INFORME TECNICO SOBRE MANTENIMIENTO PREVENTIVO REALIZADO A LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA Y TABLEROS ELECTRICOS DEL IDEA.

OCTUBRE
2022

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

Dingel Ingeniería
@SASDINGEL
@dingelsas

Contenido

INTRODUCCIÓN ***5***

1. OBJETIVO ***6***

2. ALCANCE ***6***

3. MARCO TEORICO ***7***

3.1 Objetivo de la NTC2050 ..... *7*

3.2 Objetivo del RETIE *8*

3.2.1 Mantenimiento y operación de las instalaciones eléctricas de acuerdo con los artículos 2, 10, 27, 35 del RETIE *8*

4. RESUMEN EJECUTIVO ***10***

5. DESARROLLO DEL MANTENIMIENTO ***11***

5.1 Dentro del mantenimiento se incluye. *11*

5.2 Beneficios. *12*

5.3 Frecuencia. *12*

5.4 Marcación de circuitos. *12*

5.5 Aseo general de la subestación. *13*

5.6 Señalización de riesgo eléctrico. *13*

5.7 Registro fotográfico previo al mantenimiento preventivo. *14*

5.8 Registro fotográfico durante el mantenimiento preventivo. *17*

5.9 Registro fotográfico posterior al mantenimiento preventivo. *22*

6. PRUEBAS DE AISLAMIENTO. ***25***

6.1 Medición de Aislamiento. *25*

6.2 Objetivo de pruebas de aislamiento. *26*

6.3 Transformadores a evaluar. *26*

6.4 Procedimiento. *26*

6.5 Factores de incidencia en las pruebas. *27*

6.6 Ejecución de pruebas. *28*
6.7 Diagrama de conexión. *29*
6.8 Índice de Polaridad e Índice de Absorción *31*
6.9 Valores mínimos recomendados de Índice de Polarización e Índice de Absorción *32*
6.10 Características del equipo *32*
6.11 Medidor de aislamiento uni-t rf ut513 ..... *33*
6.12 Resultados de aislamiento transformadores de 300 KVA *35*
6.13 Interpretación de resultados *35*
6.14 Registros fotográficos de las medidas de aislamiento del transformador de 300 KVA. *36*
6.15 Conclusiones y recomendaciones de la prueba de aislamiento del transformador. *37*
7. PRUEBAS DE PUESTA A TIERRA ***37***
7.1 Objetivo de pruebas *38*
7.2 Requisitos básicos de una puesta a tierra *38*
7.3 Características de una puesta a tierra adecuada: *39*
7.4 Medición de Resistencia de Puesta a Tierra Según RETIE Articulo 15.5.1 ..... *39*
7.5 Constitución de una puesta a tierra *40*
7.5.1 Definición *41*
7.6 Valores recomendados de resistencia de puesta a tierra según 15.4 del RETIE *41*
7.7 Metodología *42*
7.7.1 Método de los dos puntos *42*
7.8 Equipo utilizado *43*
7.8.1 Características del equipo - Fluke 1653B *43*
7.9. Resistencia de malla a tierra. *44*
7.9.1 Registro fotografico de las medidas de puestra a tierra tomadas en Instituto para el Desarrollo de Antioquia - IDEA *45*
7.10 Resultados de las Mediciones del sistema de Puesta a Tierra *45*

7.11 Conclusiones y recomendaciones generales de la puesta a tierra 45

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES GENERALES. ***46***

9. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS ***49***

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)*** *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),*** *se define los requerimientos en materia de mantenimiento y diagnostico que deben adoptarse en las instalaciones eléctricas en Colombia de manera obligatoria. Entre los aspectos a 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 6 meses*** *ó 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.*

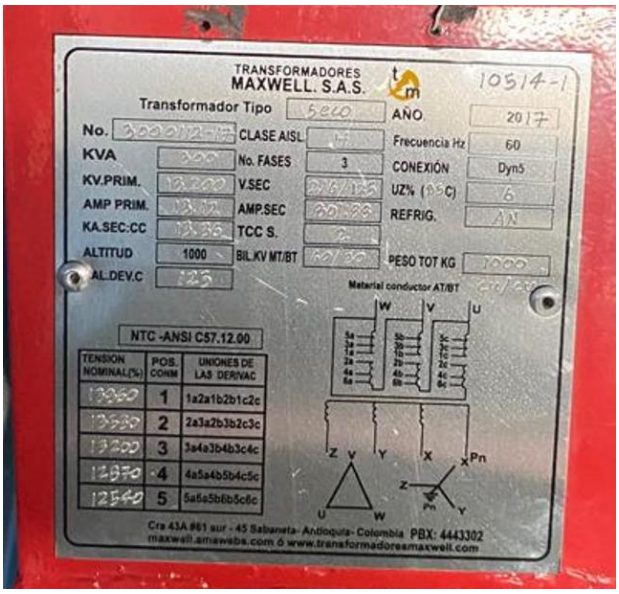
1. OBJETIVO

Garantizar la continuidad en la prestación del servicio y disminuir los riesgos potenciales en la subestación eléctrica e instalaciones ***del Instituto para el Desarrollo de Antioquia - IDEA****, ejecutando las labores de mantenimiento preventivo en los equipos de potencia y así 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 tableros y a un transformador de 300 KVA , del Instituto para el Desarrollo de Antioquia - IDEA,*** *con el propósito de conservar en buen estado de funcionamiento los equipos de potencia como: transformadores de potencia, ML´s principales, seccionadores, interruptores y derivados, contactores, borneras y otros elementos que integran el tablero del sistema eléctrico, se realiza el servicio de mantenimiento preventivo el cual consiste en la revisión física, limpieza general, apriete de conexiones, así como pruebas mecánicas y eléctricas.*

Placa del transformador 300 KVA DE 13,2 K V – 226V y posición del tap.





En el mantenimiento preventivo se realiza:

- *Revisión visual de las instalaciones.*
- *Limpieza general de transformadores, gabinetes, aisladores, bujes, totalizadores, breakers, cableado, canastilla y cableado, celdas, puertas e instalaciones físicas.*
- *Señalizar correctamente el conductor con el color de la fase.*
- *Revisión y torque a la tornillería y conectores en general.*
- *Determinar y retirar elementos inservibles dentro de la subestación.*
- *Lubricación diferentes piezas de los elementos que así lo requieren y limpiar impurezas como oxido de los mismos.*
- *Realizar inspección física del estado de los anclajes y de los diferentes gabinetes de la subestación.*
- *Medición de resistencia de aislamiento a las bobinas del transformador, indicando el índice de absorción e/y índice de polarización* ***(dado el caso).***
- *Medición de la puesta a tierra de la subestación principal a tierra física.*
- *Mantenimiento general a celdas de transformadores, seccionadores, banco de capacitores, y ML (Tableros principales de distribución de cargas). Dentro de la subestación y rack de frio.*

Todos los equipos de una subestación funcionan de manera diferente y por lo tanto requieren diferentes modelos para la gestión del mantenimiento. Es necesario entonces estudiar el funcionamiento y las condiciones de operación de los equipos, para tomar la mejor decisión referente al tipo de mantenimiento a realizar.

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

3. MARCO TEORICO

3.1 Objetivo de la NTC2050

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.*

3.2 Objetivo del RETIE

El Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, que fija las 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".

