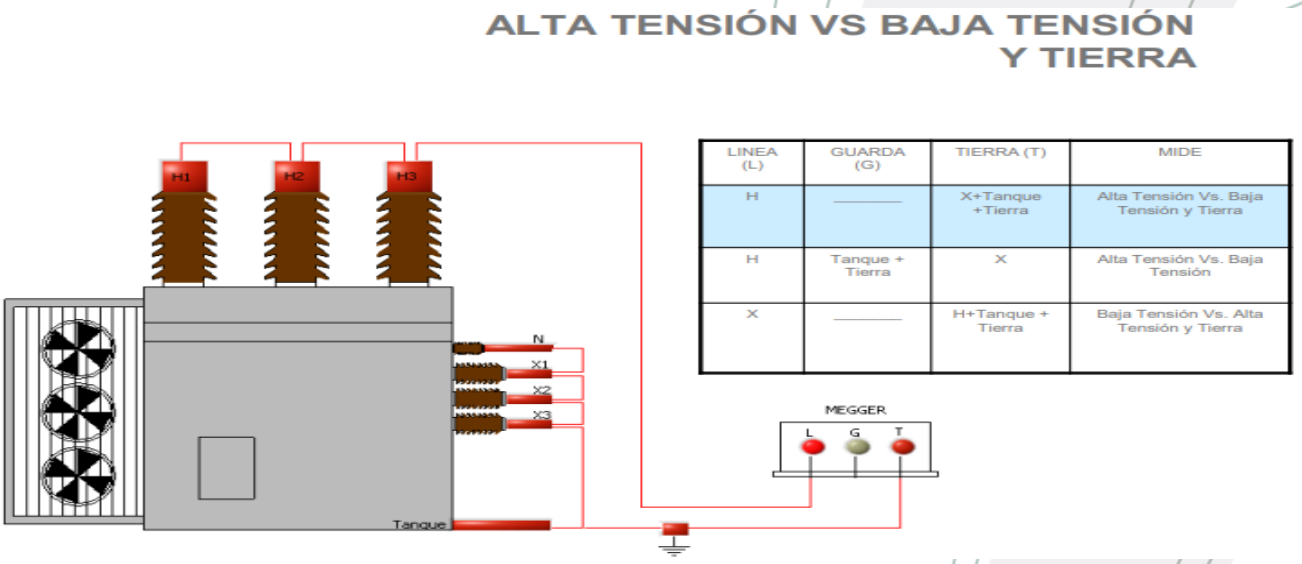
De acuerdo con las instrucciones de manejo del equipo, se procederá a aplicar el mismo nivel de tensión declarado por el fabricante en el protocolo de pruebas, dejando estabilizar la aguja hasta que haya transcurrido un minuto, tiempo después del cual se tomará la lectura que indique el Megger.



Curvas que muestran las componentes de la corriente medida durante una prueba de aislamiento con CD

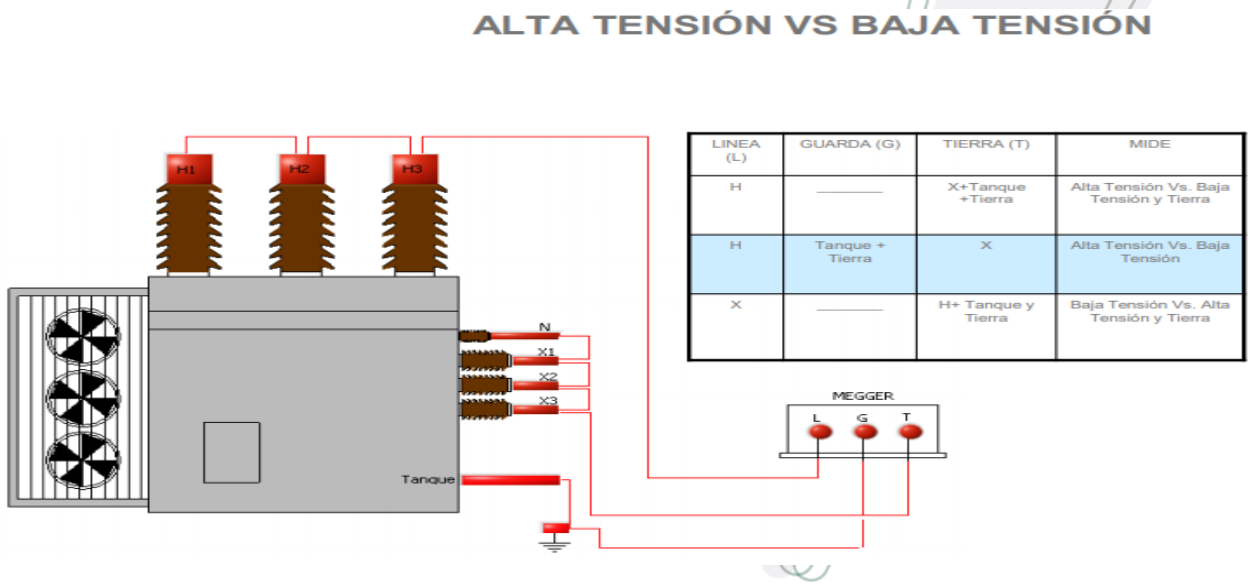
10.2.5 Diagrama de conexión.

El equipo de medida (megger) expone 3 tipos de conexión para el respectivo diagnóstico del transformador como se muestra en las siguientes figuras 2, 3, y 4.



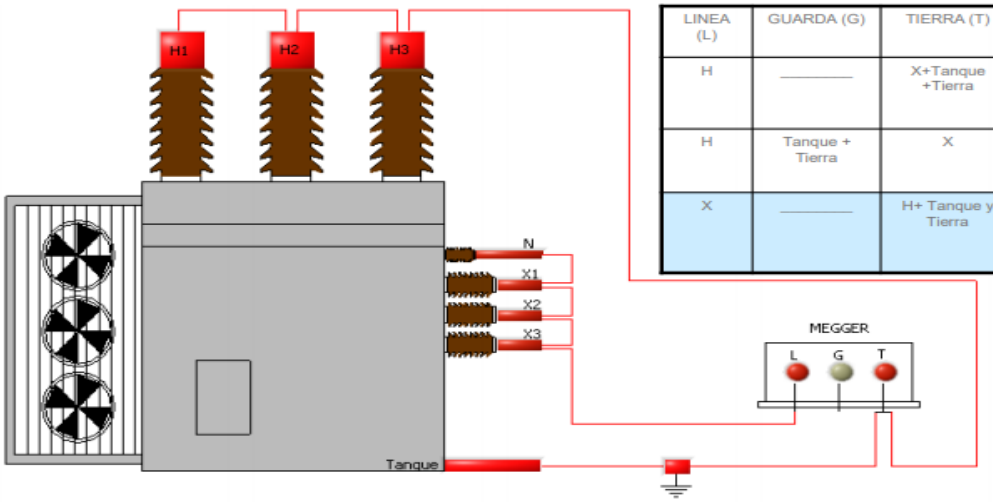
LINEA (L)	GUARDA (G)	TIERRA (T)	MIDE
H	_____	X+Tanque +Tierra	Alta Tensión Vs. Baja Tensión y Tierra
H	Tanque + Tierra	X	Alta Tensión Vs. Baja Tensión
X	_____	H+Tanque + Tierra	Baja Tensión Vs. Alta Tensión y Tierra

Diagramas de conexión del Megger # 1 en los devanados del transformador.



LINEA (L)	GUARDA (G)	TIERRA (T)	MIDE
H	_____	X+Tanque +Tierra	Alta Tensión Vs. Baja Tensión y Tierra
H	Tanque + Tierra	X	Alta Tensión Vs. Baja Tensión
X	_____	H+ Tanque y Tierra	Baja Tensión Vs. Alta Tensión y Tierra

Diagramas de conexión del Megger # 2 en los devanados del transformador.



LINEA (L)	GUARDA (G)	TIERRA (T)	MIDE
H	_____	X+Tanque +Tierra	Alta Tensión Vs. Baja Tensión y Tierra
H	Tanque + Tierra	X	Alta Tensión Vs. Baja Tensión
X	_____	H+ Tanque y Tierra	Baja Tensión Vs. Alta Tensión y Tierra

Diagramas de conexión del Megger # 3 en los devanados del transformador.

10.2.6 Índice de Polaridad e Índice de Absorción

Se define el índice de polarización (IP) *como la relación entre la resistencia de aislamiento medida a 10 minutos sobre 1minuto después de aplicada una tensión continua de prueba. Durante esos 10 minutos el nivel de tensión deberá ser estable.*

El valor de la resistencia a tierra deberá crecer con el transcurso del tiempo.

$$IP = \frac{\text{Resistencia de aislamiento a tierra al minuto 10}}{\text{Resistencia de aislamiento a tierra al minuto 1}}$$

El índice de polarización es un valor que nos informa sobre el estado de humedad y limpieza de la máquina, basado en la suposición de que, transcurrido un cierto tiempo desde el comienzo del ensayo, la corriente de absorción se habrá anulado.

Un valor bajo del índice de polarización nos indicará que existe una corriente alta de conducción o de fugas, originada por suciedad y humedad.

En sistemas aislantes modernos, la corriente de absorción puede hacerse próxima a cero en dos o tres minutos desde el comienzo del ensayo. Así, se utiliza en estos casos una variante del índice de

polarización que calcula la relación entre las resistencias de aislamiento a 30 segundos y 1 minuto, con su variante de 3 min/1 min, después de iniciado el ensayo. Este valor es denominado Índice de Absorción (IA).

***El Índice de Absorción (IA), DAR** Dielectric Absorción Rate, por sus siglas en inglés, refleja el grado de contaminación interna de los bobinados. La relación más común es de 60 segundos con respecto a 30 segundos.*

$$DAR = \frac{\text{Resistencia de aislamiento a tierra al minuto 1}}{\text{Resistencia de aislamiento a tierra al segundo 30}}$$

Los valores del índice de polarización están muy poco afectados por la temperatura, salvo en condiciones en que la prueba se haya realizado a elevada temperatura (por encima 40°C) no necesitan corrección. En este sentido, debemos considerar que no se produce un cambio de temperatura importante durante el tiempo en que dura el ensayo.
El índice de polarización de un aislamiento es un valor adimensional que nos va a permitir hacer comparaciones sobre el estado del aislamiento de máquinas de distintas características (tamaño, potencias, tensiones).

10.2.7 Valores mínimos recomendados de Índice de Polarización e Índice de Absorción

Índice de Polarización

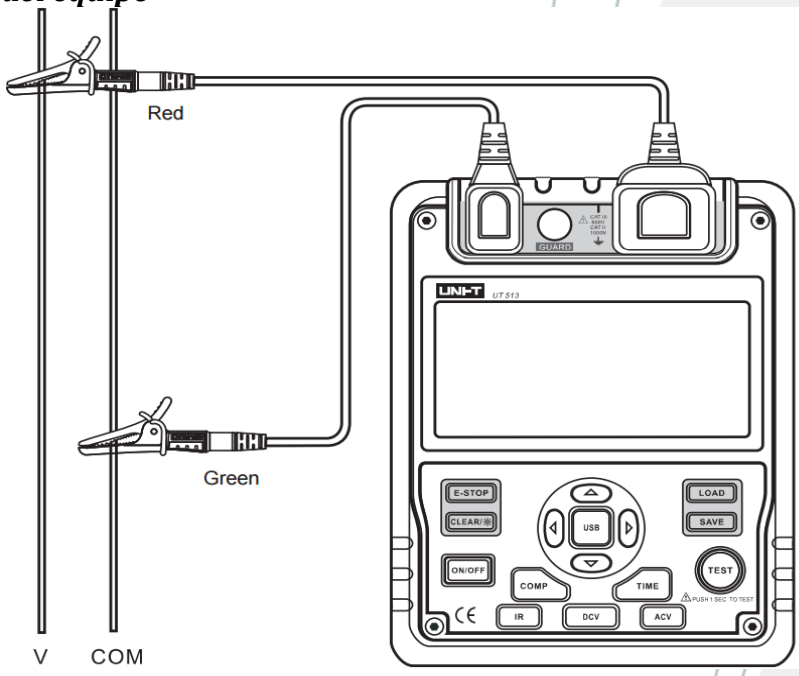
IP: <1	Peligro
IP: >1 , <1.5	Regular
IP: >1.5 , <2.0	Precaución
IP: >2 , <4	Bueno

Índice de Absorción

DA: <1.1	Peligro
DA: >1.1 , <1.25	Regular
DA: >1.25 , <1.4	Precaución
DA: >1.4 , <1.6	Bueno

En caso de máquinas muy antiguas (más de 20 años), un elevado valor del índice de polarización, por ejemplo, del orden de 5 o superior, puede ser síntoma de un aislamiento reseco y quebradizo.

10.2.8 Características del equipo



*El medidor de aislamiento **Rf UT513** es un instrumento de mano diseñado principalmente para la medición de resistencia y resistencia de aislamiento.*

Este equipo cumple la normativa IEC61010 sobre los requisitos de seguridad en la medición: Grado de polución 2, categoría de sobrecarga (CAT. III 600V) y doble aislamiento. CAT II: Nivel local, aparato, EQUIPO PORTATIL, con tensiones transitorias de sobretensión inferiores a CAT. III

10.2.9 Medidor de aislamiento uni-t rf ut513

Las imágenes que aparecen a continuación muestran la estructura frontal del medidor, así como su descripción técnica, complementado con sus componentes físicos, que hacen de este equipo la mejor opción en meggeo de aislamiento.

