

Informe Final Modalidad de Grado Pasantía

Propuesta para el desarrollo de un programa de mantenimiento de los principales equipos de las subestaciones de la U.A.E. Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales - DIAN



Trabajo de grado Modalidad Pasantía

Jonnathan Camilo González Gutiérrez

UNIVERSIDAD DISTRITAL FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROYECTO CURRICULAR
INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTÁ D.C.
2019

Informe Final Modalidad de Grado Pasantía

Propuesta para el desarrollo de un programa de mantenimiento de los principales equipos de las subestaciones de la U.A.E. Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales - DIAN

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de:
INGENIERO ELÉCTRICO

Presentado por:
Jonnathan Camilo González Gutiérrez
Código: 20112007061

Trabajo de grado Modalidad Pasantía

Director interno
Prof. Herbert Enrique Rojas Cubides, IE, MSc, PhD

Directora externa:
Ing. Marcela Rodríguez Perdomo

UNIVERSIDAD DISTRITAL FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROYECTO CURRICULAR
INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTÁ D.C.
2019

Nota de aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Bogotá D.C., 16 de mayo de 2019

Agradecimientos

A mi familia por su apoyo continuo e incondicional.

A mi director Herbert Enrique Rojas Cubides, profesor Facultad Ingeniería, Universidad Distrital, quien siempre me ha apoyado y orientado académicamente en este proceso y de quien aprendí directrices que me ayudarán a afrontar mi actividad profesional. A él debo mucho de esta meta cumplida.

A mi directora externa Marcela Rodríguez Perdomo, Ingeniera Eléctrica de la DIAN, persona y profesional íntegra quien también me orientó técnica y profesionalmente en el proceso.

A John Andrés Rojas Martínez, Ingeniero eléctrico de la DIAN, por su importante orientación y apoyo que se ven reflejados en este trabajo.

A Héctor Fernando Briseño Casas, arquitecto de la DIAN por su asesoría y ayuda en el trabajo.

A la Universidad Distrital Francisco José de Caldas por la excelente formación académica y personal recibida.

A la DIAN por permítame trabajar en sus instalaciones, así como también la visita a las estaciones el uso de información y la consulta de los documentos relacionados. De igual forma, por todo el apoyo del personal que de una u otra manera colaboraron con el trabajo.

A todas aquellas personas que de diferente manera contribuyeron a la terminación exitosa de este trabajo.

Resumen

El presente documento refleja las actividades realizadas durante la pasantía en la U.A.E. Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales – DIAN, en donde se identificaron las subestaciones de media a baja tensión que son propiedad de la entidad a nivel nacional, con esto se propusieron los protocolos de que se consideran necesarios para realizar el mantenimiento preventivo y/o correctivo de los equipos primarios con la finalidad de prolongar la vida útil de los equipos y encontrar las fallas que estén causando pérdidas económicas.

Además, con la información recolectada y analizada se elaboraron los documentos necesarios para realizar la contratación para la ejecución de las actividades propuestas, estipulando los criterios técnicos que a consideración de los ingenieros eléctricos de la DIAN y del autor de este documento son necesarios.

Contenido

Agradecimientos.....	1
Resumen	2
Contenido	3
Lista de figuras.....	5
Lista de tablas.....	6
Lista de abreviaturas	7
Glosario	8
1. Introducción	1
1.1. Justificación.....	2
1.2. Objetivos de la pasantía.....	2
1.3. Metodología	3
1.4. Cronograma	4
1.5. Información de la empresa y campo de acción	5
2 Marco referencial.....	7
2.1 Subestación eléctrica de media tensión.....	7
2.1.1 Tipos de subestaciones de media tensión.....	9
2.1.2 Transformador.....	11
2.1.3 Celda de medida.....	15
2.1.4 Celda de protección.....	15
2.1.5 Banco de condensadores.....	16
2.1.6 Sistema de puesta a tierra.....	16
2.1.7 Transferencia automática	16
2.2 Mantenimiento	16
2.2.1 Mantenimiento preventivo	16
2.2.2 Mantenimiento correctivo.....	16
2.2.3 Mantenimiento predictivo.....	17
2.3 Normatividad analizada a lo largo del estudio	17
3 Subestaciones eléctricas de la DIAN a nivel nacional.....	19
3.1 Bienes Inmuebles	19
3.2 Equipos de las SEMBT	22
4 Protocolos de mantenimiento de SEMBT.....	31

4.1	Procedimiento de mantenimiento.....	31
4.2	Procedimientos de seguridad.....	45
5.	Requisitos habilitantes y criterios para seleccionar la oferta de contratación más favorable	48
5.1	Requisitos habilitantes.....	48
5.1.1	Experiencia	48
5.1.2	Capacidad Organizacional	49
5.2	Cláusula general ambiental	49
5.2.1	Análisis ambiental del proceso de contratación solicitado	49
5.3	Sistema de gestión de la seguridad y salud en el trabajo	51
5.3.1	Requisitos Generales en Seguridad y Salud en el Trabajo – SST.....	51
5.3.2	Requisitos SST propios del presente contrato.....	52
5.3.3	Requisitos SST para riesgos en trabajos en alturas.....	53
5.3.4	Requisitos SST para riesgos eléctricos	54
5.3.5	Requisitos SST para riesgos con sustancias químicas / peligrosas	55
6.	Análisis de resultados, productos, alcances e impactos del trabajo de grado, de acuerdo con el plan de trabajo.....	57
7.	Evaluación y cumplimiento de los objetivos de la pasantía	58
8.	Conclusiones y recomendaciones.....	60
Anexo A	61
Anexo B	68
Procedimiento: Rescate por electrocución.....		69
Referencias		103

Lista de figuras

Figura 1.1. Logo Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales – DIAN	5
Figura 1.2. Tipología de procesos en la DIAN	6
Figura 2.1. Esquema suministro de energía eléctrica	7
Figura 2.2. Diagrama unifilar básico de una SE	8
Figura 2.3. Tipos de configuración SEMBT. a). Diagrama unifilar subestación barra sencilla. b). Diagrama unifilar subestación barra más transferencia.	10
Figura 2.4. Tipos de subestación a) Subestación eléctrica en intemperie. b) Subestación eléctrica en interior de edificación	11
Figura 2.5. Transformador de potencia	12
Figura 2.6. Tipos de transformador.....	13
Figura 2.7. Tipos de seccionador SEMBT. (a) seccionador de cuchillas giratorias, (b) seccionador de cuchillas deslizantes	15
Figura 3.1. Representación porcentual de equipos en las SEMBT de la DIAN	23
Figura 3.2. Porcentaje de las marcas de transformadores con aislamiento en aceite	24
Figura 3.3. Porcentaje de las marcas de transformadores con aislamiento en aire de clase H	25
Figura 3.4. Formato ficha técnica de transformadores	26
Figura 3.5. Formato ficha técnica según la marca del transformador.....	27
Figura 3.6. Banco de condensadores	28

Lista de tablas

Tabla 1.1. Cronograma de actividades por cada mes de trabajo	4
Tabla 2.1 Principales elementos y/o equipos de una subestación eléctrica de media tensión	9
Tabla 2.2. Tipos de refrigeración para transformadores en aceite.....	14
Tabla 3.1. Listado de sedes de La DIAN con SEMBT.....	19
Tabla 3.2. Inventario de equipos SEMBT	23
Tabla 3.3. Inventario de equipos [transformadores tipo de aislamiento (Aceite (Ao)	24
Tabla 3.4. Inventario de equipos [transformadores tipo de aislamiento (Seco (H))]	25
Tabla 3.5. Inventario de equipos [transformadores tipo de aislamiento (Seco (F))]	26
Tabla 3.6. Inventario de bancos de condensadores	28
Tabla 3.7. Inventario de equipos (celda de protección)	29
Tabla 3.8. Características malla de puesta a tierra	30
Tabla 5.1. CÓDIGO UNSPSC para la contratación del servicio de mantenimiento de SEMBT. 48	
Tabla 5.2. Nivel mínimo de protección térmica según NFPA 70E.	55
Tabla 6.1. Listado de sedes de la DIAN.....	61

Lista de abreviaturas

Nombre en español	Abreviatura
Celda de medida	CM
Celda de protección	CP
Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales	DIAN
Eficiencia energética	EE
Elementos de protección personal	EPP
Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas	RETIE
Seguridad y Salud en el Trabajo	SST
Sistema de puesta a tierra	SPT
Subestación eléctrica	SE
Subestación eléctrica de media a baja tensión	SEMBT
Transformador de corriente	CT
Transformador de tensión	PT

Glosario

- Acometida: derivación de la red local del servicio público domiciliario de energía eléctrica, que llega hasta el registro de corte del inmueble. En edificios de propiedad horizontal o condominios, la acometida llega hasta el registro de corte general. Nota. Véase la Ley 142 del 11 de julio de 1994.
- Acometida aérea: los conductores aéreos de acometida que van desde el último poste o soporte aéreo, incluidos los conectores de derivación, si los hay, hasta los conductores de entrada de acometida de la edificación u otra estructura.
- Acometida subterránea: conductores subterráneos de la acometida desde la red de la calle, incluidos los tramos desde un poste o cualquier otra estructura o desde los transformadores, hasta el primer punto de conexión con los conductores de entrada de la acometida en el tablero general, tablero de medidores o cualquier otro tablero con espacio adecuado, dentro o fuera del muro de una edificación. Si no existe tablero general, tablero de medidores u otro con espacio adecuado, se debe considerar que el punto de conexión es el de entrada de los conductores de acometida al edificio.
- Aislador: elemento de mínima conductividad eléctrica, diseñado de tal forma que permita dar soporte rígido o flexible a conductores o a equipos eléctricos y aislarlos eléctricamente de otros conductores o de tierra.
- Aislamiento eléctrico básico: aislamiento aplicado a las partes vivas para prevenir contacto eléctrico.
- Aislante eléctrico: material de baja conductividad eléctrica que puede ser tomado como no conductor o aislador.
- Análisis de riesgos: conjunto de técnicas para identificar, clasificar y evaluar los factores de riesgo. Es el estudio de consecuencias nocivas o perjudiciales, vinculadas a exposiciones reales o potenciales.
- Arco eléctrico: haz luminoso producido por el flujo de corriente eléctrica a través de un medio aislante, que produce radiación y gases calientes.
- Aviso de seguridad: advertencia de prevención o actuación, fácilmente visible, utilizada con el propósito de informar, exigir, restringir o prohibir.
- Bóveda: encerramiento dentro de un edificio con acceso solo para personas calificadas, reforzado para resistir el fuego, sobre o bajo el nivel del terreno, que aloja transformadores de potencia para uso interior aislados en aceite mineral, secos de más de 112,5 kVA o de tensión nominal mayor a 35 kV. Posee aberturas controladas (para acceso y ventilación) y selladas (para entrada y salida de canalizaciones y conductores).

-
- Carga: la potencia eléctrica requerida para el funcionamiento de uno o varios equipos eléctricos o la potencia que transporta un circuito.
 - Cargabilidad: límite térmico dado en capacidad de corriente, para líneas de transporte de energía, transformadores, etc.
 - Certificación: procedimiento mediante el cual un organismo expide por escrito o por un sello de conformidad, que un producto, un proceso o servicio cumple un reglamento técnico o una(s) norma(s) de fabricación.
 - Circuito eléctrico: lazo cerrado formado por un conjunto de elementos, dispositivos y equipos eléctricos, alimentados por la misma fuente de energía y con las mismas protecciones contra sobretensiones y sobrecorrientes. No se toman los cableados internos de equipos como circuitos. Pueden ser de modo diferencial (por conductores activos) o de modo común (por conductores activos y de tierra).
 - Condición insegura: circunstancia potencialmente riesgosa que está presente en el ambiente de trabajo.
 - Corriente eléctrica: es el movimiento de cargas eléctricas entre dos puntos que no se hallan al mismo potencial, por tener uno de ellos un exceso de electrones respecto al otro.
 - Cuarto eléctrico: recinto o espacio en un edificio dedicado exclusivamente a los equipos y dispositivos eléctricos, tales como transformadores, celdas, tableros, UPS, protecciones, medidores, canalizaciones y medios para sistemas de control, entre otros. Algunos edificios por su tamaño deben tener un cuarto eléctrico principal y otros auxiliares.
 - Mantenimiento: rutinas recurrentes necesarias para mantener unas instalaciones (planta física, bienes muebles e inmuebles en condiciones adecuadas que permita su uso en forma efectiva.
 - Mantenimiento Preventivo: rutina orientada a evitar o mitigar las consecuencias de las fallas de los bienes muebles o inmuebles, logrando prevenir los incidentes antes de que ocurran.
 - Mantenimiento Correctivo: rutina enfocada a reparar o corregir una falla en los bienes muebles o inmuebles, a fin de permitir su óptimo funcionamiento.
 - Reparación: tiene como finalidad recuperar el deterioro ocasional sufrido por una infraestructura ya construida.
 - Reposición: implica la renovación parcial o total de la infraestructura ya existente, con o sin cambio de la capacidad y/o calidad de este.

- Restauración: acción que tiene por objetivo reparar y recuperar elementos o infraestructura para volverlos a su estado o estimación original.

1. Introducción

Con el crecimiento progresivo de la generación de energía eléctrica en el mundo [1] y con las nuevas condiciones medioambientales derivadas del calentamiento global [2], [3], se ha generado un aumento en el precio de los recursos energéticos susceptibles a estos cambios. Lo anterior ha conllevado a la necesidad de establecer mecanismos para hacer uso eficiente de la energía, tendientes a disminuir los gastos de esta, así como a reducir el consumo de recursos naturales, el daño ambiental y la contaminación, entre otros aspectos. De ahí que los países hayan adoptado mecanismos de eficiencia energética (EE) basándose en ideas que señalan que “la eficiencia energética constituye un vehículo para aumentar la productividad y la competitividad nacional, y es una de las principales estrategias de mitigación de impactos ambientales en la cadena energética [4]”.

Teniendo en cuenta que existen diversos métodos y/o prácticas para contribuir con la EE, en Colombia se ha hecho énfasis, dentro de sus políticas energéticas [5], a las siguientes estrategias:

- Modernización de la iluminación.
- Mantenimiento y sustitución de equipos.

En esa medida, de estas prácticas antes mencionada, el mantenimiento de los equipos eléctricos se puede considerar como una gran herramienta dado que sus objetivos buscan principalmente garantizar la continuidad del servicio; disminuir los gastos producidos por pérdidas energéticas en su operación y además, mejorar las condiciones actuales con el fin de garantizar la seguridad del personal y la de los equipos, hacer un control sobre emisiones y/o contaminantes y prolongar la vida útil de los equipos.

Los equipos encargados de la transformación de la tensión a niveles apropiados para la operación de equipos de uso final de la energía eléctrica se encuentran agrupados en las subestaciones eléctricas de media a baja tensión (SEMBT). Respecto a ello, vale destacar que las subestaciones tienen diferentes tipos de equipos, dentro de los que se encuentran el transformador encargado de convertir la energía eléctrica a un nivel de tensión mayor o menor dependiendo de las necesidades; de las celdas destinadas para la medición de parámetros eléctricos y de la protección de los equipos; del banco de condensadores, cuya principal función es compensar la energía reactiva y así evitar pagos extras al operador que suministra la energía eléctrica; de los tableros eléctricos en los que se protegen los circuitos de la instalación a través de fusibles, y también se considera el sistema de puesta a tierra de la subestación eléctrica.

En este contexto, dentro de la actividad productiva de las entidades del estado se busca para su funcionamiento adecuado hacer un uso eficiente de la energía eléctrica [6], [7], aspecto que hace relevante las estrategias mencionadas anteriormente, principalmente la del mantenimiento a subestaciones eléctricas. Sin embargo, para alcanzar dicho objetivo se hacen necesarias una serie de actividades, que en su conjunto deben dar respuesta a la siguiente pregunta: ¿Qué características deben tener los procedimientos de mantenimiento (preventivo y correctivo) de los principales equipos que hacen parte de las subestaciones eléctricas de media a baja tensión?

1.1. Justificación

Es pertinente debido a que “actualmente la DIAN cuenta con 51 direcciones seccionales distribuidas a lo largo del territorio nacional y el nivel central ubicadas en 43 ciudades y en un total de 174 bienes inmuebles, que benefician a 9.070 funcionarios y aproximadamente 3’785,718 usuarios entre declarantes tributarios y aduaneros [8]”. Ello lo hacen empleando tecnologías informáticas de comunicación, de ahí que cuenten con un elevado número de equipos, que convierten la energía eléctrica en un insumo indispensable para garantizar la prestación de sus servicios.

Dentro de sus bienes inmuebles se cuentan 46 SEMBT que administra la DIAN, de las cuales se desconocen las características de sus equipos; tampoco se sabe cuál es la vida útil de los mismos; no se tiene clara cuál es la topología y no se conocen los protocolos aplicables a los mantenimientos de las subestaciones eléctricas.

Asimismo, dado que la entidad no cuenta con la información relevante para reconocer, catalogar o identificar sus subestaciones y de esta manera diagnosticar su estado de operación, se hace necesario un programa de mantenimiento de SEMBT en el que se propongan los procedimientos a fin de preservar y aumentar la vida de los equipos; garantizar la continuidad del servicio de energía eléctrica en sus instalaciones, minimizando las ocurrencias de fallas eléctricas; igualmente, disminuir los gastos por consumo de energía, garantizar la seguridad del personal y de los equipos, además de realizar un control de emisiones o posibles contaminantes de los equipos.

1.2. Objetivos de la pasantía

Aunque la realización de mantenimientos a subestaciones eléctricas se enfoca en la ejecución de actividades preventivas, predictivas y correctivas sobre los diferentes equipos durante la formulación de esta pasantía se ha propuesto como objetivo general lo que sigue:

Proponer procedimientos de mantenimiento (preventivo y correctivo) de los principales equipos que hacen parte de las subestaciones eléctricas de media a baja tensión de la DIAN dentro del marco de las normas técnicas y legales vigentes.

Para dar cumplimiento al objetivo general se han propuesto los siguientes objetivos específicos:

- Realizar el inventario de los equipos que conforman las SEMBT en 10 de las subestaciones eléctricas de la DIAN utilizando la información obtenida de reportes y visitas técnicas.
- Describir la estructura y el contenido de los procedimientos de mantenimiento sobre los equipos principales de las subestaciones eléctricas de media a baja tensión.
- Establecer los requerimientos de capacidad técnica y de experiencia que deben acreditar los proponentes que deseen participar en el proceso de contratación para realizar los mantenimientos a los equipos de las subestaciones eléctricas.

1.3. Metodología

Hay que decir que la metodología con la cual se ha de desarrollar este proyecto se divide en tres fases, cada una de estas comprende una serie de actividades que ayudan a dar cumplimiento a los objetivos del proyecto. De igual manera, es importante determinar que el proyecto se realizará en la ciudad de Bogotá DC, en la U.A.E Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales DIAN, donde se realizarán visitas técnicas a las subestaciones eléctricas de media a baja tensión de las sedes de la entidad; además de eso, se tendrán en consideración las demás sedes a nivel nacional siempre que tengan subestaciones eléctricas de media a baja tensión y que cuenten con información suficiente para la identificación de los equipos y las características técnicas propias de estas.

En ese sentido, las fases que componen el proyecto son en primer lugar, una fase de levantamiento y recolección de información sobre las subestaciones eléctricas de la DIAN; seguida por la fase de identificación de la normatividad técnica y legal que rige las labores involucradas dentro del mantenimiento a SE, y, por último, se establecen los requerimientos mínimos que deben cumplir los proponentes que deseen ofertar las actividades propuestas de cada mantenimiento. A continuación, se detallará cada fase antes mencionada, indicando las actividades que se llevan a cabo dentro de estas.

Ahora bien, la primera fase, la de levantamiento y recolección de la información, es el punto de partida pues permitirá determinar los equipos existentes en las subestaciones eléctricas de la DIAN. A partir de la información recolectada allí se podrán identificar los equipos más empleados en dichas instalaciones. Durante esta etapa se hace necesario conocer los bienes inmuebles de la DIAN a nivel nacional, clasificando los espacios propios, en arriendo, en comodato y dados como parte de pago de deudas con la entidad. Bajo esta clasificación es posible determinar qué edificaciones cuentan con S/E propias y además poseen información suficiente para hacer el levantamiento de las fichas técnicas de sus equipos.

En esa misma línea, a las sedes de la ciudad de Bogotá que cumplan con lo anterior se les realizarán visitas técnicas con el fin de verificar la información recolectada. A su vez, se llevará a cabo una comparación entre las diferentes configuraciones de subestaciones para identificar los equipos más comunes. Esta lista de equipos será determinada teniendo en cuenta información técnica bajo diferentes parámetros, tales como la capacidad de los equipos, sus especificaciones técnicas, su fabricante, entre otros. De esta manera, se propondrán los procedimientos de mantenimiento a los principales equipos de las subestaciones eléctricas de media a baja tensión.

La segunda fase es la parte más relevante del proyecto dado que en esta se desarrollarán los procedimientos de mantenimiento para los equipos de las S/E de media a baja tensión. Ahora bien, para cada uno de los documentos propuestos se definirá una estructura especificando entre otros, el objetivo, el responsable, el alcance, las definiciones, las condiciones generales, la descripción de la actividad, los anexos y registros, y los parámetros que pueden cambiarse, eliminarse o agregarse en el transcurso del proyecto. De igual manera, partiendo de la estructura establecida y de la información obtenida, sumado a la revisión y aplicación de normas técnicas, se propondrán los procedimientos de mantenimiento preventivo y predictivo para los equipos considerados de mayor importancia luego de la primera fase de este proyecto.

Más adelante, en la tercera fase se identificarán las políticas de contratación del Estado y los requisitos de la entidad para la contratación de servicios de mantenimiento, además se identificarán proyectos con características similares a las planteadas en la segunda fase con el fin de analizar los contratos utilizados en el sector público y en el privado, para ser tomados como referencia al establecer los requerimientos de capacidad técnica y de experiencia que deben acreditar los proponentes que deseen participar en el proceso de contratación para realizar los mantenimientos a los equipos de las subestaciones eléctricas de media a baja tensión. Asimismo, se determinará una muestra de seis posibles oferentes del servicio y se les solicitarán ofertas para la realización de los mantenimientos, cabe añadir que de esto se elaborará un presupuesto estimado.

1.4. Cronograma

Durante la formulación de esta pasantía se estableció como ruta de acción una serie de actividades que ayuden en la ejecución satisfactoria de cada una de las fases antes descritas, y así cumplir con los objetivos planteados; dichas actividades se muestran en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1. Cronograma de actividades por cada mes de trabajo

Fase	No.	Actividad	Mes													
			Marzo		Abril				Mayo				Junio			
			III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II		
Fase 1	1	Identificar los bienes inmuebles de la DIAN.	X													
	2	Realizar listado de bienes inmuebles que cuentan con subestación eléctrica de media a baja tensión que son propiedad de la DIAN.	X													
	3	Identificar subestaciones que cuentan con información de sus equipos y características eléctricas.	X	X												
	4	Realizar visitas técnicas a las subestaciones de Bogotá con el fin de levantar información de los equipos.			X											
	5	Realizar listado de los equipos y/o elementos de las subestaciones de Bogotá y las demás seleccionadas en la actividad 3.		X	X											
	6	Evaluar qué equipos son los más frecuentes y de mayor importancia en las subestaciones.			X	X										
	7	Realizar ficha técnica y hoja de vida de los principales equipos.				X	X	X								
	8	Determinar los equipos para los cuales es importante que se elabore una propuesta del procedimiento para su mantenimiento.				X										
Fase 2	9	Identificar y organizar los protocolos técnicos propios del mantenimiento de los equipos de las subestaciones eléctricas de media a baja tensión.	X	X	X											
	10	Determinar la estructura (objetivo, responsable, alcance, definiciones, condiciones generales, descripción de la actividad, anexos y registros, entre otros) de los procedimientos de mantenimiento de los principales equipos de las subestaciones eléctricas.				X	X									
	11	Proponer los procedimientos de mantenimiento (preventivo y correctivo) de los principales equipos.					X	X	X	X	X					

Fase	No.	Actividad	Mes														
			Marzo		Abril				Mayo				Junio				
			III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II			
Fase 3	12	Identificar las políticas de contratación del Estado y los requisitos de la entidad para la contratación de servicios de mantenimiento de subestaciones eléctricas de media a baja tensión.											X	X			
	13	Identificar proyectos de referencia mantenimiento de SEMBT en los sectores público y privado con características similares a las planteadas en la fase dos.											X	X			
	14	Analizar las características de los contratos utilizados en los proyectos de referencia.													X	X	
	15	Determinar una muestra de seis posibles oferentes del servicio de mantenimiento SEMBT.											X				
	16	Solicitar ofertas de mantenimiento a las empresas propuestas en la actividad 15.													X	X	
	17	Establecer un presupuesto estimado para el mantenimiento de las SEMBT establecidas en las actividades de la fase uno.															X
	18	Determinar los requerimientos técnicos de los participantes en la contratación del servicio de mantenimiento.												X	X	X	X

Fuente: Adaptado por el autor.

1.5. Información de la empresa y campo de acción

La Unidad Administrativa Especial Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN) tiene como objeto coadyuvar a garantizar la seguridad fiscal del Estado colombiano y la protección del orden público económico nacional, ello mediante la administración y el control frente al debido cumplimiento de las obligaciones tributarias, aduaneras, cambiarias, así como de los derechos de explotación y gastos de administración sobre los juegos de suerte y azar explotados por entidades públicas del nivel nacional, y la facilitación de las operaciones de comercio exterior en condiciones de equidad, transparencia y legalidad. La imagen que representa a la entidad se muestra en la Figura 1.1.



Figura 1.1. Logo Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales – DIAN

Fuente: Recuperado de la página de Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales – DIAN [9]

Es preciso mencionar que la jurisdicción de la Unidad Administrativa Especial Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales comprende el territorio nacional y su domicilio principal es la ciudad de Bogotá, D.C. Asimismo, que a la Unidad Administrativa Especial Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales le competen las siguientes funciones:

- La administración de los impuestos de renta y complementarios, de timbre nacional y sobre las ventas; los derechos de aduana y los demás impuestos internos del orden nacional cuya competencia no esté asignada a otras entidades del Estado, bien se trate de impuestos internos o al comercio exterior; así como la dirección y administración de la gestión aduanera, incluyendo la aprehensión, el decomiso o la declaración en abandono a favor de la Nación de mercancías y su administración y disposición.
- Igualmente, le corresponde el control y la vigilancia sobre el cumplimiento del régimen cambiario en materia de importación y exportación de bienes y servicios; los gastos asociados a las mismas; la financiación en moneda extranjera de importaciones y exportaciones, y la subfacturación y sobrefacturación de estas operaciones.
- En la actualidad, la tipología de los procesos asumida en la DIAN se divide en procesos estratégicos, misionales, de apoyo, evaluación y control; estos y sus subprocesos asociados se muestran en la Figura 1.2.



Figura 1.2. Tipología de procesos en la DIAN

Fuente: Recuperado de la página de Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales – DIAN [9]- Adaptado por el autor

2 Marco referencial

Este capítulo presenta las bases conceptuales necesarias para comprender los diversos aspectos que se tratan a lo largo de este documento. Teniendo en cuenta que este trabajo se centra en el mantenimiento preventivo y/o correctivo de subestaciones eléctricas de media a baja tensión, se hace énfasis en la descripción de los principales equipos de una SE y se expone la normatividad y demás términos relacionados con las prácticas del mantenimiento.

2.1 Subestación eléctrica de media tensión

Los procesos que componen el suministro de energía eléctrica se dividen generalmente en cuatro, a saber, generación, transporte, distribución y consumo de la energía; cada uno de ellos está constituido por elementos de control, de seguridad y de protección, de modo que constituyen sistemas integrados. Cabe añadir a esto, que del correcto funcionamiento de los mismos se puede garantizar el uso eficiente de los recursos de la generación, y por consiguiente, es posible proporcionar un servicio de calidad frente a la demanda de los usuarios, previniendo las posibles fallas del sistema [10]. En la Figura 2.1 se muestra un esquema adaptado de los procesos involucrados en el suministro de energía eléctrica.

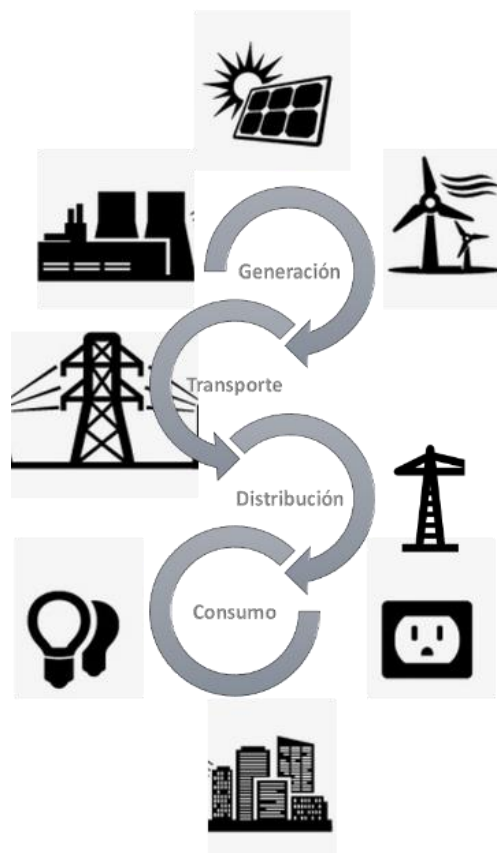


Figura 2.1. Esquema suministro de energía eléctrica
Fuente: Autor

Dicho lo anterior, es momento de mencionar que para el caso puntual de este trabajo se diferenciarán las instalaciones y los equipos que componen una subestación eléctrica de media a baja tensión, que son empleadas generalmente en los procesos de uso final de la energía o consumo de esta. Una subestación puede definirse como el “conjunto único de instalaciones, equipos eléctricos y obras complementarias, destinado a la transferencia de energía eléctrica, mediante la transformación de potencia [11]”.

Dentro de los diferentes equipos que se utilizan en el funcionamiento de las SEMBT, y que permiten el correcto funcionamiento de esta en condiciones de carga, el de mayor importancia es el transformador de potencia. En la Figura 2.2 se muestran los diferentes equipos en una SEMBT representados en un diagrama unifilar.

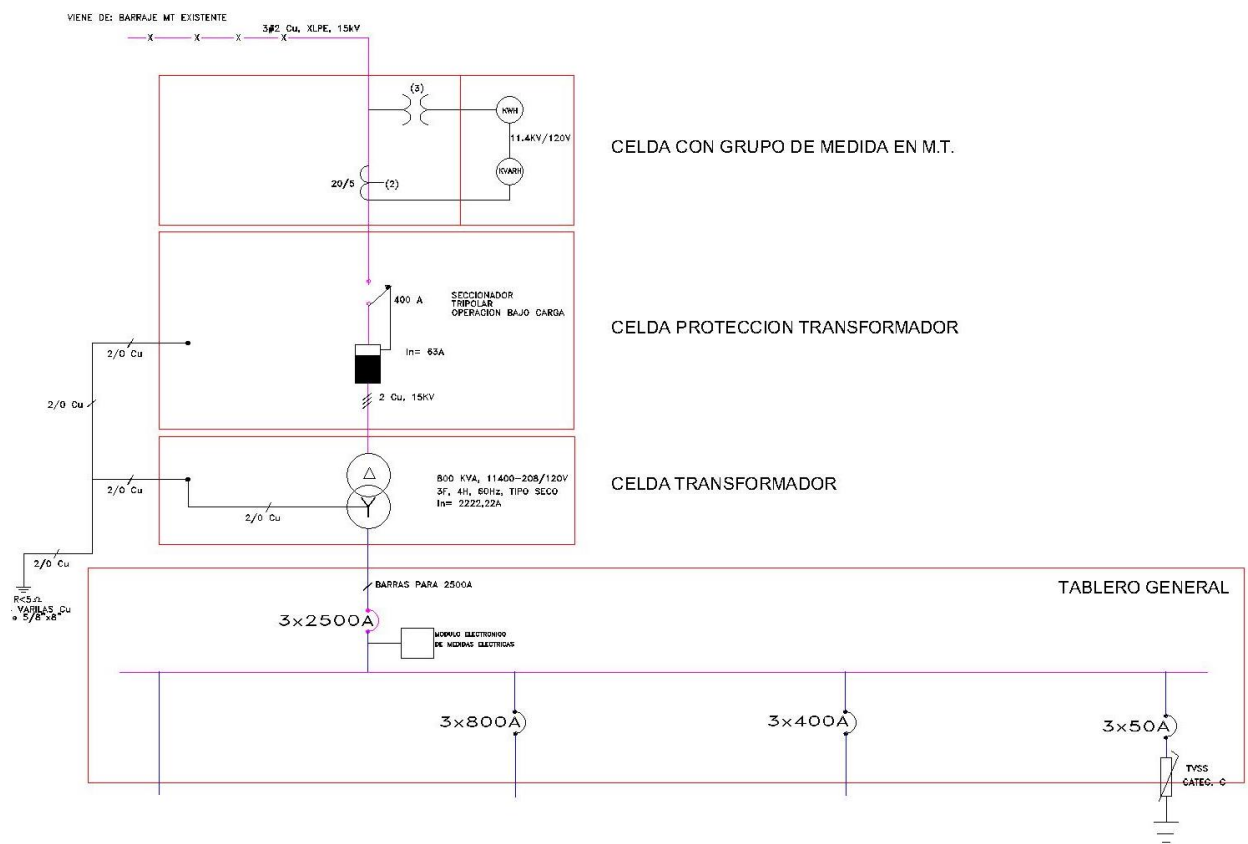


Figura 2.2. Diagrama unifilar básico de una SE
Fuente: Autor.