<u>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.</u>

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.*

3.2.1 Mantenimiento y operación de las instalaciones eléctricas de acuerdo con los artículos 2, 10, 27, 35 del RETIE

ARTICULO 2.1. *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,* ***<u>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.</u>***

ARTICULO 10.2 *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.*

ARTICULO 27.5. NUMERAL A) 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.*

ARTICULO 35 NUMERAL E) *En las instalaciones existentes a la entrada en vigor del RETIE,* ***el propietario o tenedor de la instalación deberá verificar que esta no presente alto riesgo o peligro inminente para la vida de las personas,*** *para lo cual debe apoyarse en diagnósticos o revisiones, realizados por personas calificadas.* ***En el evento que la instalación presente peligro inminente se deberá advertir a las personas de los posibles riesgos y tomar las medidas necesarias para minimizarlos.***

Toda instalación eléctrica que se realice esta 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.*

El propietario o tenedor de la instalación, será responsable de mantenerla en condiciones seguras*, por lo tanto, debe garantizar que se cumplan las disposiciones del presente reglamento que le apliquen, para lo* ***cual debe apoyarse en personas calificadas tanto para la operación como para el mantenimiento.*** *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.*

4. RESUMEN EJECUTIVO

Está contemplado dentro del mantenimiento general a instalación eléctrica, realizar ajustes, verificación, limpieza e inspección en los equipos e instalaciones. Se realizó el día ***Sábado 15 de octubre del año 2022****, con previa suspensión del circuito y con permiso de apertura del personal técnico encargado avisando con días de anticipación para* ***el Instituto para el Desarrollo de Antioquia - IDEA****, con el fin de realizar el mantenimiento general de la instalación eléctrica.*

Transformador, ML de distribución y tableros intervenidos en el mantenimiento.

UBICACION	EQUIPOS	CANTIDAD	TENSION
SUBESTACION	*Transformador 300 KVA*	*01*	*13,2 KV/ 226 V*
SUBESTACION	*Tableros*	*03*	*226 V /125 V*
SUBESTACION	*Ml de medida*	*01*	*13,2 KV/ 226 V*
SUBESTACION	*Celda de seccionador*	*02*	*13,2 KV*
SUBESTACION	*Banco de condensadores*	*01*	*226 V*
EDIFICICACION	*Tableros de potencia y control*	*13*	*226 V*
EDIFICICACION	*UPS*	*2*	-
EDIFICICACION	*Cajas de paso*	*10*	-

Tabla 1. *Equipos intervenidos en el mantenimiento.*

5. DESARROLLO DEL MANTENIMIENTO

La subestación de energía ***del Instituto para el Desarrollo de Antioquia - IDEA*** *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 cualquier peligro 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.

5.1 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 torquímetro*

Con respecto al mantenimiento de equipos eléctricos, se pueden realizar actividades que van desde la limpieza, hasta la realización de pruebas de 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

5.2 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.*

5.3 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.

5.4 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

artículo 6, en la tabla 6.5 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

Tabla 2. *RETIE colores según sistema c.a. (tabla 6.5 del reglamento)*

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.

5.5 Aseo general de la subestación.

Cumpliendo con la sección 20.23.4 del RETIE se especifica las actividades a realiza, 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.

5.6 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 artículo 6.1.1 del RETIE los tableros deben de tener un símbolo de riesgo eléctrico, teniendo en cuenta esto se coloca la simbología en los gabinetes.

5.7 Registro fotográfico previo al mantenimiento preventivo.

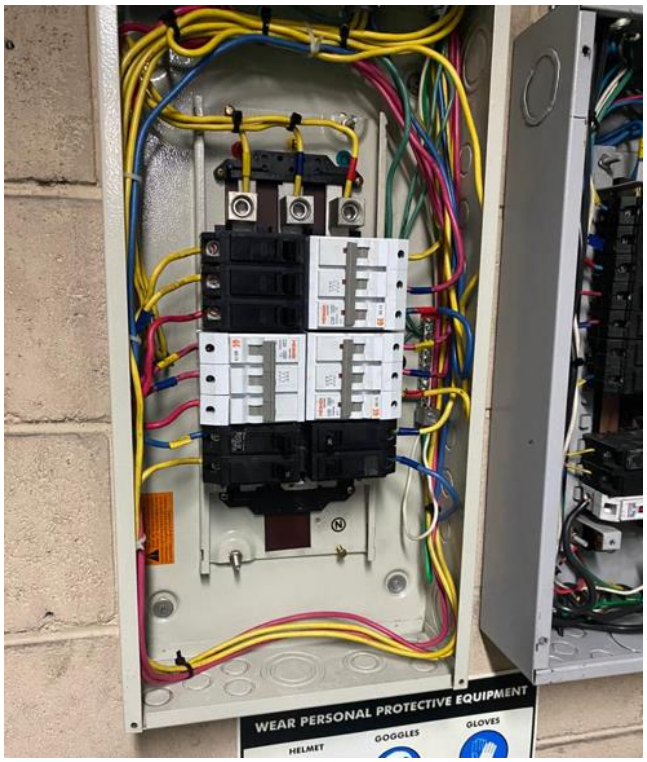








D'ingel S.A.S
Desarrollo en Ingeniería Eléctrica









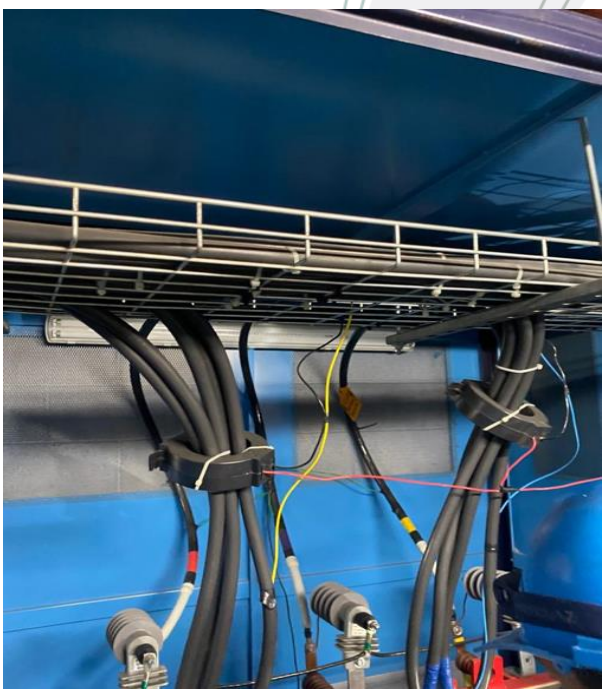
Calle 37 No. 84 B 06
Medellín - Colombia
(4)205 95 56 301 412 2573
www.dingelingenieria.com