FUNCIONES BASICAS	UNIDAD DE MEDIDA	PRECISION
Rangos de medida	0.1m& omega; ~100g& omega;	(3% +5)
Baja resistencia	1000w	(1% +3)
Pruebas de tensión	100v/250v/500v/1000v 1000v/1500v/2500v/5000v	0~20%
Voltaje de cc	1000v	(1% +3)
Voltaje de ca	750v	(1.5% +3)
Funciones especiales		
Corriente de corto circuito		< 2ma
Registro de datos		18
Modo de suspensión		✓
El índice de la polarización(pi)		✓
La absorción de dieléctrico(de dar)		✓
Contador de tiempo	dentro de 30 minutos	✓
Comparador		✓
Indicador de batería		✓
Retroiluminación de la pantalla		✓
Multirango para tensiones alternativas		✓
Usb		✓
Max. De la pantalla analógica de gráfico de barras	9999	✓

Output Voltage	500V	1000V	2500V	5000V
Display Range	0.5MΩ~20GΩ	2MΩ~40GΩ	5MΩ~100GΩ	10MΩ~1000GΩ
Open Circuit Voltage	DC 500V 0%~+ 20%	DC1000V 0%~+ 20%	DC 2500V 0%~+ 20%	DC5000V 0%~+ 20%
Test Current	1mA~1.2mA @ 500kΩ	1mA~1.2mA @ 1MΩ	1mA~1.2mA @ 2.5MΩ	1mA~1.2mA @ 5MΩ
Accuracy	0.50MΩ ~99.9MΩ: ±(3%+5) 100MΩ ~9.99GΩ: ±(5%+5) 10.0GΩ ~20.0GΩ: ±(10%+5)	2.0MΩ ~99.9MΩ: ±(3%+5) 100MΩ ~9.99GΩ: ±(5%+5) 10.0GΩ ~40.0GΩ: ±(10%+5)	5.0MΩ ~99.9MΩ: ±(3%+5) 100MΩ ~9.99GΩ: ±(5%+5) 10.0GΩ ~100GΩ: ±(10%+5)	10.0MΩ ~29.9MΩ: (For reference only) 30.0MΩ ~99.9MΩ: ±(3%+5) 100MΩ ~9.99GΩ: ±(5%+5) 10.0GΩ ~99.9GΩ: ±(10%+5) Above 100GΩ: [±(20%+5) Humidity:Below 50%]
Short Circuit	Less than 2.0mA			

Calle 37 No. 84 B 06
Medellín - Colombia
(4)205 95 56 301 412 2573
www.dingelingenieria.com
Dingel Ingeniería
@SASDINGEL
@dingelsas

10.3 RESULTADOS DE AISLAMIENTO DEL TRANSFORMADOR DE 225KVA INTERVENIDO DE LA SUBESTACIÓN DE ENERGIA DE LA EMPRESA IDEA SEDE FUNZA-BOGOTA

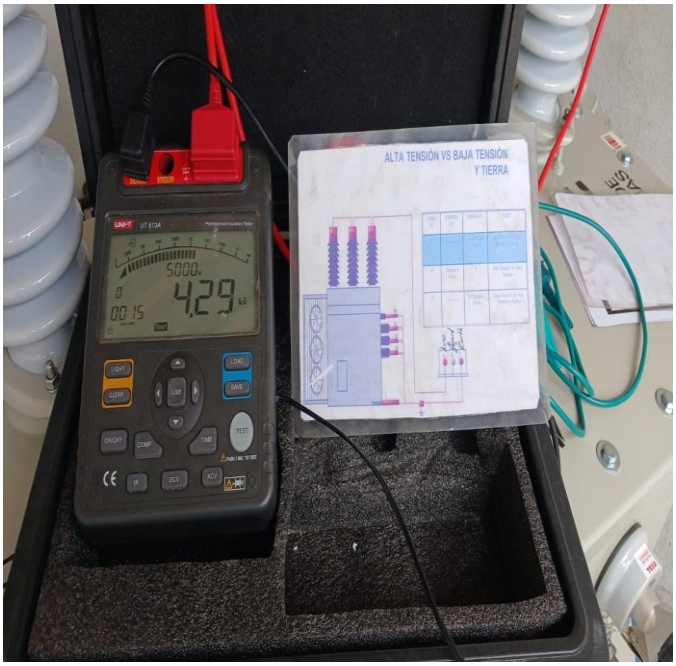
Transformador de 225KVA de 214V/124V con serie 7181211								
Toma de medidas en diferentes tiempos				***Formulas***		***valor final***	***valor final***	***Observaciones***
Líneas/Fases	***15-segundos***	***30-segundos***	***1-minuto***	***medida IP***	***medida DAR***	***Valor IP***	***Valor DAR***	*El aislamiento se encuentra en BUEN ESTADO para este tipo de máquina, como nos Indica su valor, De acuerdo Con las medidas Realizadas en un rango de 3 tiempos diferente.* ***Su índice polarización es BUENO.*** *Los transformadores están diseñados para un periodo operativo de 25 a 30 años en buenas condiciones de trabajo y mantenimientos.*
AltaT-V/S BajaT y tierra	*4,29 GΩ*	*7,29GΩ*	*7,21 GΩ*	*7,29 GΩ / 4,29 GΩ*	*7,21 GΩ / 7,29 GΩ*	*>1,69*	*>0,98*	
AltaT-V/S Baja T	*140 GΩ*	*215 GΩ*	*375 GΩ*	*215 GΩ / 140 GΩ*	*3,75 GΩ / 2,15 GΩ*	*>1,53*	*>1,74*	
BajaT-V/S Alta T y Tierra	*27 GΩ*	*37,9 GΩ*	*46 GΩ*	*37,9 GΩ / 27 GΩ*	*46 GΩ / 37,9 GΩ*	*> 1,40*	*>1,21*	

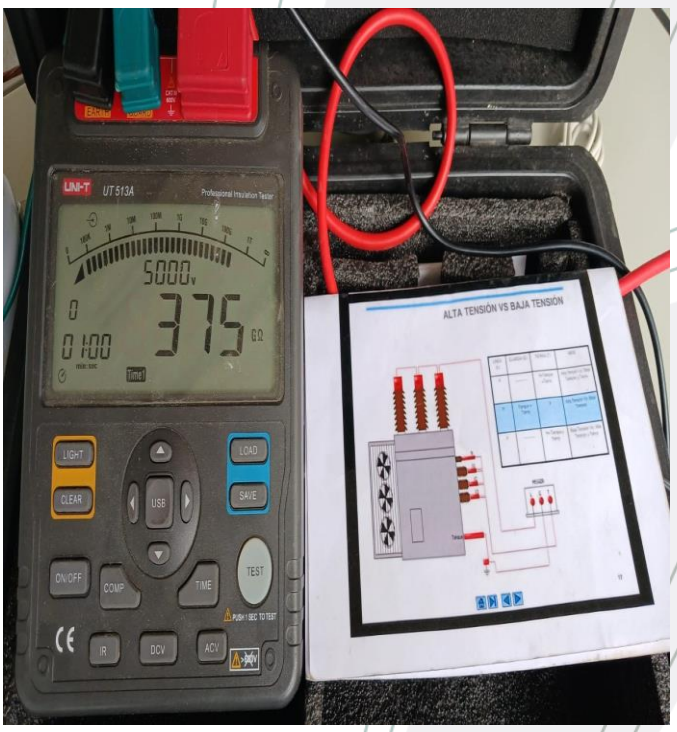
10.3.1 Interpretación de resultados

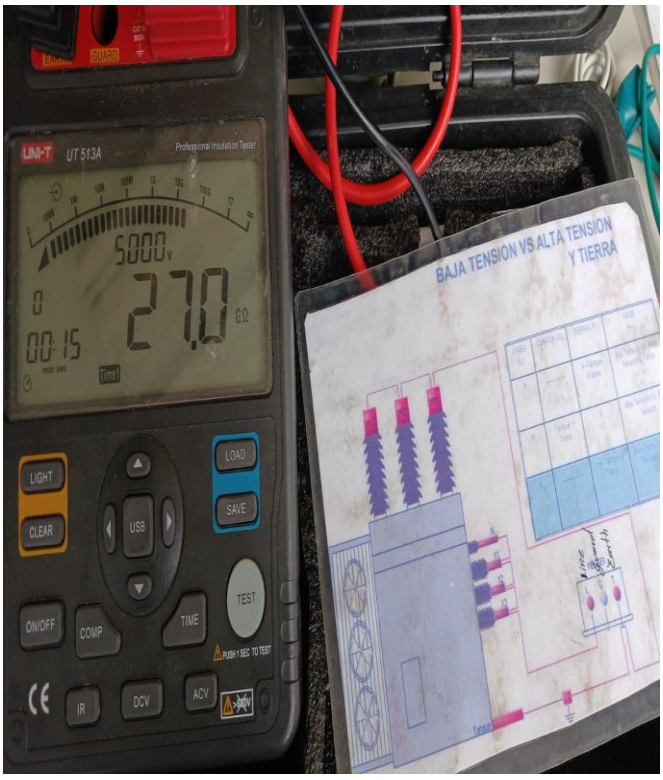
- *Según los parámetros de polaridad de los transformadores intervenidos se encuentra en condiciones de aislamiento buenas para estos tipos de maquinas*

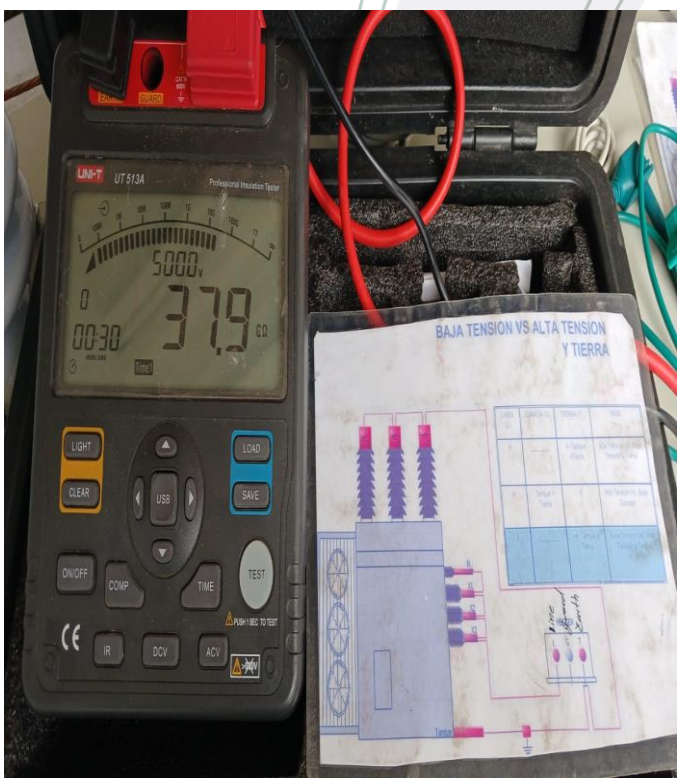
Nivel de tensión	*Alta Vs. Baja*	*Alta Vs. Tierra*	*Baja Vs. Tierra*
34,5 kV	*No menor a 20.000MΩ*	*No menor a 20.000MΩ*	*No menor a 1.000MΩ*
15 kV	*No menor a 10.000MΩ*	*No menor a 10.000MΩ*	*No menor a 1.000MΩ*
1,2 kV	*No menor a 1.000MΩ*	*No menor a 1.000MΩ*	*No menor a 1.000MΩ*

10.3.2 Registro fotográfico de las medidas de aislamiento del transformador de 225KVA de la subestación de la empresa IDEA sede funza-bogota



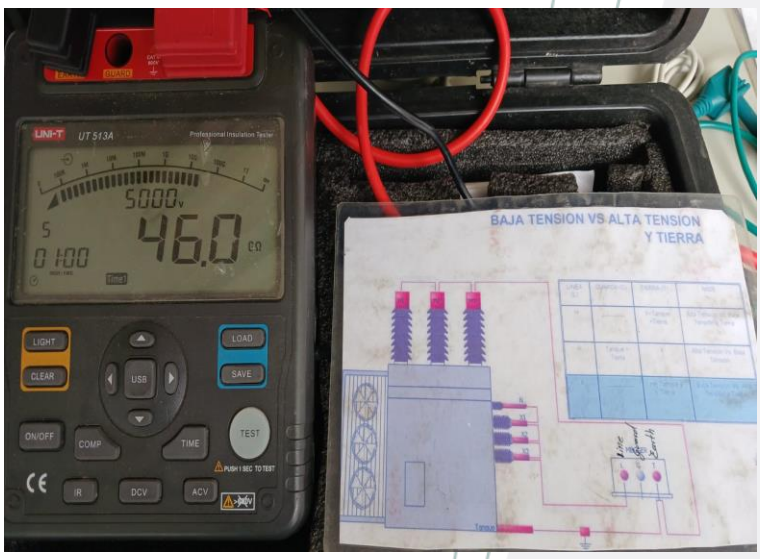






Calle 37 No. 84 B 06
Medellín - Colombia
(4)205 95 56 301 412 2573
www.dingelingenieria.com