Igualmente, en la Tabla 2.1. se muestran los principales elementos y/o equipos de una SEMBT, además han de tenerse en consideración otros elementos, tales como cables, bandejas porta-cables, ductos, tableros eléctricos, etc., que se encuentran en las subestaciones eléctricas.

Tabla 2.1. Principales elementos y/o equipos de una subestación eléctrica de media tensión

Elemento	Equipo principal
Celda de medida (CM)	Transformador de corriente (CT) Transformador de tensión (PT)
Celda de protección (CP)	Seccionador tripolar
Celda de transformador (CT)	Transformador de potencia
Barraje	Interruptor automático en baja tensión
Tablero de transferencia	Transferencia automática
Planta eléctrica	
Banco de condensadores	Condensadores
Sistema de puesta a tierra	Varilla de cobre

Fuente: Autor.

2.1.1 Tipos de subestaciones de media tensión

Se debe saber que las subestaciones eléctricas están compuestas por equipos similares; las diferencias entre ellas radican en los niveles de tensión; el número de circuitos derivados de estas; su ubicación o lugar de instalación; su forma de construcción, el número de equipos y la forma de acomodarlos. También se pueden diferenciar por sus parámetros constructivos, con equipos diseñados para soportar condiciones climáticas extremas, contaminación ambiental o presión atmosférica diferente a la soportada a nivel del mar.

Los tipos de subestaciones eléctricas que se pueden encontrar en niveles de media tensión, específicamente en 11.4-13.2 Kv, son por su configuración o acomodo de sus equipos y el tipo de instalación. Básicamente estas subestaciones solo cuentan con dos configuraciones, esto es, en la primera se tiene una única barra de la cual se dividen todos los circuitos. La segunda configuración es una modificación de la primera, a la cual se le agrega una barra de transferencia; con esta se puede conectar una planta eléctrica que trabaja ante fallas en el suministro de energía por parte del distribuidor; a esta nueva barra se conectan circuitos eléctricos de mayor importancia, como los sistemas de emergencia, los ascensores, entre otras cargas que en el diseño de la instalación se consideren relevantes; estos dos tipos de configuración antes descritas se muestran en la Figura 2.3.

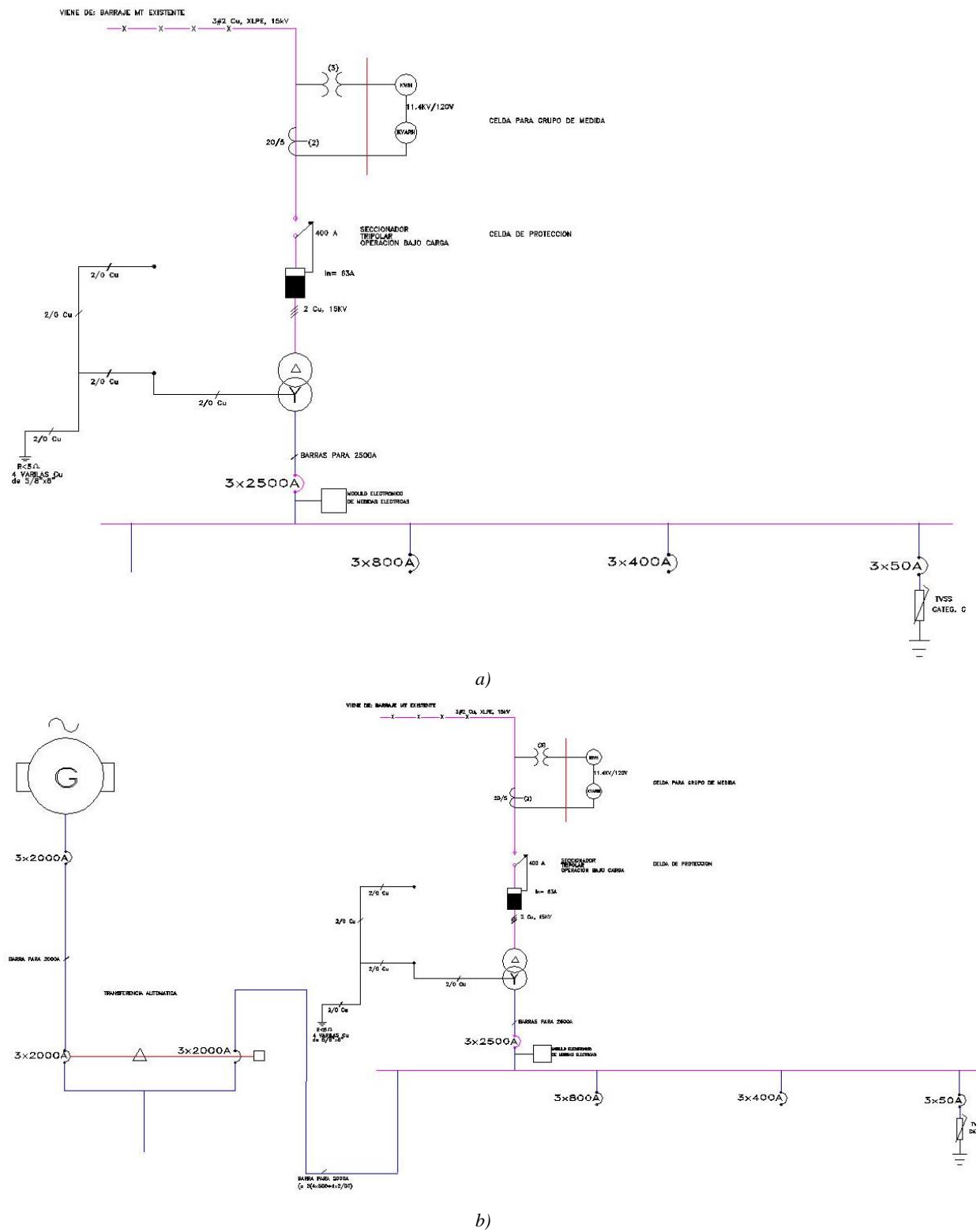


Figura 2.3. Tipos de configuración SEMBT. a). Diagrama unifilar subestación barra sencilla. b). Diagrama unifilar subestación barra más transferencia.

Fuente: Autor.

En consonancia con ello, hay que señalar que existen otros tipos de subestaciones, que son clasificados por su instalación, para el presente proyecto y teniendo en cuenta los niveles de tensión mencionados anteriormente, se consideran las subestaciones de tipo intemperie y las de tipo interior, que líneas abajo se describen:

- Subestaciones tipo intemperie; están ubicadas en zonas expuestas a las condiciones climáticas, estas requieren equipos diseñados para funcionar bajo condiciones atmosféricas extremas, considerando lluvia, viento, exposición solar, entre otras. Para los niveles de tensión 11.4-13.2 Kv se suelen ubicar los transformadores sobre postes.
- Subestaciones tipo interior; están ubicadas en interiores de edificaciones; sus equipos no necesitan consideraciones especiales como sí lo requieren los del tipo intemperie.
- Subestaciones tipo pedestal; sus equipos se encuentran dentro de un espacio compacto y protegido, este tipo se usa principalmente en espacios reducidos en intemperie o al interior de edificaciones.

Por otra parte, los tipos de subestación mostrados en la Figura 2.4 relacionan las SE en intemperie y en interior de edificaciones, debido a que el foco de este proyecto son las SEMBT encontradas gracias a la realización de la pasantía aquí expuesta.



Figura 2.4. Tipos de subestación a) Subestación eléctrica en intemperie. b) Subestación eléctrica en interior de edificación
Fuente: Autor.

2.1.2 Transformador

Puede definirse el transformador (ver Figura 2.5) como un equipo eléctrico que funciona bajo el fenómeno de inducción electromagnética; entonces, ante la variación del flujo magnético que se presenta en un circuito cerrado, se genera una corriente inducida; este es un evento para el cual este equipo cuenta básicamente con dos bobinas de cobre aisladas que están ubicadas sobre un núcleo magnético. En esa medida, al conectar una de las bobinas a una fuente de tensión alterna

se obtiene una tensión alterna menor o mayor en la otra bobina, que dependerá del número de vueltas del cobre que se dan sobre cada bobina [12] - [14].

Del mismo modo, al ser un equipo que no posee partes móviles que se desgasten o generen sobras, requiere de pocos mantenimientos y una supervisión mínima, puesto que los materiales para aislar las bobinas son diversos, entre ellos pueden mencionarse el aire, aceites u otros como el hexafluoruro de azufre (SF₆); además, se puede trabajar en tensiones elevadas manteniendo la eficiencia eléctrica de la máquina en el orden de 95 % a 99 % [12].



Figura 2.5. Transformador de potencia

Fuente: Autor.

- **Tipos de transformador**

Los transformadores se suelen clasificar según el empleo que se les asigne, reduciendo o elevando los niveles de tensión para el transporte de energía y su posterior consumo; en la Figura 2.6 se presentan los diversos tipos de transformadores.

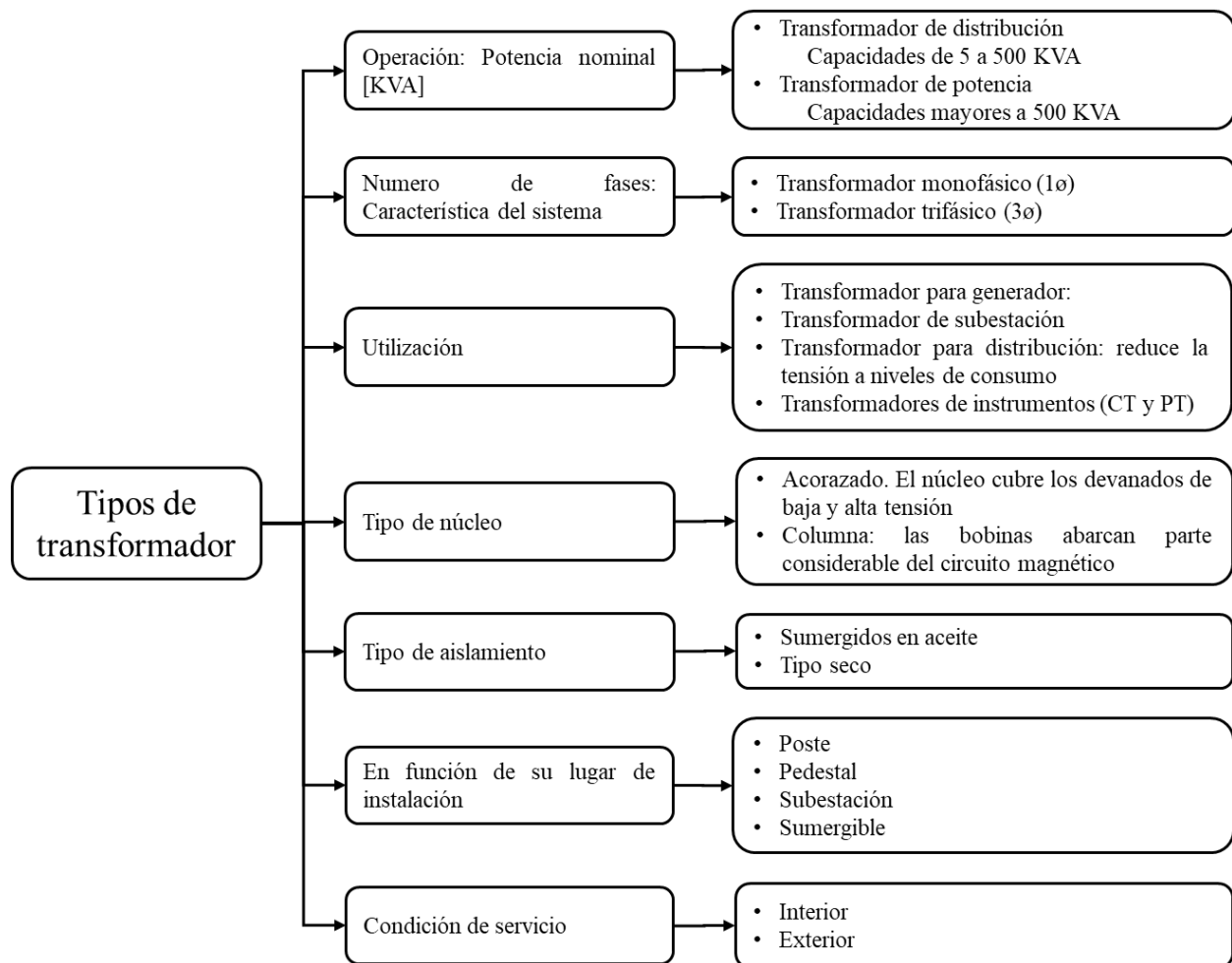


Figura 2.6. Tipos de transformador

Fuente: Manual de pruebas a transformadores de distribución [12] – Adaptado por el autor

• **Transformador de distribución**

Se designa como transformador de distribución a aquel que posee una potencia nominal entre los 5-500 KVA, en sistemas monofásicos y en trifásicos. Estos pueden estar ubicados al interior de edificaciones o a la intemperie. Para potencias entre los 5-225 KVA se suelen instalar en estructuras sobre postes, con aislamiento en aceite, mientras que para potencias superiores se instalan en interiores con aislamiento en aceite o en aire, ello dependiendo del requerimiento que se tenga en el diseño de la subestación.

• **Transformador de potencia**

El transformador de potencia es diseñado para operar en los procesos de generación, transporte, distribución, y en ciertas ocasiones, en niveles de uso final de la energía (industrias, centros comerciales, conjuntos residenciales, etc.); vale destacar que, debido a la necesidad de los procesos, la potencia nominal del equipo debe ser superior a los 500 KVA.

- **Transformador con aislamiento en aceite**

El transformador con aislamiento en aceite es aquel en el cual sus devanados se encuentran insertos al interior de un espacio, que normalmente está relleno de aceite mineral; aquí este cumple con una doble función, por un lado, es el aislamiento adecuado entre los devanados y las masas, y por otro, dispersa el calor generado por el funcionamiento normal del transformador. El aceite mineral puede utilizarse con ayuda de otros sistemas de refrigeración, algunos de estos se presentan en la Tabla 2-2.

Tabla 2.2. Tipos de refrigeración para transformadores en aceite

Tipo de aceite	Componentes	Descripción
OA	(Oil/Air)	Transformador en aceite con enfriamiento natural.
OA/FA	(Oil/Air)-(Forced/Air)	Transformador en aceite con enfriamiento forzado.
OA/FA/FOA	(Oil/Air)-(Forced/Air)-(Forced/Oil/Air)	Transformador sumergido en aceite con sistema de enfriamiento propio, usando aire forzado y aceite forzado.
FOA	(Forced/Oil/Air)	Transformador en aceite, el enfriamiento es con aceite forzado y un sistema de enfriamiento de aire forzado.
OW	(Oil/Water)	Transformador en aceite con enfriamiento por agua que circula por tubería.
FOW	(Forced/Oil/Water)	Transformador en aceite, con enfriamiento de agua forzada.

Fuente: Manual de pruebas a transformadores de distribución [12] – Adaptado por el autor

- **Transformador con aislamiento en aire**

El transformador con aislamiento en aire tiene sus devanados aislados mediante láminas que constituyen el núcleo del transformador, ubicando entre estas unas láminas de material plástico y manteniendo las adecuadas distancias de aislamiento. Este tipo de transformador tiene unos usos limitados, en vista de que sus características de fabricación los vuelve sensibles a la humedad, a la contaminación y a la presencia de sustancias químicamente agresivas; es así como con la finalidad de actuar ante las anteriores falencias, se pueden encontrar transformadores secos encapsulados.

Al respecto, conviene aclarar que este tipo de transformador también se suele conocer como transformador seco debido a que no necesita de ningún líquido para su refrigeración; por sus características constructivas puede ser clasificado en dos clases, que son H y F; su principal diferencia radica en la temperatura admisible del material aislante en el transformador, la clase H tiene un nivel de temperatura admisible de 180 °C para las bobinas y la clase F admite 155 °C para una temperatura ambiente de 40 °C [15].

- **Transformadores de medida**

Estos son transformadores que están diseñados con características determinadas para medir; de allí que su función sea reducir, a valores no peligrosos y normalizados, las características de tensión e intensidad de una red eléctrica; de esta manera se evita la conexión directa entre los instrumentos de medida y los circuitos de alta tensión [16] - [17]. Dicho sea de paso, existen dos tipos de transformadores de medida que permiten medir la tensión y la intensidad en un punto del sistema, que son los que a continuación se detallan:

- Transformador de tensión (PT); este equipo posee una tensión secundaria proporcional a la primaria, lo cual permite realizar la medida de tensión del sistema.
- Transformador de corriente (CT); este equipo posee una corriente secundaria proporcional a la primaria, que en este caso permite realizar la medida de corriente del sistema.

2.1.3 Celda de medida

Este es un elemento que alberga en su interior transformadores de medida de tensión y de corriente, que están encargados de alimentar el equipo de medición. En el caso de SEMBT, estos se colocan cuando se tienen capacidades instaladas iguales o superiores a los 100 KVA.

2.1.4 Celda de protección

Por su parte, este es un elemento que alberga en su interior al seccionador tripolar, que permite conectar y desconectar el transformador, además de protegerlo frente a cortocircuitos y sobrecargas y todo ello, mediante un fusible por fase. El seccionador para SEMBT se clasifica en dos tipos (ver Figura 2.7), esto es, seccionador de cuchillas giratorias y seccionador de cuchillas deslizantes.

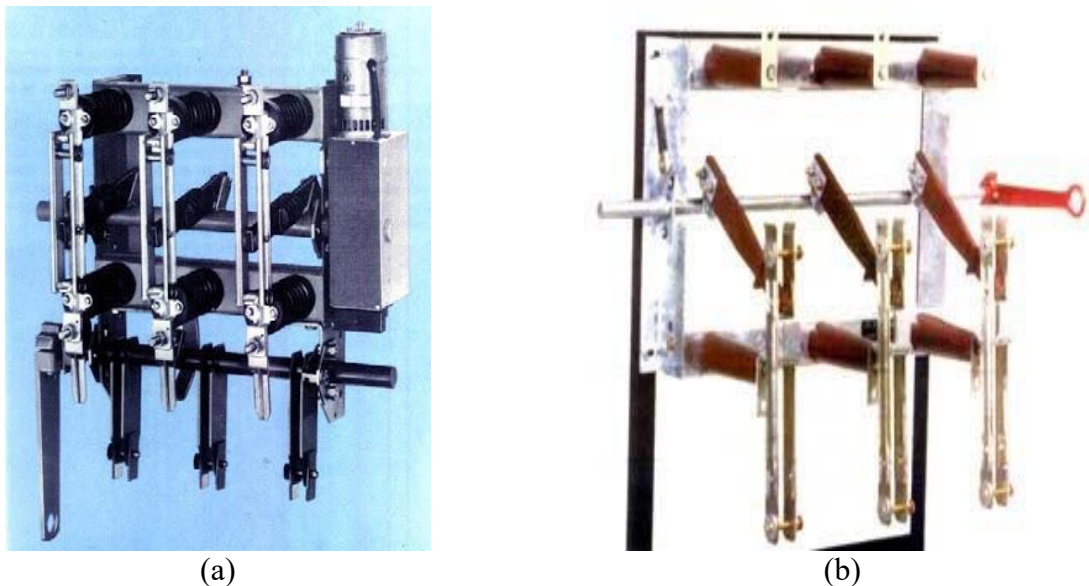


Figura 2.7. Tipos de seccionador SEMBT. (a) seccionador de cuchillas giratorias, (b) seccionador de cuchillas deslizantes
Fuente: Autor desconocido está bajo licencia [CC BY-NC-ND](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/)

2.1.5 Banco de condensadores

El banco de condensadores es un equipo que se utiliza en SEMBT para compensar el consumo de energía reactiva de motores y otras cargas del sistema; la compensación se efectúa para no pagar al suministrador de energía eléctrica por el consumo de energía reactiva. De igual forma, su uso permite disminuir caídas de tensión; minimizar pérdidas de energía; ampliar la capacidad de transmisión de potencia activa en los cables, y en configuraciones especiales, ser filtro de armónicos para el sistema.

2.1.6 Sistema de puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra es un conjunto de conductores de cobre desnudo que permiten conectar los equipos que componen una instalación a un punto de referencia, con el fin de proporcionar un camino de baja impedancia para la circulación de corrientes inducidas, y evitar entonces tensión eléctrica entre las estructuras, los equipos y el terreno bajo condiciones de falla, además de proteger a las personas ante descargas eléctricas peligrosas [18]

2.1.7 Transferencia automática

El equipo de transferencia automática de una subestación eléctrica de media tensión permite disponer de dos fuentes de alimentación; ante fallas en el suministro de energía eléctrica automáticamente el equipo activa la fuente de emergencia (planta eléctrica) que permite el funcionamiento de cargas esenciales de la instalación mientras se restaura el suministro por la fuente principal.

2.2 Mantenimiento

El mantenimiento de equipos es de vital importancia para el funcionamiento de un sistema eléctrico, ya que con este se permite garantizar la continuidad del servicio y la calidad del mismo. Como se ha enunciado en párrafos anteriores, dependiendo de las necesidades que se desean abordar en la realización del mantenimiento, este se puede dividir en tres, que son el mantenimiento preventivo, el predictivo y el correctivo.

2.2.1 Mantenimiento preventivo

En lo referente al mantenimiento preventivo, es posible decir que este tiene como finalidad impedir y/o evitar que los equipos fallen durante su vida útil, esto a través de la realización de actividades enfocadas en la preservación de la máquina en sí.

2.2.2 Mantenimiento correctivo

El mantenimiento correctivo, por su parte, tiene como objetivo realizar reparaciones sobre la maquinaria que luego de una falla se ha estropeado, estos casos son críticos para la realización de actividades en las empresas pues al ocurrir las fallas se hace necesaria la detención de los procesos, repercutiendo en costos de operación elevados. Con las actividades del mantenimiento preventivo se busca evitar la realización del correctivo, pero se debe considerar las acciones a tomar en caso

de que falle y se necesiten implementar las actividades correctivas sobre los equipos de las instalaciones.

2.2.3 Mantenimiento predictivo

El mantenimiento predictivo afronta las desventajas de los mantenimientos anteriormente mencionados, buscando incrementar el tiempo de funcionamiento de los equipos; para estos efectos se realizan actividades de revisión y supervisión, que requieren de controles rigurosos para su planeación y ejecución. De tal manera que, dadas las exigencias de este tipo de mantenimiento, no es rentable su ejecución en instalaciones eléctricas de poco tamaño.

2.3 Normatividad analizada a lo largo del estudio

El desarrollo de las actividades de mantenimiento a las SEMBT deben ser realizadas de acuerdo con estándares y/o normas, ya sean nacionales o internacionales, tales como las emitidas por el Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE); la International Electrotechnical Commission (IEC); la American Society of Testing Materials (ASTM); o normas nacionales como las expedidas por el Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC), entre otras; en definitiva, sirven de referencia en la elaboración de la propuesta para el desarrollo de un programa de mantenimiento de SEMBT.

En resumidas cuentas, estas normatividades pretenden establecer reglas mínimas de seguridad, de modo que puedan disminuirse los riesgos de accidentes, procurando la seguridad e integridad de las personas que dan mantenimiento a las subestaciones, y no solo eso, sino también garantizar el buen funcionamiento de los equipos. Es conveniente en este punto mencionar algunas de estas:

- RETIE (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas); establece medidas que garanticen la seguridad de las personas; la vida animal y vegetal y la preservación del medio ambiente, previniendo, minimizando o eliminado los riesgos de origen eléctrico.
- NTC 2050. Código Eléctrico Colombiano.
- ASTM D877. Norma que determina las pruebas y parámetros establecidos para indicar la presencia de agentes contaminantes, tales como agua, tierra, fibras de celulosa, barro, lodo o partículas conductoras en el líquido, los cuales afectan el nivel de tensión en el que se presenta una descarga disruptiva para el aceite.
- ASTM D1533. Norma que determina la prueba y los parámetros establecidos para indicar el contenido de humedad de un líquido; esta prueba cubre la medición del agua presente en líquidos aislantes mediante valoración coulométrica de Karl Fischer.
- ASTM D974. Norma que determina las pruebas y los parámetros establecidos para indicar el número de ácido o número de base (número de neutralización), este es una medida de la cantidad de sustancias ácidas o básicas, respectivamente, en el aceite.

- ASTM D1298. Método de prueba estándar para densidad, densidad relativa o gravedad API de petróleo crudo y productos de petróleo líquido por método de hidrómetro.
- ASTM D971. Método de prueba estándar para la tensión interfacial del aceite contra el agua mediante el método del anillo.
- ASTM D1500. Método de prueba estándar para ASTM Color de los productos derivados del petróleo (escala de colores ASTM).
- IEC 60076-3. Transformadores de potencia - Parte 3: niveles de aislamiento, pruebas dieléctricas y holguras externas en el aire.
- ASTM D3612. Método de prueba estándar para el análisis de gases disueltos en aceite aislante eléctrico mediante cromatografía de gases.
- IEC 60599. Equipo eléctrico lleno de aceite mineral en servicio - Orientación sobre la interpretación del análisis de gases disueltos y libres.
- ASTM D4059. Método de prueba estándar para el análisis de bifenilos policlorados en líquidos aislantes mediante cromatografía de gases.
- ASTM D2668. Método de prueba estándar para 2,6-di-terc-butil-p-cresol y 2,6-di-terc-butil fenol en aceite aislante eléctrico mediante absorción infrarroja.
- ASTM D5837. Aceites minerales aislantes - Métodos para la determinación de compuestos 2-furfurales y compuestos relacionados.
- ASTM D1524. Método de prueba estándar para el examen visual de líquidos aislantes eléctricos usados en el campo.
- ANSI C57.12.91. Código de prueba estándar de IEEE para distribución de tipo seco y transformadores de potencia Instituto de ingenieros eléctricos y electrónicos.
- IEEE Std 62-1995. Se describen las pruebas de diagnóstico y las mediciones que se realizan en el campo de transformadores de potencia y reguladores sumergidos en aceite.
- IEC 60076-3 2000. Esta parte de la norma IEC 60076 especifica los requisitos de aislamiento correspondiente a pruebas de los devanados de transformadores de potencia.

3 Subestaciones eléctricas de la DIAN a nivel nacional

Para la identificación de los equipos de las subestaciones de media a baja tensión se llevó un proceso inicial de identificación de bienes inmuebles propios de la entidad a nivel nacional, para así poder determinar si se tenía la jurisdicción necesaria para actuar sobre estos sin tener afectaciones con otros grupos sociales, dado que el estado mantiene actualmente unas rigurosas políticas de austeridad en el gasto.

El proceso fue llevado a cabo gracias a la ayuda por parte de diferentes áreas y sedes que enviaron información pertinente que se describe a continuación en la sección 3.1 dedicada a especificar como se recaudó la información. Seguido por la identificación de las sedes propias que a su vez cuentan con una subestación también de propiedad de la entidad, logrando así la identificación de equipos y el análisis de su importancia.

3.1 Bienes Inmuebles

De acuerdo con el suministro de la base de datos de los inmuebles a nivel nacional de la DIAN en marzo del 2018 se dejó constancia de 141 de ellos, dentro de los cuales la entidad desarrolla sus actividades; no obstante, dentro de esta cantidad inicial de inmuebles se identificaron 60 bienes propios, 30 bienes en comodato, 47 bienes en arriendo y 4 bienes en dación de pago, donde el ministerio de hacienda dio la aprobación para que la DIAN pueda operar.

La identificación se realizó por medio de las cédulas catastrales de los predios, los impuestos presentados sobre estos a 2018 y los avalúos realizados por el Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC) sobre las 151 cédulas catastrales en septiembre del 2017. El listado se presenta en la Tabla 6.1 del Anexo A.

De los 60 bienes inmuebles propios en los que opera la entidad, se identifican 43 de estos que cuentan con una SEMBT, las cuales se encuentran ubicadas dentro del territorio nacional en 35 ciudades; la información fue recolectada por medio de los planos arquitectónicos, información por parte de los ingenieros eléctricos de la entidad e información recaudada en cada sede. En la Tabla 3.1 se presenta la lista de sedes con SEMBT propia.

Tabla 3.1. Listado de sedes de La DIAN con SEMBT.

Ítem	Ciudad	Edificio-sede	Dirección
1	Arauca	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Arauca.	Calle 30 # 19 - 17
2	Armenia	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Armenia - Punto de contacto 1° piso.	Carrera 14 #. 20A-22, Calle 21 14-14
3	Barrancabermeja	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Barrancabermeja.	Carrera 8D # T 6 - 08 /22 Barrio Cincuentenario. Dirección anterior Calle 49 9-09

Ítem	Ciudad	Edificio-sede	Dirección
4	Barranquilla	Sede Dirección Seccional de Aduanas de Barranquilla "EDIFICIO AV. HAMBURGO".	Calle 4 # 30-42/62
5	Bogotá	Escuela de impuestos y aduanas.	AC 26 (el Dorado) # 75-60 Diagonal 47 No. 74A 01
6	Bogotá	Sede Dirección Seccional de Impuestos de Bogotá - Edificio Calle 75.	Calle 75 # 15 - 49 /51
7	Bogotá	SEDE NIVEL CENTRAL - Edificio SENDAS.	Carrera 7 # 6C-64
8	Bogotá	Álamos bodegas 1-4.	Calle 65 Bis # 91 - 05 /07/09/11/13
9	Bogotá	Álamos impuestos.	Calle 64 G # 88A - 94 /88/90
10	Bucaramanga	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Bucaramanga.	Carrera 14 # 35-27/37, Calle 36 # 14-03/25 Barrio Centro
11	Buenaventura	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Buenaventura.	Calle 3 # 2A-18, Carrera 2A # 3-18
12	Cali	Sede Dirección Seccional de Impuestos de Cali "EDIFICIO BELALCÁZAR".	Calle 11 # 3 -72/76/80/88
13	Cali	Sede Dirección Seccional de Aduanas de Cali "EDIFICIO BCH".	Carrera 3 # 10-60, Calle 11 # 3-18
14	Cartagena	Sede Dirección Seccional de Impuestos de Cartagena.	Av. Calle 28 #. 25-04 / 25-76 - BARRIO MANGA
15	Cartagena	Sede Dirección Seccional de Aduanas de Cartagena "EDIFICIO DE ADUANAS".	Calle 28 # 25- 70/75
16	Cúcuta	Sede Dirección Seccional de Aduanas de Cúcuta "EDIFICIO DE LA ADUANA" y Punto de contacto.	Avenida 7 19N-21
17	Cúcuta	Sede Dirección Seccional de Impuestos de Cúcuta - Edificio Santander PALACIO NACIONAL CÚCUTA.	Calle 8 A # 3 - 47
18	Florencia	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Florencia y Punto de Contacto.	Carrera 11 # 13 -39/45
19	Girardot	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Girardot.	Calle 16 # 10-43/49/51/53/55
20	Ibagué	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Ibagué.	Carrera 3 # 9-01
21	Ipiales	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Ipiales.	Carrera 6 # 15-23

Ítem	Ciudad	Edificio-sede	Dirección
22	Leticia	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Leticia.	Carrera 11 # 8 - 11/25
23	Maicao	Sede Dirección Seccional de Maicao ubicada dentro de la Base Militar del Ejército.	Base Militar José Antonio Galán
24	Medellín	Casa casino bodegas y Punto de Contacto Sede Antigua Aduana El Poblado y sede POLFA - Dirección Seccional de Impuestos y de Aduanas de Medellín.	Carrera 46 # 14-104, Carrera 45 No. 14-99 Barrio Villa Carlota - Comuna El Poblado
25	Medellín	Sede de las Direcciones Seccionales de Impuestos y de Aduanas de Medellín, y Punto de Contacto- Centro Administrativo La Alpujarra.	Carrera 52 # 42-43
26	Montería	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Montería.	Carrera 2 # 33 - 40 /42
27	Neiva	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Neiva.	Calle 7 # 6-30/36/38/46
28	Palmira	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Palmira.	Calle 32 # 29-08 / 29-18 / 29-34 y 29-44
29	Paraguachón	Punto de control - Paso de Frontera Colombia - Venezuela - Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Maicao.	Calle 3 # 2-22
30	Pasto	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Pasto.	Calle 17 # 24-35
31	Popayán	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Popayán - Edificio Portal El Molino.	Carrera 8 # 1-36
32	Puerto Carreño	Sede Dirección Seccional Delegada de Impuestos y Aduanas de Puerto Carreño.	Predio 1: Calle 18 # 4-05,
33	Quibdó	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Quibdó.	Calle 24 # 1 - 30
34	Riohacha	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Riohacha.	Calle 2 # 6-52
35	San Andrés	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de San Andrés.	Calle 18 # 1E-380 dirección nueva: Calle 16 # 16-150 - lote 1 Y 3
36	Santa Marta	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Santa Marta.	Carrera 5 # 17-10
37	Sincelejo	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Sincelejo.	Calle 23 # 18-77

Ítem	Ciudad	Edificio-sede	Dirección
38	Sogamoso	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Sogamoso.	Calle 13 # 10-63/65/69/71/79/81
39	Tuluá	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Tuluá - Punto de contacto 1° piso.	Carrera 26 # 27-82
40	Tumaco	Sede Dirección Seccional Delegada de Impuestos y Aduanas de Tumaco.	Calle 15A # 8-09, Calle 16 # 8-10 Parque Colón Esquina
41	Tunja	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Tunja.	Calle 20 # 9-36/50
42	Turbo	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Urabá - Punto de Contacto.	Carrera 1 # 99-05 INT. 101 av. LA PLAYA contiguo Aeropuerto Gonzalo M
43	Yopal	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Yopal.	Carrera 20 # 7-28

Fuente: Autor.