Dingel Ingeniería
@SASDINGEL
@dingelsas









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

Dingel Ingeniería
@SASDINGEL
@dingelsas

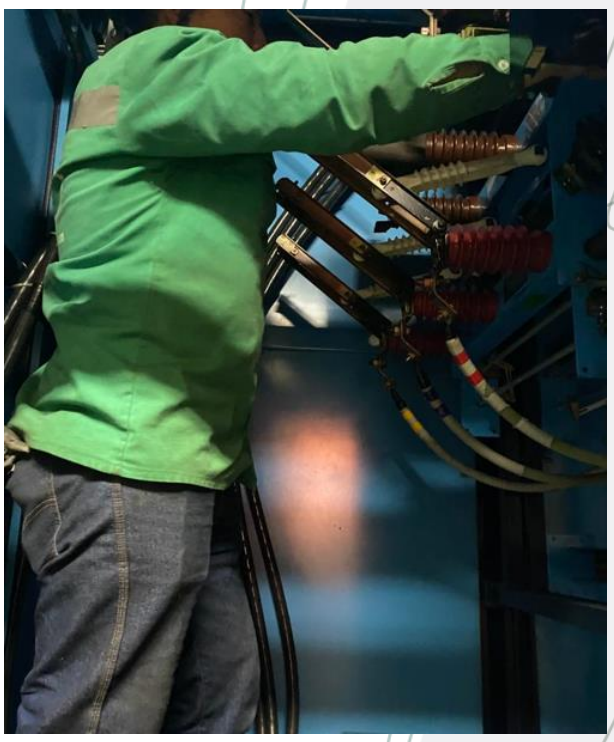


5.8 Registro fotográfico durante el mantenimiento preventivo.

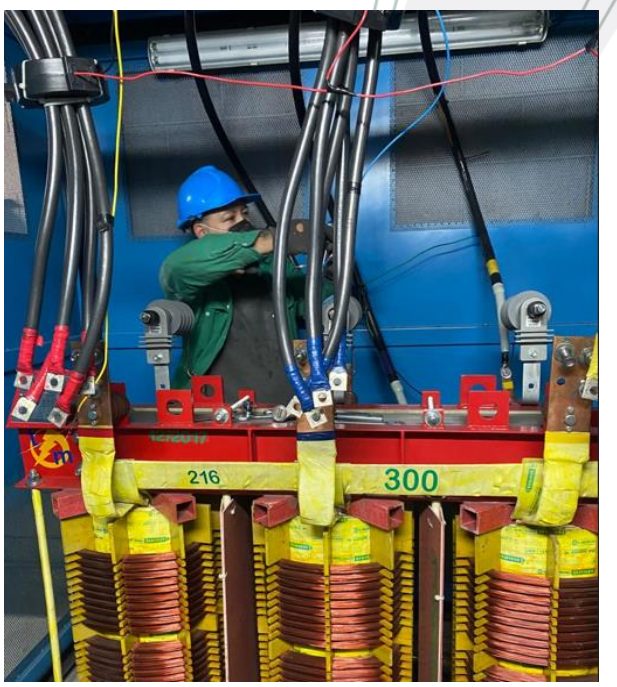


D'ingel S.A.S
Desarrollo en Ingeniería Eléctrica









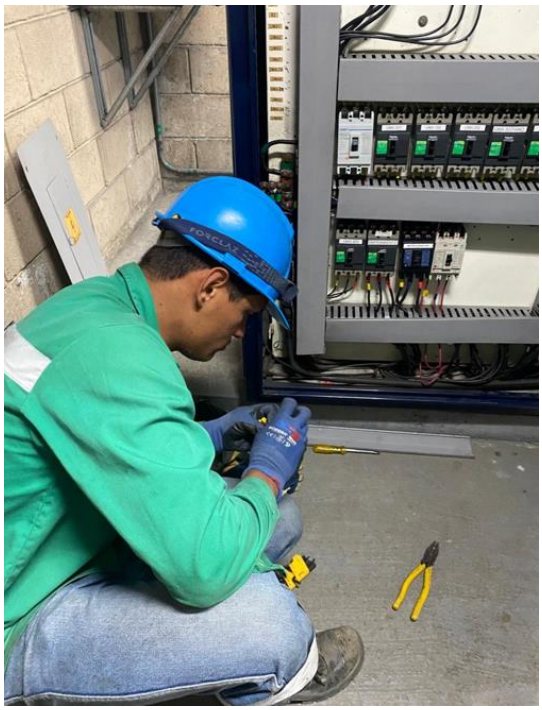
Calle 37 No. 84 B 06
Medellín - Colombia
(4)205 95 56 301 412 2573
www.dingelingenieria.com

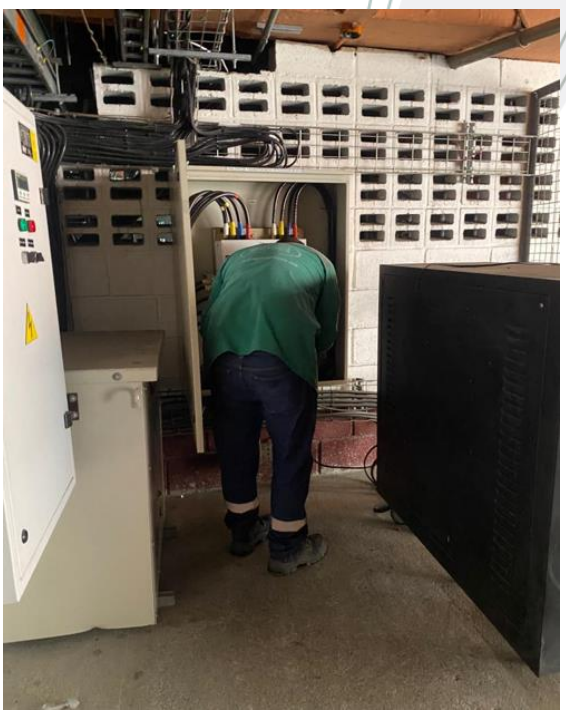
Dingel Ingeniería
@SASDINGEL
@dingelsas

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





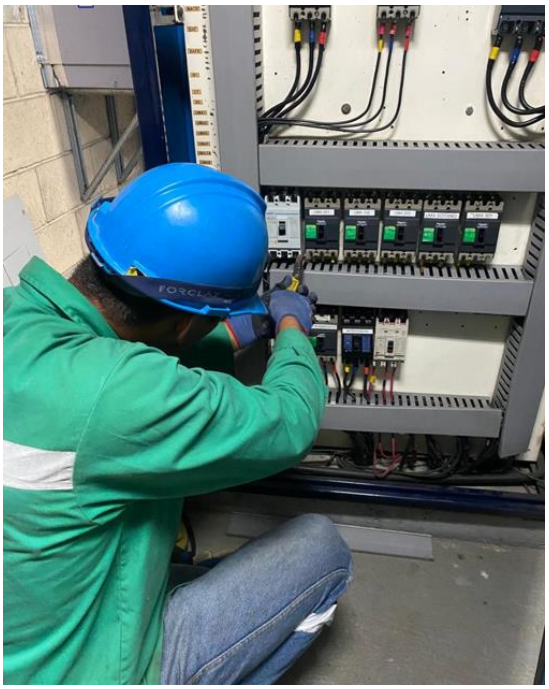




Calle 37 No. 84 B 06
Medellín - Colombia
(4)205 95 56 301 412 2573
www.dingelingenieria.com