Dingel Ingeniería
@SASDINGEL
@dingelsas



10.3.3 RESULTADOS DE AISLAMIENTO DEL TRANSFORMADOR DE 45KVA INTERVENIDO DE LA SUBESTACIÓN DE ENERGIA DE LA EMPRESA IDEA SEDE FUNZA-BOGOTA

Transformador de 45KVA de 214V/124V con serie 302318								
Toma de medidas en diferentes tiempos				***Formulas***		***valor final***	***valor final***	***Observaciones***
Líneas/Fases	***15-segundos***	***30-segundos***	***1-minuto***	***medida IP***	***medida DAR***	***Valor IP***	***Valor DAR***	*El aislamiento se encuentra en BUEN ESTADO para este tipo de máquina, como nos Indica su valor, De acuerdo Con las medidas Realizadas en un rango de 3 tiempos diferente.* ***Su índice polarización es BUENO.*** *Los transformadores están diseñados para un periodo operativo de 25 a 30 años en buenas condiciones de trabajo y mantenimientos.*
AltaT-V/S BajaT y tierra	*546 MΩ*	*501 MΩ*	*547 MΩ*	*501 MΩ / 546 MΩ*	*547 MΩ / 501 MΩ*	*> 0,91*	*> 1,09*	
AltaT-V/S Baja T	*1 TΩ*	*1 TΩ*	*1 TΩ*	*1 TΩ / 1 TΩ*	*1 TΩ / 1 TΩ*	*> 1 TΩ*	*> 1 TΩ*	
BajaT-V/S Alta T y Tierra	*5 MΩ*	*5 MΩ*	*5 MΩ*	*5 MΩ / 5 MΩ*	*5 MΩ / 5 MΩ*	*> 1*	*> 1*	

10.3.4 Registro fotográfico de las medidas de aislamiento del transformador de 45KVA de la subestación de la empresa IDEA sede funza-bogota

10.4 Conclusiones y recomendaciones de la prueba de aislamiento del transformador.

- *Un alto valor de la resistencia de aislamiento medida sobre los transformadores no implica las mejores condiciones de su aislamiento, ya que en esencia se está evaluando el conjunto mas no los elementos que lo componen de manera individual, es decir, cuando se realiza la medida de la resistencia de aislamiento, se están evaluando al mismo tiempo los bujes de entrada, los aislamientos internos de las bobinas del transformador.*

- *Si bien las medidas de la resistencia de aislamiento definen aspectos generales de la condición de los transformadores en lo relacionado con su aislamiento, nos brindan información sobre el grado de deterioro de sus aislamientos y de los posibles defectos al interior de este representados en envejecimiento de los aislamientos. También a través de estas medidas se conoce la posibilidad de movimiento de las espiras al interior de los transformadores con las consecuencias que conlleva una falla entre las mismas. Una herramienta complementaria para el análisis del estado de los aislamientos de los transformadores lo constituye la medida de los Índices de Absorción y Polarización, que relacionan los valores de la resistencia de aislamiento en diferentes intervalos de tiempo.*

- *Con respecto a los transformadores, la mayoría de los estudios de mantenimiento basados en la experiencia han llegado al consenso de que el periodo de tiempo para la realización de un programa completo de mantenimiento no debe ser mayor a un año, sin embargo, en las pruebas de análisis de tendencias se recomienda normalmente periodos de tiempo menores, con el fin de obtener la información necesaria para realizar los diagnósticos del estado de los transformadores*

- ***Relación de Transformación.***
- ***Resistencia óhmica de los devanados***
- ***Resistencia de aislamiento (megger) aplicando como mínimo 1KV y verificar que los valores obtenidos no sean inferiores a los dados en la tabla número 6 de este informe.***
- ***Limpieza general, torque y análisis térmico para identificar patrones anormales de temperatura en sus conexiones y bobinados.***

11. PRUEBAS DE PUESTA A TIERRA SUBESTACIÓN DE ENERGIA

El objetivo de la visita técnica sobre el mantenimiento preventivo a las instalaciones eléctricas ***de la subestación de energía de la empresa Idea sede Funza Bogotá*** *es validar el correcto funcionamiento del sistema de puesta a tierra de cada una de las subestaciones como de los tableros de distribución de cargas, con el fin de garantizar la continuidad en la prestación del servicio y disminuir los riesgos potenciales y así asegurar que algunas variables eléctricas se encuentren en los rangos permisibles de operación normales y documentar los hallazgos para planear los correctivos necesarios.*

- *Revisión del sistema de puesta a tierra del sistema de energía que se encontró bajo los valores permitidos por el RETIE para Cumplir con los requisitos técnicos estipulados por el Reglamento técnico de Instalaciones Eléctricas.*

- *Realizar Mediciones del sistema de puesta a tierra en la subestación de energía que conforman el sistema*

- *Realizar Medición de la equipotencialidad del Sistema de puesta a tierra del sistema eléctrico principal de energía de la subestación con el tablero principal Tipo ML de distribución de circuitos eléctricos de cargas de uso final, lo cual se encontró equipotencializado con el SPT.*

- *Revisión e inspección de las instalaciones eléctricas de las acometidas que alimentaban los ML o Tableros principales que alimentaban las cargas de uso final*

- *Medir y establecer que las mallas de puesta a tierra tengan valores de resistencia aceptables, que puedan garantizar el despeje adecuado de corrientes generadas por fallas eléctricas o por descargas atmosféricas.*

- *Analizar los resultados obtenidos a partir de las mediciones citadas y emitir las recomendaciones que sean pertinentes con el fin de realizar un mantenimiento preventivo y correctivo.*

- *Servir como documento de referencia para la medición de la RPT de sistemas de puesta a tierra instalados en la red.*

El sistema de puesta a tierra tiene por finalidad proteger la vida de las personas, evitar daños en los equipos por sobretensiones y mejorar la efectividad de las protecciones eléctricas, al proporcionar una adecuada conducción de la corriente de falla a tierra.
De acuerdo con lo anterior, en una instalación de una puesta a tierra es importante el valor de la resistencia que se tenga con respecto a tierra; independiente del número de electrodos y elementos que haya necesidad de utilizar para lograr este propósito. Por ello, siempre que se instala un sistema de puesta a tierra, se debe medir el valor de la resistencia a tierra y confrontarlo con los límites establecidos, para garantizar una buena puesta a tierra del sistema eléctrico.

En las instalaciones eléctricas de uso final, el sistema de tierra se compone de las puestas a tierra instaladas en los pararrayos, transformadores, condensadores, reguladores, equipos de maniobra, neutros y elementos metálicos, cuyos electrodos de puesta a tierra están generalmente constituidos por varillas enterradas.

Con la interconexión de las puestas a tierra (a través del neutro) se logra disminuir el valor de la resistencia entre neutro y tierra, que asegura la operación correcta de las protecciones y limita la tensión a tierra que puede aparecer entre las fases no falladas cuando ocurre una falla a tierra.

11.1 Objetivo de pruebas

- *Medir la resistencia de puesta a tierra, de las subestaciones donde se alojan los*

transformadores de energía de la Subestaciones

- *Analizar los resultados obtenidos a partir de las mediciones citadas y emitir las recomendaciones que sean pertinentes con el fin de realizar un mantenimiento preventivo y correctivo.*
- *Servir como documento de referencia para la medición de la RPT de sistemas de puesta a tierra instalados en la red de* ***EPM***
- *Cumplir con los requisitos técnicos estipulados por el Reglamento técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE.*

11.2 Requisitos básicos de una puesta a tierra

Los requisitos principales de una puesta a tierra se pueden resumir en lo siguiente:

- *Permitir la conducción a tierra de cargas estáticas o descargas atmosféricas.*
- *Garantizar niveles seguros los valores de la tensión a tierra de equipos o estructuras accidentalmente energizados y mantener en valores determinados la tensión fase–tierra de sistemas eléctricos, fijando los niveles de aislamiento.*
- *Permitir a los equipos de protección aislar rápidamente las fallas.*

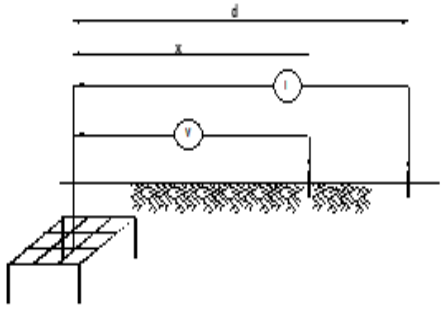
11.3 Características de una puesta a tierra adecuada:

- *Baja resistencia*
- *Capacidad de conducción.*

De una forma general se espera que una puesta a tierra tenga suficiente capacidad de dispersión de determinados valores de corriente hacia el suelo sin permitir que los potenciales en la superficie de este suelo tengan niveles comprometedores para la seguridad de las personas por causa de una falla (control de gradiente de potencial).

11.4 Medición de Resistencia de Puesta a Tierra Según RETIE Articulo 3.12.4.a

La resistencia de puesta a tierra debe ser medida antes de la puesta en funcionamiento de un sistema eléctrico, como parte de la rutina de mantenimiento o excepcionalmente como parte de la verificación de un sistema de puesta a tierra. Para su medición se pueden utilizar los métodos especificados en la norma IEEE 81, entre los cuales se encuentra el método de Caída de Potencial, cuya disposición de montaje se muestra en la Figura 3.12.4.2. a.



En donde,

***d** es la distancia de ubicación del electrodo auxiliar de corriente, la cual debe ser 6,5 veces la mayor dimensión de la puesta a tierra a medir, para lograr una precisión del 95% (según **IEEE 81**).*

***x** es la distancia del electrodo auxiliar de tensión. La resistencia de puesta a tierra en ohmios se calcula con V/I.*

El valor de terreno sea uniforme. Igualmente, se podrán utilizar otros métodos debidamente reconocidos y documentados en las normas y prácticas de la ingeniería.

11.5 Constitución de una puesta a tierra

*La resistencia ofrecida al paso de la corriente eléctrica a través de un electrodo hacia el suelo tiene tres componentes principales **(ver figura 7):***

- *Resistencia del electrodo (metal)*
- *Resistencia de contacto entre el electrodo y el suelo. Se puede despreciar si el electrodo está exento de cualquier cubierta aislante como tintas, pinturas, grasa, etc.; y si la tierra está bien compactada en la zona de contacto de sus paredes.*
- *Resistencia de la tierra circundante: ésta es realmente la componente que influye en el valor de la resistencia de una puesta a tierra y depende básicamente de la resistividad del suelo y de la distribución de la corriente proveniente del electrodo.*

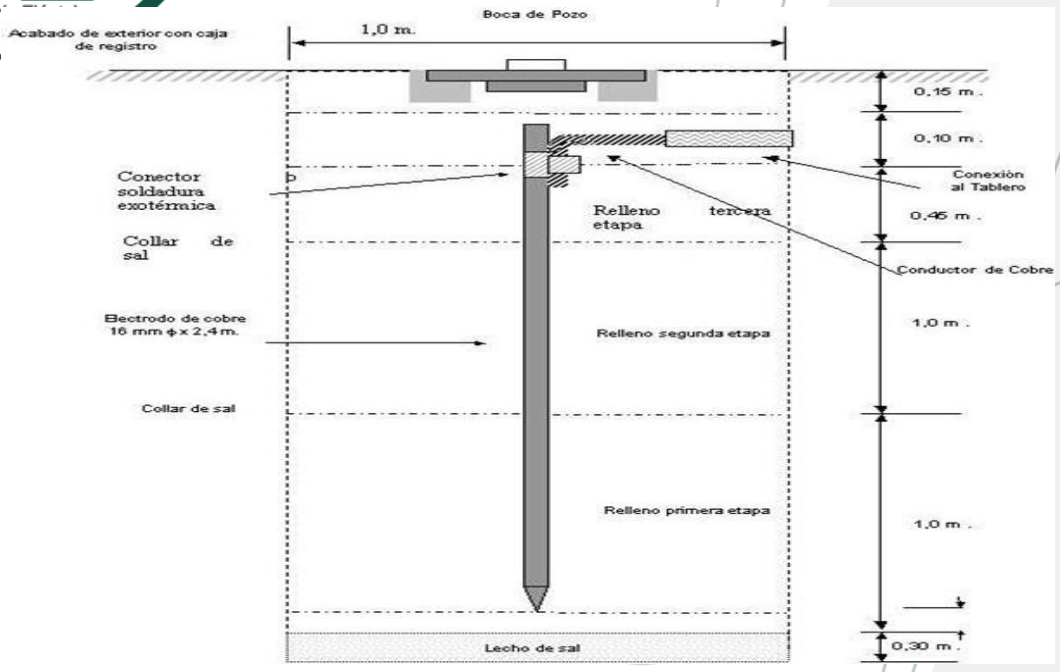


Figura 7. *Elementos que constituyen un sistema de puesta a tierra*

11.5.1 Definición

Alrededor del electrodo de puesta a tierra, la resistencia del suelo es la suma de las resistencias serie de las celdas o capas concéntricas circundantes del suelo, localizadas progresivamente hacia fuera del electrodo. A medida que aumenta la distancia, las capas del suelo presentan una mayor área transversal a la corriente y por tanto una menor resistencia. Se sigue entonces que la resistencia de puesta a tierra reside esencialmente en las capas de suelo más próximas al electrodo. Normalmente para una varilla de 2.4 metros, el 90% del valor de la resistencia de puesta a tierra se encuentra dentro de un radio de 3.0 metros.