3.2 Equipos de las SEMBT

De los 141 inmuebles se realizó un inventario de la maquinaria y equipos electromecánicos en las sedes propias y en dación de pago de la DIAN a diciembre 31 del 2017, esto por medio de los avalúos dados por el Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC), de los cuales se identificaron 64 sedes que cuentan con 784 equipos electromecánicos, de ellos, 26 son ascensores, 42 son plantas eléctricas y 721 aires acondicionados, además de 43 subestaciones que se identifican como propias por parte de los ingenieros eléctricos de la subdivisión de recursos físicos de la entidad.

Dado que, entre la información suministrada en los avalúos, se tomó a la subestación eléctrica como un único equipo, se hace necesario la verificación de los equipos que la constituyen, para esto se realizó la verificación de la información recolectada en registros propios de la entidad, dado que estos son escasos se recurre a la recolección de información con registros fotográfico

s de las SEMBT a nivel nacional (Anexo fotográfico 1) y con visitas técnicas en la ciudad de Bogotá (soporte fotográfico en el Anexo fotográfico 2), de ser el caso que aun faltara información se recurrió a los archivos arquitectónicos de la entidad en los cuales se encontraron datos adicionales.

Dentro de esta identificación se determinan los siguientes equipos y cantidades expuestos en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2. Inventario de equipos SEMBT

Inventario de equipos	Cantidad de equipos [Unid]
Acometida principal	45
Banco de condensadores	15
Bandeja porta-cables	43
Celda de medida	38
Celda de protección	38
Malla de puesta a tierra de la subestación	44
Transformadores	48

Fuente: Autor.

De lo anterior se puede afirmar que los equipos primarios en las subestaciones identificadas son aquellos que se encuentran en al menos un 80 % de estas, algunos equipos se encuentran en un valor superior al 100 % debido a que se encuentran dos o más dentro de la subestación. En la Figura 3.1 se representan los porcentajes de cada equipo dentro de las 43 SEMBT mencionadas.

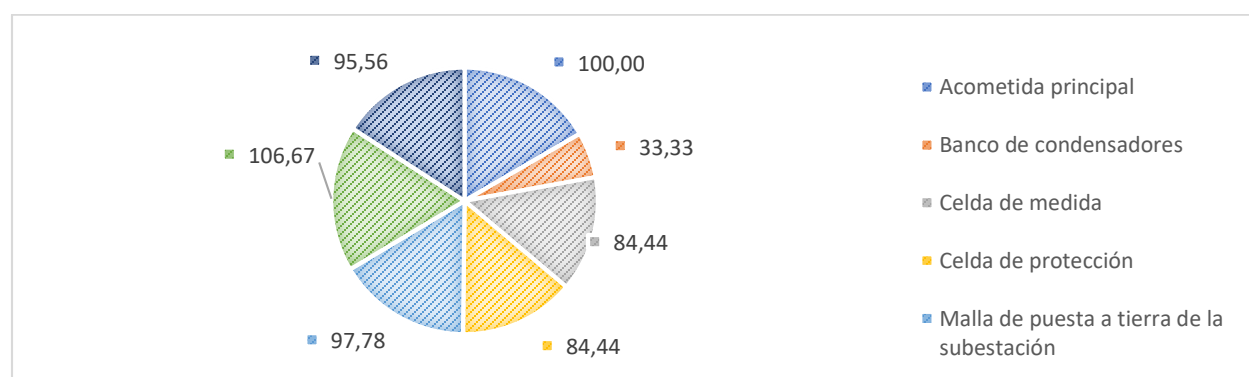


Figura 3.1. Representación porcentual de equipos en las SEMBT de la DIAN

Fuente: Autor.

Es de importancia para la realización de los mantenimientos tener en cuenta las características técnicas propias de cada equipo, dado que estos se pueden clasificar en diferentes tipos, el mantenimiento no ha de ser igual o en las mismas condiciones. A continuación, se presentan las características técnicas básicas de los equipos más utilizados en las subestaciones de la DIAN, entre los cuales se mencionan transformadores, banco de condensadores, celdas de protección, malla de puesta a tierra, no obstante, la información detallada de todos los equipos de las subestaciones eléctricas de dicha entidad se muestra en el Anexo digital 1.

Dentro de la identificación de los equipos se determina que en las subestaciones de la DIAN se encuentran transformadores trifásicos con niveles de tensión de 13, 2-11.4 KV en media y 220 V en baja; según su tipo de aislamiento se encuentran 37 transformadores con aislamiento en aceite,

que varían en potencia de 45-800 KVA, y 11 transformadores con aislamiento en aire o tipo seco, que varían en potencias de 112.5-800 KVA.

Los transformadores en aceite identificados son de diferentes fabricantes, de manea que el mayor número corresponde a las marcas ABB con 11 transformadores en potencias de 75-800 KVA, SIEMENS con 9 transformadores con potencias de 45-630 KVA y RYMEL con tres transformadores de 45-112.5 KVA, las demás marcas solo cuentan con un transformador. Puesto que no se logra identificar la marca de algunos transformadores, estos se clasifican como “*pendiente*”. En la Figura 3.2 se representa el porcentaje de las marcas de transformadores con aislamiento en aceite.

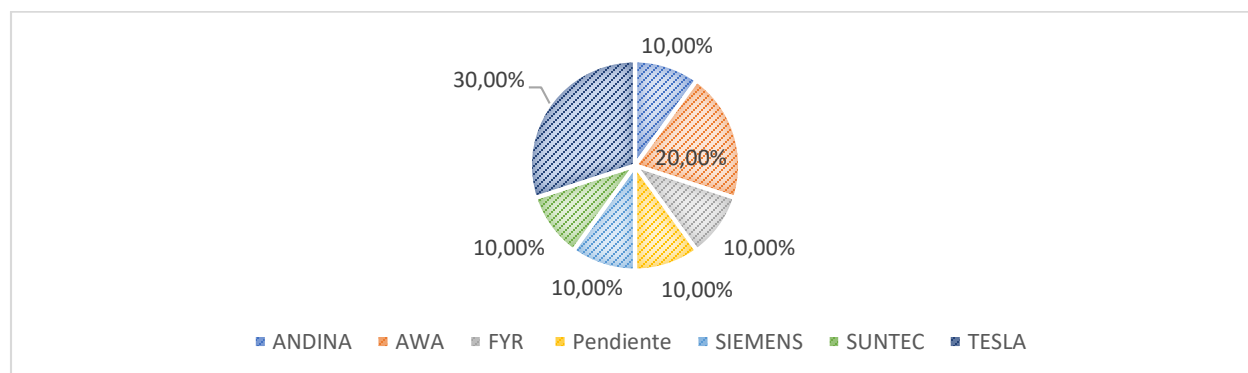


Figura 3.2. Porcentaje de las marcas de transformadores con aislamiento en aceite

Fuente: Autor.

En la Tabla 3.3 se muestran algunas características técnicas de los transformadores con aislamiento en aceite que se clasifican en función de su lugar de instalación.

Tabla 3.3. Inventario de equipos [transformadores tipo de aislamiento (Aceite (Ao))

Transformador-potencia [KVA]	Cantidad de equipos [UNID]	Tipo de transformador en función de su lugar de instalación			Ciudades
		Subestación	Pedestal	Poste	
45	6	2	1	3	Bogotá, Ipiales, Medellín, Paraguachón, Puerto Carreño, Sogamoso.
60	1	0	1	0	Cali.
75	5	0	1	4	Arauca, Leticia, Maicao, Tumaco, Turbo.
112,5	7	5	1	1	Barrancabermeja, Florencia, Girardot, Ibagué, Medellín, Riohacha, Tunja.
150	7	6	1	0	Armenia, Bogotá, Palmira, Pasto, Sincelejo, Tuluá, Yopal.
225	2	0	2	0	Bucaramanga, Cúcuta.
300	2	2	0	0	Bucaramanga, Buenaventura.
315	1	1	0	0	Santa Marta.
400	3	2	1	0	Cartagena (2), Cúcuta.
630	1	1	0	0	Barranquilla.
800	2	1	1	0	Cali, Medellín.
Total, aceite (Ao)	37	20	9	8	

Fuente: Autor.

Los transformadores con aislamiento en aire o tipo seco identificados se clasificaron según su clase; entonces, una es la clase H, con potencias entre 112.5-800 KVA, estos son principalmente fabricados por TESLA con 3 transformadores de 150-400 KVA y AWA con 2 transformadores de 225 KVA; asimismo, una clase F, de la que solo se identifica un transformador RYMEL de 150 KVA. En la Figura 3.3 se representa el porcentaje de las marcas de transformadores con aislamiento en aire de clase H.

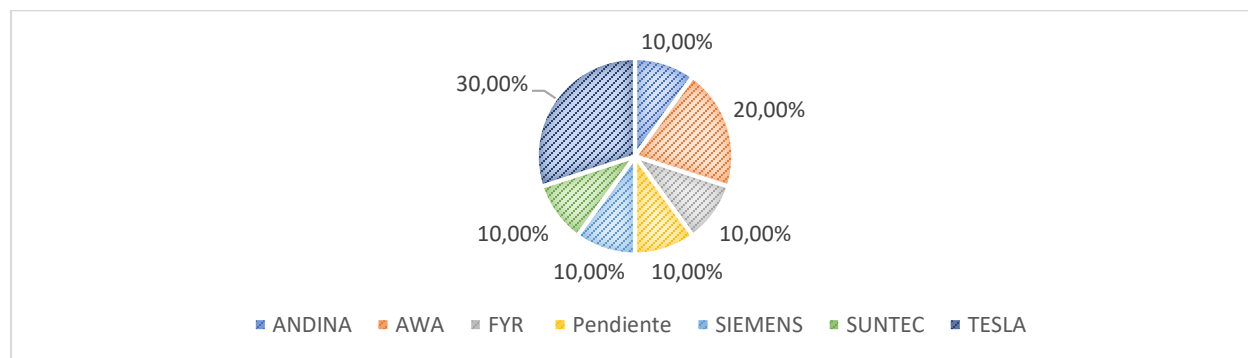


Figura 3.3. Porcentaje de las marcas de transformadores con aislamiento en aire de clase H

Fuente: Autor.

En la Tabla 3.4 se muestran algunas características técnicas de los transformadores con aislamiento en aire clase H, en esta no se especifica el tipo de transformador en función de su lugar de instalación, porque las características técnicas de estos equipos no permiten que estos sean instalados a la intemperie.

Tabla 3.4. Inventario de equipos [transformadores tipo de aislamiento (Seco (H))]

Transformador-potencia [KVA]	Cantidad de equipos [UNID]	Ciudades
112,5	1	Popayán.
150	1	Cartagena.
225	3	Bogotá, Neiva, Quibdó.
400	3	Barranquilla, Bogotá, Montería.
500	1	Cali.
800	1	Bogotá.
Total, seco (H)	10	

Fuente: Autor.

Como se ha mencionado anteriormente, se identifica un transformador de tipo seco clase F en la DIAN; aunque se considera que se puede instalar a la intemperie, por recomendación del fabricante este se instala dentro de una edificación, dado que las condiciones ambientales son extremas en la zona en la que es instalado. En la Tabla 3.3 se muestran algunas características técnicas del transformador con aislamiento en aire clase F.

Tabla 3.5. Inventario de equipos [transformadores tipo de aislamiento (Seco (F))]

Transformador-potencia [KVA]	Cantidad de equipos [UNID]	Ciudad
150	1	San Andrés.
Total, seco (F)	1	

Fuente: Autor.

Por otra parte, la información técnica adicional de los transformadores se presenta en fichas técnicas elaboradas dentro de la pasantía, en las cuales se profundiza en datos importantes para un ingeniero al momento de realizar un mantenimiento, entre estos cabe recalcar la potencia de los equipos, las características físicas (fotografías) y la ubicación dentro de la sede en la cual se encuentra el mismo, un ejemplo del formato se presenta en la Figura 3.4.




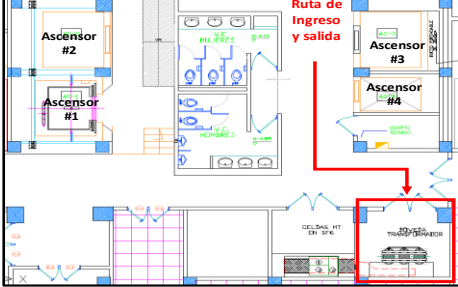
 DIAN <small>Departamento de Planeación y Atención al Ciudadano</small> Coordinación de Infraestructura		Ficha Técnica Equipos Electromecánicos	TIPO: TRANSFORMADOR DE POTENCIA	CODIGO: FT-TRANSF-NIVELCENTRAL- SENDAS
SEDE (Dirección): NIVEL CENTRAL, EDIFICIO SENDAS, CARRERA 7 No. 6C-54, BOGOTÁ D.C.				
Item	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS			
1	Marca:	FYR Ingenieros		
2	Modelo:	sin datos		
3	Serie:	6470508		
4	No. de Fases (señale con una X):	Monofásico: <input type="checkbox"/>	Monofásico doble: <input type="checkbox"/>	Trifásico: <input checked="" type="checkbox"/>
5	Fecha de instalación (día-mes-año):	2009		
6	Vida útil estimada (años):	25 a 30 años		
7	Valor estimado de compra (\$Col):	\$ 44.440.000,00		
8	Año de Fabricación:	2008		
9	Potencia [KW/KVA]:	800 KVA		
10	Frecuencia [Hz]:	60		
11	Voltaje de entrada (primario) fase-fase [V]:	11400		
12	Voltaje de entrada (primario) fase-neutro [V]:	NO APLICA		
13	Voltaje de salida (secundario) fase-fase [V]:	216		
14	Voltaje de salida (secundario) fase-neutro [V]:	125		
15	Corriente de entrada (primario) [A]:	40,5		
16	Corriente de salida (secundario) [A]:	2.138		
17	Configuración primario (sólo trifásicos):	Delta (Triángulo): <input checked="" type="checkbox"/>	Y (Estrella): <input type="checkbox"/>	No Aplica: <input type="checkbox"/>
18	Configuración secundario (sólo trifásicos):	Delta (Triángulo): <input type="checkbox"/>	Y (Estrella): <input checked="" type="checkbox"/>	No Aplica: <input type="checkbox"/>
19	Peso Total (Kg)	2800		
20	Montaje:	Exterior: <input type="checkbox"/>	Interior: <input checked="" type="checkbox"/>	
21	Tipo de Aislamiento (señale con una X):	Aceite: <input type="checkbox"/>	Seco Encapsulado: <input type="checkbox"/>	Seco Abierto: <input checked="" type="checkbox"/>
22	Uso de Transformador (señale con una X):	Reductor: <input checked="" type="checkbox"/>	Elevador: <input type="checkbox"/>	Aislamiento: <input type="checkbox"/>
23	Tipo de Transformador (señale con una X):	Pedestal: <input type="checkbox"/>	Poste: <input type="checkbox"/>	En subestacion: <input checked="" type="checkbox"/>
24	¿Cuenta con celda de seccionamiento o protección con fusibles?:	SI: <input checked="" type="checkbox"/>	NO: <input type="checkbox"/>	Otro (especifique): CELDA DE PROTECCIÓN EN SF6
25	Código DIAN:	NO TIENE		
Foto Equipo				
  				
Requerimiento de mantenimiento (mano de obra calificada): NIVEL TECNICO				
Frecuencia de mantenimiento (ANUAL/SEMESTRAL/TRIMESTRAL/LIBRE DE MANTENIMIENTO): LIBRE DE MANTENIMIENTO				
CRITERIOS	Aislamiento	Cumplimiento RETIE	Tiempo de Funcionamiento	Cargabilidad
OPCIONES	Seco	SI	≤10 AÑOS	<80%
PONDERACION	10	10	10	10
PESO	10%	10%	30%	50%
CALIFICACION	10			
Observaciones : (Coloque en este espacio otros datos que considere importantes)				
Corriente Nominal datos de placa, clase de aislamiento tipo H, localización Sótano del edificio.				

Figura 3.4. Formato ficha técnica de transformadores

Fuente: Autor.

Adicionalmente, se realiza una ficha técnica según la marca del transformador y su potencia para tener las características técnicas de fabricación del equipo. En la Figura 3.5 se presenta un ejemplo del formato de ficha técnica mencionada anteriormente.


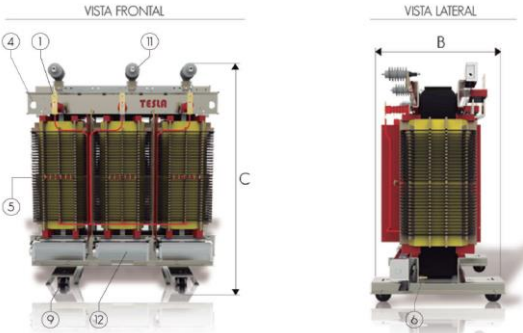
		Ficha Técnica Equipos Subestaciones	TIPO: TRANSFORMADOR DE POTENCIA	Marca: TESLA
			Función Permite elevar o reducir la tensión en un sistema o circuito eléctrico de corriente alterna.	
			Aplicación Toda actividad que requiera la utilización intensiva de energía eléctrica.	
Ítem	Características técnicas			
1	Tensión serie [KV]	15/1,1		
2	Voltios primario [KV]	13,8-13,2-11,4		
3	Voltios secundario [V]	Hasta 600		
4	Fases	3		
5	Montajes	Interior		
6	Frecuencia [Hz]	60		
7	Grupo de conexión	Dyn-		
8	Cambiador de Taps	(+1,3)x2,5% o (+2,2)x2,5% Bajo pedido		
	Número de posiciones	5		
	Distribución de posiciones cambiador	1/-3*2,5%		
	Tipo de operación	SIN VOLTAJE		
9	Calentamiento devanados (°C)	125		
10	BIL [KV]	60/10		
11	Refrigeración	AN		
12	Clase de aislamiento	H		
13	Líquido aislante	N/A		
14	Impedancia a 145 °C (%)	6		
15	Ice Simétrica, N° de veces In. Secundaria	16,6		
16	Duración CC (Seg)	2		
17	Pérdidas Devanados (W) (A 85 °C)	5820		
18	Pérdidas Hierro (W)	1360		
19	Nivel de Ruido [dB]	60		
Ítem	Dimensiones y peso			
1	A [mm]	1400		
2	B [mm]	920		
3	C [mm]	1300		
4	Aceite [L] ±10%	N/A		
5	Peso [Kg]	1250		

Figura 3.5. Formato ficha técnica según la marca del transformador

Fuente: Autor.

Dentro de las 43 subestaciones de la entidad, se encontraron 15 que cuentan con bancos de condensadores, con potencia entre 45-150 KVA y con número de pasos 3-6; el número de pasos

son las etapas en las que está dividida la potencia del banco para su actuación según las necesidades del sistema. En la Tabla 3-6 se muestra el inventario de bancos de condensadores.

Tabla 3.6. Inventario de bancos de condensadores

Ítem	Potencia [KVAR]:	Número de pasos	Ciudad:
1	45	4	Tuluá
2	65	5	Quibdó
3	90	3	Buenaventura
4	100	5	Cali
5	100	5	Cartagena
6	100	5	Cartagena
7	100	5	Florencia
8	100	5	Medellín
9	100	5	Santa Marta
10	120	6	Barranquilla
11	120	6	Bogotá
12	120	6	Bucaramanga
13	120	6	Montería
14	120	4	Neiva
15	150	5	Cali

Fuente: Autor.

Para estos equipos no se determinó una marca en general ya que son equipos genéricos que se adaptan a la potencia de diseño, los condensadores varían según el número de pasos y la potencia del equipo; en su mayoría, estos son de la marca SIEMENS. En la Figura 3.6 se presenta el interior de un banco de condensadores de 120 KVAR de 6 pasos, en el cual se observan 12 condensadores de 10 KVAR cada uno de la marca SIEMENS.



Figura 3.6. Banco de condensadores

Fuente: Autor.

Para este equipo, las características técnicas que se determinan dependen directamente del seccionador tripolar, dentro de las subestaciones de la DIAN se determinó que se cuenta con 38 seccionadores tripolares de cuchillas deslizantes de la marca SOCOL, que tienen características técnicas similares, con tensiones de 11.4/13.2 KV y corriente nominal de 630 A, estos equipos se diferencian por la capacidad de interrupción de corriente de sus fusibles. El número de equipos y su localización a nivel nacional se presentan en la Tabla 3.7.

Tabla 3.7. Inventario de equipos (celda de protección)

Cantidad de equipos [UNID]	Ciudades
38	Armenia, Barrancabermeja, Barranquilla (2), Bogotá (4), Bucaramanga (2), Buenaventura, Cali (2), Cartagena (3), Cúcuta (2), Florencia, Girardot, Ibagué, Ipiales, Leticia, Medellín (2), Montería, Neiva, Palmira, Pasto, Popayán, Quibdó, San Andrés, Santa Marta, Sincelejo, Sogamoso, Tuluá, Tunja, Yopal.

Fuente: Autor.

Dado que las características técnicas de este equipo son iguales para los 38 equipos encontrados, se realiza una única ficha técnica cuyo formato se presenta en la Figura 3.7.


		Ficha Técnica Equipos Subestaciones	TIPO: SECCIONADOR DE OPERACIÓN BAJO CARGA TRIPOLAR DE USO INTERIOR TIPO GAV	Marca: SOCOL
		Función Permite conectar y desconectar el transformador, además de protegerlo frente a cortocircuitos y sobrecargas mediante un fusible por fase.		
		Aplicación Protección de instalaciones electricas.		
Ítem	Características técnicas			
1	Tensión de servicio [KV]	11.4 / 13.2		
2	Tensión máxima de servicio [KV]	17.5		
3	Tensiones de prueba			
3.1	Frecuencia industrial 1 minuto			
3.1.1	A través del seccionamiento [KV]	45		
3.1.2	Entre fases y tierra [KV]	38		
3.2	Impulso 1.2 / 50µsec entre fases y tierra [KV]	95		
4	Corriente nominal [A]	630		
5	Corriente de cortocircuito 1 sec [KA]	16		
6	Corriente límite dinámica [KA]	40		
Ítem	Características físicas			
1	Forma de montaje	Para instalar en celdas tipo metal enclosed		
2	Tipo de maniobra	Manual / Motorizado		

Figura 3.7. Características técnicas seccionador tripolar

Fuente: Autor.

Es preciso mencionar que las subestaciones que no cuentan con este equipo utilizan como mecanismo de protección unos fusibles de tipo listón ya que son subestaciones con transformador en poste.

En primer lugar hay que destacar que los sistemas de malla de puesta a tierra que se encuentran en las SEMBT de la DIAN tienen como principal característica que su diseño asegura una resistencia de puesta a tierra menor a 10 ohm (Ω), para cumplir con esto normalmente se utiliza la siguiente configuración: 8 varillas Cu 5/8"X8", esto se tiene implementado en la mayoría de subestaciones, pero dado que en algunas regiones o zonas del país cuentan con características diferentes en sus suelos, la resistencia de estos varía, por consiguiente, se da la implementación de configuraciones con diferente número de electrodos. En la Tabla 3.7 se enlistan aquellas que tienen un número diferente de electrodos.

Tabla 3.8. Características malla de puesta a tierra

Ítem	Características	Ciudad
1	3 varillas Cu 5/8"X8"	Barranquilla
2	4 varillas Cu 5/8"X8"	Bogotá
3	6 varillas Cu 5/8"X8"	Montería
4	4 varillas Cu 5/8"X8"	Quibdó
5	6 varillas Cu 5/8"X8"	San Andrés
6	15 varillas Cu 5/8"X8"	Yopal

Fuente: Autor.

4 Protocolos de mantenimiento de SEMBT

Como se ha determinado antes las acciones de mantenimiento para los equipos eléctricos de las SEMBT son de vital importancia, tanto para prolongar la vida útil de los mismos como para determinar las fallas que se encuentran en el sistema, entre otras razones ya expuestas, dado esto se deben procurar que estas acciones involucren tanto el mantenimiento preventivo como el correctivo, y así lograr un estado óptimo en la operación.

Ya que se ha determinado en el capítulo anterior los principales equipos a los cuales es de vital importancia realizar las actividades de mantenimiento, se plantea que estos deben cumplir con una estructura básica que abarque, la caracterización específica del equipo al cual el protocolo se adapta, un objetivo que explique claramente lo que se busca con la realización de las actividades propuestas.

Por otro lado, definir el alcance de las pruebas y métodos específicos que serán contenidos dentro del documento, identificando las responsabilidades adquiridas por cada miembro del personal que estará involucrado en el mantenimiento, para que así den cumplimiento con los requisitos de seguridad en la realización de sus trabajos, previniendo posibles afectaciones sobre la integridad física tanto de ellos, como del personal cercano a las SEMBT.

El contenido de cada protocolo será definido para que se siga un orden propuesto en la ejecución de las pruebas y así obtener datos que a consideración del autor de este documento sean de fácil análisis al momento de realizar las conclusiones propias luego de cada prueba. Pero para esto se hace necesaria una descripción adecuada de cada prueba dentro de lo permitido por las entidades que emiten la normatividad dado que la mayoría de las pruebas que se desean abarcar tienen un costo monetario elevado y rigurosas leyes de autor.

Dado que existe la posibilidad que al momento de realizarse las actividades se pase por alto alguna condición física, o propiedad eléctrica de los equipos se exigen registros adicionales a los levantados en cada prueba específica para el equipo, ya que con la identificación de otras características se pueden concluir otras afectaciones sobre el equipo.

Ya que sean identificado las principales características que se debe incluir en el formato de los protocolos, se sugiere la estructura bajo el nombre de Procedimiento de mantenimiento, que intenta abarcar cada una en específico, pero esta no abarcará completamente las características dado que el factor de la seguridad juega un papel muy importante al realizar las pruebas, para este debe estar mejor especificado en condiciones específicas, para esto se sugiere una estructura adicional para protocolos de seguridad nombrada como Procedimiento de seguridad.

4.1 Procedimiento de mantenimiento

Estos procedimientos estarán enfocados sobre los equipos de transformación, lo cual incluye transformadores en aire y en aceite, la celda de protección y medida que cuenta con CT's y PT's, por otro lado, los seccionadores tripolares enfatizando las pruebas de apertura y cierre, bancos de condensadores y el sistema de malla de puesta a tierra de la subestación.

Cada uno contará con título y un código específico para su ágil identificación, una breve descripción para brindar la información general del equipo, la cual básicamente describirá que es el equipo y en que es usualmente utilizado, el objetivo específico del documento que dejara clara la finalidad de su contenido.

Además, se determinará el alcance de cada prueba especificando el método para realizar las actividades y así el lector determine si las pruebas contenidas cumplen con sus consideraciones al realizar el mantenimiento, luego se determinan las responsabilidades del personal involucrado en la planeación, ejecución y en la limpieza de las partes y equipos de la subestación.

Seguidamente se presenta una pequeña sección enfocada en la seguridad que se debe considerar en la ejecución del procedimiento de mantenimiento, ya que en esta se indican los procedimientos de seguridad que deben ser considerados antes de la realización de cada una de las actividades, complementándose con criterios de seguridad a tener en cuenta durante las pruebas específicas.

Antes de especificar las pruebas y métodos se presentan algunas definiciones que deben ser consideradas para entender las pruebas, por otra parte, se presenta una sección de contenido en la cual se da una opción lógica para la realización secuencial de las pruebas, pero se especifica que el desarrollo de estas pruebas se puede hacer de manera independiente a criterio del ingeniero responsable y/o el ingeniero de pruebas que desarrolle las actividades de mantenimiento.

En la descripción de las pruebas se desglosa cada una para entender el objetivo de cada medición, los esquemas de conexión de ser estos necesarios, ecuaciones necesarias para transformar los valores medidos a unidades necesarias para el análisis y las tablas en las cuales se consignan las mediciones, para realizar el correcto registro.

Luego se presenta la sección de registros adicionales en donde se deben describir las condiciones generales de los conductores del sistema, su nivel de corrosión, el estado de las uniones entre los conductores y otros componentes, valores de resistencia de conductores que se encuentran presentes en las pruebas, factores que no cumplen con las consideraciones especificadas por el RETIE, y la documentación de las pruebas con fotografías.

Tabla 4.1. Lista de procedimientos de mantenimiento.

Procedimiento	Código
Mantenimiento de transformadores en aire.	P-1
Mantenimiento de transformadores en aceite.	P-2
Mantenimiento de celda de protección y medida.	P-3
Mantenimiento de banco de condensadores.	P-4
Mantenimiento de la malla de puesta a tierra de subestaciones.	P-5

Por último, se presentan las normas de referencia utilizadas en la propuesta de cada procedimiento, como ejemplo a continuación se presenta el Procedimiento: Mantenimiento de la malla de puesta a tierra de subestaciones con código de identificación P-5, los demás procedimientos de mantenimiento se encuentran en el Anexo B y la lista de estos se muestran en la Tabla 4.1.

Procedimiento: Mantenimiento de la malla de puesta a tierra de subestaciones.	Código P-5
---	---------------

I. Información general:

El sistema de puesta a tierra es un conjunto de conductores de cobre desnudo, que permiten conectar los equipos que componen una instalación a un punto de referencia, con el fin de proporcionar un camino de baja impedancia para la circulación de corrientes inducidas, evitar tensión eléctrica entre estructuras, equipos y el terreno bajo condiciones de falla, además de proteger a las personas ante descargas eléctricas peligrosas.

II. Objetivo:

Establecer un documento de referencia para la realización de las pruebas y/o actividades necesarias en el mantenimiento de la malla de puesta a tierra de subestaciones.

III. Alcance:

Establecer los conceptos y procedimientos básicos para los ensayos de equipotencialidad, la medición de resistencia de puesta a tierra de los electrodos o mallas de puesta a tierra empleando el método de caída de tensión, la medición de corrientes espurias y la medida de resistividad del terreno empleando el método de Wenner. Cubriendo así las pruebas necesarias para la evaluación del estado de la puesta a tierra de los equipos de transformación, maniobra y protección instalados en subestaciones eléctricas de media a baja tensión (13.2 kV).

IV. Responsable:

El personal para la planeación y ejecución de este protocolo debe estar conformado por un ingeniero responsable a cargo de velar por la correcta ejecución de la pruebas y actividades, priorizando la integridad física del personal involucrado en el mantenimiento y de los equipos. Además, se debe contar con un ingeniero de pruebas encargado del análisis de los resultados obtenidos, y un personal de apoyo general y eléctrico.

V. Procedimientos de seguridad:

Antes de la realización de las actividades propuestas en este documento cúmplase con los procedimientos propuestos en los protocolos de seguridad, estos les guiaran frente a casos de electrocución, como realizar desconexión y conexión de la subestación al suministro de energía eléctrica, la asignación de responsabilidades de operación y mantenimiento del personal, y la indumentaria y el equipo de seguridad. A continuación, se enlistan los protocolos de seguridad.

- PS1: Procedimiento de rescate por electrocución.
- PS2: Desconexión de la subestación.
- PS3: Procedimiento de puesta en servicio.
- PS4: Procedimiento de asignación de responsabilidades de operación y mantenimiento.
- PS5: Indumentaria y equipo de seguridad.

Téngase en cuenta que, al realizar la medición de la resistencia de puesta a tierra, el personal se encuentra en riesgo al quedar expuestos a gradientes de potencial letales, para prevenir este riesgo se recomienda no realizar mediciones cuando las condiciones atmosféricas sean adversas, desconectar la puesta a tierra de los pararrayos y del neutro del sistema. [1]

Luego se debe medir la tensión que se puede producir por corrientes espurias, de ser mayor a los 30 V, se deberá detectar la falla antes de realizar la medición de la resistencia de puesta a tierra. Además, se debe garantizar que al realizar las mediciones no se encuentren cuerpos extraños cerca al electrodo de corriente, ya sean personas, animales u objetos.

VI. Definiciones:

Las definiciones de este documento fueron tomadas del RETIE [2] y la norma IEEE Std 81-1983 [3].

- Conexión equipotencial: Conexión eléctrica entre dos o más puntos, de manera que cualquier corriente que pase no genere una diferencia de potencial sensible entre ambos puntos.
- Electrodo de puesta a tierra: Es el conductor o conjunto de conductores enterrados que sirven para establecer una conexión con el suelo.
- Red equipotencial: Conjunto de conductores del sistema de puesta a tierra que no están en contacto con el suelo o terreno y que conectan sistemas eléctricos, equipos o instalaciones con la puesta a tierra.
- Resistencia de puesta a tierra: Es la relación entre el potencial del sistema de puesta a tierra a medir, respecto a una tierra remota y la corriente que fluye entre estos puntos.
- Resistividad del suelo: Esta representa la resistencia específica del suelo a cierta profundidad, o de un estrato del suelo, se obtiene indirectamente al procesar un grupo de medidas de campos: su magnitud se expresa en (Ωm) o (Ωcm) y es inversa a la conductividad. La resistividad eléctrica (ρ): Es la relación entre el gradiente de potencial en un material y la densidad de corriente que resulta en el mismo. Es la resistencia específica de una sustancia. Numéricamente es la resistencia ofrecida por un cubo de 1m x 1m x 1m, medida entre dos caras opuestas.
- Sistema de puesta a tierra (SPT): Conjunto de elementos conductores continuos de un sistema eléctrico específico, sin interrupciones, que conectan los equipos eléctricos

con el terreno o una masa metálica. Comprende la puesta a tierra y la red equipotencial de cables que normalmente no conducen corriente.