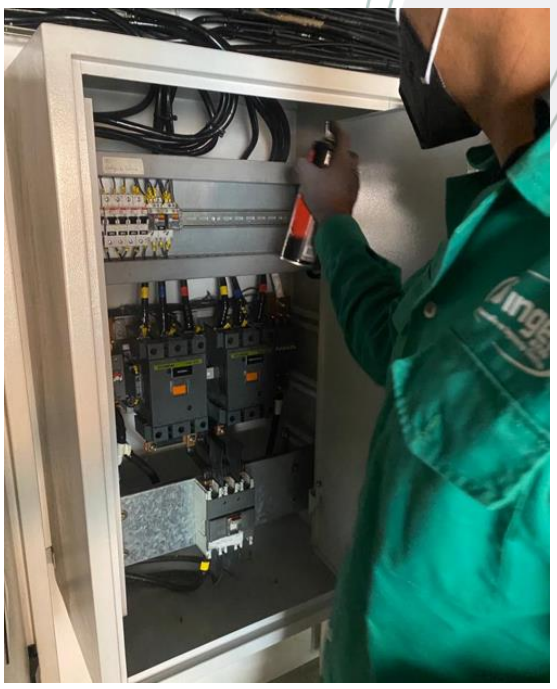
Dingel Ingeniería
@SASDINGEL
@dingelsas

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





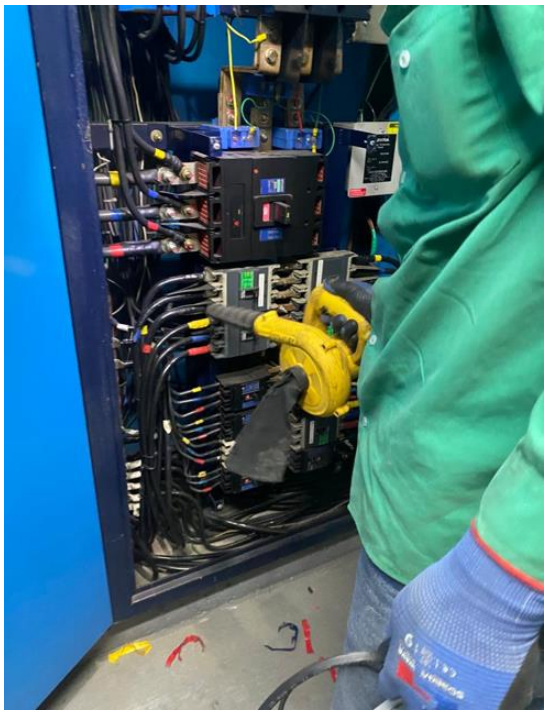




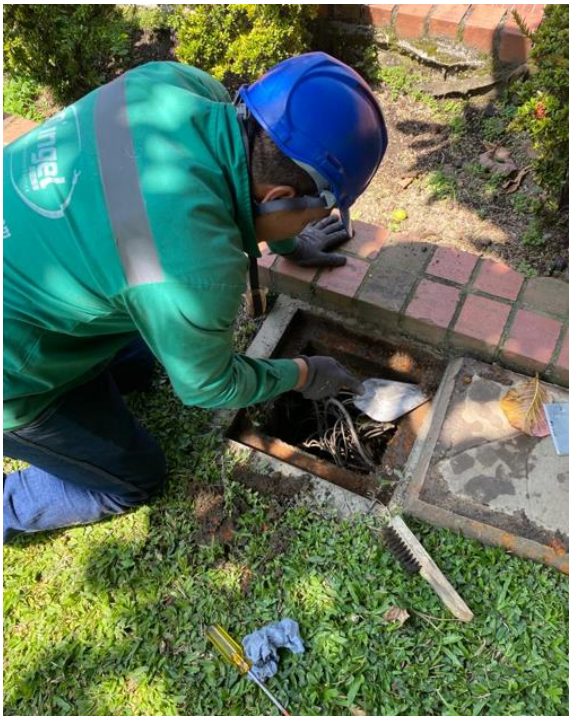
Calle 37 No. 84 B 06
Medellín - Colombia
(4)205 95 56 301 412 2573
www.dingelingenieria.com

Dingel Ingeniería
@SASDINGEL
@dingelsas

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

5.9 Registro fotográfico posterior al mantenimiento preventivo.







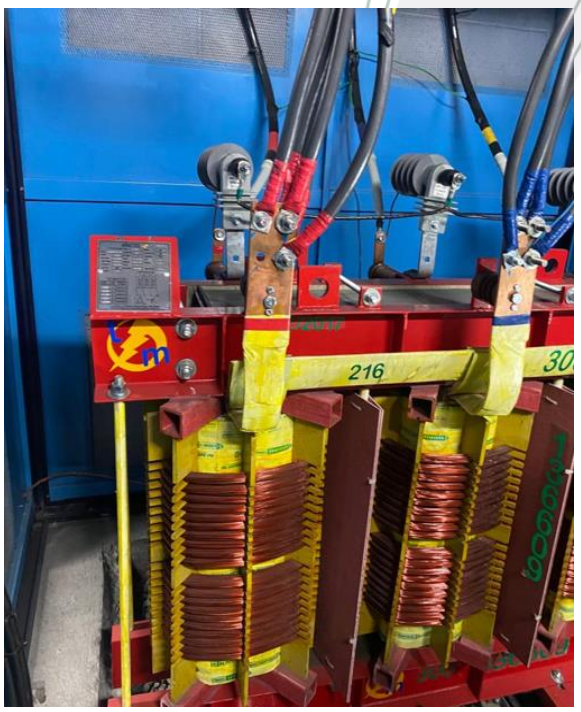


D'ingel S.A.S
Desarrollo en Ingeniería Eléctrica







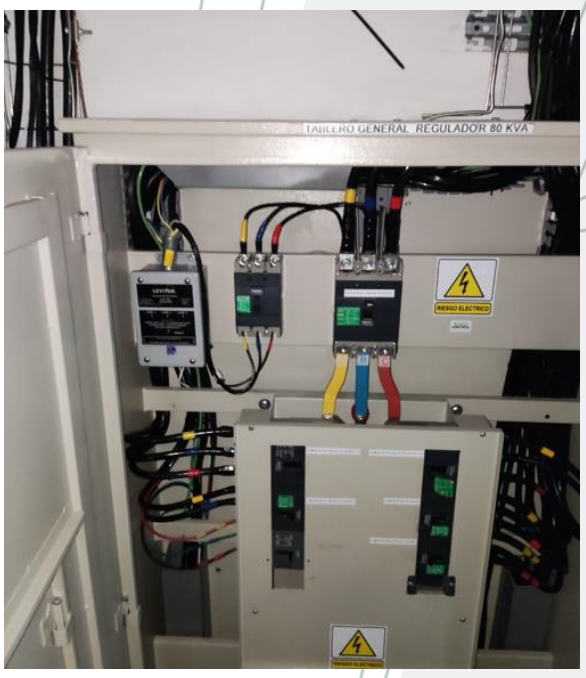


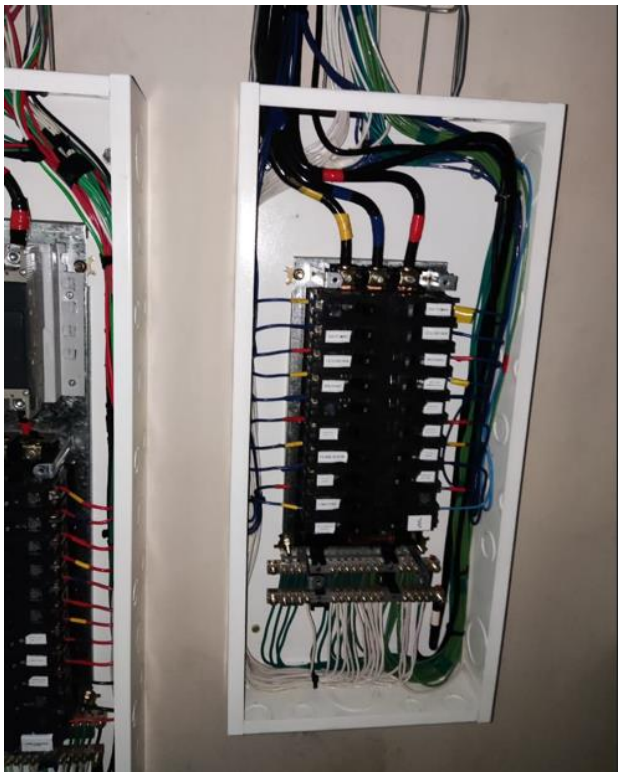
Calle 37 No. 84 B 06
Medellín - Colombia
(4)205 95 56 301 412 2573
www.dingelingenieria.com

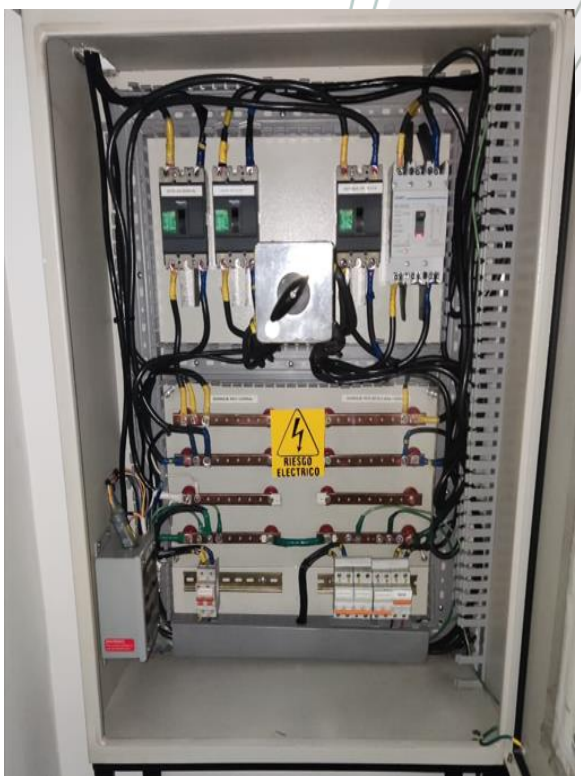
Dingel Ingeniería
@SASDINGEL
@dingelsas

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

6. 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.

6.1 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.***

6.2 Objetivo de pruebas de aislamiento.

- ✓ *Medir la resistencia del aislamiento de los bobinados que constituyen los transformadores* ***de 300 KVA de la subestación eléctrica del Instituto para el Desarrollo de Antioquia - IDEA***

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.