11.6 VALORES RECOMENDADOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA SEGÚN RETIE CAPITULO 1 TITULO 12 ARTICULO 3.12.3

Un buen diseño de puesta a tierra debe garantizar el control de las tensiones de paso, de contacto y transferidas. En razón a que la resistencia de puesta a tierra es un indicador que limita directamente la máxima elevación de potencial, pueden tomarse como referencia los valores máximos de la Tabla 3.12.3.a., adoptados de las normas técnicas ANSI/IEEE 80, NTC 2050 Segunda Actualización y NTC 4552-1. El cumplimiento de estos valores no exonera al diseñador y constructor de garantizar que las tensiones de paso, contacto y transferidas aplicadas al ser humano en caso de una falla a tierra, no superen la establecidas en el presente reglamento.

APLICACIÓN	VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA
Estructuras y torrecillas metálicas de líneas o re- des con cable de guarda	*20 Ω*
Subestaciones de alta y extra alta tensión.	*1 Ω*
Subestaciones de media tensión.	*10 Ω*
Protección contra rayos.	*10 Ω*
Punto neutro de acometida en baja tensión.	*25 Ω*
Redes para equipos electrónicos o sensibles	*10 Ω*

Tabla 3.12.3a Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra según RETIE

Cuando por valores altos de resistividad del terreno, de elevadas corrientes de falla a tierra o tiempos de despeje de esta, o que por un balance técnico-económico no resulte práctico obtener los valores de la tabla de valores de resistencia a tierra, siempre se debe garantizar que las tensiones de paso, contacto y transferidas en caso de una falla a tierra no superen las máximas permitidas.

11.7 Metodología

La metodología para seguir es realizar mediciones en campo sobre cuál es el valor de resistencia de puesta a tierra de la malla existente ya embebida en el suelo y compararlo con los valores establecidos en la norma ICONTEC 2050 y en el REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS (RETIE).

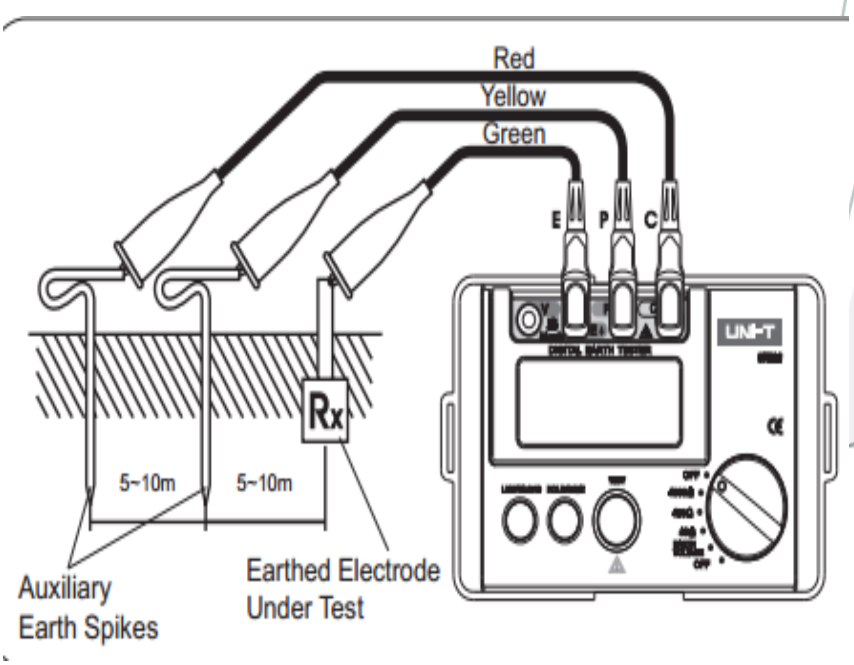
11.7.1 Método de los dos puntos

La resistencia de puesta a tierra se mide, como parte de la rutina de mantenimiento o excepcionalmente como parte de la verificación del sistema de puesta a tierra. Para su medición se puede aplicar el método de los dos puntos, cuya disposición de montaje para medición se muestra en la ***figura 8.***

En este método se mide el total de la resistencia del electrodo en estudio más la resistencia de un electrodo auxiliar. La resistencia del electrodo auxiliar se considera muy pequeña comparada con la del electrodo en estudio y por tanto el resultado de la medición es tomado como la resistencia del electrodo en estudio.

Normalmente este método se utiliza para determinar la resistencia de un electrodo simple en un área específica donde se tiene además un sistema de suministro de agua que utiliza tuberías

metálicas sin conexiones o aislantes plásticos (electrodo auxiliar). La resistencia del sistema de suministro de agua en el área se asume muy pequeña (alrededor de 1Ω) en comparación con la resistencia máxima permitida para un electrodo simple (alrededor de 25 Ω).



Método de los dos puntos para medir la RPT.

11.8 Equipo utilizado

- ***Cableado:*** *El calibre del cable va desde 18 a 22 AWG de cobre, conductor de cableado B normal según ASTM B8. Cuando el equipo viene para distancias normalizadas y fijas en su medición el cable puede ser multiconductor y apantallado y con los terminales de conexión.*

- ***Equipo de medida:*** *Para la medida de resistencia del suelo se utilizó un Fluke 1653B.*

11.8.1 Características del equipo telurometro – Metrel mi 2008

Funciones	Rango de medida	Resolución	Precisión
Resistencia de aislamiento (EN 61557-2)	U ≥ 250 VDC: R: 0.000 MΩ ... 1.999 MΩ 2.00 MΩ ... 19.99 MΩ 20.0 MΩ ... 199.9 MΩ 200 MΩ ... 1999 MΩ 2.00 GΩ ... 19.99 GΩ 20.0 GΩ ... 29.9 GΩ U < 250 VDC: R: 0.000 MΩ ... 1.999 MΩ 2.00 MΩ ... 19.99 MΩ 20.0 MΩ ... 199.9 MΩ	 0.001 MΩ 0.01 MΩ 0.1 MΩ 1 MΩ 10 MΩ 100 MΩ 0.001 MΩ 0.01 MΩ 0.1 MΩ	 ±(2 % de lectura + 2 dígitos) ±(2 % de lectura + 2 dígitos) ±(2 % de lectura + 2 dígitos) ±(1 % de r. / 1 GΩ + 2% de r. + 2 dígitos) ±(1 % de r. / 1 GΩ + 2% de r. + 2 dígitos) ±(1 % de r. / 1 GΩ + 2% de r. + 2 dígitos) ±(5 % de lectura + 3 dígitos) ±(5 % de lectura + 3 dígitos) ±(5 % de lectura + 3 dígitos)
Continuidad del circuito de protección con inversión de polaridad, corriente de ensayo 200mA (EN 61557-4)	0.00 Ω ... 19.99 Ω 20.0 Ω ... 199.9 Ω 200 Ω ... 1999 Ω	0.01 Ω 0.1 Ω 1 Ω	±(2 % de lectura + 2 dígitos) ±3 % de lectura ±3 % de lectura
Continuidad de bajas resistencias, corriente de ensayo 7mA (medida constante)	0.0 Ω ... 199.9 Ω 200 Ω ... 1999 Ω	0.1 Ω 1 Ω	±(3 % de lectura + 3 dígitos) ±(3 % de lectura + 3 dígitos)
Resistencia de tierra, método de 4 hilos	0.00 Ω ... 19.99 Ω 20.0 Ω ... 199.9 Ω 200 Ω ... 1999 Ω 2.00 kΩ ... 19.99 kΩ	0.01 Ω 0.1 Ω 1 Ω 10 Ω	±(2 % de lectura + 3 dígitos) ±(2 % de lectura + 3 dígitos) ±(2 % de lectura + 3 dígitos) ±5 % de lectura
Resistencia de tierra, método de 4 hilos con pinza	0.00 Ω ... 19.99 Ω 20.0 Ω ... 199.9 Ω 200 Ω ... 999 Ω 1.00 kΩ ... 1.99 kΩ	0.01 Ω 0.1 Ω 1 Ω 10 Ω	±(2 % de lectura + 3 dígitos) ±(2 % de lectura + 3 dígitos) ±(2 % de lectura + 3 dígitos) ±(2 % de lectura + 3 dígitos)
Resistencia de tierra, método de las dos pinzas	0.00 Ω ... 19.99 Ω 20.0 Ω ... 100.0 Ω	0.01Ω 0.1Ω	±(10 % de lectura + 2 dígitos) ±20 % de lectura
Resistencia de tierra específica (EN 61557-5)	0.00 Ω ... 19.99 Ω 20.0 Ω ... 199.9 Ω 200 Ω ... 1999 Ω 2.00 kΩ ... 19.99 kΩ 20.0 kΩ ... 199.9 kΩ 200 kΩ ... 999 kΩ (a < 8 m) 200 kΩ ... 1999 kΩ (a ≥ 8m)	0.01 Ω 0.1 Ω 1 Ω 10 Ω 0.1 kΩ 1 kΩ 1 kΩ	±(2 % de lectura + 3 dígitos) ±(2 % de lectura + 3 dígitos) ±(2 % de lectura + 3 dígitos) ±5 % de lectura ±5 % de lectura ±5 % de lectura ±5 % de lectura
Corriente TRMS	0,0 mA ... 99,9 mA 100 mA ... 999 mA 1,00 A ... 9,99 A 10,0 A ... 99,9 A 100 A ... 200 A	0,1 mA 1 mA 0,01 A 0,1 A 1 A	±(5 % de lectura + 3 dígitos) ±5 % de lectura ±5 % de lectura ±5 % de lectura ±5 % de lectura
Prueba de varistor	0 V ... 1000 V	1 V	±(5 % de lectura + 10 V)
Alimentación	Baterías recargables 4 x 1,2 V o 4 x 1,5 V baterías alcalinas, tipo C		
Categoría	CAT III / 300 V; CAT II / 600 V		
Clase de protección	Doble aislamiento		
Puerto de comunicación	RS232		

Características del equipo (Telurómetro)

11.9 Resultados de resistencia.

Se realizaron dos mediciones para el sistema de puesta a tierra y se promedió su resultado con el fin de obtener un valor más exacto.

La resistencia de cualquier electrodo de puesta a tierra debe ser menor de 10Ω Para este tipo de instalaciones (Norma ICONTEC 2050 Sección 250-84), es decir para cumplir con los estándares y norma establecidos.

11.9.2 Resistencia de malla a tierra.

Se realizaron dos mediciones con las siguientes distancias en la ***subestación de energia de la empresa Idea sede Funza Bogota*** *por el método de caída de potencial:*

Medidas Metrel mi 2008 Se incluye los resultados de prueba de puesta a tierra de las subestaciones de energía intervenidas utilizando el método de caída de potencial:

Transformador 225KVA

- *Medida de resistencia de puesta a tierra a* ***50 metros 1,60 ohmios****.*
- *Medida de resistencia de puesta a tierra a* ***31 metros 1,76 ohmios****.*
- *Al realizar la sumatoria de los resultados de las medidas nos arroja un promedio de* ***1,68 ohmios***

Cumple con los valores recomendados según el RETIE menor < 10 Ω

Transformador 45KVA

- *Medida de resistencia de puesta a tierra a* ***45 metros 343 ohmios****.*
- *Medida de resistencia de puesta a tierra a* ***27 metros 216 ohmios****.*
- *Al realizar la sumatoria de los resultados de las medidas nos arroja un promedio de* ***279,5 ohmios***

NO Cumple con los valores recomendados según el RETIE menor < 10 Ω

Celda de medida 45KVA

- *Medida de resistencia de puesta a tierra a* ***27 metros 62,7 ohmios****.*

NO Cumple con los valores recomendados según el RETIE menor < 10 Ω

11.10.1 Registro fotográfico de la Medición de Resistencia de Puesta a Tierra tomadas en subestación de energía de la empresa Idea Sede Funza Bogotá (Transformador 225KVA)

11.10.2 Registro fotográfico de la Medición de Resistencia de Puesta a Tierra tomadas en subestación de energía de la empresa Idea Sede Funza Bogotá (45KVA)

11.10.3 Registro fotográfico de la Medición de Resistencia de Puesta a Tierra tomadas en

12. ESTUDIO TERMOGRAFICO INFRARROJA A LA EMPRESA IDEA SEDE FUNZA BOGOTA

Ningún sistema eléctrico tiene una eficiencia de un 100%. Siempre hay una pequeña cantidad de energía que se transforma en calor debido al paso de la corriente eléctrica. El tiempo, cargas elevadas o fluctuantes, vibraciones, fatiga de materiales, condiciones ambientales, etc... Provocan que tanto los componentes como las superficies de contacto se vayan deteriorando, y por lo cual aumenta la resistencia eléctrica.