- Sistema de puesta a tierra: Conjunto de elementos conductores de un sistema eléctrico específico, sin interrupciones ni fusibles, que unen los equipos eléctricos con el suelo o terreno. Comprende la puesta a tierra y todos los elementos puestos a tierra.
- Telurómetro: Es un equipo profesional para efectuar mediciones en Sistemas de Puesta a Tierra en parámetros de voltaje y resistencia.

VII. Contenido:

Las pruebas descritas en este protocolo de mantenimiento del SPT de una subestación eléctrica de media a baja tensión son las siguientes, en primer lugar, los ensayos de equipotencialidad, seguido de la medición de resistencia de puesta a tierra empleando el método de los tres puntos o también denominado “Caída de Tensión”, seguidamente de la medición de corrientes espurias o de modo común y finalmente la medida de resistividad del terreno empleando el método de Wenner o de los cuatro puntos.

El desarrollo de estas pruebas se puede hacer de manera independiente a criterio del ingeniero responsable y/o el ingeniero de pruebas que desarrolle las actividades de mantenimiento sin embargo se sugiere que se cumpla con el siguiente diagrama de bloques que se muestra en la Figura 4.1.

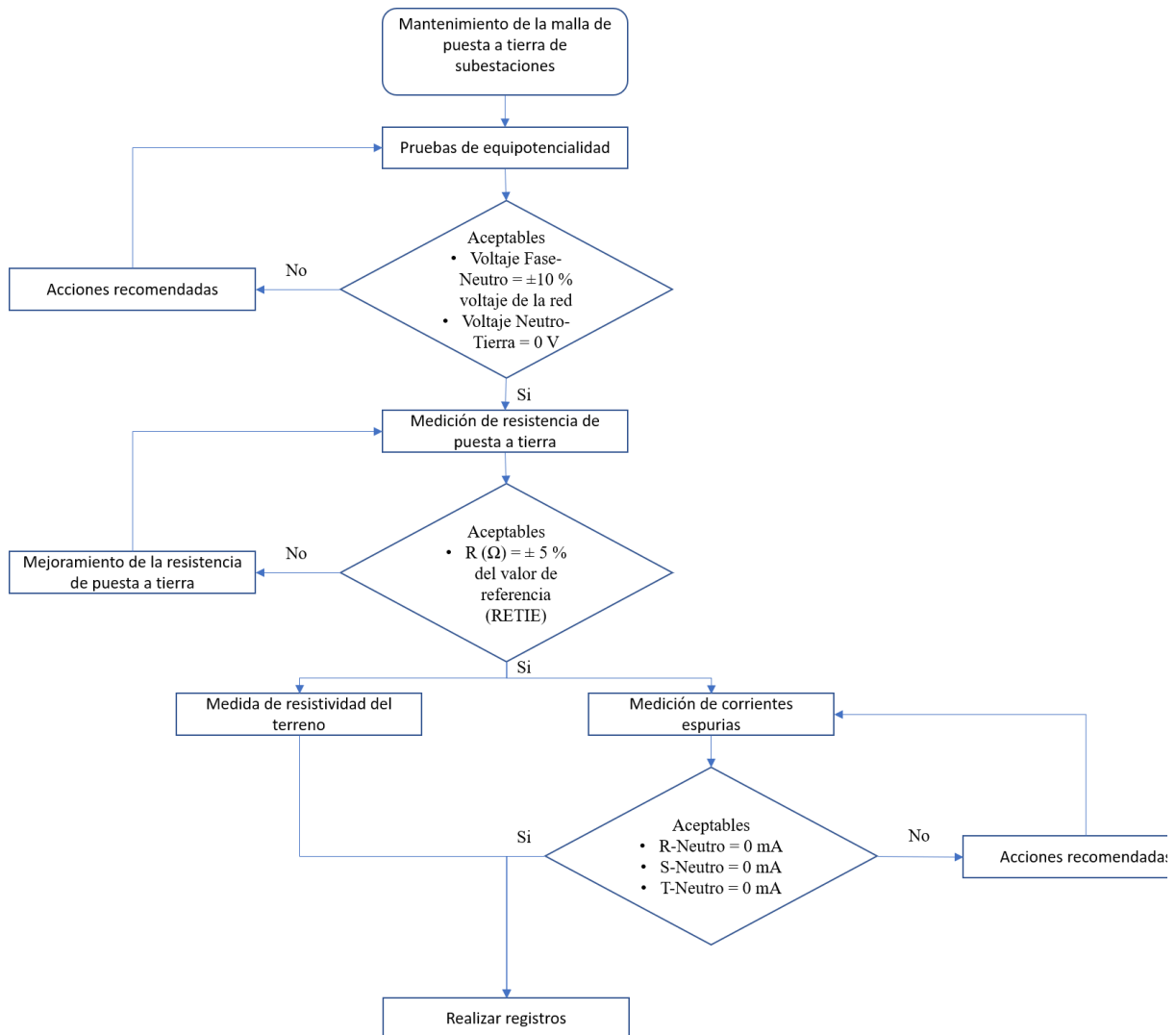


Figura 4.1. Diagrama de flujo para el mantenimiento del SPT.

Fuente: Autor.

III. Descripción de pruebas:

a. Pruebas de equipotencialidad

La prueba de equipotencialidad permite conocer la continuidad del sistema entre la malla a tierra y los puntos salientes de las bajantes del sistema o entre punto y punto para detectar continuidad del sistema de puesta a tierra. La medición se efectúa mediante un ohmímetro que aplica una intensidad continua aproximadamente de 200 mA con cambio de polaridad, y equipado con una fuente de tensión continua capaz de generar de 4 a 24 V DC en vacío.

Dentro de las consideraciones a tener en cuenta se tiene, es de vital importancia que los circuitos a probar no se encuentren energizados, por otra parte, si la medida es efectuada con

dos conductores es necesario restar la resistencia de los cables de conexión del valor de resistencia que se ha medido.

En la Figura 4.2, se presenta un ejemplo de la conexión para realizar la medición de la resistencia óhmica del conductor de protección de toma a tierra. Del resultado de la medición del valor de la impedancia entre los equipos y la zona de equipotencialidad no deberá exceder el valor de 0.1 ohmios.

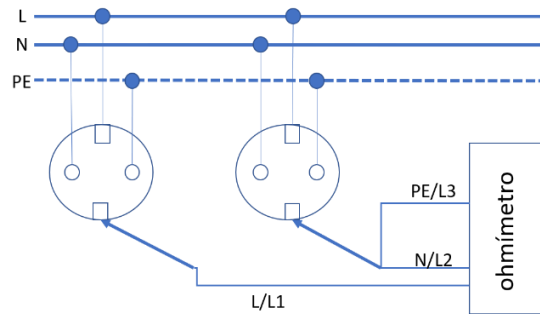


Figura 4.2. Medida de resistencia del conductor de protección.

Fuente: Autor.

Para realizar la medición del voltaje necesario en esta prueba, se debe realizar en escalas superiores a la tensión nominal de la red, para esto se debe conectar las puntas de prueba entre la fase (L) y el neutro (N), si la medición es correcta se verá reflejada la tensión de la red, en segundo lugar, se debe repetir la conexión anteriormente descrita, pero cambiando el punto de conexión de la fase, esto para verificar la medición, la cual deberá medir el valor de tensión de la red. Por último, repetir la conexión conectando entre neutro y tierra, el valor medido deberá ser cero voltios. Las mediciones realizadas por este método deberán ser consignadas en la Tabla 1.

Tabla 4.2. Resultados medición de voltaje prueba de equipotencialidad circuito monofásico.

Medición No.	Fase-Neutro (V)	Neutro-Tierra (V)	Observaciones
1			
2			
Diferencia (Magnitud)			

Fuente: Autor.

Para la medición de sistemas trifásicos se debe conectar entre el neutro (si es conexión Yn) y cada fase (R, S, T), el valor de la tensión medida debe ser la de la red monofásica, después realizar la medida de cada fase con la tierra, y el valor debe ser el mismo. Si existe neutro, entre éste y la tierra debe haber cero voltios. Las mediciones realizadas por este método deberán ser consignadas en la Tabla 2.

Tabla 4.3 Resultados medición de voltaje prueba de equipotencialidad circuito trifásico.

Medición No.	Tensión Fase-Neutro			Tensión Fase-Tierra			Observaciones
	R-N (V)	S-N (V)	T-N (V)	R-Tierra (V)	S-Tierra (V)	T-Tierra (V)	
1							
2							
Diferencia (Magnitud)							

Fuente: Autor.

Dependiendo del uso final de la energía eléctrica se pueden encontrar tensiones de 110 V AC o de 220 V AC [4], los valores medidos pueden variar hasta 5 voltios, pero si la diferencia es mayor, indica que hay defectos en el aislamiento, por otra parte, de presentarse el caso de que los valores de las mediciones entre fase y tierra, y entre neutro y tierra, será un indicativo de que la puesta a tierra no está conectada.

Si el valor de los resultados difiere en $\pm 10\%$ de las tensiones antes mencionadas, es necesario desconectar el circuito y buscar una la avería causante del problema, dado que se presenta un riesgo para el personal y a su vez para la instalación y equipos conectados a esta, para esto es recomendable separar el circuito en zonas, para aislar la fuente del problema.

Si en la revisión del STP se encuentra el uso de tuberías de agua, u otros elementos metálicos diferentes a los electrodos de la malla, notificar al personal presente del riesgo de electrocución al hacer contacto con estos elementos, se recomienda desconectar el circuito e informar para la reestructuración de la malla.

b. Medición de resistencia de puesta a tierra

Esta prueba se efectúa con un medidor de tierras (conocido como telurómetro), el esquema de conexión se presenta en la Figura 4.3. Todas las medidas de esta prueba deben ser realizadas sin tensión, ni circulación de corriente, es decir, la varilla de tierra debe estar desconectada de las bajantes de los DPS, neutros, tierras de equipos en funcionamiento.

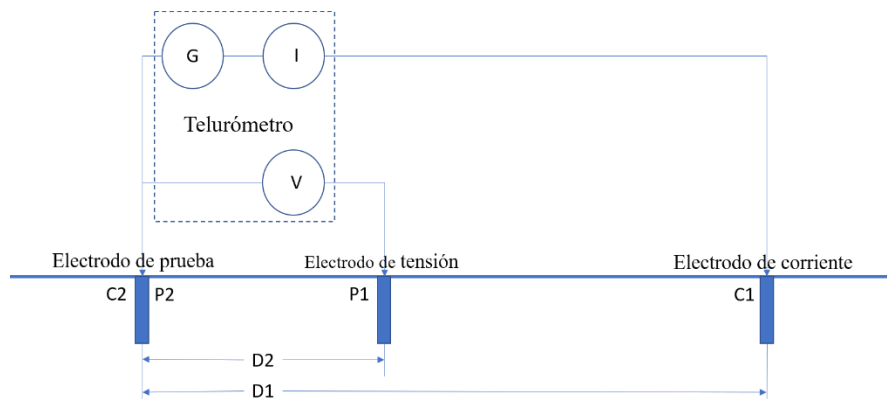


Figura 8. Esquema de conexión medición de resistencia de puesta a tierra.

Fuente: Autor.

Para medir la resistencia de tierra se hará necesario el uso de dos varillas como electrodos auxiliares C1 y P1, en donde circulara la corriente generada por el telurómetro, produciendo gradientes de potencial alrededor de los electrodos, pero existen zonas entre los gradientes donde el potencial es constante. Las normas de referencia determinan que una distancia en la cual el potencial es constante es el 62% de D1 [5], donde a su vez es adecuada ya que no se producen perturbaciones y a esta distancia se instalara el electrodo de tensión P1.

Para esto se deben introducir en el terreno las varillas C1 y P1, alineadas con el punto de puesta a tierra a medir, seguido de la identificación de los terminales de corriente, estos se identifican con los bornes marcados como C1 y C2 y los terminales de tensión con los bornes marcados como P1 y P2.

Luego realizar la unión de los bornes C2 y P2 conectando estos a la varilla de tierra (o malla de tierra) cuya resistencia se desea medir, además conectar la varilla más lejana al borne C1, el cual actuará como electrodo de corriente. Y finalmente conectar la otra varilla al borne P1 (localizada entre la varilla de corriente y la puesta a tierra a medir) esta actuará como el electrodo de tensión.

Las mediciones realizadas por este método deberán ser consignadas en la Tabla 3, para obtener resultados confiables se debe realizar la toma de tres medidas por punto de conexión¹, además variar la distancia D1 manteniendo a D2 como 0.62D1 en tres ocasiones², posteriormente realizar una gráfica de comparación resistencia de puesta a tierra versus distancia, para poder analizar su comportamiento.

Tabla 4.4. Resultados Medición de resistencia de puesta a tierra método de los tres puntos.

Medición No.	Punto inicial D1			Variación 1			Variación 2			Variación 3				
	D1 (m)	D2 (m)	R (Ω)	D1 (m)	D2 (m)	R (Ω)	D1 (m)	D2 (m)	R (Ω)	D1 (m)	D2 (m)	R (Ω)		
1														
2														
3														
Promedio				Promedio				Promedio				Promedio		
Observaciones:														

Fuente: Autor.

¹ Si los valores no difieren en $\pm 5\%$ del valor promedio (Obtenido de la suma de las tres mediciones y dividiendo por 3) debe considerarse que este valor promedio es el valor verdadero [5].

² Si el error es mayor, existe superposición de los gradientes de tensión y debe aumentarse D1 y D2 manteniendo su relación $D2 = 0,62D1$ y repitiendo el procedimiento hasta cumplir la condición que el error sea $<5\%$ [5].

Se deben considerar los valores de resistencia de puesta a tierra recomendados por el RETIE mostrados en la Tabla 4.4, y así determinar, si los valores medidos son aceptables para el sistema de puesta a tierra medido

Tabla 4.5. Valores de resistencia recomendados por el RETIE.

Instalación y/o equipo	Resistencia (Ω)
Subestaciones de media tensión	≤ 10
Resistencia para estructuras con cable de guarda	≤ 20
Punto neutro de acometida en baja tensión	≤ 25
Resistencia de cualquier electrodo de puesta a tierra	≤ 25

Fuente: RETIE [2] – Adaptado por el autor.

c. Medida de resistencia de puesta a tierra sobre pavimentos o suelos de concreto

Si se encuentra la puesta a tierra en suelos cubiertos por pavimentos, concreto o cemento y en los cuales no es de fácil colocación de electrodos de prueba tipo varilla. En estos casos se suelen usar placas de cobre para reemplazar los electrodos auxiliares (C1 y P1 mostrados en la Figura 3) y agua para remojar el punto y disminuir la resistencia de contacto con el suelo[6], como se ilustra en la Figura 11.

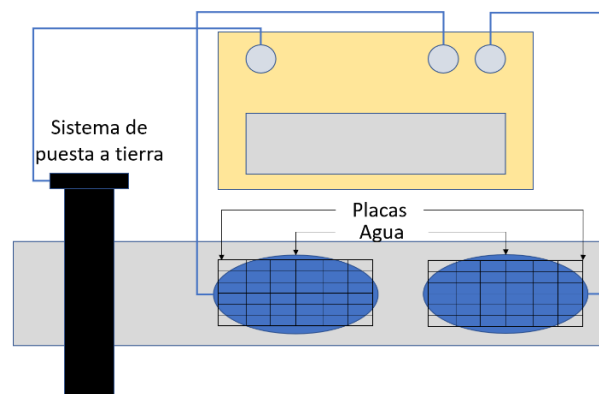


Figura 4.4. Medida de resistencia de puesta a tierra en suelos o pavimentos.

Fuente: Autor.

Las placas de cobre se colocan igual que se colocarían los electrodos auxiliares de acuerdo con el método de la caída de potencial previamente descrito. Se debe cumplir, las dimensiones de la placa han de ser de 30x30 cm y con un espesor de 3.8 cm, verter agua sobre las placas y remojar el sitio donde estarán ubicadas y así mejorar el contacto de estas con el suelo, es recomendable esperar un tiempo para que el agua penetre la superficie y la lectura de la resistencia se estabilice. El tiempo requerido para el proceso de penetración de la humedad

variará dependiendo del espesor y de la permeabilidad de la capa del pavimento se recomiendan 30 minutos.³

Las mediciones realizadas por este método deberán ser consignadas en la Tabla 5, para obtener resultados confiables se debe realizar la toma de tres medidas por punto de conexión, además variar la distancia de las placas igual que en el método de la caída de potencial, teniendo en cuenta que las placas se comportarán como los electrodos auxiliares.

Tabla 4.6. Resultados Medida de resistencia de puesta a tierra sobre pavimentos o suelos de concreto.

Medición No.	Punto inicial D1			Variación 1			Variación 2			Variación 3		
	D1 (m)	D2 (m)	R (Ω)	D1 (m)	D2 (m)	R (Ω)	D1 (m)	D2 (m)	R (Ω)	D1 (m)	D2 (m)	R (Ω)
1												
2												
3												
	Promedio			Promedio			Promedio			Promedio		
Observaciones:												

Fuente: Autor.

d. Corrientes de fuga

La medida se efectúa mediante una tenaza amperimétrica con una sensibilidad mínima de 1mA, que se coloca abrazando los conductores activos (fase y neutro mostrado en la Figura 4.5), de forma que la tenaza mide la suma vectorial de las corrientes que pasan por los conductores que abraza, si la suma no es cero la instalación tiene una intensidad de fuga que circulara por los conductores de puesta a tierra de los receptores instalados aguas abajo del punto de medida.

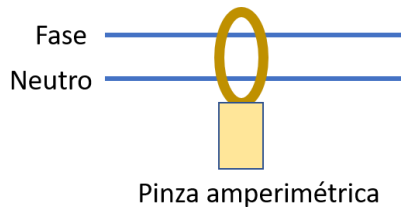


Figura 4.59. Medidas corrientes de fuga.

Fuente: Autor.

Las mediciones realizadas por este método deberán ser consignadas en la Tabla 6, al presentarse corrientes espurias se deberá detectar el lugar de la falla se recomienda aislar el

³ Tener precaución de que las zonas humedecidas no se superpongan.

circuito en zonas, para garantizar su pronta corrección y que no se vean afectados las mediciones de las otras pruebas realizadas.

Tabla 4.7. Resultados medida corrientes de fuga.

Medición No.	R-Neutro (mA)	S-Neutro (mA)	T-Neutro (mA)	Observaciones
1				
2				
3				
4				
5				
6				

Fuente: Autor.

e. Medida de resistividad del terreno

Para la realización de esta prueba se instalan cuatro varillas alineadas e igualmente espaciadas a una distancia (A). Los bornes de los extremos del aparato marcados como C1 y C2 son los terminales de corriente y los bornes centrales P1 y P2 son los terminales de tensión, que se instalan a las varillas como se muestra en la Figura 13 y las mediciones realizadas por este método deberán ser consignadas en la Tabla 4.6.

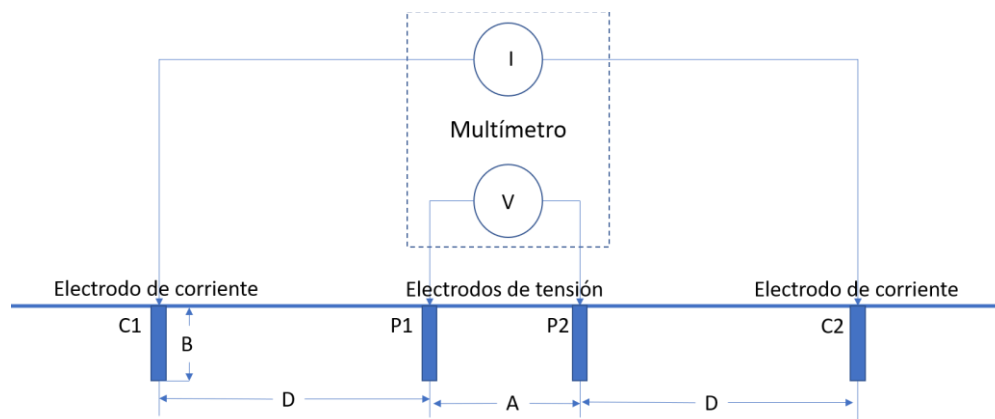


Figura 10. Esquema de conexión del Método de Wenner.

Fuente: Autor.

Los electrodos se colocan en línea recta a igual distancia (D) y a una misma profundidad (B). Los resultados dependen de la distancia entre electrodos y del contacto con la tierra. El método consiste en inyectar corriente que pase por los electrodos C1 y C2. Entre los electrodos de prueba P1 y P2 se mide la tensión resultante del paso de la corriente. Con estos datos se calcula la resistencia y el valor de resistividad del terreno a una profundidad (B), y a una distancia entre electrodos (D). Se aplican las metodologías adecuadas para obtener la resistividad promedio.

Para obtener el valor de la resistividad se deben realizar varias medidas con diferentes distancias D. Se sugiere hacer medidas con D=1m, D=2m, D=5m, D=10m, D=20m y D=30m. las varillas de prueba deben ser enterradas a una profundidad no mayor de 10% [5] de la distancia entre varias y firmemente enterradas. Una vez realizadas todas las conexiones, se lee la resistencia (R) en el Telurómetro y la resistividad se calcula mediante la expresión $\rho = 2 \pi D R$. Los resultados deben consignarse en la tabla anexa con las observaciones y condiciones del medio ambiente. Además, se debe realizar una curva de resistividad contra distancia para determinar el valor promedio y descartar valores por errores de mediciones.

Tabla 4.8. Resultados Medida de resistividad del terreno método de Wenner.

D (m)*	R (Ohmios)	$\rho = 2 \pi D R$ (Ohmios)	Observaciones
1			
2			
5			
10			
20			
30			

* Distancias sugeridas.

Fuente: Autor.

f. Mejoramiento de la resistencia de puesta a tierra

De ser necesario el mejoramiento de las mallas o puesta a tierra, usualmente se efectúa al colocar más electrodos en la malla, o realizando un tratamiento especial al suelo, para así cambiar su resistencia. Cuando la resistividad del terreno sea inferior de 63 Ohmios/m [7], se suele enterrar una varilla como electrodo de tierra para cumplir con los requisitos de resistencia a tierra.

g. Colocar o reforzar con más electrodos.

En la generalidad de los casos se utiliza como electrodo de puesta a tierra una varilla, pero cuando el valor medido de resistencia es alto, se pueden colocar dos a tres varillas unidas entre sí y separadas a una distancia de al menos dos longitudes de la varilla. En casos especiales para lograr bajar la resistencia se pueden utilizar varillas más largas tratando de conseguir a mayor profundidad, menor resistividad o alcanzar el nivel freático del terreno.

Realizar tratamiento del suelo.

El tratamiento del suelo se efectúa realizando una excavación para instalar la varilla y rellenando el hueco con tierra negra, carbón, sales y compuestos con menor resistividad (concreto, bentonita y gel). Este se basa en el uso de materiales de relleno con menor

resistividad, tales como tierra negra (50 Ohmios/m), concreto (40 Ohmios/m), bentonita (2.5 Ohmios/m) y gel (<1 Ohmios/m).

La selección de una de las alternativas dependerá de la resistividad del terreno y del valor que se quiere alcanzar, ya que el tratamiento del terreno (a excepción del concreto, la bentonita y el gel) se deteriora con el transcurso del tiempo, si no se toman las precauciones para que permanezca dicho tratamiento.

h. Registros

En la realización de las actividades propuestas en este protocolo se debe dejar registro de las condiciones iniciales de las instalaciones y el estado luego de culminar los procedimientos, para esto se enlistan los requerimientos mínimos a registrar.

- Condiciones generales de los conductores del sistema.
- Nivel de corrosión.
- Estado de las uniones de los conductores y componentes.
- Valores de resistencia.
- Desviaciones de los requisitos respecto del RETIE.
- Documentar todos los cambios frente a la última inspección.
- Resultados de las pruebas realizadas.
- Registro fotográfico
- Rediseño o propuesta de mejoras del SPT si se requieren.

i. Normas de referencia:

[1] S. Ramírez Castaño y E. A. Cano Plata, Sistemas de Puesta a Tierra: Diseñado con IEEE-80 y evaluado con MEF. 2010.

[2] Ministerio de Minas y Energía, “RETIE: Reglamento técnico de instalaciones eléctricas”, Resoluc. 90708, pp. 1–211, 2013.

[3] IEEE Power and Energy Society, “IEEE Std 81-1983: Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System - Redline”, IEEE Std 81-2012 (Revision IEEE Std 81-1983) - Redline, 2012.

[4] ICONTEC, “NTC 2050: Código Eléctrico Colombiano”, pp. 1–847, 1998.

- [5] CODENSA, “LA400: Puestas a tierra”, Likinormas, pp. 1–6, 2011.
- [6] ASTM, “ASTM D1169: Standard Test Method for Specific Resistance (Resistivity) of Electrical Insulating”, ASTM Int., pp. 1–7, 2011.
- [7] EPM, “RA6-015: Medida De Resistencia De Puesta a Tierra”, pp. 1–17, 2001.

4.2 Procedimientos de seguridad

Los procedimientos de seguridad poseen una estructura similar al procedimiento de mantenimiento, pero estos se enfocan en los puntos principales como son la caracterización general del procedimiento, su alcance primordial dado que especifica los casos en los cuales debe ser considerado, el personal responsable de velar por la correcta ejecución del procedimiento, y por último la descripción específica de las acciones a realizar en caso de emergencia, alerta o por precaución ante riesgos.

Tabla 4.9. Lista de procedimientos de seguridad

Procedimiento	Código
Rescate por electrocución	PS-1
Desconexión de la subestación	PS-2
Puesta en servicio	PS-3
Asignación de responsabilidades	PS-4
Indumentaria y equipo	PS-5

Fuente: Autor.

En la Tabla 4.9 se muestran los procedimientos y como ejemplo se presenta a continuación el procedimiento Rescate por electrocución PS-1

Procedimiento: Rescate por electrocución.	Código PS-1
---	----------------

I. Información general:

El siguiente protocolo ha sido adaptado al trabajo a realizarse en el mantenimiento de los equipos y/o instalaciones de una subestación eléctrica de media a baja tensión y busca dar a conocer las principales acciones que se deben desarrollar en el caso de un accidente por electrocución.

II. Alcance:

Este procedimiento debe ser conocido por todo el personal que labore en el mantenimiento de Subestaciones y/o equipos y ser aplicado de forma inmediata.

III. Responsable:

El personal presente en el mantenimiento debe tener conocimiento de este protocolo, para actuar de una manera adecuada ante un caso de electrocución, además se debe contar con personal capacitado para reanimación cardiopulmonar en caso de ser necesario.

IV. Procedimiento de rescate por electrocución:

Ante un caso de electrocución, primordialmente se debe mantener la calma y una persona deberá pedir ayuda en las líneas de emergencia de la ciudad, a la vez tratar de prestar auxilio al accidentado, procurando no ser afectados, dependiendo de la situación se tendrán las siguientes consideraciones:

En el caso de que la víctima ha quedado en contacto con un conductor o pieza energizada, esta debe ser separada del contacto como primera medida siguiendo los siguientes pasos:

- a. Se debe dar la alarma y realizar el corte del suministro de energía del circuito en contacto, o de la protección principal de la subestación.
- b. De ser imposible cortar el suministro de energía o los interruptores se encuentran alejados, se debe intentar separar a la persona con un elemento no conductor como pértigas, tablas y/o cintas de cuero.
- c. Cuando el accidentado ha quedado en contacto con líneas de ALTA TENSIÓN, no se debe acercar ninguna persona a él, mientras se da notificación a la empresa que suministra el servicio, para que este active sus mecanismos de protección sobre el circuito afectado.

En el momento de que la persona accidentada ha quedado libre del contacto eléctrico, se dará inicio a las operaciones de socorro, estas que por su orden de urgencia son las siguientes:

- a. Se debe apagar el incendio de la ropa (si existe), colocando a la víctima sobre el suelo y tratando de apagar las llamas con elementos como mantas, arena o cualquier otro material no combustible del que se disponga.
- b. Realizar la verificación del pulso en la muñeca o cuello, y verificar la respiración de la persona accidentada.
- c. Si la persona se encuentra consciente y los servicios de emergencia están demorados, se debe llevar de inmediato la persona accidentada a el centro hospitalario más cercano.
- d. Si la persona se encuentra inconsciente, y esta no respira y no presenta pulso en la muñeca o cuello, es posible que presente un paro cardiorrespiratorio, se debe practicar respiración artificial y el masaje cardiaco.
- e. Si se desconocen las técnicas para realizar reanimación cardiopulmonar y los servicios de emergencia están demorados, se debe llevar de inmediato la persona accidentada a el centro hospitalario más cercano.

5. Requisitos habilitantes y criterios para seleccionar la oferta de contratación más favorable

5.1 Requisitos habilitantes

De acuerdo con lo dispuesto por el numeral 1 del artículo 5 de la Ley 1150 de 2007, las condiciones de experiencia, la capacidad financiera y de organización de los proponentes nacionales serán objeto de verificación de cumplimiento como requisitos habilitantes para la participación en el proceso de selección, esto habilita a los proponentes para participar en el proceso de selección. Los requisitos habilitantes se establecen de forma adecuada y proporcional a la naturaleza del contrato a suscribir y a su valor.

La verificación de los requisitos habilitantes de las ofertas se determinará de la siguiente manera:

5.1.1 Experiencia

De conformidad con lo establecido en el numeral 1° del artículo 2.2.1.1.1.5.3. del Decreto Reglamentario 1082 de 2015, en concordancia con lo señalado en el “Manual para determinar y verificar los requisitos habilitantes en los procesos de contratación”, emitido por la Agencia Nacional de Contratación Pública- Colombia Compra Eficiente, la experiencia acreditada es el conocimiento del proponente derivado de su participación previa en actividades iguales o similares a las previstas en el objeto contractual en un proceso de selección determinado, la cual es verificada por la Entidad contratante con base en información que se encuentre certificada en el RUP, para lo cual el proponente deberá aportar el certificado de inscripción expedido por la Cámara de Comercio vigente y en firme. La experiencia del proponente se debe acreditar así:

Tabla 5.1. CÓDIGO UNSPSC para la contratación del servicio de mantenimiento de SEMBT.

Clasificación UNSPSC	Segmento	Familia	Clase	Producto
81101701	81. Servicios Basados en Ingeniería, Investigación y Tecnología.	10. Servicios profesionales de ingeniería y arquitectura.	17. Ingeniería eléctrica y electrónica.	01. Servicios de ingeniería eléctrica.
81101703	81. Servicios Basados en Ingeniería, Investigación y Tecnología.	10. Servicios profesionales de ingeniería y arquitectura.	17. Ingeniería eléctrica y electrónica.	03. Servicios de pruebas técnicas.
72151500	72. Servicios de Edificación, Construcción de Instalaciones y Mantenimiento.	15. Servicios de mantenimiento y construcción de comercio especializado.	15. Servicios de sistemas eléctricos.	N/A

Fuente: Autor.

5.1.2 Capacidad Organizacional

El proponente nacional o extranjero con domicilio o sucursal en Colombia, y los integrantes de este en el evento de consorcio o unión temporal, deberán adjuntar el Certificado del Registro Único de Proponentes (RUP), expedido por la Cámara de Comercio VIGENTE y en FIRME, en el cual acredite que cumple con los indicadores a continuación señalados para determinar la Capacidad Organizacional del proponente.

5.2 Cláusula general ambiental

La DIAN busca promover la contratación sustentable, en donde no solamente se tendrá en cuenta el criterio económico o técnico para la compra de bienes, servicios o ejecución de obras sino también el ciclo de vida del producto y aquellos aspectos que mejoren el ambiente con el fin de que su impacto ambiental y social sea menor. Igualmente, y con el fin de considerar el impacto en las comunidades, se buscará en tanto sea viable financiera y jurídicamente posible, la participación comunitaria en los proyectos que desarrolle la entidad.

De acuerdo con lo anterior, los contratistas de todo tipo con los que la DIAN establezca relación deberán cumplir con la legislación ambiental vigente sin necesidad de requerimiento expreso; por tanto, para el desarrollo de sus actividades, deberán obtener previamente las licencias, permisos, o autorizaciones necesarias y cumplir con las especificaciones que para cada contrato sean indicadas por la Entidad.

En todo caso, los contratistas deberán prever los costos ambientales en que deban incurrir por el cumplimiento de las medidas ambientales antes, durante y después de la ejecución de su objeto contractual. Para ello, la DIAN se reserva el derecho de realizar auditorías de segunda parte, con el fin de verificar el cumplimiento de las normas ambientales.

5.2.1 Análisis ambiental del proceso de contratación solicitado

Las actividades derivadas del programa de mantenimiento impactan al medio ambiente, por la generación de escombros y residuos (líquidos y gaseosos). Sin embargo, esta incidencia será mitigada a través de los controles solicitados y verificados por el supervisor. En general por las condiciones contractuales establecidas en los requerimientos técnicos, mediante los cuales el Contratista deberá garantizar buenas prácticas para el manejo de tales residuos, particularmente aquellos que por su naturaleza requieran tratamiento especial.