6.3 Transformadores a evaluar.

UBICACION	*TRANSFORMADOR*	*TIPO*	*TENSION*
SUBESTACION	***300 KVA***	*SECO*	*13,2 KV – 226 V*

Tabla 3. *Datos de los transformadores evaluados.*

6.4 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

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).

6.5 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.* $R_{40^\circ C} = K_T \cdot R_{MEDIDA}$ $K_T = .0.5^{\frac{(40-T)}{10}}$
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: Tdescarga = 4Tcarga*

Tabla 4. *Factores de incidencia en las pruebas.*

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.*

6.6 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.

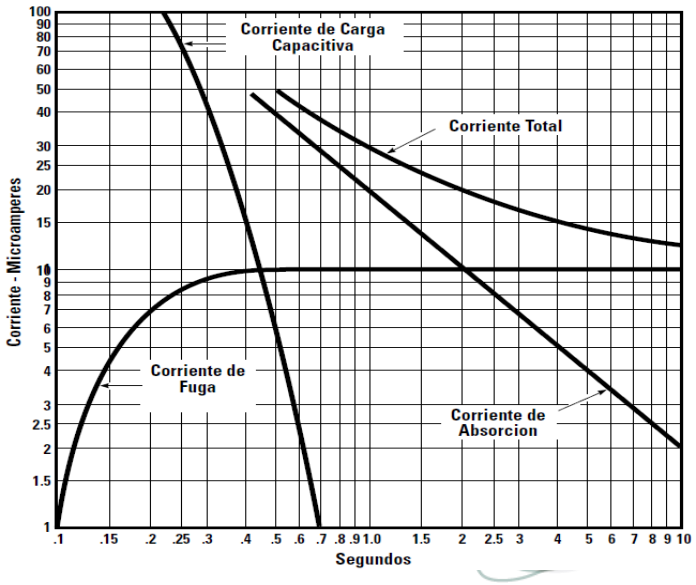


Figura 1. *Curvas que muestran las componentes de la corriente medida durante una prueba de aislamiento con CD*

6.7 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.

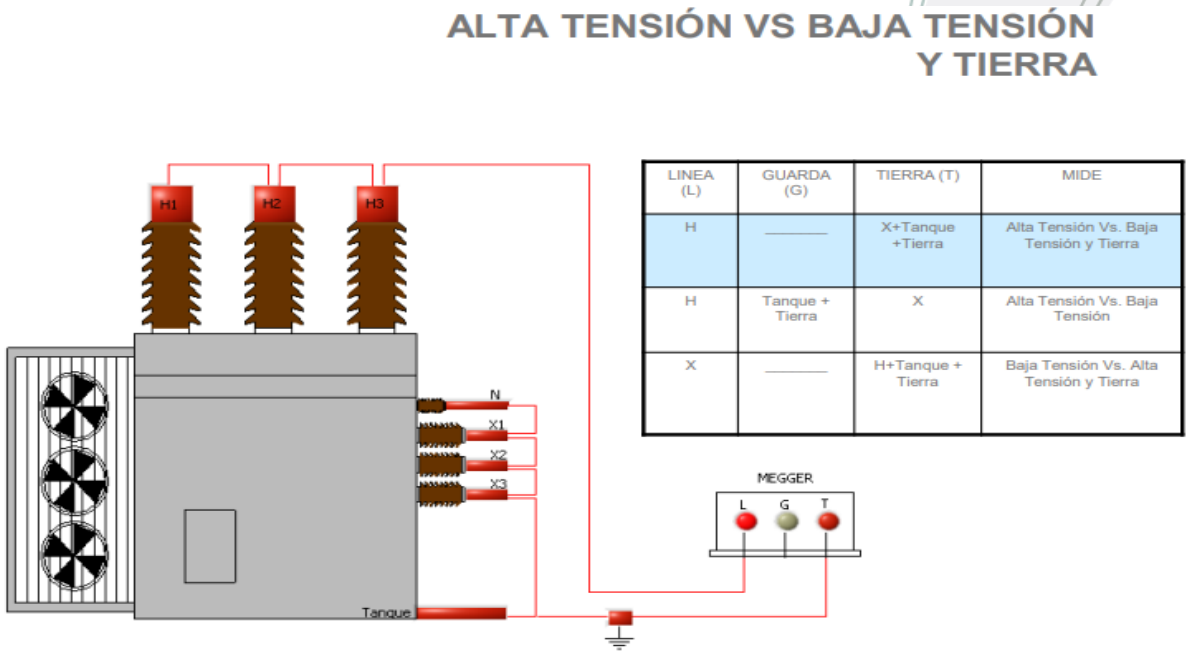


Figura 2. *Diagramas de conexión del Megger # 1 en los devanados del transformador.*

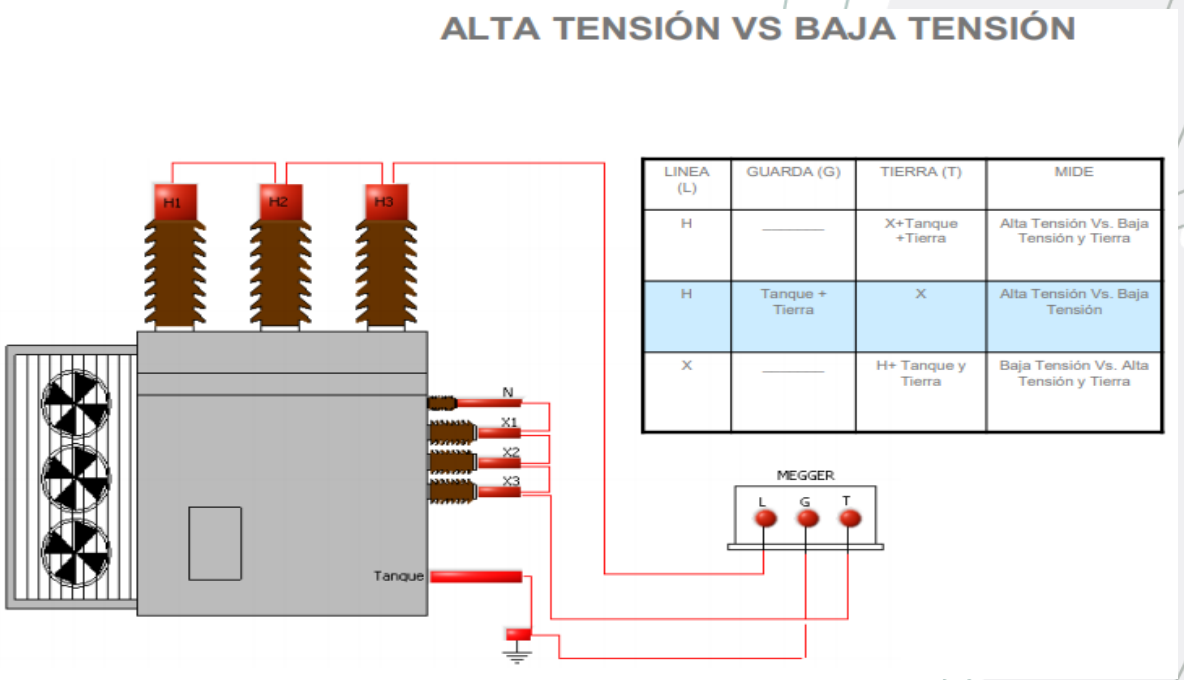


Figura 3. *Diagramas de conexión del Megger # 2 en los devanados del transformador.*