Este aumento de resistencia lleva consigo inevitablemente un crecimiento de la temperatura del componente que en ocasiones puede producir problemas eléctricos como cortocircuitos o fallos en la alimentación a otros sistemas, pero además puede derivar en otros riesgos como incendios o daños personales.

Poder detectar este incremento de temperatura sin modificar las condiciones de trabajo, será fundamental para advertir la posible avería y de esta manera evitar un probable desastre futuro. Es aquí donde la termografía infrarroja se convierte en un instrumento eficaz en el mantenimiento predictivo y preventivo ya que de una manera rápida y visual el termógrafo podrá determinar el estado de la instalación eléctrica, así como el de los componentes que la conforman.

Con base a experiencias tomadas se han encontrado que, sobre la parte fallada y referenciada al 100% de una máxima carga. La institución NETA (internacional eléctrica testing association) estandarizó una tabla de criterios, la cual acotan una ayuda útil para determinar el grado de

severidad de un problema eléctrico.

ANSI/NETA ATS-2009

Tabla 1. Thermographic survey (estudio termográfico)

Diferencia de temperatura (ΔT) basada en comparaciones entre componentes similares bajo una carga igual	Diferencia de temperatura (ΔT) basada en comparaciones entre la temperatura ambiente y la del componente	Acción recomendada
1 °C a 3 °C	1 °C a 10 °C	Probable deficiencia; investigación de la garantía
4 °C a 15 °C	11 °C a 20 °C	Indica una probable deficiencia; reparar según lo permita el tiempo
- - - - - -	21 °C a 40 °C	Supervisar hasta que se realicen acciones correctivas
>15 °C	>40 °C	Discrepancia mayor; reparar inmediatamente

Lo importante de este estudio es que se deben realizar solo cuando los equipos se encuentren en funcionamiento normal de trabajo, lo cual permite que no sea interrumpida la producción y así anticiparse con rapidez a paradas no programadas y posibles incidentes o incendios.

12.1 CRITERIOS PARA EL ANALISIS DE FALLAS

Los gradientes o deltas de temperatura registrados a traves del equipo de termografia a los diferentes elementos inspeccionados, se han dividido en cuatro categorias, estas han sido referenciadas aproximadamente al 90% de la carga real del sistema.

El sistema de valoracion que se ha usado es el comparativo entre un punto en condiciones normales y un punto critico o caliente, por eso se ha considerado la siguiente nomenclatura:

Tpc = Temperatura de Punto Caliente (ºC)

Tcn = Temperatura en Condiciones Normales (ºC)

O/A = Over ambiente (Sobre temperatura ambiente)

O/S = Over Similar (Sobre una temperatura de un cuerpo similar en condicion normal)

Tambien se tiene en cuenta el rendimiento nominal en el momento del analisis y la temperatura maxima de trabajo para llegar a las conclusiones siguientes, aunque no definitivas:

CRITERIOS PARA DIAGNOSTICO ANSI/NETA

RANGO	EXCESO DE TEMPERATURA	NIVEL	CRITERIO	RECOMENDACIÓN
Si Tpc > Tcn	De 1ºC a 10ºC O/A De 1ºC a 3ºC O/S	1	Posible Deficiencia	Reparar en mantenimiento normal (recopilar más información)
Si Tpc > Tcn	De 11ºC a 20ºC O/A De 4ºC a 15ºC O/S	2	Probable Deficiencia	Programar reparar en la primera oportunidad
Si Tpc > Tcn	De 21ºC a 40ºC O/A > 15ºC O/S	3	Deficiencia	Considerar frenar el proceso y reparar tan pronto como sea posible
Si Tpc > Tcn	Mayor de 40ºC >15ºC O/S	4	Deficiencia Mayor	Frenar proceso y reparar inmediatamente

La anterior tabla en la que se presenta la clasificacion de las fallas según nuestra experiencia, ha demostrado que los niveles de clasificacion son aceptables. Sin embargo la rapidez de la intervencion debe evaluarse de acuerdo con la importancia, tipo de equipo o sistema y la funcion desempeñada por el mismo

12.2 CARATERISTICAS DE LA CAMARA

FLIR E5, con Tecnología MSX™

- *Visor: LCD colorido de 3 pulgadas*
- *Cámara Digital de 640 x 480 incluida*
- *2% de precisión*
- *Formato de Archivo: JPEG Radiométrico*
- *Modo de Medición puntual*
- *Almacenamiento simultáneo de imágenes IR/visuales/MSX*
- *Función PIP imagen en imagen*
- *Modo de Medición Área*

Imagen Dinámica Multiespectral (MSX) para facilitar la interpretación de una imagen añade definición de espectro visible de las imágenes visuales mediante la detección de los bordes de los objetos y la inclusión de detalles en la imagen térmica. El texto se hace nítidamente visible para que

pueda leerse una etiqueta o identificador de la imagen infrarroja. Esta función exclusiva proporciona un detalle extraordinario térmico que instantáneamente enciende luces y orienta hacia lugares problemáticos, además elimina la necesidad de hacer referencia a una imagen visual para el detalle.

12.3 FUNDAMENTO TEORICO

Transferencia de calor es energía en tránsito debido a diferencias de temperatura. El calor es una algo intangible. Nosotros no podemos medir en forma directa el calor. Solamente es posible medir los efectos del calor que son los cambios de la temperatura.

La transferencia de calor puede ser por conducción, convección o radiación o por sus combinaciones. La velocidad (la diferencia genera contraste) de calentamiento o enfriamiento depende de las propiedades térmicas, estado físico, tamaño y naturaleza del producto, así como el mecanismo de transferencia.

La Termografía Infrarroja o la utilización de cámaras térmicas obligan al profesional a evaluar las tres formas de transferencia de calor. La Termografía no es simplemente la generación de una imagen con una determinada cámara térmica / infrarroja.

La técnica de generación de la imagen y la evaluación de la misma debe ser considerada como un ensayo térmico.

12.3.1 Fundamentos de Transmisión de Calor- Termografía Infrarroja

Calor: Energía que pasa de un cuerpo a otro y es causa de que se equilibren sus temperaturas.

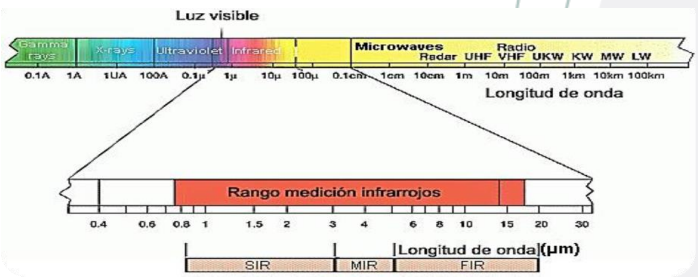
Infrarrojo: Se dice de la radiación del espectro electromagnético de mayor longitud de onda que el rojo y de alto poder calorífico.

Termografía: Registro gráfico del calor emitido por la superficie de un cuerpo en forma de radiaciones infrarrojas, que tiene aplicaciones médicas, técnicas, etc.

Transmisión: (Del lat. transmissio, -onis). 1. f. Acción y efecto de transmitir.

12.4 ESPECTRO ELECTROMAGNETICO

En la siguiente grafica se observa el espectro electromagnético y una ilustración de la necesidad de una temperatura alta para que sea visible su enrojecimiento, mientras que con la captación de los rayos infrarrojos (IR), se puede percibir una gama más amplia de temperaturas sin tener que llegar a niveles excesivos (600 grados centígrados) para detectarla



RESUMEN: *Este informe es válido únicamente para el momento y las condiciones presentes el día y hora de la inspección*

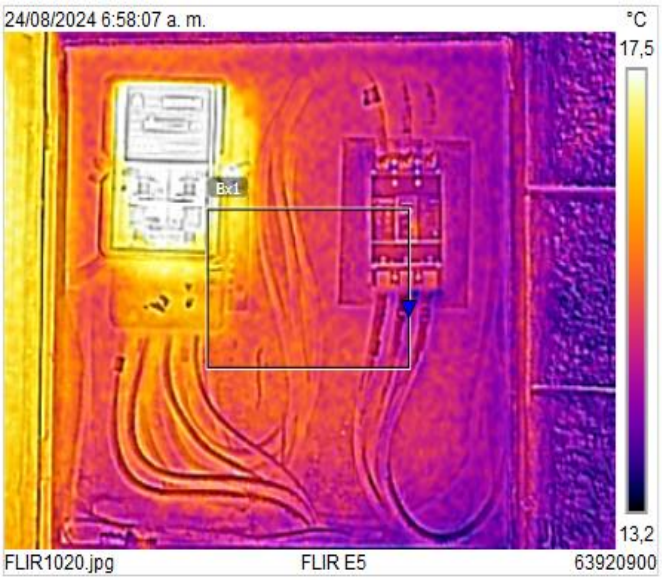
TOTAL, DE ELEMENTOS INSPECCIONADOS	
Secciones Inspeccionadas	***2***
Isotermas Recopiladas	***20***
Isotermas consideradas para el informe	***7***
Equipos con posible deficiencia	***0***
Equipos con probable deficiencia	***0***
Equipos con deficiencia	***1***
Equipos con deficiencia mayor	***0***

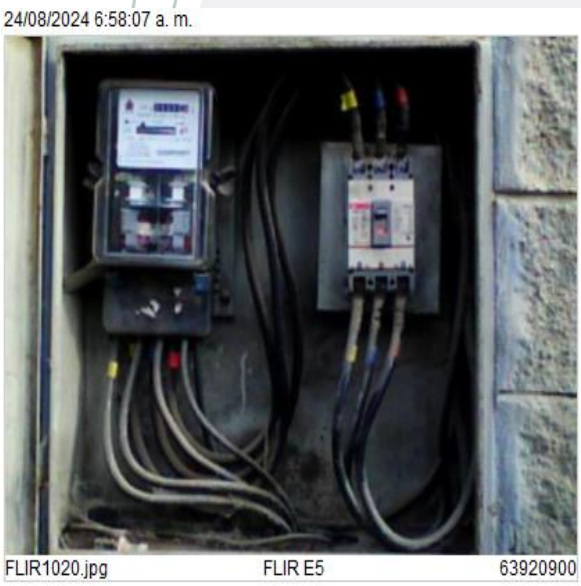
DATOS DE LA COMPAÑÍA	
EMPRESA	*IDEA FUNZA BOGOTA*
ENCARGADO	*Ingeniero*
ACOMPAÑANTE	*Encargado Hernán Cano*
FECHA DE ENSAYO	*24/08/2024*
CAMARA TERMOGRAFICA	*FLIR E5*
FECHA REPORTE	*03/09/2024*
DATOS REALIZACIÓN	
EMPRESA	*DINGEL SAS*
REALIZADO POR	*ING. HECTOR DE LOS RIOS*
REVISADO POR	*ING. AUX HECTOR ECHAVARIA*
TERMOGRAFO	*ING. HECTOR DE LOS RIOS*

ANALISIS TERMOGRAFIA FLIR1020

EMPRESA	*IDEA FUNZA-BOGOTA*		
SECCION	*Gabinete de medida*		
EQUIPO	*Medidores*	***NOMBRE***	*Tablero de medida*
DETALLE	*Imagen de control no se evidencias patrones anormales de temperatura*	***TERMOGRAFIA***	*Termografía 1020*

IMAGEN TERMICA	***IMAGEN DIGITAL***





CLASIFICACION NETA	***IMAGEN DE CONTROL DE OPERACION***
ACCION	***Inspeccionar siempre en mantenimientos preventivos***
ANEXO Y RECOMENDACIONES	*Los rangos de temperatura presentado en los* ***elementos eléctricos del tablero son de normal funcionamiento, tanto en equipos como conductores NO se evidencian patrones anormales de temperatura.*** *Se recomienda realizar seguimiento termográfico siempre que se realice mantenimiento preventivo por parte del personal encargado de mantenimiento, con el fin de garantizar confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico* ***Corriente:*** *L1=5.5 A L2=4.2 A L2=4.3 A*

Medidas

Bx1	Min	14,7 °C

Parámetros

Emisividad	0,95
Temp. refl.	22 °C
Distancia	2 m
Temp. atmosférica	20 °C
Temp. óptica ext.	20 °C
Trans. óptica ext.	1
Humedad relativa	50 %

ANALISIS TERMOGRAFIA FLIR1024

EMPRESA	*IDEA FUNZA-BOGOTA*		
SECCION	*Tablero de distribución # 1*		
EQUIPO	*Totalizador 160 Amperios*	***NOMBRE***	*Tablero distribución de cargas*
DETALLE	*Imagen de control no se evidencias patrones anormales de temperatura*	***TERMOGRAFIA***	*Termografía 1024*

IMAGEN TERMICA	***IMAGEN DIGITAL***

CLASIFICACION NETA	***IMAGEN DE CONTROL DE OPERACION***
ACCION	***Inspeccionar siempre en mantenimientos preventivos***
ANEXO Y RECOMENDACIONES	*Los rangos de temperatura presentado en los* ***elementos eléctricos del tablero son de normal funcionamiento, tanto en equipos como conductores NO se evidencian patrones anormales de temperatura.*** *Se recomienda realizar seguimiento termográfico siempre que se realice mantenimiento preventivo por parte del personal encargado de mantenimiento, con el fin de garantizar confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico.* ***Totalizador:*** *160 Amperios* ***Conductores:*** *2/0*