Para la contratación objeto del presente estudio, deberán tenerse en cuenta las consideraciones establecidas dentro del Sistema de Gestión Ambiental (SGA) de la DIAN, con relación al mantenimiento preventivo y correctivo de equipos de subestaciones eléctricas de media a baja tensión.

El contratista deberá acatar el Sistema de Gestión Ambiental (SGA) de la DIAN y por ende seguir los lineamientos y recomendaciones que en este se imparten junto con los programas del uso racional del agua y la energía, manejo adecuado de los materiales, residuos sólidos y desechos que se manipulen en ejercicio de las actividades derivadas de la ejecución del contrato; la empresa

proponente deberá garantizar el cumplimiento de la totalidad de las normas ambientales vigentes, asumiendo la responsabilidad por las consecuencias que se puedan derivar de su inobservancia.

El contratista seleccionado debe realizar la identificación de los aspectos, impactos y riesgos ambientales significativos sobre el ambiente con la metodología que la DIAN establezca. Esto debe estar documentado y actualizado.

La empresa proponente debe presentar la(s) Licencia(s) Ambiental(es) - otorgada (s) por la CAR (Corporación Autónoma Regional), Secretaría Distrital de Ambiente – o autoridad ambiental regional competente, propias o de terceros con cuales tenga convenio para las etapas de recolección, transporte, almacenamiento, tratamiento y disposición final de los residuos.

Responder al Supervisor de todas las observaciones técnicas y administrativas en cuanto a calidad, presupuesto, programación, seguridad industrial y manejo ambiental, así como la información pertinente que se derive de la ejecución del objeto contratado.

El contratista debe presentar un plan de manejo ambiental, un plan de preparación y respuesta ante emergencias articularlo con el Sistema de Gestión Ambiental de la entidad DIAN, que dé respuesta a todo tipo de emergencias que puedan derivarse de la ejecución del objeto del contrato, el cual deberá ser entregado al supervisor del contrato.

Este documento debe estar diligenciado, revisado, aprobado por el supervisor y debe ser socializado, a través de charlas, correos electrónicos, cartelera físicas y/o digitales según sea la necesidad.

Adicionalmente, considerando otras disposiciones del Sistema de Gestión Ambiental de la DIAN, el proponente que resulte adjudicatario del proceso correspondiente al presente estudio, deberá:

- El contratista deberá velar y corroborar que el personal cuente con las certificaciones que exige la ley y las normas para el desempeño de sus actividades.
- El contratista debe propender por utilizar elementos para el mantenimiento de equipos de subestaciones eléctricas de media a baja tensión, que sean clasificados como “no contaminantes o de baja carga contaminante”, el método de verificación será por medio de las fichas técnicas de los productos.
- Para el caso puntual de la generación de aceite usado el contratista deberá gestionar este residuo de manera adecuada, debe presentar certificados emitidos por el acopiador, transportador y gestor encargado de la disposición final.
- El Contratista deberá mantener en perfecto aseo el sitio donde se ejecuten las diferentes actividades y deberá retirar todos los escombros y material sobrante contaminante después de cada servicio y entregar los sitios de los equipos en perfecto estado de limpieza durante y al finalizar la ejecución de los trabajos.
- Cada vez que se lleve a cabo una actividad en cumplimiento del objeto contractual, donde se generen residuos peligrosos y/o especiales, como son: residuos de aparatos eléctricos y

electrónicos - RAEEES, disolventes y pegantes, filtros usados, estopas o algún otro material contaminado con alguna sustancia peligrosa, o los establecidos en el Anexo I y Anexo II del Decreto 4741 del 2005. Se debe presentar certificado de disposición final expedida por la empresa autorizada para tal fin, donde debe contener registro de cantidad, caracterización y destino final (disposición o aprovechamiento) de los residuos peligrosos generados.

- Los contratistas deberán prever los costos ambientales en que deban incurrir por el cumplimiento o el incumplimiento de las medidas ambientales antes, durante y después de la ejecución de su objeto contractual.
- Realizar la disposición de los residuos en sitios autorizados por la autoridad ambiental local.

5.3 Sistema de gestión de la seguridad y salud en el trabajo

5.3.1 Requisitos Generales en Seguridad y Salud en el Trabajo – SST

El contratista debe entregar una certificación del revisor fiscal o representante legal, expedida con una antelación no superior a un mes, mediante la cual deje constancia de que se encuentra a paz y salvo en sus obligaciones con el sistema de seguridad social para pensión, salud, riesgos laborales y parafiscales. Además de cumplir con lo siguiente:

- El contratista debe suministrar la relación del personal con el que ejecutará el contrato, acreditando su afiliación a riesgos laborales (Art.2.2.4.2.2.5, D.1072/2015), la cual debe estar acorde a la actividad contratada según las definiciones de niveles de riesgos dispuestas en el Dec. 1607 de 2007, y a seguridad social en pensión y salud. Para el cumplimiento de este requisito, la empresa contratista debe tener disponible la afiliación a la ARL para el contrato suscrito con la entidad y copia de la Planilla de seguridad social evidenciando pagos de último mes.
- Permitir que el personal con el que ejecutará el contrato asista a inducción de seguridad y salud en el trabajo que programe el supervisor del contrato con la COORDINACIÓN DE BIENESTAR, SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO de la UAE-DIAN (Art.2.2.4.6.11, D.1072/15).
- Identificar, prevenir y mitigar riesgos de seguridad y salud en el trabajo del personal con el que ejecute el contrato, y responder civil y penalmente por el incumplimiento de esta obligación.
- Reportar al supervisor del contrato cualquier acto o condición insegura encontrada en la entidad durante la ejecución del contrato.
- Participar en las actividades lideradas por la COORDINACIÓN DE BIENESTAR, SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO de la UAE-DIAN. que se realicen durante la ejecución del contrato.

- Contribuir al cumplimiento de la Política de seguridad y salud en el trabajo de la UAE-DIAN, adoptada mediante Resolución No. 0062 de 2016.
- Los contratistas y subcontratistas deben conocer los protocolos de reporte de accidente de trabajo de su empresa, y entre estos, conocer los números de contacto de las personas responsables del SG-SST para poderlo contactar en caso de emergencia.
- En caso de accidente de trabajo, el contratista debe enviar el FURAT (Formato Único de Reporte de Accidente de Trabajo) al buzón de la COORDINACIÓN DE BIENESTAR, SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO de la UAE-DIAN, al correo subdir_personal_bienestaryseguridad@dian.gov.co, con copia al supervisor, máximo cinco (5) primeros días hábiles después del evento.
- Responder cuando sea necesario sobre otros requisitos solicitados en cualquiera de las etapas del contrato a la COORDINACIÓN DE BIENESTAR, SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO de la UAE-DIAN.
- Todo el personal contratado por la empresa contratista debe tener inducción en Seguridad y Salud en el Trabajo (o reinducción según sea el caso), así como capacitaciones en los riesgos a los que se encuentran expuestos en su labor.
- La empresa contratista debe velar por el cumplimiento de la normativa vigente en Seguridad y Salud en el Trabajo para cualquiera de las actividades realizadas para la ejecución del presente contrato.
- Atender las recomendaciones de Recursos Físicos en cuanto al Plan Estratégico de Seguridad Vial, así como las de medio ambiente emitidas por la Coordinación de Organización y Gestión de Calidad.

5.3.2 Requisitos SST propios del presente contrato

Técnico o tecnólogo especialista en Salud Ocupacional o Seguridad y Salud en el Trabajo con licencia vigente en Salud Ocupacional que acompañe las actividades a realizar durante la vigencia del contrato, quien debe hacer el análisis de riesgos, plantear medidas preventivas y correctivas, las cuales deben quedar documentadas en formatos de análisis de riesgos de seguridad, y que además acrediten mínimo dos (2) años de experiencia en el desarrollo de actividades de Seguridad y Salud en el Trabajo y que acrediten la aprobación del curso de capacitación virtual de cincuenta (50) horas sobre el Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo (Res. 4927 de 2016 y Res. 1111 de 2017), esta será la persona responsable de Suspender las labores cuando se presente peligro inminente que amenace la salud o la integridad de los trabajadores, de la propiedad o del medio ambiente.

Remitir la matriz de Análisis de riesgos relacionados con la actividad contratada, con las medidas colectivas e individuales para mitigar los riesgos identificados en el desarrollo de la actividad con indicaciones y recomendaciones de seguridad a adoptar para cada una de ellas. Se deben incluir

tareas críticas (riesgos de trabajo en alturas, riesgo eléctrico, riesgo en excavaciones, trabajo en caliente, manejo con sustancias peligrosas, izaje de cargas, trabajo en espacios confinados) y demás riesgos asociados como son: biomecánico, físico, mecánico (uso de herramientas manuales, ayudas mecánicas), uso de maquinaria pesada, riesgo biológico, riesgo biomecánico, riesgo locativo, etc.

- Presentar matriz de elementos de protección personal aplicable a todas las actividades a realizar. De acuerdo con lo anterior, los trabajadores deben usar los elementos de protección aplicados a cada caso, los cuales deben estar en perfecto estado. En estos se incluyen los elementos de protección contra caídas.
- Realizar aseguramiento y señalización de áreas de almacenamiento de material y/o químicos, áreas de trabajo donde exista riesgo de accidente, áreas de depósitos de escombros.
- El contratista debe garantizar que durante las jornadas laborales se permitan los espacios y condiciones para generar pausas para hidratación, pausas activas, verificación de condiciones de seguridad y retroalimentación (charlas de seguridad), lideradas por el supervisor o responsable de SST de la empresa contratista.

5.3.3 Requisitos SST para riesgos en trabajos en alturas

Para los trabajos con riesgo de trabajo en alturas (Res. 1409 de 2012: todo trabajo en el que exista el riesgo de caer a 1,50 m o más sobre un nivel inferior) debe existir un Coordinador de trabajo en Alturas (Res. 3368 de 2014: “Trabajador designado por el empleador capaz de identificar peligros en el sitio en donde se realiza trabajo en alturas, que tiene su autorización para aplicar medidas correctivas inmediatas para controlar los riesgos asociados a dichos peligros. La designación del coordinador de trabajo en alturas no significa la creación de un nuevo cargo, ni aumento en la nómina de la empresa, esta función puede ser llevada a cabo por el coordinador o ejecutor del Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo (programa de salud ocupacional) o cualquier otro trabajador designado por el empleador”). Esta persona debe también diligenciar el análisis de trabajo seguro, quien revise previamente, durante y al finalizar las condiciones del lugar de trabajo, garantizando la seguridad de los trabajadores y las instalaciones. Así mismo, debe prever que las herramientas y/o equipos a usar son las necesarias y acordes a las condiciones del lugar. El análisis de trabajo seguro y el permiso de trabajo deben estar completamente diligenciados y divulgados a los trabajadores y personas expuestas en el lugar de trabajo. Se debe realizar un análisis de trabajo seguro y un permiso de trabajo para cada jornada de trabajo.

- Cumplir con lo establecido en el reglamento técnico de trabajo en alturas, Res. 1409 de 2012 y las demás normas que lo complementen.
- Entregar Certificaciones de capacitación: coordinador de trabajo en aturas con soportes de certificación vigente, al igual que certificaciones de curso de trabajo en alturas nivel avanzado vigente para personal operativo que realiza el trabajo en alturas.

- Soporte que evidencie la última inspección de equipos de protección contra caídas que va a desarrollar las actividades contratadas por la entidad.
- Remitir Copia de Conceptos de aptitud médica laboral expedidos al personal que desarrollará actividades de alturas y al coordinador de trabajo en alturas vigente.
- El contratista debe suministrar todos los elementos de protección personal y protección contra caídas para trabajo en alturas conforme lo establecido en el artículo 13 de la Res. 3368 de 2014.

5.3.4 Requisitos SST para riesgos eléctricos

Anexar programa de riesgo eléctrico, en el cual se relacionen las actividades encaminadas a la protección de la seguridad de los trabajadores y de las instalaciones, las cuales deben cumplir con la normativa vigente en SST y que acaten las reglamentaciones dispuestas por el RETIE vigente.

Las personas que realizan trabajos con riesgo eléctrico deben ser competentes y deben tener capacitaciones en los riesgos de la labor contratada.

El contratista debe disponer de mecanismos, herramientas y los elementos de protección personal para su personal, requeridos para riesgo eléctrico de quienes se encuentren expuestos, así como personal competente para la ejecución de actividades.

Antes de realizar la actividad:

- Se debe hacer la planeación y programación del trabajo, determinando el método de trabajo a realizar. Esto debe quedar documentado y divulgado al personal que desarrolla la actividad, así como al personal expuesto o que se encuentre dentro de las instalaciones. Cualquier cambio debe quedar contemplado dentro de del documento y así mismo su divulgación.
- Diligenciar los permisos de trabajo por el personal experto y validado por el supervisor del contratista, así como del encargado de Seguridad y Salud en el Trabajo, relacionando los riesgos a los que se encuentran expuestos y mecanismos de control.
- El personal no podrá portar objetos metálicos, tales como joyas, relojes, anillos y cualquier otro elemento conductor, dentro de las instalaciones eléctricas.
- La ropa de trabajo no debe poseer cremallera u otros elementos conductores, donde los materiales para trabajos sin riesgo de arco eléctrico deben ser de algodón no tratado y de presentarse riesgos los materiales de tipo FR considerando el nivel mínimo de protección requerido y su categoría.

Tabla 5.2. Nivel mínimo de protección térmica según NFPA 70E.

Categoría	Nivel mínimo de protección Cal/cm ²
0	Prenda normal de algodón
1	4
2	8
3	25
4	40

Fuente: Autor.

- Se deben portar los equipos mínimos de seguridad: casco dieléctrico, botas dieléctricas, y los elementos necesarios de acuerdo con el trabajo a realizar, tales como, guantes de protección contra riesgos mecánicos, guantes de protección contra el arco eléctrico, gafas de seguridad contra rayos ultravioleta, careta de protección facial, cinturón de seguridad, arnés, líneas de tierra, linterna, pinza voltiamperimétrica, tapones auditivos, conexiones a tierra portátiles.
- Previo a la realización de los mantenimientos se verificará el estado de los equipos y se elaborará un plan de trabajo para garantizar que en el tiempo de trabajo se mantendrán las distancias mínimas para las condiciones más desfavorables.
- De presentarse tormentas eléctricas, los trabajos y labores de mantenimiento serán cancelados, retirando al personal de las instalaciones.
- Está prohibido realizar trabajos con tensión en lugares en donde exista riesgo de explosión por presencia de materiales inflamables o volátiles.
- Siempre que se trabaje en áreas con secciones múltiples muy semejantes como el caso de una sección de subestación, se debe marcar la sección de trabajo, acordonándola o usando barreras con avisos preventivos, a fin de que sean identificadas claramente cuáles son las partes desenergizadas y cuáles las energizadas.
- Durante el desarrollo de la actividad, El supervisor debe hacer cumplir las normas y procedimientos seguros de trabajo, contemplando también la señalización, demarcación, aislamiento de dichos procedimientos y demás normas contempladas en el programa de riesgo eléctrico de la empresa contratista.

El personal de mantenimiento tiene como responsabilidad adicional el mantener las condiciones de aseo y funcionamiento adecuado de las zonas de trabajo, al inicio, durante y en la finalización de sus actividades.

5.3.5 Requisitos SST para riesgos con sustancias químicas / peligrosas

En caso de manipulación y transporte de materiales peligrosos:

- Se debe demostrar evidencia de capacitación al personal que realiza la labor en Riesgo Químico en manipulación y transporte seguro en manejo de sustancias peligrosas (químicas), adicional anexar evidencia de la socialización de las hojas de seguridad de químicos a manipular.
- Portar las hojas de seguridad de los productos químicos manipulados en todo momento y asegurarse que sean divulgadas al personal que hace la manipulación y transporte de estos productos, así como de mantener disponibles los elementos necesarios para cubrir cualquier tipo de emergencia durante la operación.
- Mantener equipos de extinción de fuego necesarios y acordes a la operación a realizar.
- Se debe cumplir con requerimientos legales para almacenamiento, controles y eliminación de sustancias químicas, como lo son la ley 55 de 1993 (y sus actualizaciones), así como del transporte de sustancias peligrosas relacionadas en el decreto 1609 de 2002 y demás que las complementen.
- Se debe contar con kit de derrames para la manipulación y transporte de químicos.

6. Análisis de resultados, productos, alcances e impactos del trabajo de grado, de acuerdo con el plan de trabajo

Para poder verificar los resultados de la pasantía, se parte inicialmente de la identificación de los equipos propios de cada SEMBT que son propiedad de La DIAN estos antes expuestos en el presente documento, al tener en consideración estos se presenta una propuesta de actividades de mantenimiento propias para cada equipo, según las normativas que se consideraron adecuadas basado en las referencias tenidas en cuenta. Al tener como referencia lo antes expuesto se redactan los requeridos para la contratación del servicio de mantenimiento para las SEMBT de la DIAN a nivel nacional.

- Con los documentos realizados se lleva a cabo la cotización del servicio de mantenimiento, para la cual dos empresas envían cotización abarcando la totalidad de las subestaciones, y así presentar el presupuesto que ha de ser necesario para llevar acabo la contratación.

La pasantía tiene como alcance proponer un programa de mantenimiento de SEMBT y un presupuesto para llevar acabo la contratación del servicio de mantenimiento en sus subestaciones a nivel nacional.

La pasantía le permite al pasante ser parte de las diferentes actividades que se realizan en la división de recursos físicos de la entidad, aplicando los conocimientos obtenidos dentro de la formación academia, como lo son la identificación de equipos electromecánicos y sus características técnicas, además de realizar seguimiento en proyectos arquitectónicos, civiles y eléctricos, además de la realización y supervisión de contratos de mantenimiento con el estado.

El impacto es propicio dado que se logran adelantar los procedimientos para la realización de la contratación del servicio bajo los parámetros propuestos en los documentos elaborados dentro de la pasantía.

7. Evaluación y cumplimiento de los objetivos de la pasantía

En el transcurso de la pasantía se desarrollan las actividades dirigidas al cumplimiento de los objetivos propuestos. Para el correcto desarrollo del programa de mantenimiento, se organiza la información proporcionada por la entidad y se sigue con la metodología planteada, La DIAN adelanta los procesos para ejecutar los contratos de mantenimiento. A continuación, se especifican las actividades realizadas por el pasante dentro de la empresa:

General:

Se logra presentar una propuesta viable de programa de mantenimiento de SEMBT estableciendo la normativa que se ha de cumplir según estándares nacionales e internacionales para las labores propias de cada equipo, y los requerimientos propios para su debida contratación. La ingeniera a cargo de la contratación da sus respectivas correcciones y comentarios de los documentos entregados, dando así autorización para la gestión del contrato por parte de La entidad.

Específicos para identificación

- Se realizó la identificación de los inmuebles propios, en arriendo y en comodato de la entidad.
- Se realizó identificación de inmuebles propios con subestación eléctrica de media a baja tensión dentro del territorio nacional.
- Se realizó identificación de equipos a nivel nacional, en la ciudad de Bogotá se realizó visita técnica con soporte fotográfico para identificar estos.
- Se determinó el número de equipos y su ubicación.
- Se realizó ficha técnica de los equipos.

Específicos propuesta programa de mantenimiento

- Se identificó normatividad para la realización de pruebas especiales de los equipos en los mantenimientos, preventivo y correctivo.
- Se propusieron una serie de actividades para la correcta ejecución de los mantenimientos preventivo y/o correctivo.

Específicos de requerimientos de la contratación

- Se determinó el objeto de la contratación, alcance, especificaciones técnicas y lugar de ejecución de este de acuerdo con la política de contratación del estado.

- Se determinaron las obligaciones propias del contratista.
- Se estipularon las obligaciones propias del supervisor nacional y local.
- Se determinaron las cláusulas sancionatorias del contrato.
- Se determinaron los requisitos de experiencia, capacidad jurídica y organizacional con las que debe contar la empresa que desee participar en la contratación.
- Se estipularon las garantías para amparar los riesgos propios del contrato.
- Se determinaron las obligaciones ambientales y su respectivo análisis.
- Se redactó los requisitos de seguridad en el trabajo según las diferentes actividades que se puedan llevar acabo en la ejecución del contrato.
- Se solicitaron cotizaciones a empresas que según su perfil prestarían el servicio.
- Se presentó presupuesto a la entidad para su respectivo análisis.

La ingeniera a cargo de la contratación da sus respectivas correcciones y comentarios de los documentos entregados, dando así autorización para la gestión del contrato por parte de La entidad.

8. Conclusiones y recomendaciones

- La falta de información y descuido con los equipos e instalaciones eléctricas de las SEMBT de la DIAN, no permiten que se lleven actividades adecuadas en el mantenimiento de estas, se recomienda llevar acabo el objeto del contrato para evitar fallos y perdidas económicas por el mal funcionamiento.
- Los documentos entregados a la entidad servirán como la base para la ejecución del contrato del mantenimiento a nivel nacional.
- La propuesta del programa de mantenimiento para los equipos de las SEMBT se desarrolla con base en la información propia de la entidad.
- Se tuvieron complicaciones en el desarrollo de la identificación de equipos dado el poco conocimiento de la entidad sobre sus equipos, el desinterés propio del personal en otras sedes del ámbito nacional, el poco orden en los archivos y el reducido personal con conocimientos sobre ingeniería eléctrica se sugiere que en la ejecución del contrato se recolecte información propia de cada sede para así dar una mejor supervisión y control sobre las propiedades de la entidad, es de vital importancia que se realicen los diagramas unifilares.
- El supervisor nacional deberá conocer detalladamente el inventario de equipos para ejecutar las actividades del contrato con seguridad y dentro del alcance del contrato.
- En el trascurso de la pasantía se realizó un acercamiento al mundo laboral dentro de las diferentes ramas ingenieriles en la ejecución y supervisión de proyectos, conglomerando conocimientos propios de la ingeniería eléctrica, civil, ambiental, arquitectura y el trato que se dan con temas legales y contables propias de la entidad.
- Se elaboró una propuesta dentro de la entidad junto con la ingeniera a cargo y el acompañamiento la división de recursos físicos, un contrato para el programa de mantenimiento, abarcando además de los temas técnicos, teas ambientales, legales y de cumplimiento, previniendo posibles correcciones por parte de la coordinación de infraestructura, quedando a la espera de la aprobación del presupuesto.
- La pasantía es la primera realizada dentro de la entidad por parte de un estudiante de ingeniería eléctrica de la Universidad Distrital. El documento servirá como guía de futuras pasantías del área de mantenimiento de SEMBT y contratación con el estado, así como una posible vinculación entre entidades estatales.

Anexo A

Tabla 8.1. Listado de sedes de la DIAN

No.	Nombre del inmueble	Ciudad de Ubicación
1	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Arauca.	Arauca
2	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Armenia - Punto de contacto 1º piso.	Armenia
3	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Barrancabermeja.	Barrancabermeja
4	Sede Dirección Seccional de Aduanas de Barranquilla "EDIFICIO AV. HAMBURGO".	Barranquilla
5	BODEGA 101 EDIFICIO Av. 68 POLFA.	Bogotá
6	BODEGA 102 EDIFICIO Av. 68 POLFA.	Bogotá
7	BODEGA 103 EDIFICIO Av. 68 POLFA.	Bogotá
8	GARAJE 23 EDIFICIO Av. 68 POLFA.	Bogotá
9	GARAJE 24 EDIFICIO Av. 68 POLFA.	Bogotá
10	GARAJE 25 EDIFICIO Av. 68 POLFA.	Bogotá
11	GARAJE 26 EDIFICIO Av. 68 POLFA.	Bogotá
12	GARAJE 27 EDIFICIO Av. 68 POLFA.	Bogotá
13	OFICINA 201 EDIFICIO Av. 68 POLFA y Punto de contacto.	Bogotá
14	OFICINA 202 EDIFICIO Av. 68 POLFA.	Bogotá
15	OFICINA 301 EDIFICIO Av. 68 POLFA.	Bogotá
16	OFICINA 302 EDIFICIO Av. 68 POLFA.	Bogotá
17	OFICINA 401 EDIFICIO Av. 68 POLFA.	Bogotá
18	OFICINA 402 EDIFICIO Av. 68 POLFA.	Bogotá
19	BODEGA PUBLICACIONES SANTA CATALINA.	Bogotá
20	ESCUELA DE IMPUESTOS Y ADUANAS.	Bogotá
21	Sede Dirección Seccional de Impuestos de Bogotá - Punto de contacto Edificio Calle 75.	Bogotá

No.	Nombre del inmueble	Ciudad de Ubicación
22	BODEGA ALAMOS 1.	Bogotá
23	BODEGA ALAMOS 2.	Bogotá
24	BODEGA ALAMOS 3.	Bogotá
25	BODEGA ALAMOS 4.	Bogotá
26	ANTIGUA BODEGA España ALAMOS 5 - Futuro Laboratorio de Aduanas en construcción.	Bogotá
27	ANTIGUA BODEGA España ALAMOS 6 - Futuro Laboratorio de Aduanas en construcción.	Bogotá
28	ANTIGUA BODEGA Italia ALAMOS 7 - Futuro Laboratorio de Aduanas en construcción.	Bogotá
29	ANTIGUA BODEGA Italia ALAMOS 8 - Futuro laboratorio de Aduanas en construcción.	Bogotá
30	BODEGA ALAMOS 9.	Bogotá
31	Sede nivel central - Edificio SENDAS.	Bogotá
32	Sede nivel central - Edificio SENDAS.	Bogotá
33	Sede nivel central - Edificio SENDAS.	Bogotá
34	Punto de Contacto Norte - Centro Comercial Bima.	Bogotá
35	Bodega ARCEC.	Bogotá
36	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Bucaramanga.	Bucaramanga
37	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Buenaventura.	Buenaventura
38	Archivo Impuestos Cali Ed. San Nicolás.	Cali
39	Defensoría Nacional del Contribuyente y Usuario Aduanero de Cali - OF. 511.	Cali
40	Defensoría Nacional del Contribuyente y Usuario Aduanero de Cali - OF. 512.	Cali
41	Defensoría Nacional del Contribuyente y Usuario Aduanero de Cali - OF. 513.	Cali
42	Casa casino-bodega norte Cali.	Cali
43	Sede Dirección Seccional de Impuestos de Cali "EDIFICIO BELALCÁZAR".	Cali
44	Garaje 1 Sede Dirección Seccional de Aduanas de Cali "EDIFICIO BCH".	Cali

No.	Nombre del inmueble	Ciudad de Ubicación
45	Garaje 2 Sede Dirección Seccional de Aduanas de Cali "EDIFICIO BCH".	Cali
46	Garaje 3 Sede Dirección Seccional de Aduanas de Cali "EDIFICIO BCH".	Cali
47	Garaje 4 Sede Dirección Seccional de Aduanas de Cali "EDIFICIO BCH".	Cali
48	Garaje 5 Sede Dirección Seccional de Aduanas de Cali "EDIFICIO BCH".	Cali
49	Garaje 6 Sede Dirección Seccional de Aduanas de Cali "EDIFICIO BCH".	Cali
50	Garaje 7 Sede Dirección Seccional de Aduanas de Cali "EDIFICIO BCH".	Cali
51	Garaje 8 Sede Dirección Seccional de Aduanas de Cali "EDIFICIO BCH".	Cali
52	Garaje 9 Sede Dirección Seccional de Aduanas de Cali "EDIFICIO BCH".	Cali
53	Garaje 10 Sede Dirección Seccional de Aduanas de Cali "EDIFICIO BCH".	Cali
54	Garaje 11 Sede Dirección Seccional de Aduanas de Cali "EDIFICIO BCH".	Cali
55	Garaje 12 Sede Dirección Seccional de Aduanas de Cali "EDIFICIO BCH".	Cali
56	Garaje 13 Sede Dirección Seccional de Aduanas de Cali "EDIFICIO BCH".	Cali
57	Garaje 14 Sede Dirección Seccional de Aduanas de Cali "EDIFICIO BCH".	Cali
58	Garaje 15 Sede Dirección Seccional de Aduanas de Cali "EDIFICIO BCH".	Cali
59	Garaje 16 Sede Dirección Seccional de Aduanas de Cali "EDIFICIO BCH".	Cali
60	Sede Dirección Seccional de Aduanas de Cali "EDIFICIO BCH" - Punto de Contacto Cali centro: Sótano, 1° piso, mezanine y 2° piso.	Cali
61	Oficina 301 Sede Dirección Seccional de Aduanas de Cali "EDIFICIO BCH".	Cali
62	Oficina 401 Sede Dirección Seccional de Aduanas de Cali "EDIFICIO BCH".	Cali
63	Oficina 501 Sede Dirección Seccional de Aduanas de Cali "EDIFICIO BCH".	Cali
64	Oficina 601 Sede Dirección Seccional de Aduanas de Cali "EDIFICIO BCH".	Cali
65	Oficina 701 Sede Dirección Seccional de Aduanas de Cali "EDIFICIO BCH".	Cali
66	Oficina 801 Sede Dirección Seccional de Aduanas de Cali "EDIFICIO BCH".	Cali
67	Oficina 901 Sede Dirección Seccional de Aduanas de Cali "EDIFICIO BCH".	Cali

No.	Nombre del inmueble	Ciudad de Ubicación
68	Oficina 1001 Sede Dirección Seccional de Aduanas de Cali "EDIFICIO BCH".	Cali
69	Casa guardacostas Barrio Manga- Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Cartagena.	Cartagena
70	Sede Dirección Seccional de Impuestos de Cartagena.	Cartagena
71	Sede Dirección Seccional de Aduanas de Cartagena "EDIFICIO DE ADUANAS".	Cartagena
72	Sede Dirección Seccional de Aduanas de Cúcuta "EDIFICIO DE LA ADUANA" y Punto de contacto.	Cúcuta
73	Sede Dirección Seccional de Impuestos de Cúcuta - Edificio Santander PALACIO NACIONAL CÚCUTA OFICINA 104 - Punto de contacto.	Cúcuta
74	Sede Dirección Seccional de Impuestos de Cúcuta - PALACIO NACIONAL CÚCUTA OFICINA 105 - Punto de Contacto.	Cúcuta
75	Sede Dirección Seccional de Impuestos de Cúcuta - PALACIO NACIONAL CÚCUTA OFICINA 201.	Cúcuta
76	Sede Dirección Seccional de Impuestos de Cúcuta - PALACIO NACIONAL CÚCUTA OFICINA 202.	Cúcuta
77	Sede Dirección Seccional de Impuestos de Cúcuta - PALACIO NACIONAL CÚCUTA OFICINA 203.	Cúcuta
78	Sede Dirección Seccional de Impuestos de Cúcuta - PALACIO NACIONAL CÚCUTA OFICINA 204.	Cúcuta
79	Sede Dirección Seccional de Impuestos de Cúcuta - PALACIO NACIONAL CÚCUTA OFICINA 205.	Cúcuta
80	Sede Dirección Seccional de Impuestos de Cúcuta - PALACIO NACIONAL CÚCUTA OFICINA 206.	Cúcuta
81	Sede Dirección Seccional de Impuestos de Cúcuta - PALACIO NACIONAL CÚCUTA OFICINA 207.	Cúcuta
82	Sede Dirección Seccional de Impuestos de Cúcuta - PALACIO NACIONAL CÚCUTA OFICINA 208.	Cúcuta
83	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Florencia y Punto de Contacto.	Florencia
84	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Girardot.	Girardot
85	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Ibagué.	Ibagué
86	Lote 6 Manzana No193 urbano.	Inírida
87	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Ipiales.	Ipiales
88	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Leticia.	Leticia
89	Punto de control -Paso de Frontera Colombia - Venezuela - Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Maicao.	Maicao. Corregimiento de Paraguachón
90	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Manizales "EDIFICIO MANUEL SANZ".	Manizales

No.	Nombre del inmueble	Ciudad de Ubicación
91	Ed. CAJANAL Local 1 - Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Manizales.	Manizales
92	Ed. CAJANAL Local 2 - Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Manizales.	Manizales
93	Ed. CAJANAL Local 3 - Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Manizales.	Manizales
94	Ed. CAJANAL PISO 1 - Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Manizales.	Manizales
95	Ed. CAJANAL PISO 2 - Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Manizales.	Manizales
96	Ed. CAJANAL - PISO 3 - Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Manizales.	Manizales
97	Ed. CAJANAL AP 501 - Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Manizales.	Manizales
98	Ed. CAJANAL AP 502 - Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Manizales.	Manizales
99	Ed. CAJANAL AP 503 - Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Manizales.	Manizales
100	Ed. CAJANAL AP 601 - Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Manizales.	Manizales
101	Ed. CAJANAL AP 602 - Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Manizales.	Manizales
102	Ed. CAJANAL AP 603 - Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Manizales.	Manizales
103	Ed. CAJANAL AP 701 - Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Manizales.	Manizales
104	Ed. CAJANAL AP 702 - Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Manizales.	Manizales
105	Ed. CAJANAL AP 703 - Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Manizales.	Manizales
106	CASA CASINO BODEGAS, Punto de Contacto Sede Antigua Aduana El Poblado y sede POLFA - Dirección Seccional de Impuestos y de Aduanas de Medellín.	Medellín
107	Sede de las Direcciones Seccionales de Impuestos y de Aduanas de Medellín, y Punto de Contacto- Centro Administrativo La Alpujarra.	Medellín
108	Punto de contacto Sede Campestre - Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Medellín - LOCAL 101 Y MEZANINE.	Medellín
109	Sede Campestre - Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Medellín - OFICINA 204.	Medellín
110	Sede Campestre- Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Medellín - PARQUEO 14.	Medellín
111	Sede Campestre - Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Medellín - PARQUEO 57.	Medellín
112	Sede Campestre - Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Medellín - PARQUEO 83.	Medellín
113	Sede Campestre - Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Medellín - PARQUEO 103.	Medellín

No.	Nombre del inmueble	Ciudad de Ubicación
114	Sede Campestre - Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Medellín - PARQUEO 133.	Medellín
115	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Montería.	Montería
116	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Neiva.	Neiva
117	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Palmira.	Palmira
118	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Pasto.	Pasto
119	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Pereira.	Pereira
120	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Popayán - Edificio Portal El Molino.	Popayán
121	PREDIO SOLAR URBANO - Lote Puerto Asís.	Puerto Asís
122	Sede Dirección Seccional Delegada de Impuestos y Aduanas de Puerto Carreño.	Puerto Carreño
123	Sede Dirección Seccional Delegada de Impuestos y Aduanas de Puerto Carreño.	Puerto Carreño
124	Sede Dirección Seccional Delegada de Impuestos y Aduanas de Puerto Carreño.	Puerto Carreño
125	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Quibdó.	Quibdó
126	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Riohacha.	Riohacha
127	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de San Andrés.	San Andrés
128	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de San Andrés.	San Andrés
129	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Santa Marta.	Santa marta
130	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Sincelejo.	Sincelejo
131	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Sogamoso.	Sogamoso
132	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Tuluá - Punto de contacto 1° piso.	Tuluá
133	Sede Dirección Seccional Delegada de Impuestos y Aduanas de Tumaco.	Tumaco
134	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Tunja.	Tunja
135	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Urabá y Punto de Contacto.	Turbo
136	Lote Urbano.	Turbo

No.	Nombre del inmueble	Ciudad de Ubicación
137	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Valledupar - Edificio Antigua Caja Agraria Local 102.	Valledupar
138	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Valledupar - Edificio Antigua Caja Agraria Local 202.	Valledupar
139	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Valledupar - Edificio Antigua Caja Agraria Local 302.	Valledupar
140	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Valledupar - Edificio Antigua Caja Agraria Oficina 901.	Valledupar
141	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Valledupar - Edificio Antigua Caja Agraria Oficina 902.	Valledupar
142	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Valledupar - Edificio Antigua Caja Agraria Oficina 903.	Valledupar
143	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Valledupar - Edificio Antigua Caja Agraria Oficina 904.	Valledupar
144	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Valledupar - Edificio Antigua Caja Agraria Oficina 905.	Valledupar
145	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Valledupar - Edificio Antigua Caja Agraria Oficina 906.	Valledupar
146	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Valledupar - Edificio Antigua Caja Agraria Oficina 907.	Valledupar
147	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Valledupar - Edificio Antigua Caja Agraria Oficina 908.	Valledupar
148	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Valledupar - Edificio Antigua Caja Agraria Oficina 909.	Valledupar
149	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Valledupar - Edificio Antigua Caja Agraria Oficina 910.	Valledupar
150	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Villavicencio.	Villavicencio
151	Sede Dirección Seccional de Impuestos y Aduanas de Yopal.	Yopal

Anexo B

Protocolos propuestos de mantenimiento, se proponen cinco protocolos de seguridad y cinco protocolos para los equipos principales de las subestaciones eléctricas de media a baja tensión.