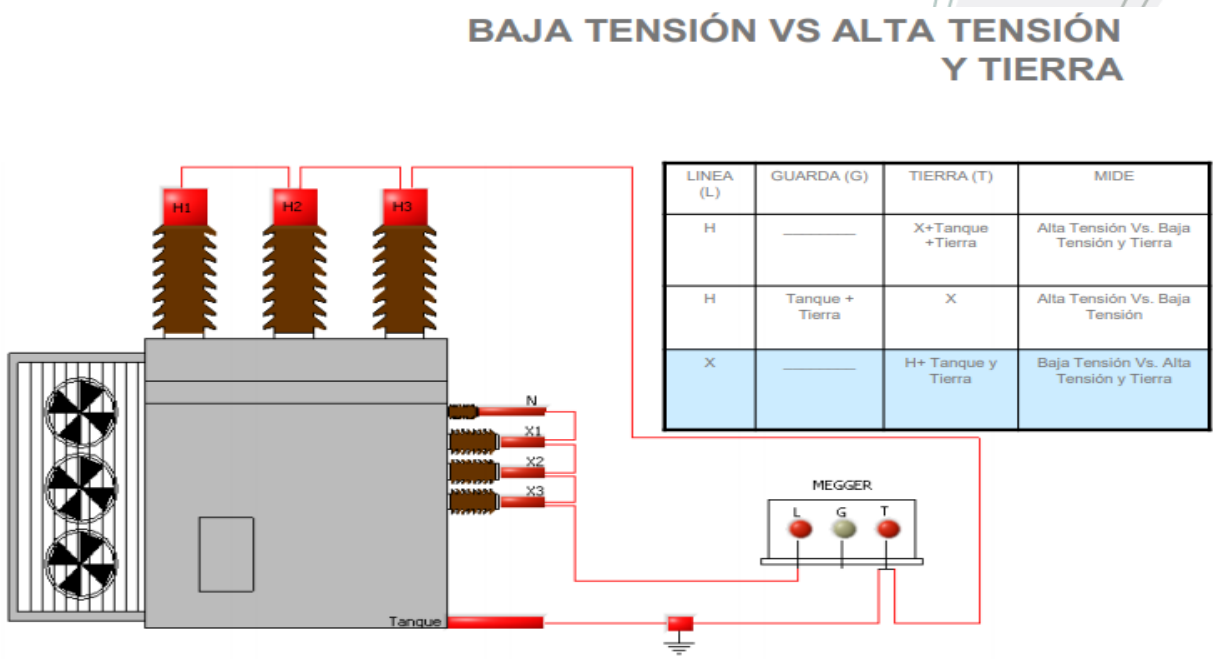


Figura 4. *Diagramas de conexión del Megger # 3 en los devanados del transformador.*

6.8 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 (bIA).

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).

6.9 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.

6.10 Características del equipo

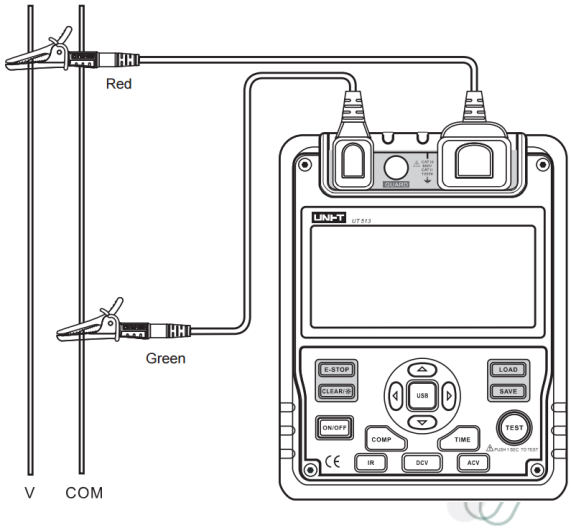


Figura 5. *Equipo de medidas (aislamiento)*

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.

6.11 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 indice 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			

Tabla 5. *Características del Megger.*

6.12 Resultados de aislamiento transformadores de 300 KVA

Transformador de 300 kVA							
toma de medidas en diferentes tiempos				Cálculo de índice polarización	IP	DAR	OBSERVACIONES
Fases	30-segundos	1-minutos	10-minutos	medida	valor	valor	El aislamiento **se encuentra en condiciones aceptables (BUENO)** 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 aceptable (BUENO)** Para el **índice de absorción su condición también es aceptable**
Alta - T	133 G Ω	171 G Ω	262 G L	262 G Ω /171 G Ω	>1.53	>1.23	
Baja - T	74.5 G Ω	123 G Ω	455 G Ω	455 G Ω / 123 G Ω	>3.6	>1.65	
Alta – Baja	OL	OL	OL	OL	OL	OL	

Tabla 6. *Datos de resultados de aislamiento del transformador de 300 KVA.*

NOTA: Cuando el equipo muestra OL significa que la lectura esta fuera del rango.

6.13 Interpretación de resultados

- *Según los parámetros de polaridad y absorción del transformador de **300 KVA** se encuentran en óptimas condiciones de aislamiento (**BUENO**)*

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

Tabla 8. *Valores mínimos para pruebas de resistencia de aislamiento*

6.14 Registros fotográficos de las medidas de aislamiento del transformador de 300 KVA.

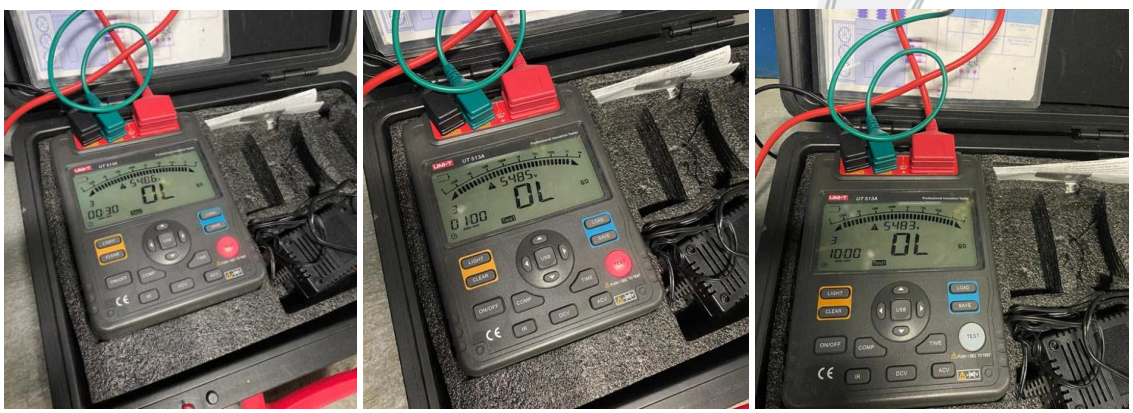
Alta- Tierra transformador de 300 KVA.



Baja- tierra transformador de 300 KVA.



Alta- Baja transformador de 300 KVA.



6.15 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*

7. PRUEBAS DE PUESTA A TIERRA

El presente apartado, tiene como objeto presentar las medidas de la malla de puesta a tierra, para la subestación ***compuesta de un transformador de 300 KVA tipo seco del IDEA.***

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.

7.1 Objetivo de pruebas

- ✓ *Medir la resistencia de puesta a tierra, de las subestaciones donde se alojan los dos* ***transformadores de 300 KVA****, ubicado* ***en el Instituto para el Desarrollo de Antioquia - IDEA.***

- ✓ *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.*

7.2 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.*

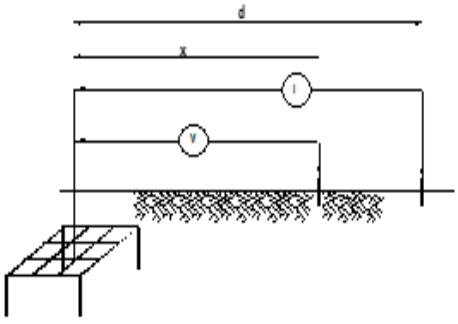
7.3 Características de una puesta a tierra adecuada:

- ✓ *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).