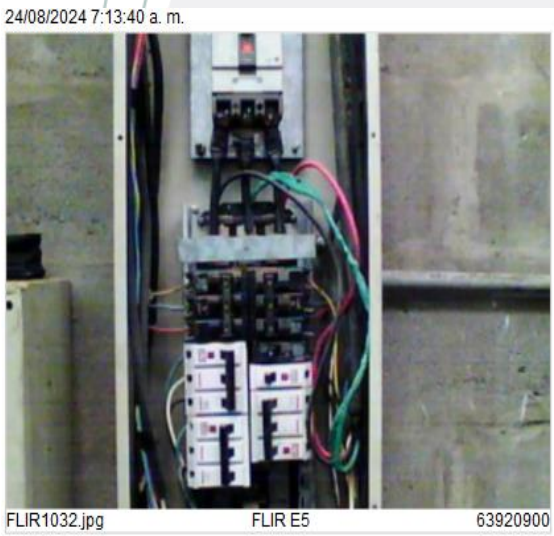
Medidas		
Bx1	Min	17,4 °C

Parámetros	
Emisividad	0,95
Temp. refl.	22 °C
Distancia	2 m
Temp. atmosférica	20 °C
Temp. óptica ext.	20 °C
Trans. óptica ext.	1
Humedad relativa	50 %

ANALISIS TERMOGRAFIA FLIR1032

EMPRESA	*IDEA FUNZA-BOGOTA*		
SECCION	*Tablero de distribución # 2*		
EQUIPO	*Totalizador 100 Amperios*	***NOMBRE***	*Tablero distribución de cargas*
DETALLE	*Se evidencias patrones anormales de temperatura*	***TERMOGRAFIA***	*Termografía 1032*

IMAGEN TERMICA	***IMAGEN DIGITAL***



CLASIFICACION NETA	***DEFICIENCIA***
ACCION	***Considerar frenar el proceso y reparar tan pronto como sea posible***
ANEXO Y RECOMENDACIONES	*El rango de temperatura presentado en los mecanismos internos del breaker ò totalizador es debido por la transferencia de calor o temperatura de los conductores por La pérdida de conductividad al incrementarse la temperatura lo cual está generando un mayor aporte de la misma el cual afecta los mecanismos del Tablero. Se recomienda realizar un estudio de cargabilidad para establecer los valores máximos de corrientes que circulan por el conductor y así establecer cuantas líneas debe tener cada fase de acuerdo a lo medido del consumo. Se recomienda desenergizar, limpiar superficies de contacto, dar torque adecuado, y mantener en observación por parte del personal encargado de mantenimiento*

Medidas

Bx1	Min	15,7 °C

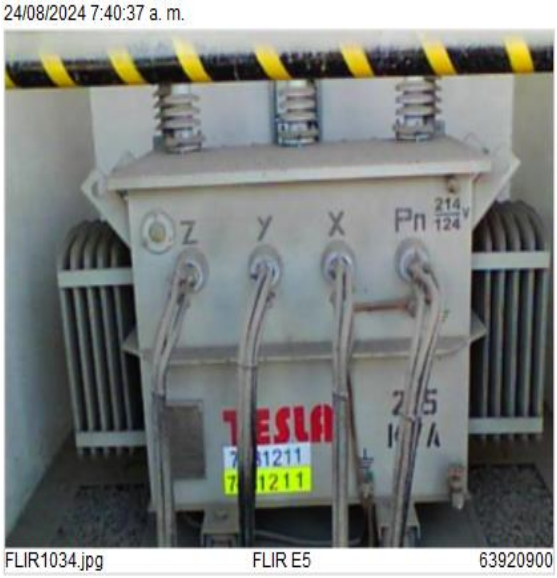
Parámetros

Emisividad	0,95
Temp. refl.	22 °C
Distancia	2 m
Temp. atmosférica	20 °C
Temp. óptica ext.	20 °C
Trans. óptica ext.	1
Humedad relativa	50 %

ANALISIS TERMOGRAFIA FLIR1034

EMPRESA	*IDEA FUNZA-BOGOTA*		
SECCION	*Transformador 225 KVA*		
EQUIPO	*Bobinas transformador*	***NOMBRE***	*Transformador 225 KVA*
DETALLE	*Imagen de control no se evidencias patrones anormales de temperatura*	***TERMOGRAFIA***	*Termografía 1034*

IMAGEN TERMICA	***IMAGEN DIGITAL***



CLASIFICACION NETA	***IMAGEN DE CONTROL DE OPERACION***
ACCION	***Inspeccionar siempre en mantenimientos preventivos***
ANEXO Y RECOMENDACIONES	*Se observa temperatura ideal para el correcto funcionamiento,* ***no se evidencias puntos térmicos anormales en el cuerpo del Transformador ni en bornes de entrada y salidas del equipo****, indicando que cuenta con propiedades aislantes adecuadas a la transferencia de calor, se recomienda realizar mantenimientos periódicos con la finalidad de mantener en perfectas condiciones el funcionamiento del equipo.*

Medidas

Bx1	Min	20,4 °C

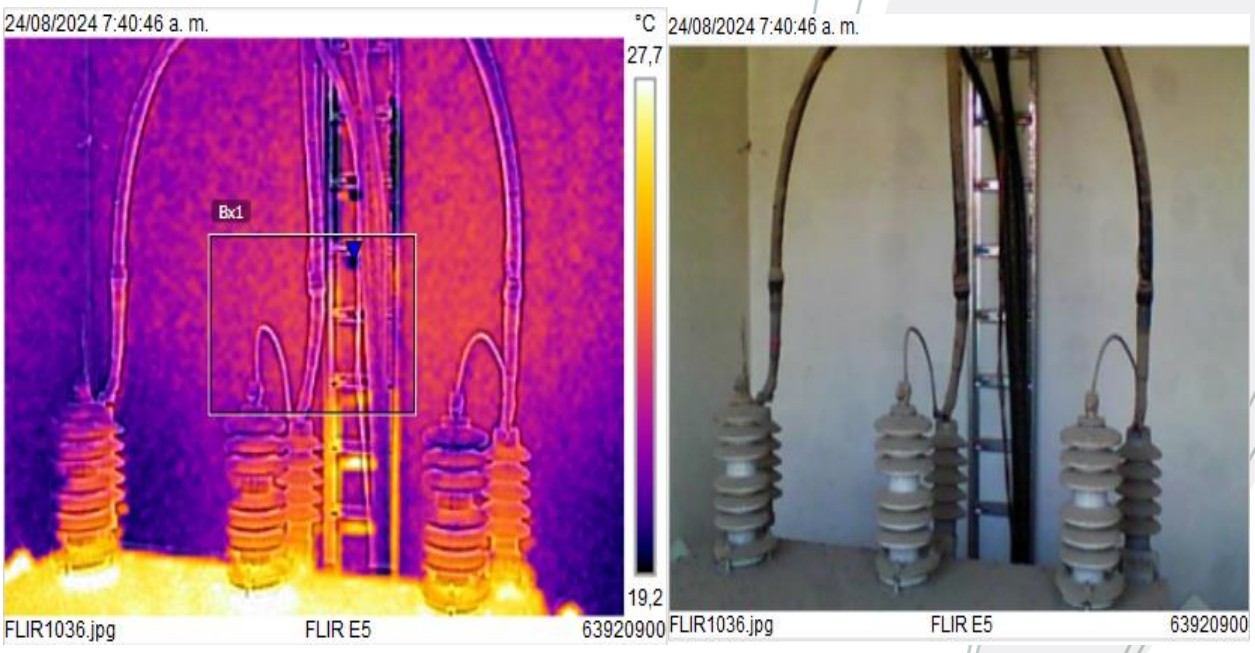
Parámetros

Emisividad	0,95
Temp. refl.	22 °C
Distancia	2 m
Temp. atmosférica	20 °C
Temp. óptica ext.	20 °C
Trans. óptica ext.	1
Humedad relativa	50 %

ANALISIS TERMOGRAFIA FLIR1036

EMPRESA	*IDEA FUNZA-BOGOTA*		
SECCION	*Transformador 225 KVA*		
EQUIPO	*Transformador 225KVA*	***NOMBRE***	*Conductores XLP*
DETALLE	*Imagen de control no se evidencias patrones anormales de*	***TERMOGRAFIA***	*Termografía 1036*

IMAGEN TERMICA	***IMAGEN DIGITAL***



CLASIFICACION NETA	***IMAGEN DE CONTROL DE OPERACION***
ACCION	***Inspeccionar siempre en mantenimientos preventivos***
ANEXO Y RECOMENDACIONES	*Se observa temperatura ideal para el correcto funcionamiento, no se evidencias puntos térmicos anormales en el cuerpo del* ***Transformador ni en bornes de entrada y salidas del equipo****, indicando que cuenta con propiedades aislantes adecuadas a la transferencia de calor, se recomienda realizar mantenimientos periódicos con la finalidad de mantener en perfectas condiciones el funcionamiento del equipo.*

Medidas

Bx1	Min	19,8 °C

Parámetros

Emisividad	0,95
Temp. refl.	22 °C
Distancia	2 m
Temp. atmosférica	20 °C
Temp. óptica ext.	20 °C
Trans. óptica ext.	1
Humedad relativa	50 %

ANALISIS TERMOGRAFIA FLIR1038

EMPRESA	*IDEA FUNZA-BOGOTA*		
SECCION	*Transformador 225 KVA*		
EQUIPO	*Transformador 225KVA*	***NOMBRE***	*Salida transformador*
DETALLE	*Imagen de control no se evidencias patrones anormales de*	***TERMOGRAFIA***	*Termografía 1038*

IMAGEN TERMICA	***IMAGEN DIGITAL***

CLASIFICACION NETA	***IMAGEN DE CONTROL DE OPERACION***
ACCION	***Inspeccionar siempre en mantenimientos preventivos***
ANEXO Y RECOMENDACIONES	*Se observa temperatura ideal para el correcto funcionamiento, no se evidencias puntos térmicos anormales en el cuerpo del* ***Transformador ni en bornes de entrada y salidas del equipo****, indicando que cuenta con propiedades aislantes adecuadas a la transferencia de calor, se recomienda realizar mantenimientos periódicos con la finalidad de mantener en perfectas condiciones el funcionamiento del equipo.*

Medidas

Bx1	Min	19,3 °C

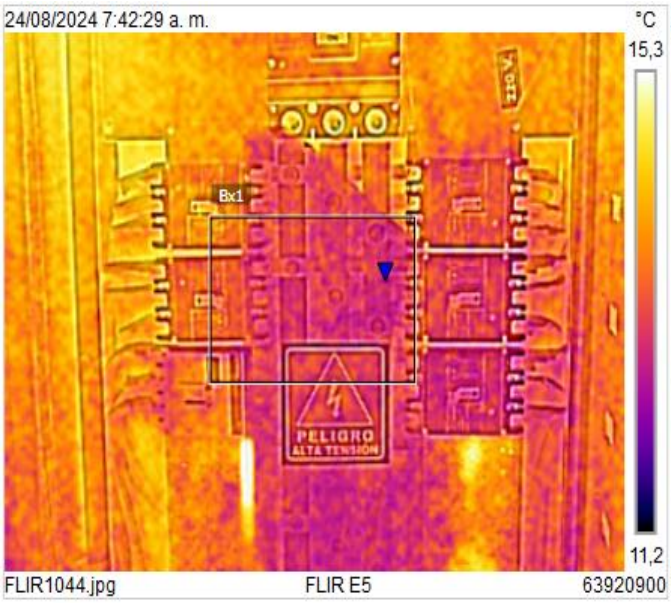
Parámetros

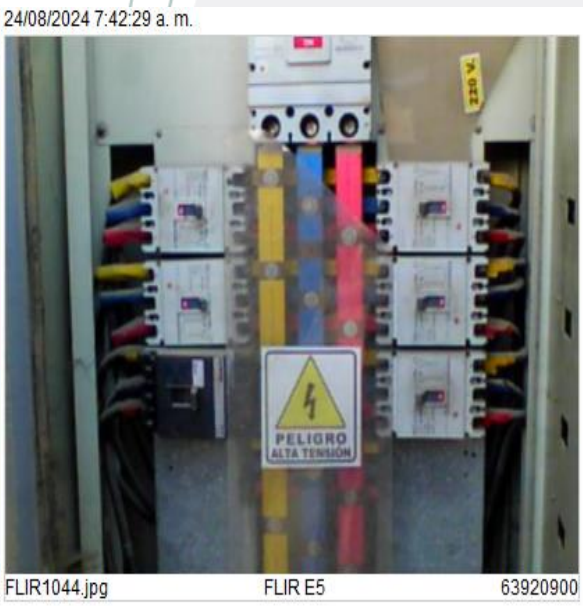
Emisividad	0,95
Temp. refl.	22 °C
Distancia	2 m
Temp. atmosférica	20 °C
Temp. óptica ext.	20 °C
Trans. óptica ext.	1
Humedad relativa	50 %