- PS-1: Procedimiento de rescate por electrocución.
- PS-2: Desconexión de la subestación.
- PS-3: Procedimiento de puesta en servicio.
- PS-4: Procedimiento de asignación de responsabilidades de operación y mantenimiento.
- PS-5: Indumentaria y equipo de seguridad.
- P-1: Procedimiento mantenimiento de transformadores secos.
- P-2: Mantenimiento de transformadores en aceite.
- P-3: Mantenimiento de celda de protección y medida.
- P-4: Mantenimiento de banco de condensadores.
- P-5: Procedimiento mantenimiento de la malla de puesta a tierra de subestaciones.

Procedimiento: Rescate por electrocución.	Código PS-1
---	----------------

I. Información general:

El siguiente protocolo ha sido adaptado al trabajo a realizarse en el mantenimiento de los equipos y/o instalaciones de una subestación eléctrica de media a baja tensión y busca dar a conocer las principales acciones que se deben desarrollar en el caso de un accidente por electrocución.

II. Alcance:

Este procedimiento debe ser conocido por todo el personal que labore en el mantenimiento de Subestaciones y/o equipos y ser aplicado de forma inmediata.

III. Responsable:

El personal presente en el mantenimiento debe tener conocimiento de este protocolo, para actuar de una manera adecuada ante un caso de electrocución, además se debe contar con personal capacitado para reanimación cardiopulmonar en caso de ser necesario.

IV. Procedimiento de rescate por electrocución:

Ante un caso de electrocución, primordialmente se debe mantener la calma y una persona deberá pedir ayuda en las líneas de emergencia de la ciudad, a la vez tratar de prestar auxilio al accidentado, procurando no ser afectados, dependiendo de la situación se tendrán las siguientes consideraciones:

En el caso de que la víctima ha quedado en contacto con un conductor o pieza energizada, esta debe ser separada del contacto como primera medida siguiendo los siguientes pasos:

- a. Se debe dar la alarma y realizar el corte del suministro de energía del circuito en contacto, o de la protección principal de la subestación.
- b. De ser imposible cortar el suministro de energía o los interruptores se encuentran alejados, se debe intentar separar a la persona con un elemento no conductor como pértigas, tablas y/o cintas de cuero.
- c. Cuando el accidentado ha quedado en contacto con líneas de ALTA TENSIÓN, no se debe acercar ninguna persona a él, mientras se da notificación a la empresa que suministra el servicio, para que este active sus mecanismos de protección sobre el circuito afectado.

En el momento de que la persona accidentada ha quedado libre del contacto eléctrico, se dará inicio a las operaciones de socorro, estas que por su orden de urgencia son las siguientes:

- a. Se debe apagar el incendio de la ropa (si existe), colocando a la víctima sobre el suelo y tratando de apagar las llamas con elementos como mantas, arena o cualquier otro material no combustible del que se disponga.
- b. Realizar la verificación del pulso en la muñeca o cuello, y verificar la respiración de la persona accidentada.
- c. Si la persona se encuentra consciente y los servicios de emergencia están demorados, se debe llevar de inmediato la persona accidentada a el centro hospitalario más cercano.
- d. Si la persona se encuentra inconsciente, y esta no respira y no presenta pulso en la muñeca o cuello, es posible que presente un paro cardiorrespiratorio, se debe practicar respiración artificial y el masaje cardiaco.
- e. Si se desconocen las técnicas para realizar reanimación cardiopulmonar y los servicios de emergencia están demorados, se debe llevar de inmediato la persona accidentada a el centro hospitalario más cercano.

Procedimiento: Desconexión de la subestación.	Código PS-2
---	----------------

I. Información general:

El siguiente protocolo ha sido adaptado al trabajo a realizarse en el mantenimiento de los equipos y/o instalaciones de una subestación eléctrica de media a baja tensión y busca dar a conocer las principales acciones preventivas que se deben desarrollar mientras se lleve a cabo la desconexión de la subestación del suministro de energía eléctrica.

II. Alcance:

Este procedimiento debe ser conocido por todo el personal que labore en el mantenimiento de Subestaciones y/o equipos y ser aplicado en la desconexión de la subestación.

III. Responsable:

El personal responsable de los trabajos mantenimiento debe tener conocimiento de este protocolo, para actuar de una manera adecuada, y el personal responsable del mantenimiento debe velar por su cumplimiento.

IV. Desconexión de la subestación:

Antes de desconectar la subestación se debe, realizar una visita técnica a esta con sus diagramas unifilares para así verificar los equipos y sus conexiones, además para observar el estado físico de los componentes, y realizar termografía de los puntos de unión de los componentes que conforman la subestación.

Si el mantenimiento es a una subestación conectada a las líneas de la empresa suministradora, se debe realizar previa solicitud teniendo en cuenta los días que esta toma para dar respuesta. Además, se debe informar a los usuarios con un mes de anticipación.

La desconexión de las subestaciones de media a baja tensión de 13.2 kV se recomienda realizarse de la siguiente manera:

- a. Realizar la desconexión de la carga.
- b. Realizar verificación visual de la apertura de los circuitos.
- c. Realizar apertura individual de los circuitos que es están sin carga.
- d. Realizar apertura del interruptor principal.
- e. Realizar apertura del banco de baterías y bloqueo del sistema de transferencia.

- f. De ser necesario realizar coordinación con la empresa suministradora para la desconexión de líneas.
- g. Realizar el corte de las líneas alimentadoras.

Luego se deben colocar candados en (enclavar) los interruptores que estén abiertos para evitar su conexión y las llaves deben ser marcadas y guardadas, en un lugar que se pueda asegurar con llave, esta debe ser guardada por el ingeniero responsable del mantenimiento. Además, se deben colocar señales que indiquen la realización de los trabajos, para evitar que terceras personas ingresen al área de trabajo. Continuar con los siguientes pasos para prevenir riesgos por circuitos energizados.

- a. Se debe verificar que la línea este desconectada con un detector inductivo.
- b. Se debe coloca sistema de puesta a tierra.
- c. Conectar la línea de la barra de distribución a tierra.
- d. Aterrizar las barras del tablero de distribución.
- e. Colocar a tierra las secciones derivadas de los interruptores del tablero o aterrizar de forma individual la carga.

Finalmente proceder en la realización de las actividades de los demás protocolos propuestos para el mantenimiento de subestaciones de media a baja tensión.

Procedimiento: Procedimiento de puesta en servicio.	Código PS-3
---	----------------

I. Información general:

El siguiente protocolo ha sido adaptado al trabajo a realizarse en el mantenimiento de los equipos y/o instalaciones de una subestación eléctrica de media a baja tensión y busca dar a conocer las principales acciones preventivas que se deben desarrollar mientras se lleve a cabo en la puesta en servicio de la subestación del suministro de energía eléctrica.

II. Alcance:

Este procedimiento debe ser conocido por todo el personal que labore en el mantenimiento de Subestaciones y/o equipos y ser aplicado en la puesta en servicio de la subestación.

III. Responsable:

El personal responsable de los trabajos mantenimiento debe tener conocimiento de este protocolo, para actuar de una manera adecuada, y el personal responsable del mantenimiento debe velar por su cumplimiento.

IV. Puesta en servicio:

Al finalizar las actividades de mantenimiento y antes de cerrar tapas y cubiertas, corroborar el inventario de la herramienta y equipo. Si la herramienta está completa, cerrar tapas y retirar terminales de tierra adicionales. Para la subestación se debe retirar las tierras físicas de los puntos de acometida, y desbloquear la transferencia.

En coordinación con la empresa suministradora proceder a energizar las líneas de acometida, cerrar cuchillas seccionadoras internas del (los) tablero(s) de distribución, proceder al cierre del (los) interruptor(es) tripolar(es).

Procedimiento: Procedimiento de asignación de responsabilidades de operación y mantenimiento.	Código PS-4
---	-------------

I. Información general:

El siguiente protocolo ha sido adaptado al trabajo a realizarse en el mantenimiento de los equipos y/o instalaciones de una subestación eléctrica de media a baja tensión y busca dar a conocer las principales acciones preventivas que se deben desarrollar mientras se realizan cualquiera de las actividades que involucren algún tipo de riesgo eléctrico.

II. Alcance:

Este procedimiento debe ser conocido por todo el personal que labore en el mantenimiento de Subestaciones y/o equipos.

III. Responsable:

El personal responsable de los trabajos mantenimiento debe tener conocimiento de este protocolo, para actuar de una manera adecuada, y el personal responsable del mantenimiento debe velar por su cumplimiento.

IV. Procedimiento de asignación de responsabilidades de operación y mantenimiento:

El personal presente en el mantenimiento no realizara ninguna actividad si el responsable del mantenimiento, con el técnico de mayor categoría, no ha realizado las acciones de desconexión correspondiente. Además, los operadores se deben ubicar en los lugares asignados para iniciar las actividades a desarrollar.

El ingeniero responsable asignará a un encargado de la supervisión general de la herramienta la cual deberá ser contabilizada al iniciar las actividades. Y al terminar el mantenimiento este oficial informará si la herramienta se encuentra completa.

El personal de apoyo general y eléctrico serán responsables de realizar la limpieza general de las áreas y/o cuartos eléctricos intervenidos en el mantenimiento. La limpieza general, aspirado de polvos en el interior y exterior de los gabinetes, pisos generales, tarimas dieléctricas, recoger trapos, etc. Y ser responsables de acomodar y recoger el sobrante de materiales utilizados en el mantenimiento.

El personal responsable del mantenimiento será responsable de la limpieza de los aislamientos. Realizar de apriete general de tornillería, de acuerdo con el estándar de aprietes según grado de los tornillos en las barras, conectores, etc. Verificar que los juegos de tornillos estén completos (Doble arandela plana, 1 arandela de presión, tornillo de grado galvanizado o cadmizado y tuerca).

Verificar los accionamientos y bloqueos en puertas, interruptores, seccionadores, cuchillas, cambio o reposición de partes y ajustes correspondientes. Y por último serán responsables de verificar y ajustar las conexiones de control y equipos de medición.

El Ingeniero supervisor dará fe del desarrollo de las actividades, coordinando al personal para que se ejecuten los trabajos, para así levantar los datos sobre las anomalías detectadas por los electricistas. Debe verificar que las correcciones sean realizadas y/o apoyar para su realización, sustentarlo con memorias fotográficas del desarrollo del servicio.

Además, debe verificar con el electricista encargado, que la herramienta está completa y que los puentes de tierra sean retirados.

El ingeniero de pruebas tendrá que: ser responsable de realizar todas las pruebas a los equipos involucrados en el mantenimiento, llenado de los reportes y análisis de resultados para determinar alguna condición anormal en los equipos y actuar en consecuencia.

Procedimiento: Indumentaria y equipo de seguridad.	Código PS-5
--	----------------

I. Información general:

El siguiente protocolo ha sido adaptado al trabajo a realizarse en el mantenimiento de los equipos y/o instalaciones de una subestación eléctrica de media a baja tensión y busca dar a conocer las principales acciones preventivas que se deben desarrollar mientras se realizan cualquiera de las actividades que involucren algún tipo de riesgo eléctrico.

II. Alcance:

Este procedimiento debe ser conocido por todo el personal que labore en el mantenimiento de Subestaciones y/o equipos.

III. Responsable:

El personal responsable de los trabajos mantenimiento debe tener conocimiento de este protocolo, para actuar de una manera adecuada, y el personal responsable del mantenimiento debe velar por su cumplimiento.

IV. Indumentaria y equipo de seguridad:

Antes de realizar la actividad, se debe hacer la planeación y programación del trabajo, determinando el método de trabajo a realizar. Esto debe quedar documentado y divulgado al personal que desarrolla la actividad, así como al personal expuesto o que se encuentre dentro de las instalaciones. Cualquier cambio debe quedar contemplado dentro de del documento y así mismo su divulgación.

Diligenciar los permisos de trabajo por el personal experto y validado por el supervisor del contratista, así como del encargado de Seguridad y Salud en el Trabajo, relacionando los riesgos a los que se encuentran expuestos y mecanismos de control. El personal no podrá portar objetos metálicos, tales como joyas, relojes, anillos y cualquier otro elemento conductor, dentro de las instalaciones eléctricas.

La ropa de trabajo no debe poseer cremallera u otros elementos conductores, donde los materiales para trabajos sin riesgo de arco eléctrico deben ser de algodón no tratado y de presentarse riesgos los materiales de tipo FR considerando el nivel mínimo de protección requerido y su categoría.

Tabla 8.2 Nivel mínimo de protección térmica según NFPA 70E.

Categoría	Nivel mínimo de protección Cal/cm ²
0	Prenda normal de algodón
1	4
2	8
3	25
4	40

Fuente: Autor.

Se deben portar los equipos mínimos de seguridad: casco dieléctrico, botas dieléctricas, y los elementos necesarios de acuerdo al trabajo a realizar, tales como, guantes de protección contra riesgos mecánicos, guantes de protección contra el arco eléctrico, gafas de seguridad contra rayos ultravioleta, careta de protección facial, cinturón de seguridad, arnés, líneas de tierra, linterna, pinza voltiamperimétrica, tapones auditivos, conexiones a tierra portátiles.

Previo a la realización de los mantenimientos se verificará el estado de los equipos y se elaborara un plan de trabajo para garantizar que en el tiempo de trabajo se mantendrán las distancias mínimas para las condiciones más desfavorables. De presentarse tormentas eléctricas, los trabajos y labores de mantenimiento serán cancelados, retirando al personal de las instalaciones.

Está prohibido realizar trabajos con tensión en lugares en donde exista riesgo de explosión por presencia de materiales inflamables o volátiles. Siempre que se trabaje en áreas con secciones múltiples muy semejantes como el caso de una sección de subestación, se debe marcar la sección de trabajo, acordonándola o usando barreras con avisos preventivos, a fin de que sean identificadas claramente cuáles son las partes desenergizadas y cuáles las energizadas.

Durante el desarrollo de la actividad, El supervisor debe hacer cumplir las normas y procedimientos seguros de trabajo, contemplando también la señalización, demarcación, aislamiento de dichos procedimientos y demás normas contempladas en el programa de riesgo eléctrico de la empresa contratista.

El personal de mantenimiento tiene como responsabilidad adicional el mantener las condiciones de aseo y funcionamiento adecuado de las zonas de trabajo, al inicio, durante y en la finalización de sus actividades.

Procedimiento: Mantenimiento de transformadores secos.	Código P-1
--	------------

I. Información general:

El transformador con aislamiento en aire tiene sus devanados aislados mediante láminas que constituyen el núcleo del transformador, ubicando entre estas unas láminas de material plástico y manteniendo las adecuadas distancias de aislamiento. Este tipo de transformador tiene unos usos limitados, en vista de que sus características de fabricación los vuelve sensibles a la humedad, a la contaminación y a la presencia de sustancias químicamente agresivas; es así como con la finalidad de actuar ante las anteriores falencias, se pueden encontrar transformadores secos encapsulados.

Al respecto, conviene aclarar que este tipo de transformador también se suele conocer como transformador seco debido a que no necesita de ningún líquido para su refrigeración; por sus características constructivas puede ser clasificado en dos clases, que son H y F; su principal diferencia radica en la temperatura admisible del material aislante en el transformador, la clase H tiene un nivel de temperatura admisible de 180 °C para las bobinas y la clase F admite 155 °C para una temperatura ambiente de 40 °C.

II. Objetivo:

Establecer un documento de referencia para la realización de las pruebas y/o actividades necesarias en el mantenimiento de transformadores secos.

III. Alcance:

Establecer los conceptos y procedimientos básicos para las pruebas de relación de transformación, polaridad, desplazamiento angular, secuencia de fases y resistencia de aislamiento teniendo en cuenta la norma ANSI C57.12.91, las pruebas de medición de resistencia óhmica, impedancia y capacitancia de los devanados, corriente de excitación y de factor de potencia teniendo en cuenta la norma IEEE Std 62-1995, aplicadas a transformadores tipo seco instalados en subestaciones eléctricas de media a baja tensión (13.2 kV).

IV. Responsable:

El personal para la planeación y ejecución de este protocolo debe estar conformado por un ingeniero responsable a cargo de velar por la correcta ejecución de las pruebas y actividades, priorizando la integridad física del personal involucrado en el mantenimiento y de los equipos. Además, se debe contar con un ingeniero de pruebas encargado del análisis de los resultados obtenidos, y un personal de apoyo general y eléctrico.

V. Procedimientos de seguridad:

Antes de la realización de las actividades propuestas en este documento cúmplase con los procedimientos propuestos en los protocolos de seguridad, estos les guiarán frente a casos de electrocución, como realizar desconexión y conexión de la subestación al suministro de energía eléctrica, la asignación de responsabilidades de operación y mantenimiento del personal, y la indumentaria y el equipo de seguridad. A continuación, se enlistan los protocolos de seguridad.

- PS1: Procedimiento de rescate por electrocución.
- PS2: Desconexión de la subestación.
- PS3: Procedimiento de puesta en servicio.
- PS4: Procedimiento de asignación de responsabilidades de operación y mantenimiento.
- PS5: Indumentaria y equipo de seguridad.

VI. Definiciones:

Las definiciones de este documento fueron tomadas del RETIE [1] y la norma IEEE Std 81-1983 [2].

- Conexión equipotencial: Conexión eléctrica entre dos o más puntos, de manera que cualquier corriente que pase no genere una diferencia de potencial sensible entre ambos puntos.
- Electrodo de puesta a tierra: Es el conductor o conjunto de conductores enterrados que sirven para establecer una conexión con el suelo.
- Red equipotencial: Conjunto de conductores del sistema de puesta a tierra que no están en contacto con el suelo o terreno y que conectan sistemas eléctricos, equipos o instalaciones con la puesta a tierra.
- Resistencia de puesta a tierra: es la relación entre el potencial del sistema de puesta a tierra a medir, respecto a una tierra remota y la corriente que fluye entre estos puntos.
- Resistencia de puesta a tierra: Es la relación entre el potencial del sistema de puesta a tierra a medir, respecto a una tierra remota y la corriente que fluye entre estos puntos.
- Resistividad del suelo: Esta representa la resistencia específica del suelo a cierta profundidad, o de un estrato del suelo, se obtiene indirectamente al procesar un grupo de medidas de campos: su magnitud se expresa en (Ωm) o (Ωcm) y es inversa a la conductividad. La resistividad eléctrica (ρ): Es la relación entre el gradiente de potencial en un material y la densidad de corriente que resulta en el mismo. Es la resistencia específica de una sustancia. Numéricamente es la resistencia ofrecida por un cubo de 1m x 1m x 1m, medida entre dos caras opuestas.

- RETIE: acrónimo del reglamento técnico de instalaciones eléctricas adoptado por Colombia.
- Riesgo de electrocución: posibilidad de circulación de una corriente eléctrica mortal a través de un ser vivo.
- Riesgo: probabilidad de que, en una actividad, se produzca una pérdida determinada, en un tiempo dado.
- Sistema de puesta a tierra (SPT): Conjunto de elementos conductores continuos de un sistema eléctrico específico, sin interrupciones, que conectan los equipos eléctricos con el terreno o una masa metálica. Comprende la puesta a tierra y la red equipotencial de cables que normalmente no conducen corriente.
- Sistema de puesta a tierra: Conjunto de elementos conductores de un sistema eléctrico específico, sin interrupciones ni fusibles, que unen los equipos eléctricos con el suelo o terreno. Comprende la puesta a tierra y todos los elementos puestos a tierra.
- Telurómetro: Es un equipo profesional para efectuar mediciones en Sistemas de Puesta a Tierra en parámetros de voltaje y resistencia.
- Trabajos en tensión: métodos de trabajo, en los cuales un operario entra en contacto con elementos energizados o entra en la zona de influencia directa del campo electromagnético que este produce, bien sea con una parte de su cuerpo o con herramientas, equipos o los dispositivos que manipula.

VII. Contenido:

Las pruebas descritas en este protocolo de mantenimiento de transformadores tipo seco de una subestación eléctrica de media a baja tensión son las siguientes, en primer lugar, relación de transformación, polaridad, desplazamiento angular, secuencia de fases y resistencia de aislamiento, seguidamente de medición de resistencia óhmica, impedancia y capacitancia de los devanados, corriente de excitación y de factor de potencia y finalmente tensión aplicada y tensión inducida.

El desarrollo de estas pruebas se puede hacer de manera independiente a criterio del ingeniero responsable y/o el ingeniero de pruebas que desarrolle las actividades de mantenimiento sin embargo se sugiere que se cumpla con el siguiente orden.

VIII. Descripción de pruebas:

Para la realización de las pruebas de relación de transformación, polaridad, desplazamiento angular, secuencia de fases y resistencia de aislamiento siguiendo la normativa ANSI C57.12.91 se deben tener las siguientes consideraciones.

a. Resistencia de aislamiento

Para la medición de resistencia se debe realizar medida en todas las fases por cada devanado tanto del primario como del secundario. Para realizar las mediciones se recomiendan intervalos de tiempo de 5 s a 10 s entre cada toma de datos. Se deben realizar las mediciones cuando la corriente y el voltaje estén en estado estacionario.[3]

Para la medición de la polaridad, se debe mantener la magnetización del núcleo constante durante cada una de las lecturas de resistencia. Si llegase a darse una inversión en la magnetización del núcleo puede cambiar la constante de tiempo y dar como resultado lecturas erróneas.

Para realizar la medición de resistencia en temperatura en frío, se debe considerar que para transformadores con ventilación forzada la temperatura será el valor promedio de varios termómetros, o termopares ubicados entre las espiras. Los elementos de medición deben estar lo más cerca posible o en contacto con los conductores.

Considerar que la temperatura de los devanados no siempre está a temperatura ambiente, para garantizar que los devanados estén a temperatura ambiente, se debe cumplir con, todas las temperaturas internas medidas por los sensores de temperatura no deben variar de la temperatura ambiente en más de 2 ° C, por otro lado la temperatura ambiente no debe haber variado en más de 3 ° C durante al menos 3 h, y al transformador no se le ha aplicado voltaje ni corriente durante 24 a 72 h, dependiendo del tamaño de este.[3]

Las medidas de resistencia del devanado en frío se convierten normalmente a una temperatura de referencia estándar igual al aumento de temperatura promedio del devanado más 20 ° C. Además, puede ser necesario convertir las mediciones de resistencia a la temperatura a la que se realizaron las mediciones de pérdida de impedancia. Las conversiones se logran usando la ecuación (1). Las mediciones realizadas por este método deberán ser consignadas en la Tabla 1.[3].

$$R_s = R_m \left(\frac{T_s + T_k}{T_m + T_k} \right) \quad (1)$$

R_s es el valor de resistencia a la temperatura deseada T_s

R_m es el valor medido de la resistencia

T_s es la temperatura de referencia

T_k es la constante de temperatura, para cobre utilizar 234.5 °C y para aluminio 225 °C

T_m es la temperatura a la cual se midió la resistencia

Tabla 8.3. Prueba de resistencia de aislamiento

Parte bajo prueba	Resistencia	
	Medida [GΩ]	Valor obtenido R_s [GΩ]
R vs S+T+Tierra		
S vs R+T+Tierra		
T vs R+S+Tierra		
Observaciones:		

Fuente: Autor.

La corriente utilizada no debe exceder el 15% de la corriente nominal del devanado, además con este porcentaje la resistencia debe ser medida. Si se utilizan corrientes que representan valores

porcentuales mayores se puede causar mediciones erróneas por la imprecisión provocada al calentarse los devanados y, lo que conllevaría a cambiar la temperatura y resistencia de estos. Y el flujo residual en el núcleo debe ser el mismo para las mediciones de resistencia en frío y en caliente saturando el núcleo con corriente continua antes de la medición.[3]

b. Método de medición de resistencia “voltímetro-amperímetro”:

Es el método más común utilizado para medir la resistencia del devanado del transformador, para realizar la medición se debe considerar, las mediciones se realizan con corriente continua, y se toman lecturas simultáneas de corriente y de voltaje utilizando el esquema que se muestra en la Figura 1. La resistencia requerida se calcula a partir de las lecturas de acuerdo con la ley de Ohm.

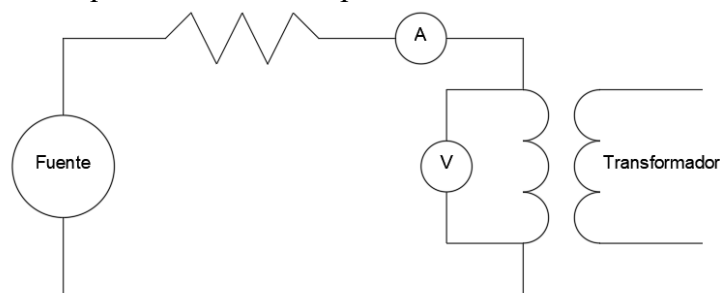


Figura 1. Esquema de medida para el método del voltímetro-amperímetro.

Fuente: Autor.

Por otro lado, los cables de voltaje deben ser independientes de los cables de corriente y deben estar conectados a los terminales del transformador del devanado a medir. Esto es para evitar incluir en las lecturas las resistencias de los cables y sus resistencias de contacto.

Además, Los cables de voltaje deben ser independientes de los cables de corriente y deben estar conectados a los terminales del transformador del devanado a medir. Esto es para evitar incluir en las lecturas las resistencias de los cables y sus resistencias de contacto. Las mediciones realizadas por este método deberán ser consignadas en la Tabla 1.

Tabla 8.4 Prueba voltímetro amperímetro

Fase	Medida de resistencia [Ω]
R	
S	
T	
Corriente aplicada [μA]	
Observaciones:	

Fuente: Autor.

c. Pruebas de polaridad y desplazamiento

Las pruebas de polaridad y de relación de fase son de interés principalmente debido a su relación con la puesta en paralelo o la acumulación de dos o más transformadores. Las pruebas de relación de fase se realizan para determinar el desplazamiento angular y la secuencia de fase relativa.

d. Pruebas de polaridad y relación de fase - transformadores polifásicos

El diagrama de fasores de cualquier transformador trifásico, que define tanto el desplazamiento angular como la secuencia de fases, puede verificarse conectando los cables H1 y X1 juntos; excitación de la unidad a un voltaje trifásico adecuadamente bajo; tomando mediciones de voltaje entre varios pares de cables; y luego trazar estos valores o compararlos por su orden relativo de magnitud con la ayuda del diagrama correspondiente en la Figura 2, en la que también se indican las medidas de verificación típicas que deben tomarse y sus magnitudes relativas.

	ANGULAR DISPLACEMENT	DIAGRAM FOR CHECK MEASUREMENT	CHECK MEASUREMENTS
GROUP 1 ANGULAR DISPLACEMENT 0 DEGREES	<p>DELTA-DELTA CONNECTION</p>		<p>CONNECT H_1 TO X_1 MEASURE $H_2-X_2, H_3-X_3, H_1-H_2, H_2-X_3, H_3-X_1$</p> <p>VOLTAGE RELATIONS (1) $H_2-X_3 = H_3-X_2$ (2) $H_2-X_2 < H_1-H_2$ (3) $H_2-X_2 < H_2-X_3$ (4) $H_2-X_2 = H_3-X_3$</p>
	<p>Y-Y CONNECTION</p>		
	<p>DELTA-ZZ CONNECTION</p>		
	<p>ZZ-DELTA CONNECTION</p>		
GROUP 2 ANGULAR DISPLACEMENT 30 DEGREES	<p>DELTA-Y CONNECTION</p>		<p>CONNECT H_1 TO X_1 MEASURE $H_3-X_2, H_3-X_3, H_1-H_3, H_2-X_2, H_2-X_3$</p> <p>VOLTAGE RELATIONS (1) $H_3-X_2 = H_3-X_3$ (2) $H_3-X_2 < H_1-H_3$ (3) $H_2-X_2 < H_2-X_3$ (4) $H_2-X_2 < H_1-H_3$</p>
	<p>Y-DELTA CONNECTION</p>		
	<p>THREE-PHASE TRANSFORMERS WITH TAPS</p>		

Figura 11. Marcas de los cables del transformador y diagramas de voltaje-fasor para conexiones de transformadores trifásicos
 Fuente: ANSI C57.12.91[3]

e. Prueba de secuencia de fases

Se debe conectar los cables al mayor voltaje del transformador, este debe ser excitado a una baja tensión adecuada para el indicador, y se debe anotar la dirección de rotación de la indicación del instrumento.

Luego, el indicador se transfiere al lado de baja del transformador, conectando a X1 el cable que estaba conectado a H1, y conectar a X2 el cable que estaba conectado a H2 y conectando a X3 el cable que estaba conectado a H3.[4]

El transformador se excita nuevamente a un voltaje adecuado (sin cambiar las conexiones de excitación), y la indicación se anota nuevamente. La secuencia de fases del transformador es correcta si la indicación es la misma en ambos casos.

f. Prueba de relación de transformación

La relación de vueltas de un transformador es la relación entre el número de vueltas en un devanado de mayor voltaje y en un devanado de menor voltaje. Cuando un transformador tiene tomas para cambiar su relación de tensión, la relación de vueltas se basa en el número de vueltas que corresponde a la tensión nominal normal de los devanados respectivos a los que se refieren las características de funcionamiento y rendimiento.

Cuando el transformador tiene tomas, la relación de vueltas se determinará para todas las tomas, así como para el devanado completo. La prueba se realizará a una tensión nominal o inferior y a una frecuencia nominal o superior.

En el caso de los transformadores trifásicos, cuando cada fase es independiente y accesible, se debe usar preferiblemente energía monofásica, aunque cuando sea conveniente, se puede usar energía trifásica.

g. Método del voltímetro

Se deben usar dos voltímetros (con transformadores de voltaje si es necesario): uno para leer el voltaje del devanado de alto voltaje y el otro para leer el del devanado de bajo voltaje. Los dos voltímetros deben leerse simultáneamente.

Se tomará un segundo conjunto de lecturas con los instrumentos intercambiados, y se tomará el promedio de los dos conjuntos de lecturas para compensar los errores del instrumento. Las relaciones del transformador de voltaje deben ser tales que produzcan aproximadamente las mismas lecturas en los dos voltímetros. De lo contrario, la compensación de los errores del instrumento por un intercambio de instrumentos no es satisfactoria, y es necesario aplicar las correcciones apropiadas a las lecturas del voltímetro.