7.4 Medición de Resistencia de Puesta a Tierra Según RETIE Articulo 15.5.1

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 puede aplicar el método de Caída de Potencial, cuya disposición de montaje se muestra en la ***Figura 6.***



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.*

Figura 6. *Esquema de medición de resistencia de puesta a tierra*

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

7.5 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.*

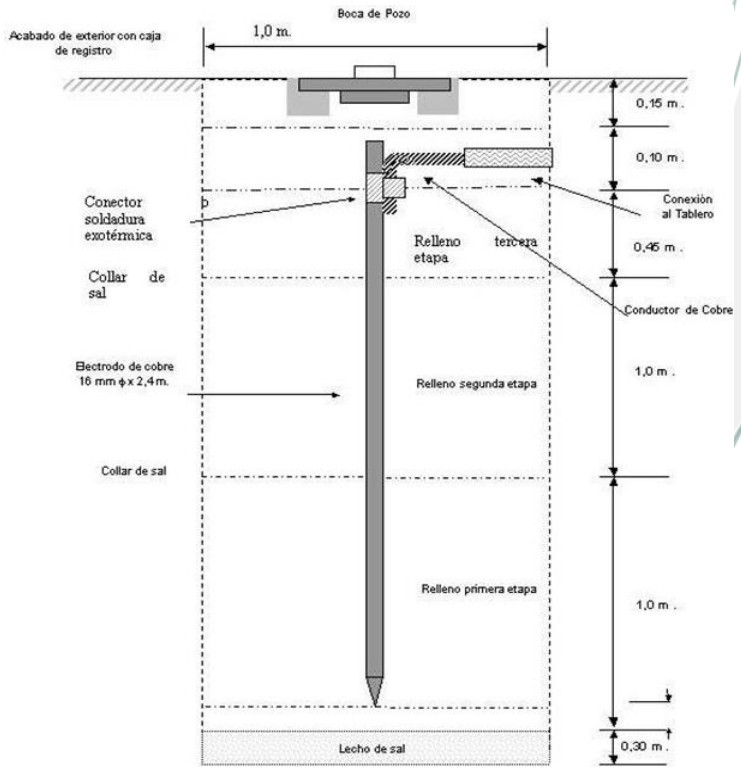


Figura 7. *Elementos que constituyen un sistema de puesta a tierra*

7.5.1 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.

7.6 Valores recomendados de resistencia de puesta a tierra según 15.4 del RETIE

Un buen diseño de puesta a tierra debe reflejarse en el control de las tensiones de ***paso, de contacto y transferidas; sin embargo, la limitación de las tensiones*** *transferidas principalmente en subestaciones de media y alta tensión es igualmente importante. En razón a que la resistencia de puesta a tierra es un indicador que limita directamente la máxima elevación de potencial y controla las tensiones transferidas, pueden tomarse los siguientes* ***Valores máximos de RPT Adoptados de las normas técnicas IEC 60364-4-442, ANSI/IEEE 80, NTC 2050, NTC 4552:***

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 9. *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 la misma, 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.

7.7 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).

7.7.1 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).

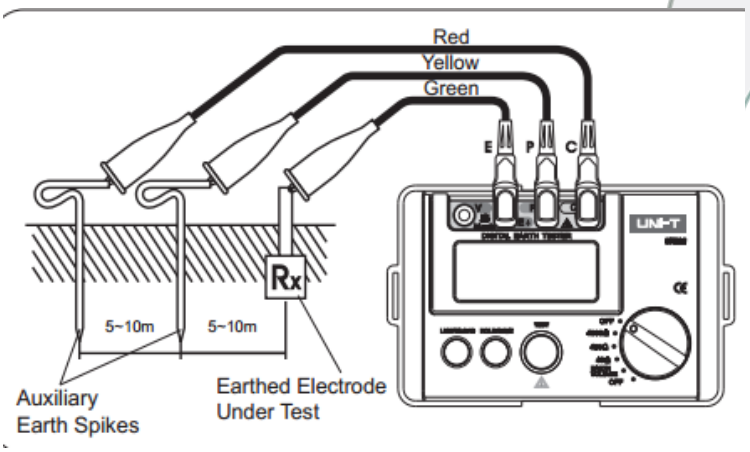


Figura 8. *Método de los dos puntos para medir la RPT.*

7.8 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.*

7.8.1 Características del equipo - Fluke 1653B



	Live Circuit Detection:	Inhibits test if terminal voltage > 30 V prior to initiation of test
	Maximum Capacitive Load:	Operable with the 5 µF load
Loop Impedance Measurement (High Current Mode and Non-Trip Mode)	Range:	100 - 500 VAC (50/60 Hz)
	Input connection:	Soft Key selection
	Loop impedance:	Phase to earth
	Line impedance:	Phase to neutral
	Limit on consecutive tests:	Automatic thermal shutdown after 50 consecutive tests at 10 second intervals (typical)
	Max. Test Current. High Current and Non-Trip Modes:	
	Maximum Test Current @ 400 V	20 A sinusoidal for 10 ms
	Maximum Test Current @ 230 V	12 A sinusoidal for 10 ms
	Range/Resolution:	20 Ω/0.01 Ω
	Range/Resolution:	200 Ω/0.1 Ω
	Range/Resolution:	2000 Ω/1 Ω
	Accuracy (no Trip mode):	± (3% + 6 digits)
	Accuracy (Hi Current mode):	± (2% + 4 digits)
PFC, PSC Test	Computation:	PFC or PSC determined by dividing measured mains voltage by measured loop (L-PE) resistance or line (L-N) resistance
	Range:	0 - 25 kA
	Resolution (I_k < 1000 A):	1 A
	Resolution (I_k >= 1000 A):	0.1 kA
	Accuracy:	Determined by accuracy of loop resistance and mains voltage measurements.
RCD Testing [1]	G	General, no delay
	S	Time delay
	A	Responds to pulsed signal
	AC	Responds to AC
Tripping Time Test (ΔT)	Trip Time Accuracy	±(1% Reading + 1 digit)
	Multiplier:	x ½
	Current Settings:	10, 30, 100, 300, 500, 1000 mA
	Current Accuracy:	+0% - 10%
	RCD Type [1]:	G
	Measurement Range:	310 ms (Europe), 2000 ms (UK)
	RCD Type [1]:	S
	Measurement Range:	510 ms (Europe), 2000 ms (UK)
	Multiplier	x 1
	Current Settings:	10, 30, 100, 300, 500, 1000 mA
	Current Accuracy:	+10% - 0%
	RCD Type [1]:	G
	Measurement Range:	310 ms
	RCD Type [1]:	S
	Measurement Range:	510 ms

AC Voltage Measurement	Range:	500 V
	Resolution:	0.1 V
	Accuracy (50 - 60 Hz)	± (0.8% + 3 digits)
	Input Impedance	3.3 MΩ
	Overload Protection	660 Vrms
Continuity Testing	Range (autoranging):	20 Ω, 200 Ω, 2000 Ω
	Resolution:	0.01 Ω, 0.1 Ω, 1 Ω
	Test Current:	> 200 mA
	Open Circuit Voltage:	> 4 V
	Accuracy:	± (1.5%+3 digits)
Insulation Resistance Measurement	Test Voltage:	250 - 500 - 1000 V
	Test Voltage:	50 V
	Test Current:	1 mA @ 50 kΩ
	Insulation Range:	10 kΩ - 50 MΩ
	Resolution:	0.01 MΩ
	Accuracy:	± (3% + 3 digits)
	Test Voltage:	100 V
	Test Current:	1 mA @ 100 kΩ
	Range/Resolution:	20 MΩ/0.01 MΩ
	Range/Resolution:	100 MΩ/0.1 MΩ
	Accuracy:	± (3% + 3 digits)
	Test Voltage:	250 V
	Test Current:	1 mA @ 250 kΩ
	Range/Resolution:	20 MΩ/0.01 MΩ
	Range/Resolution:	200 MΩ/0.1 MΩ
	Accuracy:	± (1.5% + 3 digits)
	Test Voltage:	500 V
	Test Current:	1 mA @ 500 kΩ
	Range/Resolution:	20 MΩ/0.01 MΩ
	Range/Resolution:	200 MΩ/0.1 MΩ
	Accuracy:	± (1.5% + 3 digits)
	Range/Resolution:	500 MΩ/1 MΩ
	Accuracy:	10%
	Test Voltage:	1000 V
	Test Current:	1 mA @ 1 MΩ
	Range/Resolution:	20 MΩ/0.01 MΩ
	Range/Resolution:	200 MΩ/0.1 MΩ
	Accuracy:	± (1.5% + 3 digits)
	Range/Resolution:	500 MΩ/1 MΩ
	Accuracy:	10%