ANALISIS TERMOGRAFIA FLIR1044

EMPRESA	*IDEA FUNZA-BOGOTA*		
SECCION	*Tablero de distribución # 2*		
EQUIPO	*Totalizador 630 Amperios*	***NOMBRE***	*Tablero distribución de cargas*
DETALLE	*Se evidencias patrones anormales de temperatura*	***TERMOGRAFIA***	*Termografía 1044*

IMAGEN TERMICA	***IMAGEN DIGITAL***





CLASIFICACION NETA	***IMAGEN DE CONTROL DE OPERACION***
ACCION	***Inspeccionar siempre en mantenimientos preventivos***
ANEXO Y RECOMENDACIONES	*Los rangos de temperatura presentado en los* ***elementos eléctricos del tablero son de normal funcionamiento, tanto en equipos como conductores NO se evidencian patrones anormales de temperatura.*** *Se recomienda realizar seguimiento termográfico siempre que se realice mantenimiento preventivo por parte del personal encargado de mantenimiento, con el fin de garantizar confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico.* ***Conductor:*** *3 # 4/0 por fase* ***Corrientes:*** *L1= 6.8 A L2= 6.9 A L3= 3.4 A*

Medidas

Bx1	Min	13,0 °C

Parámetros

Emisividad	0,95
Temp. refl.	22 °C
Distancia	2 m
Temp. atmosférica	20 °C
Temp. óptica ext.	20 °C
Trans. óptica ext.	1
Humedad relativa	50 %

13. RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE ACEITE DE LOS TRANSFORMADORES.

13.1 Resultados de las pruebas de aceite ADFQ del transformador con serie 7181211 (225 KVA)

REPORTE DE ANÁLISIS DIELÉCTRICO Y FISICOQUÍMICO

REPORTE ADFQ - 264391

Empresa	DINGEL SAS	**No. de Muestra**	264391
Encargado	ING. HÉCTOR DE LOS RÍOS GALLEGO	**Fecha de Muestreo**	2024/08/24
Cargo	INGENIERO DE PROYECTOS	**Fecha de Recepción**	2024/09/10
Telefono	3165238845 / 604-2059556	**Fecha de Análisis**	2024/09/10
Ciudad	MEDELLÍN	**Fecha de Reporte**	2024/09/12
Dirección	CLL 37 NO 84 B 06	**T. de Muestra (°C)**	35

Número de Serie		**7181211**	
Marca	ABB	**Año de Fabricación**	2012
Ubicación	S/E Funza IDEA, Interior	**Vol. Aceite (L)**	
Tensión (V)	11400/214	**Potencia (kVA)**	225
T. Dev. (°C)	-	**T. Max Aceite (°C)**	-
Año de prueba	2024	**Edad (Años)**	12

Muestreado por: CLIENTE

Observaciones	El recipiente suministrado por el cliente no es adecuado para el ensayo de Contenido de agua de acuerdo a Norma ASTM D1533-20. El cliente acepta realizar el ensayo con esta desviación, por lo tanto el laboratorio no se responsabiliza por la afectación del resultado de este ensayo.

CONDICIONES DEL ANÁLISIS EN EL LABORATORIO

Temperatura Ambiente (°C)	21.3	**Humedad Relativa (%)**	52.9
Presión Barométrica mbar (hPa)	754.0	**Temperatura del Aceite (°C)**	20.67

PRUEBA	UNIDAD	EQUIPO DE PRUEBA	VALOR MEDIDO	INCERTIDUMBRE	INTERVALO DE ACEPTABILIDAD
Contenido de Agua NORMA ASTM D-1533-20	mg/kg (ppm)	CLM - 02	20	± 4	Aceptable ≤35; Inaceptable >35 (1)
Rigidez Dieléctrica NORMA ASTM D-877/D877 M-19 Procedimiento A	kV	CH - 01	44	± 2	Aceptable ≥30;Cuestionable 30-25;Inaceptable ≤25 (2)
Densidad Relativa (15 °C / 15 °C) NORMA ASTM D-1298-12B (2017) e1	Adimensional "1"	DS - 14	0.8909	± 0.0006	Aceptable 0.84-0.91;Cuestionable <0.84;Inaceptable≥0.91 (2)
Tensión Interfacial NORMA ASTM-D-971-20	mN/m	TF - 01	41.6	± 0.8	Aceptable ≥25; Inaceptable <25 (1)
Número Ácido NORMA ASTM D-974-22	mgKOH/g	BR - 01	<0.02	± 0.0092	Aceptable ≤0.20; Inaceptable >0.20 (1)
Color NORMA ASTM D-1500-12 (2017)	Unidades de Color ASTM	CL - 02	<1.0	± 0.5	Aceptable ≤3.5; Inaceptable >3.5 (1)

Toma de Muestras según Norma ASTM D-923-15
1) NORMA IEEE C57-106 2015: Tabla 3. Límites sugeridos para aceites en operación. Intervalo de tensión: ≤ 69 kV. Para una tensión de: 11400 V
2) Criterios de la S.D Myers de USA
-

Condiciones de Tensión Interfacial			
Temperatura del agua (°C)	21.3	Densidad del Agua (g/mL)	0.996
Temperatura del aceite (°C)	20.61	Densidad del Aceite (g/mL)	0.884

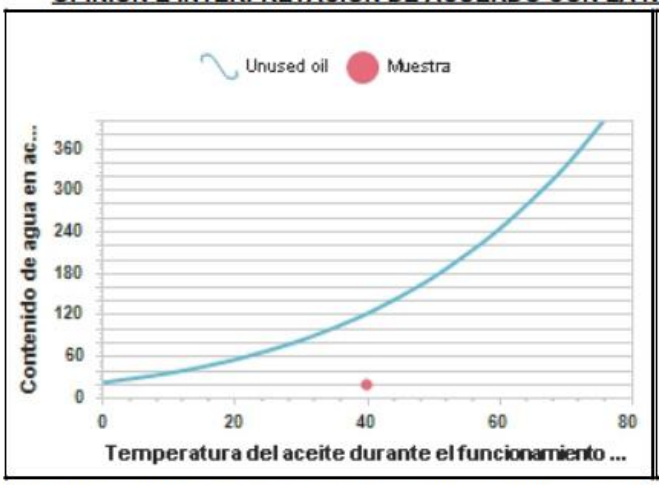
Valores de Rigidez Dieléctrica					
Norma ASTM D-877, Lecturas enkV:					
42	44	44	47	44	
-	-	-	-	-	
Norma ASMT D-1816, Lecturas en kV:					
2mm					
1mm					

Tipo de Liquido Aislante
Aceite Mineral
Condiciones de Factor de Potencia
Tipo de la Celda Usada
Celda de tres terminales
Gradiente de Voltaje
500 V/mm (12,5 V/mil) (rms)
Frecuencia
60 Hz

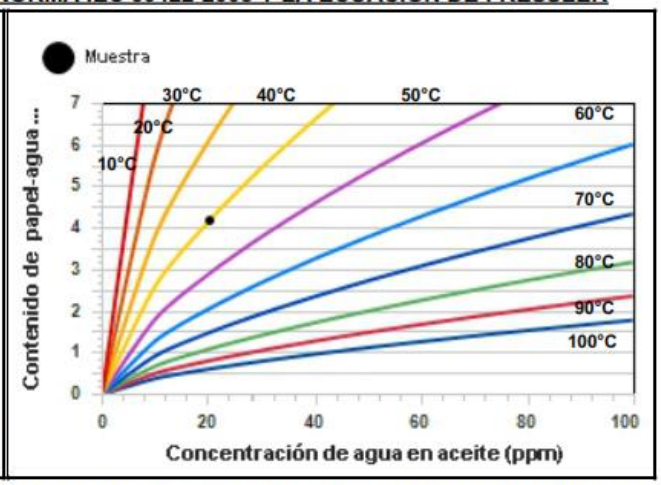
OPINIONES E INTERPRETACIÓN INFORME DIELÉCTRICO Y FISICOQUÍMICO

REPORTE ADFQ - 264391

OPINIÓN E INTERPRETACIÓN DE ACUERDO CON LA NORMA IEC 60422-2005 Y LA ECUACIÓN DE FRESSLER



Gráfica 1. Mineral insulating oils in electrical equipment – Supervision and maintenance guidance IEC 60422-2005. So: Saturación de Agua (ppm)



Gráfica 2. Curvas de equilibrio de humedad para el sistema de papel/aceite, reproducido por medio de la ecuación de Fressler

Saturación del Agua en el Aceite	17%	% de Concentración de agua en papel Aprox.	4.17	Contenido de Agua	20 ppm
T. promedio del transformador	40.0 °C	Temperatura del aceite	- °C	Temperatura de la muestra	35 °C

*Nota: Se recomienda utilizar el criterio de saturación relativa del aceite (Gráfica 1) para evaluar la humedad de los transformadores.

OPINIÓN E INTERPRETACIÓN DE ACUERDO CON KNOW-HOW DE TRANSEQUIPOS S.A

Gráfica 3. Código de acción a aplicar con respecto al Índice de Calidad

Recomendaciones							
Indice de Calidad	7,564	Número Ácido	0.0055	Tensión Interfacial	41.6	Vol. Aceite (Gal)	
Código de Acción	A12. Tomar muestra en 12 meses						

Códigos de acción	
• A12: Tomar muestra en 12 meses • AI1: Tomar muestra para análisis de contenido de inhibidor. Tomar Muestra para Análisis Físico-Químico en 12 meses	**Códigos de acción en negrilla aplican cuando el contenido de agua es inaceptable y por el código de acción correspondiente a la gráfica 3.**
• 406: Regeneración de aislamientos con 6 recirculaciones	**• 506: Regeneración de aislamientos y secado de la parte activa con 6 recirculaciones**
• 410: Regeneración de aislamientos con 10 recirculaciones	**• 510: Regeneración de aislamientos y secado de la parte activa con 10 recirculaciones**
• 415: Regeneración de aislamientos con 15 recirculaciones	**• 515: Regeneración de aislamientos y secado de la parte activa con 15 recirculaciones**
• 420: Regeneración de aislamientos con 20 recirculaciones	**• 520: Regeneración de aislamientos y secado de la parte activa con 20 recirculaciones**
• Taller: Realizar mantenimiento en taller	• 200: Secado de la parte Activa

13.2 Resultados de las pruebas de aceite ADFQ del transformador con serie 302318 (45 KVA)

REPORTE DE ANÁLISIS DIELÉCTRICO Y FISICOQUÍMICO

REPORTE ADFQ - 264392

Empresa	DINGEL SAS	**No. de Muestra**	264392
Encargado	ING. HÉCTOR DE LOS RÍOS GALLEGO	**Fecha de Muestreo**	2024/08/24
Cargo	INGENIERO DE PROYECTOS	**Fecha de Recepción**	2024/09/10
Telefono	3165238845 / 604-2059556	**Fecha de Análisis**	2024/09/10
Ciudad	MEDELLÍN	**Fecha de Reporte**	2024/09/12
Dirección	CLL 37 NO 84 B 06	**T. de Muestra (°C)**	35

Número de Serie		**302318**	
Marca	ABB	**Año de Fabricación**	2007
Ubicación	S/E Funza IDEA Cundinamarca, Exterior	**Vol. Aceite (L)**	
Tensión (V)	11400/214	**Potencia (kVA)**	45
T. Dev. (°C)	-	**T. Max Aceite (°C)**	-
Año de prueba	2024	**Edad (Años)**	17

Muestreado por:	CLIENTE

Observaciones	El recipiente suministrado por el cliente no es adecuado para el ensayo de Contenido de agua de acuerdo a Norma ASTM D1533-20. El cliente acepta realizar el ensayo con esta desviación, por lo tanto el laboratorio no se responsabiliza por la afectación del resultado de este ensayo.