Las pruebas se realizarán a no menos de cuatro voltajes en pasos aumentando aproximadamente el 10% del anterior, y el resultado promedio se tomará como el valor verdadero. Estos valores no

deben variar en más de 1% uno del otro[3]. De lo contrario, las pruebas se repetirán con otros voltímetros. Las mediciones realizadas por este método deberán ser consignadas en la Tabla 3

Tabla 8.5. Medidas prueba de relación de transformación método del voltímetro

No. De medida	Voltímetro 1		Voltímetro 2		Promedio
1					
2					
3					
4					
Observaciones:					

Fuente: Autor.

h. Prueba de medición de resistencia óhmica:

Esta prueba es utilizada para conocer el valor de la resistencia óhmica de los devanados de un transformador. Siendo una prueba auxiliar para conocer el valor de pérdidas en el cobre (I^2R) y detectar falsos contactos en conexiones, en cambiadores de taps, soldaduras deficientes y fallas incipientes en los devanados.[5]

La corriente empleada en la medición no debe exceder el 15% del valor nominal del devanado, ya que con valores mayores pueden obtenerse resultados inexactos causados por variación en la resistencia debido al calentamiento del devanado.

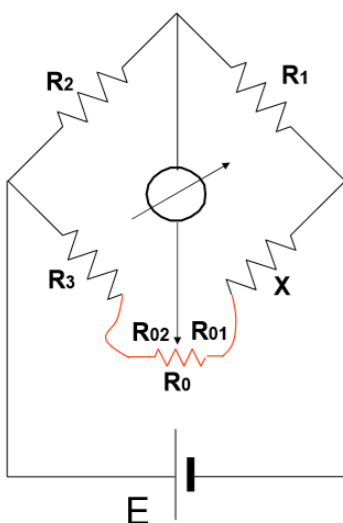


Figura 12. Puente de Kelvin
Fuente: Autor.

Se utiliza el puente de Kelvin mostrado en la Figura 4, para realizar la medición sobre las tomas del transformador (Figura 4) realizando las medidas con las conexiones que se muestran en la Tabla 4. Para estas mediciones se debe aplicar una tensión DC.

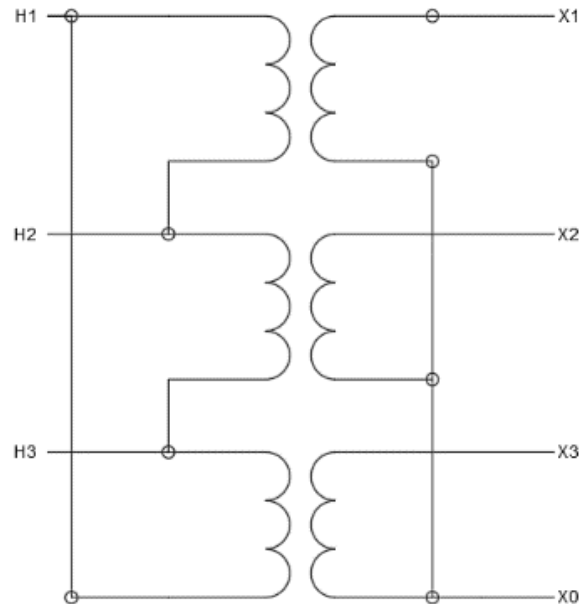


Figura 4. Modelo transformador trifásico

Fuente: Autor.

Tabla 8.6. Medición de resistencia óhmica

Posición	R _x [Ω]	R ₁ [Ω]	R ₂ [Ω]	R ₃ [Ω]	R ₀ [Ω]
H1-H3					
H2-H3					
H1-H3					
X0-X1					
X0-X2					
X0-X3					
Observaciones:					

Fuente: Autor.

i. Prueba de impedancia y capacitancia de los devanados:

Para esta prueba se utiliza el puente de corriente alterna mostrado en la Figura 5, para realizar la medición sobre las tomas del transformador (Figura 4) realizando las medidas con las conexiones que se muestran en la Tabla 5 para así medir la resistencia e impedancia del devanado. Para estas

medidas se debe aplicar una tensión AC, y se deben conocer los valores de los demás elementos utilizados en el puente.[5]

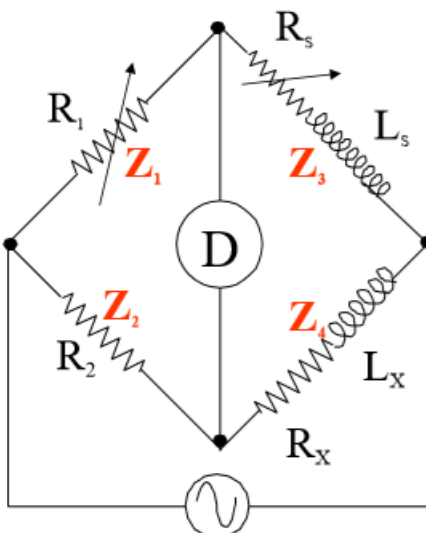


Figura 13. Punte de medida de resistencia e inductancia.

Fuente: Autor.

Tabla 8.7. Medición de la impedancia de los devanados.

Posición	Rx [Ω]	Lx [H]	R1 [Ω]	R2 [Ω]	Rs [Ω]	Ls [H]
H1-H3						
H2-H3						
H1-H3						
X0-X1						
X0-X2						
X0-X3						
Observaciones:						

Fuente: Autor.

Para esta prueba se utiliza el puente de corriente alterna mostrado en la Figura 6, para realizar la medición sobre las tomas del transformador (Figura 4) realizando las medidas con las conexiones que se muestran en la Tabla 6 para así medir la resistencia y capacitancia del devanado. Para estas medidas se debe aplicar una tensión AC, y se deben conocer los valores de los demás elementos utilizados en el puente.

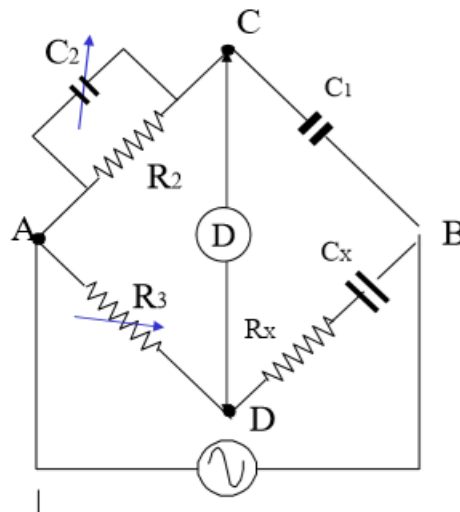


Figura 6. Puente de medida de resistencia y capacitancia.

Fuente: Autor.

Tabla 8.8. Medición de capacitancia de los devanados

Posición	Rx [Ω]	Cx [F]	R1 [Ω]	C1 [F]	R2 [Ω]/C2[F]	R3 [Ω]
H1-H3						
H2-H3						
H1-H3						
X0-X1						
X0-X2						
X0-X3						
Observaciones:						

Fuente: Autor.

IX. Registros

En la realización de las actividades propuestas en este protocolo se debe dejar registro de las condiciones iniciales de las instalaciones y el estado luego de culminar los procedimientos, para esto se enlistan los requerimientos mínimos a registrar.

- a. Condiciones generales de los conductores del sistema.
- b. Nivel de corrosión.
- c. Estado de las uniones de los conductores y componentes.

- d. Valores de resistencia.
- e. Desviaciones de los requisitos respecto del RETIE.
- f. Documentar todos los cambios frente a la última inspección.
- g. Resultados de las pruebas realizadas.
- h. Registro fotográfico
- i. Rediseño o propuesta de mejoras del SPT si se requieren.

X. Normas de referencia:

- [1] Ministerio de Minas y Energía, “RETIE: Reglamento técnico de instalaciones eléctricas”, *Resoluc. 90708*, pp. 1–211, 2013.
- [2] IEEE Power and Energy Society, “IEEE Std 81-1983: Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System - Redline”, *IEEE Std 81-2012 (Revision IEEE Std 81-1983) - Redline*, 2012.
- [3] IEEE, *IEEE Std C57.12.91-2011, IEEE Standard Test Code for Dry-Type Distribution and Power Transformers*, vol. 1995. 2012.
- [4] C. R. Alvarado López, E. O. Menchaca García, y A. D. Rojas Lara, “Manual de mantenimiento de subestaciones de distribución del campus universitario, U.N.A.M”, Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F, 2009.
- [5] IEEE, *IEEE 62-1995 Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus Part 1 Oil Filled Power Transformers , Regulators , and Reactors*. 1995.

Procedimiento: Mantenimiento de celda de protección y medida.	Código P-3
---	---------------

I. Información general:

La celda de medida es un elemento que alberga en su interior transformadores de medida de tensión y de corriente, que están encargados de alimentar el equipo de medición. En el caso de SEMBT, estos se colocan cuando se tienen capacidades instaladas iguales o superiores a los 100 KVA.

Por su parte la celda de protección es un elemento que alberga en su interior al seccionador tripolar, que permite conectar y desconectar el transformador, además de protegerlo frente a cortocircuitos y sobrecargas y todo ello, mediante un fusible por fase. El seccionador para SEMBT se clasifica en dos tipos (ver Figura 2.7), esto es, seccionador de cuchillas giratorias y seccionador de cuchillas deslizantes.

II. Objetivo:

Establecer un documento de referencia para la realización de las pruebas y/o actividades necesarias en el mantenimiento de las celdas de protección y medida de una subestación.

III. Alcance:

Establecer los conceptos y procedimientos básicos para las pruebas de relación de transformación, y resistencia de aislamiento teniendo en cuenta la norma ANSI C57.12.91 [1], las pruebas de medición de resistencia óhmica IEEE Std 62-1995 [2], aplicadas a transformadores de protección y medida instalados en subestaciones eléctricas de media a baja tensión (13.2 kV).

IV. Responsable:

El personal para la planeación y ejecución de este protocolo debe estar conformado por un ingeniero responsable a cargo de velar por la correcta ejecución de las pruebas y actividades, priorizando la integridad física del personal involucrado en el mantenimiento y de los equipos. Además, se debe contar con un ingeniero de pruebas encargado del análisis de los resultados obtenidos, y un personal de apoyo general y eléctrico.

V. Procedimientos de seguridad:

Antes de la realización de las actividades propuestas en este documento cúmplase con los procedimientos propuestos en los protocolos de seguridad, estos le guiarán frente a casos de electrocución, como realizar desconexión y conexión de la subestación al suministro de energía eléctrica, la asignación de responsabilidades de operación y mantenimiento del personal, y la indumentaria y el equipo de seguridad. A continuación, se enlistan los protocolos de seguridad.

- PS1: Procedimiento de rescate por electrocución.
- PS2: Desconexión de la subestación.
- PS3: Procedimiento de puesta en servicio.
- PS4: Procedimiento de asignación de responsabilidades de operación y mantenimiento.
- PS5: Indumentaria y equipo de seguridad.

VI. Definiciones:

Las definiciones de este documento fueron tomadas del RETIE [3] y la norma IEEE Std 81-1983 [4].

- Conexión equipotencial: Conexión eléctrica entre dos o más puntos, de manera que cualquier corriente que pase no genere una diferencia de potencial sensible entre ambos puntos.
- Electrodo de puesta a tierra: Es el conductor o conjunto de conductores enterrados que sirven para establecer una conexión con el suelo.
- Red equipotencial: Conjunto de conductores del sistema de puesta a tierra que no están en contacto con el suelo o terreno y que conectan sistemas eléctricos, equipos o instalaciones con la puesta a tierra.
- Resistencia de puesta a tierra: Es la relación entre el potencial del sistema de puesta a tierra a medir, respecto a una tierra remota y la corriente que fluye entre estos puntos.
- Resistividad del suelo: Esta representa la resistencia específica del suelo a cierta profundidad, o de un estrato del suelo, se obtiene indirectamente al procesar un grupo de medidas de campos: su magnitud se expresa en (Ωm) o (Ωcm) y es inversa a la conductividad. La resistividad eléctrica (ρ): Es la relación entre el gradiente de potencial en un material y la densidad de corriente que resulta en el mismo. Es la resistencia específica de una sustancia. Numéricamente es la resistencia ofrecida por un cubo de 1m x 1m x 1m, medida entre dos caras opuestas.
- Sistema de puesta a tierra (SPT): Conjunto de elementos conductores continuos de un sistema eléctrico específico, sin interrupciones, que conectan los equipos eléctricos con el terreno o una masa metálica. Comprende la puesta a tierra y la red equipotencial de cables que normalmente no conducen corriente.
- Sistema de puesta a tierra: Conjunto de elementos conductores de un sistema eléctrico específico, sin interrupciones ni fusibles, que unen los equipos eléctricos con el suelo o terreno. Comprende la puesta a tierra y todos los elementos puestos a tierra.

- Telurómetro: Es un equipo profesional para efectuar mediciones en Sistemas de Puesta a Tierra en parámetros de voltaje y resistencia.

VII. Contenido:

Las pruebas descritas en este protocolo de mantenimiento de celda de protección y medida de una subestación eléctrica de media a baja tensión son las siguientes, en primer lugar, resistencia óhmica, resistencia de aislamiento, seguidamente de medición de, relación de transformación.

El desarrollo de estas pruebas se puede hacer de manera independiente a criterio del ingeniero responsable y/o el ingeniero de pruebas que desarrolle las actividades de mantenimiento sin embargo se sugiere que se cumpla con el siguiente orden.

VIII. Descripción de pruebas:

a. Actividades para considerar en el mantenimiento de la celda de medida

Antes de realizar las actividades propuestas se debe contar con la previa autorización y seguimiento por parte de la empresa suministradora de energía, la cual debe autorizar el retiro de los sellos instalados en la celda, además considerar que de ser el caso la empresa es la que realizara dichas actividades y el proceso puede ser prolongado, y de ser el caso solo se permitirá el mantenimiento de la parte mecánica y estructural de la celda, dado que es necesario verificar que no hagan modificaciones que afecten la medida es usual que se exija una calibración expedida por un laboratorio certificado.

Las actividades que involucran la parte mecánica y estructural de la celda de medida de cumplir con las siguientes actividades mínimas, realizar limpieza de la celda utilizando equipos de soplado y/o aspirado, de ser necesario realizar limpieza de sulfatos en puntos de conexión se deben usar líquidos adecuados que no afecten la capacidad dieléctrica del material, por otra parte realizar verificación de la tornillería y de ser necesario el reemplazo se deben apretar realizando un ajuste con torquímetro a 30 N/m.

Además, verificar el sincronismo de los mecanismos de apertura y cierre, determinando el estado mecánico, de ser necesario realizar lubricación, calibración y un ajuste general del mecanismo. Realizar verificación del correcto anclaje de la estructura de las celdas al piso.

b. Resistencia óhmica

Esta prueba se utiliza para identificar el valor de la resistencia óhmica de los devanados de un transformador, para este protocolo se utilizará para conocer la característica de los CT's y de los PT's, en las celdas de medida utilizando el Método de medición de resistencia “voltímetro-amperímetro”, el cual se explica a continuación.

Es el método más común utilizado para medir la resistencia del devanado del transformador, para realizar la medición se debe considerar, las mediciones se realizan con corriente continua, y se toman lecturas simultáneas de corriente y de voltaje utilizando el esquema que se muestra en la Figura 7. La resistencia requerida se calcula a partir de las lecturas de acuerdo con la ley de Ohm.

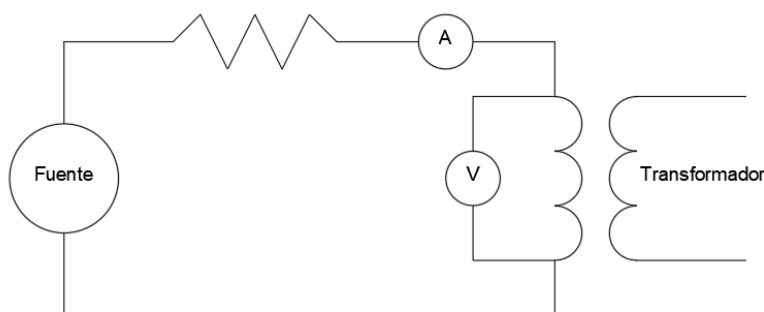


Figura 7. Esquema de medida para el método del voltímetro-amperímetro.

Fuente: Autor.

Por otro lado, los cables de voltaje deben ser independientes de los cables de corriente y deben estar conectados a los terminales del transformador del devanado a medir. Esto es para evitar incluir en las lecturas las resistencias de los cables y sus resistencias de contacto.

Además, Los cables de voltaje deben ser independientes de los cables de corriente y deben estar conectados a los terminales del transformador del devanado a medir. Esto es para evitar incluir en las lecturas las resistencias de los cables y sus resistencias de contacto. Las mediciones realizadas por este método deberán ser consignadas en la Tabla 1.

Tabla 9 Prueba voltímetro amperímetro

Fase	Medida de resistencia [Ω]
R	
S	
T	
Corriente aplicada [μA]	
Observaciones:	

Fuente: Autor.

c. Resistencia de aislamiento

Para la medición de resistencia se debe realizar medida en todas las fases por cada devanado tanto del primario como del secundario. Para realizar las mediciones se recomiendan intervalos de tiempo de 5 s a 10 s entre cada toma de datos. Se deben realizar las mediciones cuando la corriente y el voltaje estén en estado estacionario.[1]

Para la medición de la polaridad, se debe mantener la magnetización del núcleo constante durante cada una de las lecturas de resistencia. Si llegase a darse una inversión en la magnetización del núcleo puede cambiar la constante de tiempo y dar como resultado lecturas erróneas.

Para realizar la medición de resistencia en temperatura en frío, se debe considerar que para transformadores con ventilación forzada la temperatura será el valor promedio de varios termómetros, o termopares ubicados entre las espiras. Los elementos de medición deben estar lo más cerca posible o en contacto con los conductores.

Considerar que la temperatura de los devanados no siempre está a temperatura ambiente, para garantizar que los devanados estén a temperatura ambiente, se debe cumplir con, todas las temperaturas internas medidas por los sensores de temperatura no deben variar de la temperatura ambiente en más de 2 ° C, por otro lado la temperatura ambiente no debe haber variado en más de 3 ° C durante al menos 3 h, y al transformador no se le ha aplicado voltaje ni corriente durante 24 a 72 h, dependiendo del tamaño de este.[1]

Las medidas de resistencia del devanado en frío se convierten normalmente a una temperatura de referencia estándar igual al aumento de temperatura promedio del devanado más 20 ° C. Además, puede ser necesario convertir las mediciones de resistencia a la temperatura a la que se realizaron las mediciones de pérdida de impedancia. Las conversiones se logran usando la ecuación (1). Las mediciones realizadas por este método deberán ser consignadas en la Tabla 2.[1]

$$R_S = R_m \left(\frac{T_S + T_k}{T_m + T_k} \right) \quad (1)$$

- R_S es el valor de resistencia a la temperatura deseada T_S
- R_m es el valor medido de la resistencia
- T_S es la temperatura de referencia
- T_k es la constante de temperatura, para cobre utilizar 234.5 °C y para aluminio 225 °C
- T_m es la temperatura a la cual se midió la resistencia

Tabla 10. Prueba de resistencia de aislamiento

Parte bajo prueba	Resistencia	
	Medida [GΩ]	Valor obtenido R_s [GΩ]
R vs S+T+Tierra		
S vs R+T+Tierra		
T vs R+S+Tierra		
Observaciones:		

Fuente: Autor.

La corriente utilizada no debe exceder el 15% de la corriente nominal del devanado, además con este porcentaje la resistencia debe ser medida. Si se utilizan corrientes que representan valores porcentuales mayores se pueden causar mediciones erróneas por la imprecisión provocada al

calentarse los devanados y, lo que conllevaría a cambiar la temperatura y resistencia de estos. Y el flujo residual en el núcleo debe ser el mismo para las mediciones de resistencia en frío y en caliente saturando el núcleo con corriente continua antes de la medición.[1]

d. Prueba de relación de transformación

La relación de vueltas de un transformador es la relación entre el número de vueltas en un devanado de mayor voltaje y en un devanado de menor voltaje. Cuando un transformador tiene tomas para cambiar su relación de tensión, la relación de vueltas se basa en el número de vueltas que corresponde a la tensión nominal normal de los devanados respectivos a los que se refieren las características de funcionamiento y rendimiento.

Cuando el transformador tiene tomas, la relación de vueltas se determinará para todas las tomas, así como para el devanado completo. La prueba se realizará a una tensión nominal o inferior y a una frecuencia nominal o superior.

En el caso de los transformadores trifásicos, cuando cada fase es independiente y accesible, se debe usar preferiblemente energía monofásica, aunque cuando sea conveniente, se puede usar energía trifásica.

Se deben usar dos voltímetros (con transformadores de voltaje si es necesario): uno para leer el voltaje del devanado de alto voltaje y el otro para leer el del devanado de bajo voltaje. Los dos voltímetros deben leerse simultáneamente.

Se tomará un segundo conjunto de lecturas con los instrumentos intercambiados, y se tomará el promedio de los dos conjuntos de lecturas para compensar los errores del instrumento.

Las relaciones del transformador de voltaje deben ser tales que produzcan aproximadamente las mismas lecturas en los dos voltímetros. De lo contrario, la compensación de los errores del instrumento por un intercambio de instrumentos no es satisfactoria, y es necesario aplicar las correcciones apropiadas a las lecturas del voltímetro.

Las pruebas se realizarán a no menos de cuatro voltajes en pasos aumentando aproximadamente el 10% del anterior, y el resultado promedio se tomará como el valor verdadero. Estos valores no deben variar en más de 1% uno del otro [1]. De lo contrario, las pruebas se repetirán con otros voltímetros. Las mediciones realizadas por este método deberán ser consignadas en la Tabla 3

Tabla 11. Medidas prueba de relación de transformación método del voltímetro

No. De medida	Voltímetro 1		Voltímetro 2		Promedio
1					
2					
3					
4					
Observaciones:					

Fuente: Autor.

e. Actividades adicionales celda de protección

Se debe realizar limpieza de la celda utilizando equipos de soplado y/o aspirado, de ser necesario realizar limpieza de sulfatos en puntos de conexión se deben usar líquidos adecuados que no afecten la capacidad dieléctrica del material, por otra parte, realizar verificación de la tornillería y de ser necesario el reemplazo se deben apretar realizando un ajuste con torquimetro a 30 N/m.

Además, verificar el sincronismo de los mecanismos de apertura y cierre, determinando el estado mecánico, de ser necesario realizar lubricación, calibración y un ajuste general del mecanismo. Realizar verificación del correcto anclaje de la estructura de las celdas al piso.

De igual manera verificar el estado de los elementos de protección contra sobre corrientes y sobrecargas (fusibles o interruptores), teniendo en cuenta que se debe verificar la presión de enganche de las bases portafusiles, dado que es de vital importancia la marcación e identificación de equipos y las celdas, realizar la verificación de la señalización, teniendo en cuenta el correcto uso de marquillas y pictogramas.

IX. Registros

En la realización de las actividades propuestas en este protocolo se debe dejar registro de las condiciones iniciales de las instalaciones y el estado luego de culminar los procedimientos, para esto se enlistan los requerimientos mínimos a registrar.

- a. Condiciones generales de los conductores del sistema.
- b. Nivel de corrosión.
- c. Estado de las uniones de los conductores y componentes.
- d. Valores de resistencia.
- e. Desviaciones de los requisitos respecto del RETIE.
- f. Documentar todos los cambios frente a la última inspección.
- g. Resultados de las pruebas realizadas.
- h. Registro fotográfico
- i. Rediseño o propuesta de mejoras del SPT si se requieren.

X. Normas de referencia:

- [1] IEEE, IEEE Std C57.12.91-2011, IEEE Standard Test Code for Dry-Type Distribution and

-
- Power Transformers, vol. 1995. 2012.
- [2] IEEE, IEEE 62-1995 Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus Part 1 Oil Filled Power Transformers , Regulators , and Reactors. 1995.
- [3] Ministerio de Minas y Energía, “RETIE: Reglamento técnico de instalaciones eléctricas”, Resoluc. 90708, pp. 1–211, 2013.
- [4] IEEE Power and Energy Society, “IEEE Std 81-1983: Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System - Redline”, IEEE Std 81-2012 (Revision IEEE Std 81-1983) - Redline, 2012.

Procedimiento: Mantenimiento del banco de condensadores.	Código P-4
--	---------------

I. Información general:

El sistema de puesta a tierra es un conjunto de conductores de cobre desnudo, que permiten conectar los equipos que componen una instalación a un punto de referencia, con el fin de proporcionar un camino de baja impedancia para la circulación de corrientes inducidas, evitar tensión eléctrica entre estructuras, equipos y el terreno bajo condiciones de falla, además de proteger a las personas ante descargas eléctricas peligrosas.

II. Objetivo:

Establecer un documento de referencia para la realización de las pruebas y/o actividades necesarias en el mantenimiento de un banco de condensadores.

III. Alcance:

Establecer los conceptos y procedimientos básicos para instalados en subestaciones eléctricas de media a baja tensión (13.2 kV).

IV. Responsable:

El personal para la planeación y ejecución de este protocolo debe estar conformado por un ingeniero responsable a cargo de velar por la correcta ejecución de las pruebas y actividades, priorizando la integridad física del personal involucrado en el mantenimiento y de los equipos. Además, se debe contar con un ingeniero de pruebas encargado del análisis de los resultados obtenidos, y un personal de apoyo general y eléctrico.

V. Procedimientos de seguridad:

Antes de la realización de las actividades propuestas en este documento cúmplase con los procedimientos propuestos en los protocolos de seguridad, estos le guiarán frente a casos de electrocución, como realizar desconexión y conexión de la subestación al suministro de energía eléctrica, la asignación de responsabilidades de operación y mantenimiento del personal, y la indumentaria y el equipo de seguridad. A continuación, se enlistan los protocolos de seguridad.

- PS1: Procedimiento de rescate por electrocución.
- PS2: Desconexión de la subestación.
- PS3: Procedimiento de puesta en servicio.
- PS4: Procedimiento de asignación de responsabilidades de operación y mantenimiento.
- PS5: Indumentaria y equipo de seguridad.

Téngase en cuenta que, al realizar la medición de la resistencia de puesta a tierra, el personal se encuentra en riesgo al quedar expuestos a gradientes de potencial letales, para prevenir este riesgo se recomienda no realizar mediciones cuando las condiciones atmosféricas sean adversas, desconectar la puesta a tierra de los pararrayos y del neutro del sistema. [1]

Luego se debe medir la tensión que se puede producir por corrientes espurias, de ser mayor a los 30 V, se deberá detectar la falla antes de realizar la medición de la resistencia de puesta a tierra. Además, se debe garantizar que al realizar las mediciones no se encuentren cuerpos extraños cerca al electrodo de corriente, ya sean personas, animales u objetos.

VI. Definiciones:

Las definiciones de este documento fueron tomadas del RETIE [2] y la norma IEEE Std 81-1983 [3].

- Conexión equipotencial: Conexión eléctrica entre dos o más puntos, de manera que cualquier corriente que pase no genere una diferencia de potencial sensible entre ambos puntos.
- Electrodo de puesta a tierra: Es el conductor o conjunto de conductores enterrados que sirven para establecer una conexión con el suelo
- Red equipotencial: Conjunto de conductores del sistema de puesta a tierra que no están en contacto con el suelo o terreno y que conectan sistemas eléctricos, equipos o instalaciones con la puesta a tierra.
- Resistencia de puesta a tierra: Es la relación entre el potencial del sistema de puesta a tierra a medir, respecto a una tierra remota y la corriente que fluye entre estos puntos.
- Resistividad del suelo: Esta representa la resistencia específica del suelo a cierta profundidad, o de un estrato del suelo, se obtiene indirectamente al procesar un grupo de medidas de campos: su magnitud se expresa en (Ωm) o (Ωcm) y es inversa a la conductividad. La resistividad eléctrica (ρ): Es la relación entre el gradiente de potencial en un material y la densidad de corriente que resulta en el mismo. Es la resistencia específica de una sustancia. Numéricamente es la resistencia ofrecida por un cubo de 1m x 1m x 1m, medida entre dos caras opuestas.
- Sistema de puesta a tierra (SPT): Conjunto de elementos conductores continuos de un sistema eléctrico específico, sin interrupciones, que conectan los equipos eléctricos con el terreno o una masa metálica. Comprende la puesta a tierra y la red equipotencial de cables que normalmente no conducen corriente.

- Sistema de puesta a tierra: Conjunto de elementos conductores de un sistema eléctrico específico, sin interrupciones ni fusibles, que unen los equipos eléctricos con el suelo o terreno. Comprende la puesta a tierra y todos los elementos puestos a tierra.
- Telurómetro: Es un equipo profesional para efectuar mediciones en Sistemas de Puesta a Tierra en parámetros de voltaje y resistencia.

VII. Contenido:

Las pruebas descritas en este protocolo de mantenimiento representan la identificación básica de componentes y de las características nominales de un banco de transformadores, al realizar medición de voltajes y de corrientes en los conductores que van desde las borneras de conexión hasta cada condensador.

VIII. Descripción de pruebas:

Se recomienda realizar un apriete de terminales antes de realizar la energización del equipo, debido a que por vibraciones una terminal se puede encontrar floja provocando puntos calientes, además se deben descargar los condensadores antes de realizar alguna manipulación.

a. Identificación de componentes

Básicamente los bancos de condensadores utilizados en las subestaciones de media a baja tensión constructivamente son iguales, sin importar el fabricante en la Figura 8. Se pueden observar los componentes básicos que se encuentran dentro de la celda, los cuales son un interruptor de media tensión que actúa como protección en el caso de suceder una falla, borneras de conexión que permiten conectar las fases y dar la conexión de los condensadores (paralelo).

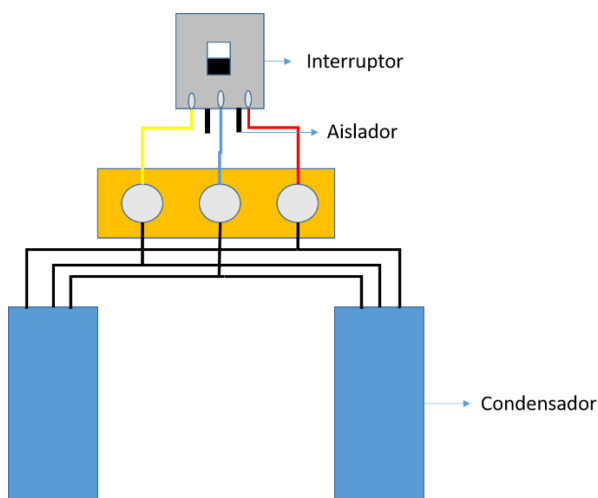


Figura 8. Componentes internos básicos de un banco de condensadores.
Fuente: Autor

b. Descarga de condensadores

Para realizar la descarga de los condensadores se debe tener los elementos de protección adecuados, guantes, gafas, casco y botas dieléctricas como mínimo, tener en cuenta que para realizar la descarga se deben conectar las puntas del condensador entre si para que este se descargue, al realizar esta conexión se producirá un efecto de arco eléctrico y un fuerte sonido.

c. Medición de voltaje entre fases

Para realizar la medición ubicar las puntas del voltímetro en los tornillos de la bornera de conexión, en donde se debe ver reflejado el voltaje entre fases el cual debe ser similar al voltaje nominal de operación de cada condensador, estos datos se encuentran en la etiqueta de identificación que por normatividad RETIE, debe ser claramente visible. Los datos de cada condensador deben ser consignados en la Tabla 1.

Tabla 12 Medición de voltajes banco de condensadores.

Condensador No.	Voltaje nominal [V]	Voltaje medido entre fases promedio [V]	Diferencia [%V]	Observaciones
1				
2				
3				
4				
5				

Fuente: Autor.

De tener una diferencia porcentual mayor al 5% es necesario realizar una verificación del equipo ya que la tensión en alguna de las fases no es la adecuada y provocara un mal funcionamiento del equipo, esto puede ser provocado por una mala conexión o deterioro en los conductores utilizados durante el recorrido de cada fase.

d. Medición de corriente

Para realizar esta medición se deben identificar los conductores que conectan la bornera con cada condensador e identificar la corriente nominal de cada condensador, ubicar pinza amperimétrica en cada conductor y verificar la medida, la cual debe ser similar a la I_n , considerando el voltaje medido en cada fase, y la potencia nominal, la variación porcentual mayor al 5% indica que se presentan fallas en el equipo. Los datos de cada condensador deben ser consignados en la Tabla 2.

Tabla 13 Medición de corrientes banco de condensadores.

Condensador No.	Corriente nominal [A]	Corriente medida promedio [V]	Diferencia [%A]	Observaciones
1				
2				
3				
4				
5				
6				

Fuente: Autor.

e. Actividades adicionales:

Las actividades que involucran la parte mecánica y estructural de la celda de medida de cumplir con las siguientes actividades mínimas, realizar limpieza de la celda utilizando equipos de soplado y/o aspirado, de ser necesario realizar limpieza de sulfatos en puntos de conexión se deben usar líquidos adecuados que no afecten la capacidad dieléctrica del material, por otra parte realizar verificación de la tornillería y de ser necesario el reemplazo se deben apretar realizando un ajuste con torquimetro a 30 N/m.

Además, verificar el sincronismo de los mecanismos de apertura y cierre, determinando el estado mecánico, de ser necesario realizar lubricación, calibración y un ajuste general del mecanismo. Realizar verificación del correcto anclaje de la estructura de las celdas al piso.

IX. Registros

En la realización de las actividades propuestas en este protocolo se debe dejar registro de las condiciones iniciales de las instalaciones y el estado luego de culminar los procedimientos, para esto se enlistan los requerimientos mínimos a registrar.