Tabla 10. *Características del equipo (Telurómetro)*

7.9. Resistencia de malla a tierra.

Se realizaron tres mediciones con las siguientes distancias en la subestación eléctrica ***de Instituto para el Desarrollo de Antioquia - IDEA*** *utilizando el método de caída de potencial:*

Medidas fluke 1653b Se incluye los resultados de prueba de puesta a tierra de la subestación principal y dos subestaciones secundarias ***de Instituto para el Desarrollo de Antioquia - IDEA*** *utilizando el método de caída de potencial:*

Distancias a 26 m

D1= distancia a la varilla de corriente
D2= distancia a la varilla de tensión.
D1 = 26 m D2 = 16 m, RESISTENCIA DE LA MALLA = ***0,7 Ω***
Cumple con los valores recomendados < 10 Ω

Distancias a 26 m

D1= distancia a la varilla de corriente
D2= distancia a la varilla de tensión.
D1 = 26 m D2 = 14 m, RESISTENCIA DE LA MALLA = ***0,9 Ω***
Cumple con los valores recomendados < 10 Ω

Distancias a 26 m

D1= distancia a la varilla de corriente
D2= distancia a la varilla de tensión.
D1 = 26 m D2 = 12 m, RESISTENCIA DE LA MALLA = ***1,6 Ω***
Cumple con los valores recomendados < 10 Ω

Distancias a 26 m

D1= distancia a la varilla de corriente
D2= distancia a la varilla de tensión.
D1 = 26 m D2 = 12 m, RESISTENCIA DE LA MALLA = ***1,2 Ω***
Cumple con los valores recomendados < 10 Ω

7.9.1 Registro fotografico de las medidas de puestra a tierra tomadas en Instituto para el Desarrollo de Antioquia - IDEA






7.10 Resultados de las Mediciones del sistema de Puesta a Tierra

Se realizaron las mediciones correspondientes para la resistencia de puesta a tierra y equipotencialidad del sistema de puesta a tierra ***de Instituto para el Desarrollo de Antioquia - IDEA*** *con el fin de obtener un valor más exacto en cada uno de los puntos a evaluar*

- *La medición de la Resistencia de Puesta a Tierra de* ***la instalación eléctrica*** *en las condiciones del terreno actual es aceptable para esta medida la cual cumplen con los valores de acuerdo* ***Tabla 7 (Tabla 15.4 del RETIE)*** *Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra según RETIE*

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.

7.11 Conclusiones y recomendaciones generales de la puesta a tierra

De acuerdo con la inspección que se realizó a las instalaciones que conforma el sistema de puesta a tierra ***de Instituto para el Desarrollo de Antioquia - IDEA*** *se pueden sacar las siguientes conclusiones y recomendaciones:*

- ✓ *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 realizar por lo menos una vez al año un mantenimiento preventivo general al sistema de apantallamiento y puesta a tierra, donde debe incluir: Revisión*

visual de las instalaciones, limpieza general, Revisar y dar torque a la tornillería y conectores en general y mediciones correspondientes a continuidad y puesta a tierra

- ✓ *Los valores en las medidas pueden cambiar debido a las condiciones de tiempo húmedo a la hora de realizar las medidas, por lo tanto, se recomienda realizar este tipo de mediciones en tiempo seco, con el fin de obtener un valor más exacto de la resistencia de puesta a tierra en condiciones críticas.*

- ✓ *Después de construir una malla de puesta a tierra se hace necesario medir su resistencia por cualquier método;* ***aunque el más confiable es el método de caída de potencial****, con el fin de establecer si el equipo cumple con los valores mínimos de acuerdo con la tabla 15-4 del RETIE por las cuales fueron diseñadas.*

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES GENERALES.

- ✓ *Se encontró gran cantidad de polvo en las diferentes celdas y tableros de la subestación por esto se recomienda realizar mantenimiento preventivo 2 veces al año (cada 6 meses con el fin de mantener en buen estado los diferentes elementos que componen la subestación.*

- ✓ *Los resultados de las pruebas eléctricas realizadas al transformador arrojaron resultados favorables, es decir no se encontró ninguna situación crítica o anómala que pueda afectar el funcionamiento del transformador.*

- ✓ *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, los tornillos tienden a aflojarse con mayor rapidez y puede presentarse cortos circuitos, generando puntos calientes que pueden ocasionar fallas,* ***por lo que se recomienda que el periodo de mantenimiento se realice cada (6) meses.***

- ✓ *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 mejorar la ventilación de la subestación ya que se pudo evidenciar que esta no cuenta con áreas de flujo de aire y esto hace que la sensación térmica sea mayor esto representa un gran riesgo ya que el transformador debe contar con una buena ventilación para disipar correctamente el calor que genera.*

- ✓ *Durante el mantenimiento se hizo el cambio de bornera tipo landis para darle cumplimento a lo pedido por el operador de red.*

Antes



Después.



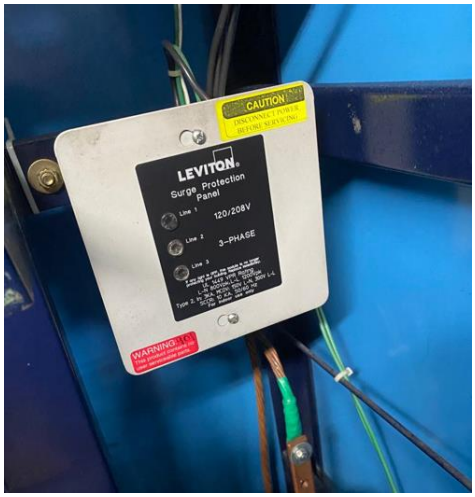
- ✓ *Se recomienda instalar iluminación de emergencia en la subestación de 300 KVA con el fin de dar cumplimento al reglamento.*

- ✓ *Se recomienda pintar el piso con los colores indicados en el RETIE para delimitar correctamente las distancias de seguridad de la subestación eléctrica.*

- ✓ *Se recomienda colocar debidamente la malla que tapa los huecos para evitar que roedores ingresen a la subestación y generen algún accidente.*



- ✓ *Se recomienda cambiar el DPS que hay existente en el ML principal por uno que sea apropiado para este ML el cual debe de ser tipo 1 o tipo 1 + 2, según lo establecido en el RETIE.*



9. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1) *IEEE Std. 43-2000. IEEE recommended practice for testing insulation Resistance of rotating machinery.*
2) *IEEE Std 250-1999. IEEE standard test procedure for evaluation of systems of insulation for dry-type specialty and general-purpose transformers.*
3) *IEEE Std 434-2006. IEEE guide for functional evaluation of insulation systems for AC electric machines rated 2300 V and above.*
4) *IEEE Std 522-2004. IEEE Guide for Testing Turn Insulation of Form-Wound Stator Coils for Alternating-Current Electric Machines Electrical.*
5) *ANSI C57.12.00-1987. IEEE Standard general requirements for liquid immersed distribution power and regulating transformer.*
6) *Transformer Maintenance, United States Department of the Interior, Bureau of Reclamation. Denver, Colorado. Oct. 2000.*
7) *ANSI C57.12.90-2006. IEEE standard test code for liquid-immersed distribution, power, and regulating transformers.*
8) *Manual de Usuario Equipo Megger S1 – 1052. 10 kV. Insulation Resistance Tester.*
9) *ANSI/IEEE Std. 80-1 986 "IEEE Guide for Safety in AC. Substation Grounding".*
10) *ANSI/IEEE Std. 81-1983. "IEEE Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance and Earth Surface Potentials of a Ground System".*
11) *ANSI/IEEE Std. 142-1 991. "IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems".*
12) *Empresas Públicas de Medellín. "Normas para el diseño de redes aéreas y subterráneas (RA6-015)". Enero 2001*
13) *Ministerio de Minas y Energía, República de Colombia. "Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas". Abril 2004.*

REALIZADO POR

Departamento de Proyectos y Estudios energéticos
DINGEL S.A.S 2022.