CONDICIONES DEL ANÁLISIS EN EL LABORATORIO

Temperatura Ambiente (°C)	21.3	**Humedad Relativa (%)**	52.9
Presión Barométrica mbar (hPa)	754.0	**Temperatura del Aceite (°C)**	20.67

PRUEBA	UNIDAD	EQUIPO DE PRUEBA	VALOR MEDIDO	INCERTIDUMBRE	INTERVALO DE ACEPTABILIDAD
Contenido de Agua NORMA ASTM D-1533-20	mg/kg (ppm)	CLM - 02	32	± 4	Aceptable ≤35; Inaceptable >35 (1)
Rigidez Dieléctrica NORMA ASTM D-877/D877 M-19 Procedimiento A	kV	CH - 03	40	± 2	Aceptable ≥30;Cuestionable 30-25;Inaceptable ≤25 (2)
Densidad Relativa (15 °C / 15 °C) NORMA ASTM D-1298-12B (2017) e1	Adimensional "1"	DS - 14	0.8929	± 0.0006	Aceptable 0.84-0.91;Cuestionable <0.84;Inaceptable≥0.91 (2)
Tensión Interfacial NORMA ASTM-D-971-20	mN/m	TF - 01	36.4	± 0.8	Aceptable ≥25; Inaceptable <25 (1)
Número Ácido NORMA ASTM D-974-22	mgKOH/g	BR - 01	<0.02	± 0.0092	Aceptable ≤0.20; Inaceptable >0.20 (1)
Color NORMA ASTM D-1500-12 (2017)	Unidades de Color ASTM	CL - 02	<0.5	± 0.5	Aceptable ≤3.5; Inaceptable >3.5 (1)

Toma de Muestras según Norma ASTM D-923-15
1) NORMA IEEE C57-106 2015: Tabla 3. Límites sugeridos para aceites en operación. Intervalo de tensión: ≤ 69 kV. Para una tensión de: 11400 V
2) Criterios de la S.D Myers de USA
-

Condiciones de Tensión Interfacial			
Temperatura del agua (°C)	21.3	Densidad del Agua (g/mL)	0.996
Temperatura del aceite (°C)	20.61	Densidad del Aceite (g/mL)	0.886

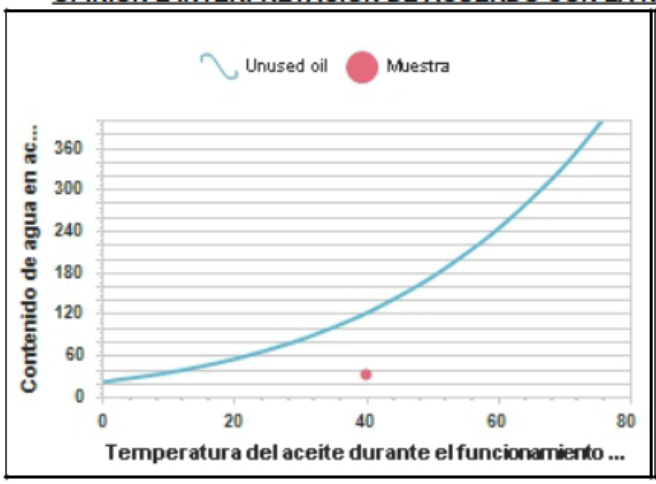
Valores de Rigidez Dieléctrica					
Norma ASTM D-877, Lecturas enkV:					
37	39	39	40	43	
-	-	-	-	-	
Norma ASMT D-1816, Lecturas en kV:					
2mm					
1mm					

Tipo de Líquido Aislante
Aceite Mineral
Condiciones de Factor de Potencia
Tipo de la Celda Usada
Celda de tres terminales
Gradiente de Voltaje
500 V/mm (12,5 V/mil) (rms)
Frecuencia
60 Hz

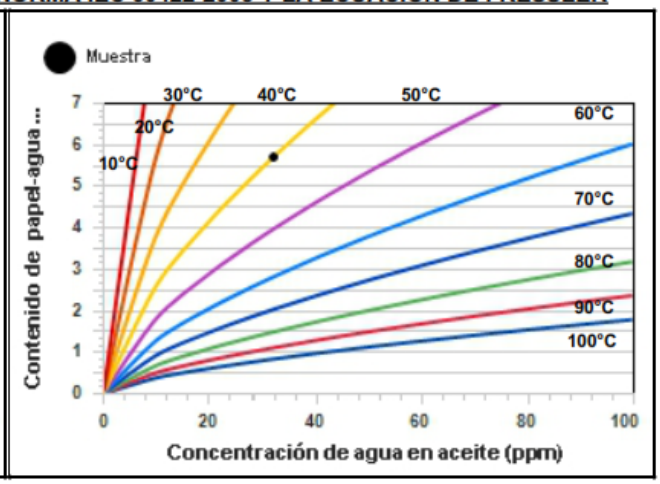
OPINIONES E INTERPRETACIÓN INFORME DIELÉCTRICO Y FISICOQUÍMICO

REPORTE ADFQ - 264392

OPINIÓN E INTERPRETACIÓN DE ACUERDO CON LA NORMA IEC 60422-2005 Y LA ECUACIÓN DE FRESSLER



Gráfica 1. Mineral insulating oils in electrical equipment – Supervision and maintenance guidance IEC 60422-2005. So: Saturación de Agua (ppm)



Gráfica 2. Curvas de equilibrio de humedad para el sistema de papel/aceite, reproducido por medio de la ecuación de Fressler

Saturación del Agua en el Aceite	27%	% de Concentración de agua en papel Aprox.	5.69	Contenido de Agua	32 ppm
T. promedio del transformador	40.0 °C	Temperatura del aceite	- °C	Temperatura de la muestra	35 °C

OPINIÓN E INTERPRETACIÓN DE ACUERDO CON KNOW-HOW DE TRANSEQUIPOS S.A

Gráfica 3. Código de acción a aplicar con respecto al Índice de Calidad

Recomendaciones						
Índice de Calidad	6,618	Número Ácido	0.0055	Tensión Interfacial	36.4	Vol. Aceite (Gal)	
Código de Acción	A12. Tomar muestra en 12 meses					

Códigos de acción	
• A12: Tomar muestra en 12 meses • AI1: Tomar muestra para análisis de contenido de inhibidor. Tomar Muestra para Análisis Físico-Químico en 12 meses	**Códigos de acción en negrilla aplican cuando el contenido de agua es inaceptable y por el código de acción correspondiente a la gráfica 3.**
• 406: Regeneración de aislamientos con 6 recirculaciones	**• 506: Regeneración de aislamientos y secado de la parte activa con 6 recirculaciones**
• 410: Regeneración de aislamientos con 10 recirculaciones	**• 510: Regeneración de aislamientos y secado de la parte activa con 10 recirculaciones**
• 415: Regeneración de aislamientos con 15 recirculaciones	**• 515: Regeneración de aislamientos y secado de la parte activa con 15 recirculaciones**
• 420: Regeneración de aislamientos con 20 recirculaciones	**• 520: Regeneración de aislamientos y secado de la parte activa con 20 recirculaciones**
• Taller: Realizar mantenimiento en taller	• 200: Secado de la parte Activa

14. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

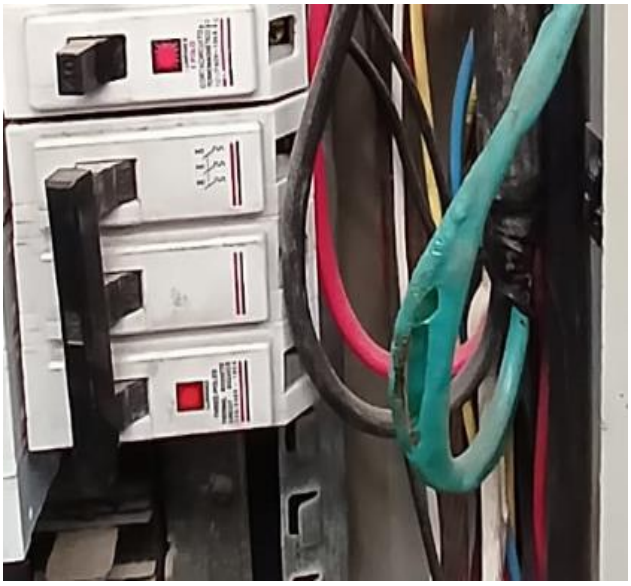
- ***Se recomienda construir malla a tierra e interconectar sistema eléctrico de la bodega # 2 (Transformador 225KVA), como lo exige la norma:***

Un buen diseño de puesta a tierra debe garantizar el control de las tensiones de paso, de contacto y transferidas. En razón a que la resistencia de puesta a tierra es un indicador que limita directamente la máxima elevación de potencial, pueden tomarse como referencia los valores máximos de la Tabla 3.12.3.a., adoptados de las normas técnicas ANSI/IEEE 80, NTC 2050 Segunda Actualización y NTC 4552-1. El cumplimiento de estos valores no exonera al diseñador y constructor de garantizar que las tensiones de paso, contacto y transferidas aplicadas al ser humano en caso de una falla a tierra, no superen la establecidas en el presente reglamento.

APLICACIÓN	***VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA***
Estructuras y torrecillas metálicas de líneas o redes con cable de guarda	***20 Ω***
Subestaciones de alta y extra alta tensión.	***1 Ω***
Subestaciones de media tensión.	***10 Ω***
Protección contra rayos.	***10 Ω***
Punto neutro de acometida en baja tensión.	***25 Ω***
Redes para equipos electrónicos o sensibles	***10 Ω***

Tabla 3.12.3a *Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra según RETIE*

- *Se recomienda* ***independizar circuitos*** *internos* ***en Bodega # 2*** *con calibre adecuado para cargas existentes. El calibre del conductor instalado para la maquina pela cable no es el correcto, puesto que no soporta la corriente que circula por el mismo.*
  El cable actual está totalmente derretido y cerca de un conato de incendio.



- *Se recomienda **instalar DPS** (Dispositivo de protección contra sobretensiones, en tableros de distribución; dispositivo creado para impedir que los sobrevoltajes y sobre corrientes, causen daños a equipos eléctricos y electrónicos*

- *Se recomienda **realizar mantenimiento preventivo cada 12 meses** a los tableros secundarios de distribución de circuitos con termografía infrarroja incluida con el fin de validar a tiempo patrones anormales de temperatura y evitar posibles conatos de incendio. Con respecto a los gabinetes y tableros, la mayoría de los estudios de mantenimiento basados en la experiencia han llegado al consenso de que el periodo de tiempo para la realización de un programa completo de mantenimiento no debe ser mayor a un año*

- *Para tener una buena seguridad con los equipos de trabajo y tener un buen respaldo ante una eventual descarga eléctrica, se recomienda que todos los equipos y los elementos metálicos sean conectados por medio de cableado al sistema de puesta a tierra física.*

- ***Se recomienda instalar iluminación de emergencia**, en los tableros de distribución de energía y aéreas de la subestación principal puesto que no tienen autonomía para respaldar el momento en el que exista un corte por el operador de red y tener una autonomía mínimo de 90 minutos de acuerdo con lo recomendado por la norma*

- *Se recomienda realizar inspecciones visuales periódicamente (Semanalmente) con la finalidad de evaluar comportamientos anormales en el funcionamiento de los equipos e intervenir*

oportunamente, reduciendo considerablemente los tiempos de reparación y gastos asociados con el cambio del equipo.

- *Se recomienda mantener las cargas balanceadas en todos los tableros y Ml´s.*

- *Se recomienda siempre que realicen modificaciones en las instalaciones como salidas nuevas o conexión de equipos, validar dicha conexión con personas calificadas para verificar capacidad y valores del sistema de puesta a tierra.*

- *Se recomienda mantener las subestaciones eléctricas libre de objetos que no pertenezcan a ella o que generen obstáculos que obstruyan la circulación en el área.*

15. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- *IEEE Std. 43-2000. IEEE recommended practice for testing insulation Resistance of rotating machinery.*
- *IEEE Std 250-1999. IEEE standard test procedure for evaluation of systems of insulation for dry-type specialty and general-purpose transformers.*
- *IEEE Std 434-2006. IEEE guide for functional evaluation of insulation systems for AC electric machines rated 2300 V and above.*
- *IEEE Std 522-2004. IEEE Guide for Testing Turn Insulation of Form-Wound Stator Coils for Alternating-Current Electric Machines Electrical.*
- *ANSI C57.12.00-1987. IEEE Standard general requirements for liquid immersed distribution power and regulating transformer.*
- *Transformer Maintenance, United States Department of the Interior, Bureau of Reclamation. Denver, Colorado. Oct. 2000.*
- *ANSI C57.12.90-2006. IEEE standard test code for liquid-immersed distribution, power, and regulating transformers.*
- *Manual de Usuario Equipo Megger S1 – 1052. 10 kV. Insulation Resistance Tester.*
- *NTC 471 de 1974. Relación de Transformación.*
- *Norma ASTM D-877. Rigidez Dieléctrica*
- *NTC-380: 01. Tolerancia para la prueba de Relación de Transformación. Instructivo PEC-I-02. Revisión 04 de 03 abril de 2006. Resistencia de aislamiento.*
- *NTC 375 de 2000. Resistencia de devanados.*
- *ANSI/IEEE Std. 80-1 986 "IEEE Guide for Safety in AC. Substation Grounding".*
- *ANSI/IEEE Std. 81-1983. "IEEE Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance and Earth Surface Potentials of a Ground System".*
- *ANSI/IEEE Std. 142-1 991. "IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems".*
- *Empresas Públicas de Medellín. "Normas para el diseño de redes aéreas y subterráneas (RA6-015)". Enero 2001*
- *Ministerio de Minas y Energía, República de Colombia. "Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas". Abril 2004.*
- *Lambda_ingeniería_Danilo Zapata Pulgarin Ingeniro Electricista T.P AN205-105328 del CNEMA en pruebas electricas*
- *Transequipos- analisis-de-laboratorio-para-aceites-aislantes Certificados por la ONAC.*

REALIZADO POR

Departamento de proyectos y estudios energéticos DINGEL S.A.S 2024
Jairo De Los Ríos Gallego
Ingeniero electricista.
Héctor Echavarría
Tecnólogo electricista.
MAT.CPNTEL 26288
Auxiliar de ingenieria
proyectos@dingelingenieria.com
Cll 37 No 84 B 06
Tel. 205 95 56 Cel. 316 523 88 45
Medellín

D'ingel S.A.S
Desarrollo en Ingeniería Eléctrica

Calle 37 No. 84 B 06
Medellín - Colombia
(4)205 95 56 301 412 2573
www.dingelingenieria.com

Dingel Ingeniería
@SASDINGEL
@dingelsas