- j. Condiciones generales de los conductores del sistema.
- k. Nivel de corrosión.
- l. Estado de las uniones de los conductores y componentes.
- m. Valores de resistencia.
- n. Desviaciones de los requisitos respecto del RETIE.
- o. Documentar todos los cambios frente a la última inspección.

- p. Resultados de las pruebas realizadas.
- q. Registro fotográfico
- r. Rediseño o propuesta de mejoras del SPT si se requieren.

X. Normas de referencia:

- [1] Ministerio de Minas y Energía, “RETIE: Reglamento técnico de instalaciones eléctricas”, *Resoluc. 90708*, pp. 1–211, 2013.
- [2] IEEE Power and Energy Society, “IEEE Std 81-1983: Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System - Redline”, *IEEE Std 81-2012 (Revision IEEE Std 81-1983) - Redline*, 2012.
- [3] ICONTEC, “NTC 2050: Código Eléctrico Colombiano”, pp. 1–847, 1998.

XI. Referencias

- [1] EIA, “International Energy Outlook 2017 Overview”, *U.S. Energy Inf. Adm.*, vol. IEO2017, n° 2017, p. 143, 2017.
- [2] National Aeronautics and Space Administration, “The consequences of climate change”, *Climate Change: Vital Signs of the Planet: Effects*, 2017. [En línea]. Disponible en: <https://climate.nasa.gov/effects/>.
- [3] P. Anderson *et al.*, “Consequences of Climate Change for ecosystems and ecosystem services in the Tropical Andes”, *Clim. Chang. Biodivers. Trop. Andes*, March 2016, pp. 1–18, 2011.
- [4] UPME, “Plan De Acción Indicativo de Eficiencia Energética 2017 - 2022”, p. 157, 2017.
- [5] EY y Ministerio de Minas y Energía - MINMINAS, “Política de Eficiencia Energética para Colombia”, p. 330, 2015.
- [6] Presidencia de la República, *Directiva presidencial 1*. Colombia, 2016, pp. 1–4.
- [7] Presidencia de la República, *Directiva presidencial 2*. Colombia, 2015, pp. 1–2.
- [8] Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales - DIAN, “Plan Estratégico DIAN 2010 – 2014”, 2011.
- [9] Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales - DIAN, “La entidad”. [En línea]. Disponible en: <https://www.dian.gov.co/dian/entidad/Paginas/Presentacion.aspx>. [Accedido: 28-sep-

- 2018].
- [10] C. R. Alvarado López, E. O. Menchaca García, y A. D. Rojas Lara, “Manual de mantenimiento de subestaciones de distribución del campus universitario, U.N.A.M”, Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F, 2009.
- [11] Ministerio de Minas y Energía, *Reglamento técnico de instalaciones eléctricas*. Colombia, 2013, pp. 1–211.
- [12] A. Hernández, R. Ledesma, y E. Perera, “Manual de pruebas a transformadores de distribución”, Instituto Politécnico Nacional, 2007.
- [13] J. L. Ojeda Torres, “Manual de Mantenimiento para subestaciones”, Universidad Católica de Cuenca, 2011.
- [14] A. Fulgencio, M. Mejía, y G. Mejía, “Operación y mantenimiento de equipo primario en subestaciones eléctricas convencionales tipo industriales”, Instituto Politécnico Nacional, 2012.
- [15] “¿Cuál es la diferencia entre la Clase H y la Clase F en los transformadores secos encapsulados en resina Tricast?” [En línea]. Disponible en: <https://www.schneider-electric.es/es/faqs/FA280007/>. [Accedido: 29-sep-2018].
- [16] ARTECHE, “Acercamiento a los transformadores de medida”.
- [17] J. Berrostequieta y Á. Enzunza, “Teoría y tecnología de los transformadores de medida”.
- [18] C. Cango y C. Pichocagón, “Elaboración de un manual para el diseño y mantenimiento de mallas de puesta a tierra”, Escuela Politécnica Nacional., 2009.

Procedimiento: Mantenimiento de transformadores en aceite.	Código P2
--	--------------

I. Información general:

El transformador con aislamiento en aceite es aquel en el cual sus devanados se encuentran insertos al interior de un espacio, que normalmente está relleno de aceite mineral; aquí este cumple con una doble función, por un lado, es el aislamiento adecuado entre los devanados y las masas, y por otro, dispersa el calor generado por el funcionamiento normal del transformador.

II. Objetivo:

Establecer un documento de referencia para la realización de las pruebas y/o actividades necesarias en el mantenimiento de transformadores en aceite.

III. Alcance:

Establecer los conceptos y procedimientos básicos para las pruebas y parámetros para el mantenimiento de transformadores en aceite, contenidos en la norma ASTM D877, para indicar si existe la presencia de agentes contaminantes, tales como agua, tierra, fibras de celulosa, barro, lodo o partículas conductoras en el líquido, los cuales afectan el nivel de tensión en el que se presenta descarga disruptiva para el aceite.

Pruebas y parámetros contenidos en la norma ASTM D1533, para indicar el contenido de humedad del líquido, indicando si contiene agua presente en los líquidos aislantes, mediante valoración coulométrica de Karl Fischer. Además de las pruebas y parámetros contenidos en la norma ASTM D974 para indicar el número de ácido o número de base (número de neutralización), esta es una medida de la cantidad de sustancias ácidas o básicas, respectivamente, en el aceite.

Verificar la relación de transformación para cada posición del conmutador de un transformador, por otra parte, verificar la polaridad estableciendo el desplazamiento angular entre un vector que ha de representar los niveles de tensión en media para la línea y neutro, y el vector de caracterización en baja tensión.

Verificar el aislamiento del transformador determinando que este cuente con la resistencia requerida, identificando además que no se presenten conexiones erróneas dentro de la construcción del equipo, precisando la conexión entre los devanados y la tierra, por otro lado, también se puede encontrar humedad.

Obtener los valores de resistencia óhmica para cada uno de los devanados en transformadores con aislamiento en aceite, mediante el uso del Micro-ohmmeter AEMC –modelo 5600 o el equipo Micro-ohmmeter TAMAT MPK 253 o el equipo MI 3250 MicroOhm.

IV. Responsable:

El personal para la planeación y ejecución de este protocolo debe estar conformado por un ingeniero responsable a cargo de velar por la correcta ejecución de las pruebas y actividades, priorizando la integridad física del personal involucrado en el mantenimiento y de los equipos. Además, se debe contar con un ingeniero de pruebas encargado del análisis de los resultados obtenidos, y un personal de apoyo general y eléctrico.

V. Procedimientos de seguridad:

Antes de la realización de las actividades propuestas en este documento cùmplase con los procedimientos propuestos en los protocolos de seguridad, estos les guiarán frente a casos de electrocución, como realizar desconexión y conexión de la subestación al suministro de energía eléctrica, la asignación de responsabilidades de operación y mantenimiento del personal, y la indumentaria y el equipo de seguridad. A continuación, se enlistan los protocolos de seguridad.

- PS1: Procedimiento de rescate por electrocución.
- PS2: Desconexión de la subestación.
- PS3: Procedimiento de puesta en servicio.
- PS4: Procedimiento de asignación de responsabilidades de operación y mantenimiento.
- PS5: Indumentaria y equipo de seguridad.

VI. Definiciones:

Las definiciones de este documento fueron tomadas del RETIE [2] y la norma IEEE Std 81-1983 [3].

- Conexión equipotencial: Conexión eléctrica entre dos o más puntos, de manera que cualquier corriente que pase no genere una diferencia de potencial sensible entre ambos puntos.
- Electrodo de puesta a tierra: Es el conductor o conjunto de conductores enterrados que sirven para establecer una conexión con el suelo.
- Red equipotencial: Conjunto de conductores del sistema de puesta a tierra que no están en contacto con el suelo o terreno y que conectan sistemas eléctricos, equipos o instalaciones con la puesta a tierra.
- Resistencia de puesta a tierra: Es la relación entre el potencial del sistema de puesta a tierra a medir, respecto a una tierra remota y la corriente que fluye entre estos puntos.
- Resistividad del suelo: Esta representa la resistencia específica del suelo a cierta profundidad, o de un estrato del suelo, se obtiene indirectamente al procesar un grupo de medidas de campos: su magnitud se expresa en (Ωm) o (Ωcm) y es inversa a la

conductividad. La resistividad eléctrica (ρ): Es la relación entre el gradiente de potencial en un material y la densidad de corriente que resulta en el mismo. Es la resistencia específica de una sustancia. Numéricamente es la resistencia ofrecida por un cubo de 1m x 1m x 1m, medida entre dos caras opuestas.

- Sistema de puesta a tierra (SPT): Conjunto de elementos conductores continuos de un sistema eléctrico específico, sin interrupciones, que conectan los equipos eléctricos con el terreno o una masa metálica. Comprende la puesta a tierra y la red equipotencial de cables que normalmente no conducen corriente.
- Sistema de puesta a tierra: Conjunto de elementos conductores de un sistema eléctrico específico, sin interrupciones ni fusibles, que unen los equipos eléctricos con el suelo o terreno. Comprende la puesta a tierra y todos los elementos puestos a tierra.
- Telurómetro: Es un equipo profesional para efectuar mediciones en Sistemas de Puesta a Tierra en parámetros de voltaje y resistencia.

VII. Contenido:

Las pruebas descritas en este protocolo de mantenimiento de transformadores tipo aceite de una subestación eléctrica de media a baja tensión son las siguientes, en primer lugar, pruebas dieléctricas del transformador, los cuales son un conjunto de análisis de laboratorio tomando una muestra del aceite del transformador. Pruebas de relación de transformación, polaridad, desplazamiento angular, secuencia de fases, resistencia de aislamiento y resistencia de los devanados.

El desarrollo de estas pruebas se puede hacer de manera independiente a criterio del ingeniero responsable y/o el ingeniero de pruebas que desarrolle las actividades de mantenimiento sin embargo se sugiere que se cumpla con el siguiente orden.

VIII. Descripción de pruebas:

a. Consideraciones

Las mediciones de resistencia se tomarán en todas las fases de cada devanado primario y secundario en la conexión de toma nominal. Si se va a realizar una prueba de aumento de temperatura, se deben tomar medidas de resistencia al frío en todas las fases de cada bobinado primario y secundario en la combinación de conexiones y tomas que se usarán para la prueba de aumento de temperatura.

b. Polaridad:

La polaridad de la magnetización del núcleo se mantendrá constante durante todas las lecturas de resistencia. Una inversión en la magnetización del núcleo puede cambiar la constante de tiempo y dar como resultado lecturas erróneas. La misma polaridad relativa debe mantenerse con respecto a los cables de medición y los terminales del transformador cuando se transfieren cables de una medida a otra.

c. Corriente:

La corriente utilizada no debe exceder el 15% de la corriente nominal del devanado cuya resistencia debe medirse. Los valores más grandes pueden causar imprecisión al calentar el devanado y, por lo tanto, cambiar su temperatura y resistencia.

d. Pruebas dieléctricas en el aceite del transformador:

Para la realización de las pruebas dieléctricas se debe tomar una muestra del aceite del transformador, la cual debe ser enviada a un laboratorio certificado para proceder en los siguientes análisis considerando los factores básicos que se mencionan a continuación.

e. Presencia de agentes contaminantes en el aceite

Este método de prueba describe dos procedimientos, A y B, para determinar el voltaje de ruptura eléctrica de muestras de líquidos aislantes. La prueba de ruptura utiliza un voltaje de CA en el rango de frecuencia de alimentación de 45 a 65 Hz. La sensibilidad de este método de prueba disminuye a medida que los voltajes de prueba aplicados utilizados son mayores que 25 kV rms. El procedimiento A se utiliza para determinar el voltaje de ruptura de los líquidos en el que cualquier producto de descomposición insoluble. Estos líquidos suelen ser utilizados como líquidos aislantes y refrigerantes en transformadores, cables y aparatos similares.

f. Contenido de humedad en el aceite

Este método de prueba cubre la medición del agua presente en líquidos aislantes mediante la valoración coulométrica de Karl Fischer. Este método de prueba se usa comúnmente para muestras de prueba por debajo del 100% de saturación relativa de agua en aceite. El método de prueba coulométrica es conocido por su alto grado de sensibilidad (típicamente 10 µg de H₂O). Este método de prueba requiere el uso de equipos diseñados específicamente para la valoración coulométrica.

g. Número de ácido o número de base del aceite

Este método de prueba cubre la determinación de constituyentes ácidos o básicos (Nota 1) en productos derivados del petróleo² y lubricantes solubles o casi solubles en mezclas de tolueno y

X. Relación de transformación, polaridad y relación fase:

La prueba de relación de transformación es una prueba de rutina, que se realiza en todos los transformadores, en la cual se busca la determinar la relación entre el número de vueltas del devanado primario y el secundario, u otra forma de verlo es la relación de tensiones del devanado de alta tensión al devanado de baja tensión.

Como consideraciones generales se debe tener en cuenta que para transformadores conectados en estrella con el punto neutro de difícil acceso se realiza la prueba para el conjunto de todas las fases. Si se presentan transformadores con potencia igual o inferior a los 0.5 kVA la prueba se realiza solo con los valores de tensión y frecuencia nominales.

Para los transformadores que presenten una o más derivaciones se ha de realizar la medida de relación de transformación en todas las derivaciones. Para la determinación del desplazamiento angular entre fases para un transformador trifásico se debe verificar utilizando el método del diagrama fasorial.

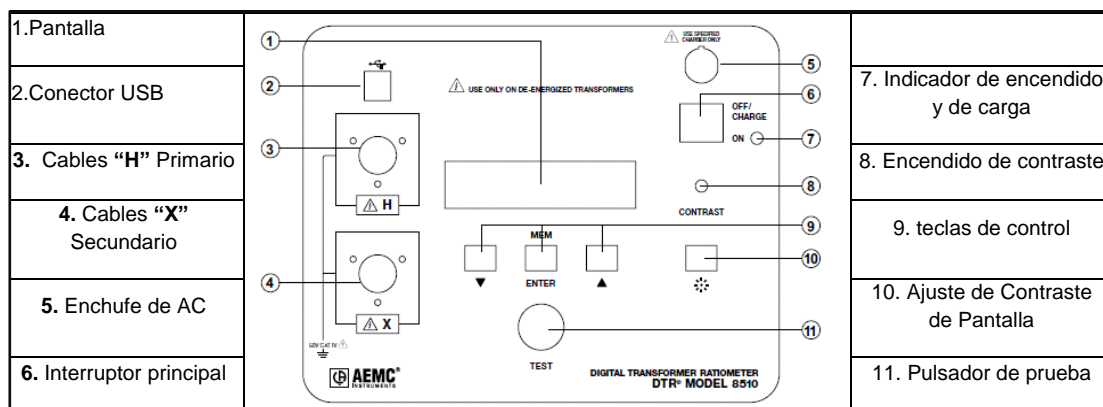


Figura 9. Construcción DTR.

Fuente: adaptado por el Autor.

Antes de realizar alguna medición se deben identificar los terminales de salida del transformador, por otra parte, los cables con marcación H son conectados a los bornes de tensión primaria del transformador y los cables con la marcación X son conectados a los bornes de tensión secundaria, se debe mantener el orden de conectores para esto se utilizan colores diferentes como se muestra en la Figura 10 y Figura 11.

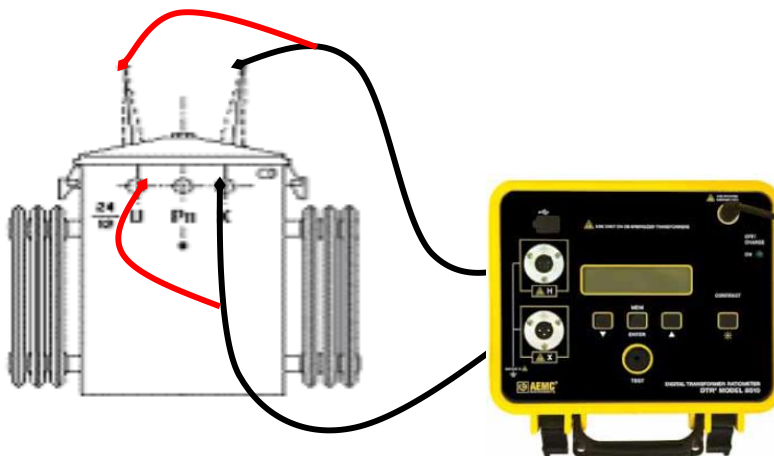


Figura 10. Conexión Transformador Monofásico.

Fuente: adaptado por el Autor

a. Equipo DTR AEMC 8510

Para la realización de las pruebas con este equipo se deben realizar los siguientes pasos de manera consecutiva para así lograr una correcta práctica en las mediciones. Se debe encender el equipo con la conexión del transformador como se muestra en la Figura 24, esperando a que realice su auto calibración hasta que en la pantalla aparezca el mensaje de READY, a continuación, accionar el pulsador de prueba y automáticamente debe aparecer el dato de relación que se registra en el formato de pruebas adecuado. Se debe cambiar de tap y se accionar nuevamente el pulsador de prueba, realizando este procedimiento a todas las posiciones del cambiador de tomas del transformador.

En la realización de la prueba se verifica la polaridad, de acuerdo al esquema de conexiones de las figuras 23 y 24; si la relación que marca el display es positiva la polaridad es la correcta; si la relación es negativa la polaridad no es la correcta y hay que invertir la conexión de los cables.

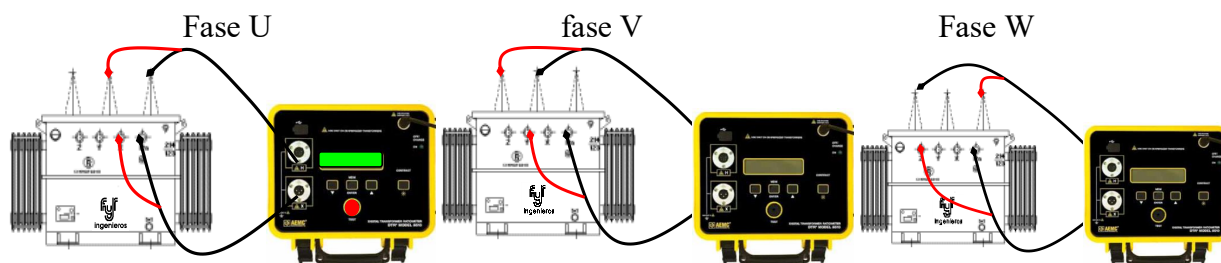


Figura 11. Conexiones Transformador Trifásico

Fuente: adaptado por el autor.

b. Equipo Megger REF 550005B

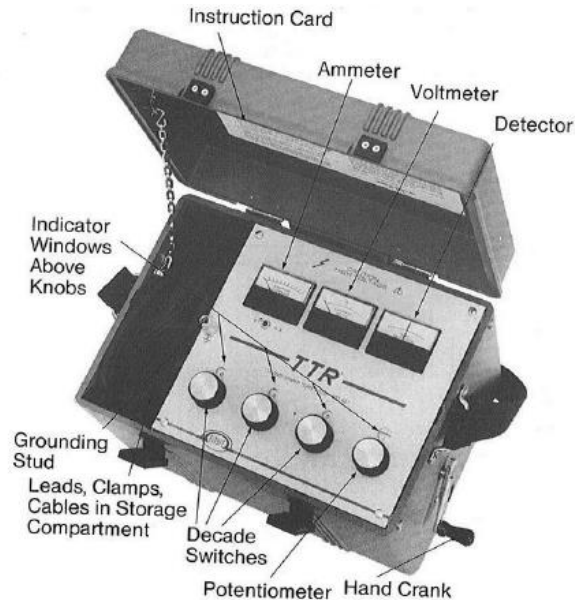


Figura 12. Equipo MEGGER 550005B

Fuente: adaptado por el Autor.

Para el procedimiento en transformadores monofásicos, se deben conectar los cables según la Figura 13; este equipo cuenta con un Amperímetro, Voltímetro, Décadas de ajuste, un detector y una manivela (generador); se deben ajustar las décadas de acuerdo a la relación esperada, la primera perilla de las décadas parte izquierda del equipo permite variar la relación desde 10 hasta 120, la segunda perilla va desde 0 hasta 9, la tercera perilla desde 0.1 hasta 0.9 y la cuarta perilla permite una lectura de 0 a 100 como detector de nulidad; para ajustar se debe empezar en la perilla de la parte derecha, y se va girando la manivela, en caso de no ser posible girar la manivela puede ser por que la relación ajustada no es la adecuada o mal conexión de los cables al transformador, o posible corto entre espiras, la precisión de la medida se logra cuando el detector de nulidad se ajusta en el centro de panel.

Una vez se tiene este ajuste, uniendo la información de cada perilla se obtiene el valor de relación, ejemplo si tenemos (11) (7).(3)(42½) el dato a registrar sería 117.3425 aparece el dato de relación que se registra. Se cambia de tap y se repite nuevamente este procedimiento a todas las posiciones del cambiador de tomas del transformador.

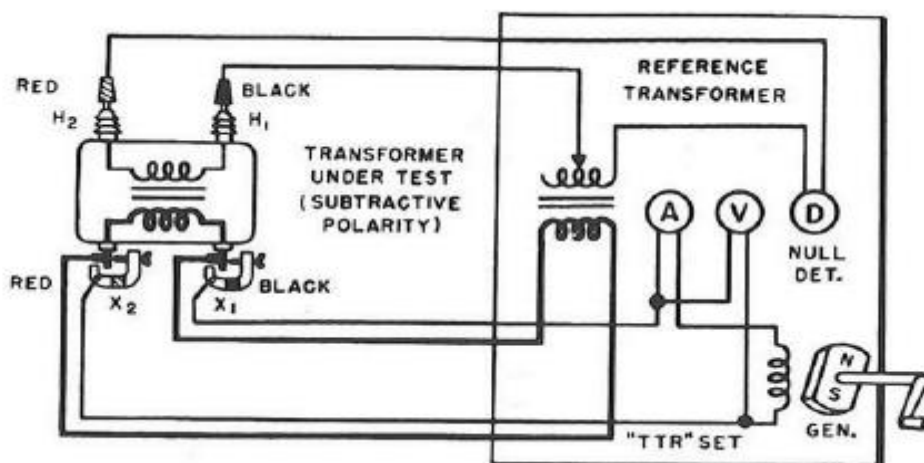


Figura 13. Conexión en un Transformador Monofásico

Fuente: adaptado por el Autor.

Para el procedimiento en transformadores trifásicos, se debe realizar el mismo procedimiento que para transformadores monofásicos cambiando las fases del transformador bajo prueba, de acuerdo con el grupo vectorial del transformador. Como se muestra en la figura 14.

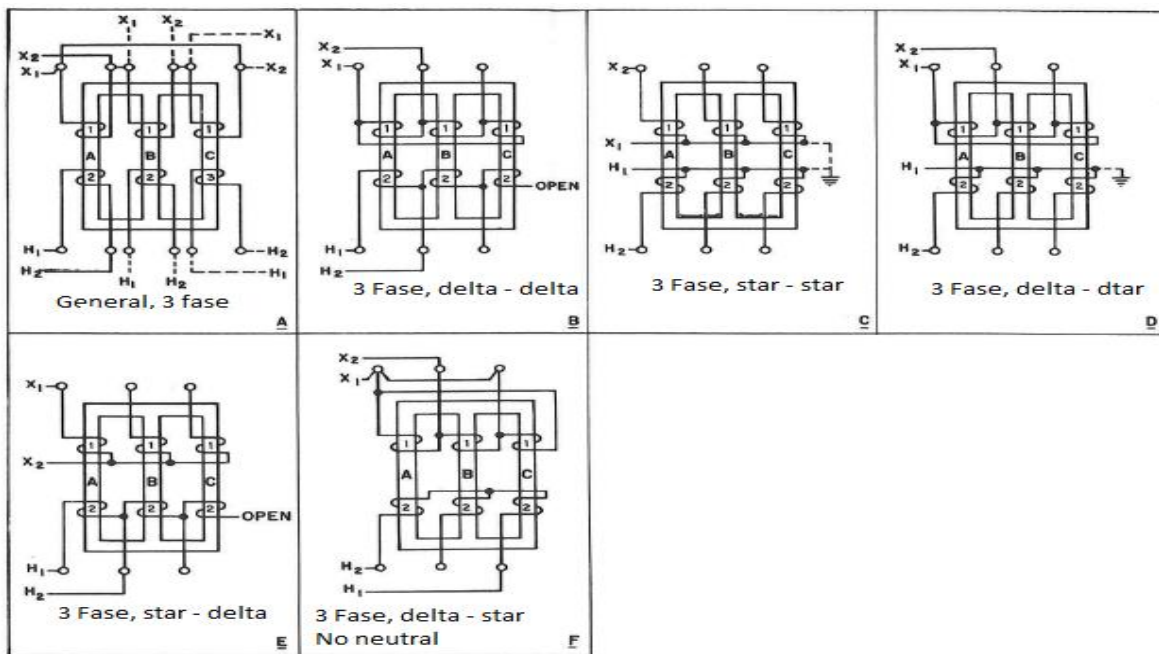


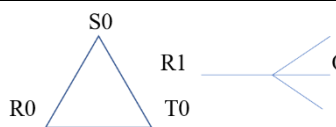
Figura 14. Esquema de conexiones para diferentes transformadores trifásicos.

Fuente: Adaptado por el Autor

De acuerdo al grupo vectorial, realice las conexiones de acuerdo al manual de fabricante, para su consulta favor dirigirse a la intranet, “Equipos LEE”, luego “Hojas de vida”, buscar de acuerdo a la referencia del equipo.

XI. Formato de registro de mediciones

Tabla 15. Prueba de relación de transformación a transformadores.

Características técnicas del transformador de potencia								
Ítem	Especificaciones técnicas							
1	Marca:							
2	Modelo:							
3	No. Serie:							
4	No. de Fases (señale con una X):							
5	Fecha de instalación (día-mes-año):							
6	Año de Fabricación:							
7	Potencia [KW]:							
8	Frecuencia [Hz]:							
9	Voltaje de entrada (primario) fase-fase [V]:							
10	Voltaje de entrada (primario) fase-neutro [V]:							
11	Voltaje de salida (secundario) fase-fase [V]:							
12	Voltaje de salida (secundario) fase-neutro [V]:							
13	Corriente de entrada (primario) [A]:							
14	Corriente de salida (secundario) [A]:							
15	Configuración primaria (sólo trifásicos):							
16	Configuración secundaria (sólo trifásicos):							
17	Montaje:							
18	Tipo de Aislamiento (señale con una X):							
19	Enfriamiento:							
20	Tipo de Transformador:							
21	¿Cuenta con celda de seccionamiento o protección con fusibles?:							
22	Temperatura ambiente:							
23	Temperatura aceite:							
24	Humedad:							
25	Litros de aceite:							
26	Peso total:							
No. Tap	Voltaje [V]	Relación de trans. teórica	Fase 1		Fase 2		Fase 3	
			R0T0-OR1		R0S0-OS1		S0T0-OT1	
			Valor medido	Diferencia %	Valor medido	Diferencia %	Valor medido	Diferencia %
1								
2								
3								
4								
5								
			$Diferencia \% = \frac{Relación\ de\ trans.\ teórica - Valor\ medido}{Relación\ de\ trans.\ teórica} \times 100 < 0.2\%$					
Observaciones:								

Fuente: Adapto por el autor.

XII. Resistencia de aislamiento:

La prueba de resistencia de aislamiento es un ensayo, que se realiza a los transformadores; el cual consiste en verificar la no presencia de humedad o contaminación en los componentes y que sus distancias entre devanados y hacia la cuba sean las adecuadas; con el objeto de asegurar que el transformador se encuentre en condiciones normales para su funcionamiento.

Se realiza para determinar la resistencia del aislamiento de los devanados a tierra o entre devanados de manera individual. La prueba de resistencia de aislamiento es comúnmente medida en megohms o puede ser calculada a través de la medición de ensayos de tensión aplicada y la corriente de fuga.

Como consideraciones generales se debe tener en cuenta si el transformador es sumergible en aceite, todos los devanados deben estar inmersos en aceite, identificar el tipo de transformador y realizar el ensayo con la norma correspondiente, el transformador debe tener los bujes o pasatapas correctamente instalados, se deben cortocircuitar los devanados para esto realizar la conexión de la Figura 15.

Es de vital importancia para evitar un error que puede afectar el equipo, realizar las medidas conectando todos los circuitos con el mismo nivel de tensión, en caso de tener niveles de tensión diferentes realizar la medición por separado para cada nivel y sus consecuentes circuitos. Hay que considerar que la temperatura adecuada de los devanados y del aceite es cercana a los 20°C.

La prueba no debe realizarse con el transformador en proceso de vacío, en caso de que al realizar la prueba se denote una caída drástica en la resistencia medida, se debe desconectar el equipo interrumpiendo así la prueba, esto debido a que se ha provocado un aumento de la corriente que puede afectar la integridad de los equipos y las mediciones.

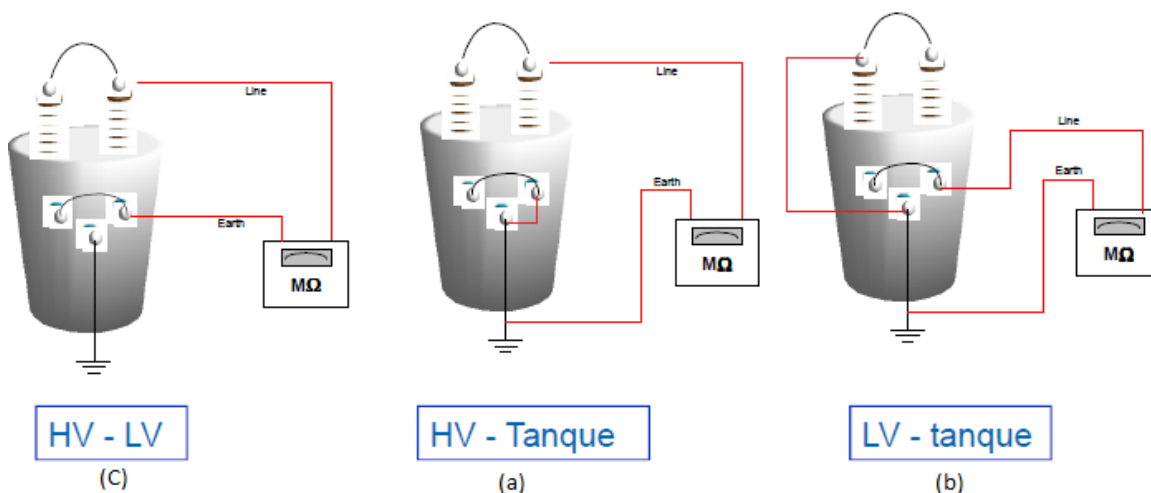


Figura 15. Esquema de Conexiones para el Ensayo de aislamiento

Fuente: Adaptado por el Autor.

El transformador bajo prueba debe estar sólidamente aterrizado. Los terminales de baja y alta tensión deben estar cortocircuitados como se muestra en la figura 23; si el devanado tiene neutro,

se desconecta de tierra y este debe ser parte del circuito de prueba del devanado. La tensión DC aplicada para la medida de resistencia de aislamiento a tierra no debe exceder el valor igual a la tensión aplicada a baja frecuencia RMS del devanado.

Se aplica tensión según lo indicado en el inciso anterior, y se sostiene por 1 minuto mientras se lee la resistencia. (para el caso de requerir determinar índice de polarización) se debe registrar valores de resistencia cada minuto durante 10 minutos, en el formato. Después de terminar la prueba, todos los terminales se deben aterrizar por un tiempo suficiente para permitir que se eliminen cargas atrapadas.

a. AT Vs. BT+TIERRA

Se conecta el cable de tensión del medidor de aislamiento a los terminales de alta tensión del Transformador bajo Prueba y se cortocircuita BT y tierra, conectando el cable de tierra del medidor de aislamiento a la tierra del transformador. Figura 28 (a). Por medio del medidor de aislamiento, se aplica una tensión de acuerdo al devanado durante 1 minuto. (tiempo medido con el cronometro externo).

Una vez finaliza la prueba, se verifica ausencia de tensión y se retira el cable que aplica tensión, del transformador. Se registra el valor de la resistencia de aislamiento en $M\Omega$ indicando con el símbolo > cuando este valor supere el valor del intervalo de calibración del equipo de medición, en el formato, según corresponda.

b. BT Vs. AT+TIERRA

Se conecta el cable de tensión del Equipo de Resistencia de Aislamiento a los terminales de baja tensión del Transformador Bajo Prueba y se cortocircuita AT y tierra, conectando el cable de tierra del medidor de aislamiento a la tierra del transformador. Figura 28(b). Por medio del medidor de aislamiento, se aplica una tensión de acuerdo al devanado durante 1 minuto (tiempo medido con el cronometro externo).

Se verifica ausencia de tensión y se retira el cable que aplica tensión, al transformador registrando el valor de la resistencia de aislamiento en $M\Omega$, $M\Omega$ indicando con el símbolo > cuando este valor supere el valor del intervalo de calibración del equipo de medición en el formato según corresponda.

c. AT Vs. BT

Se conecta el cable de tensión del Equipo de Resistencia de Aislamiento a los terminales de Alta tensión del Transformador Bajo Prueba y el cable de tierra del medidor se conecta a los terminales de Baja Tensión. Por medio del medidor de aislamiento, se aplica una tensión de acuerdo al devanado durante 1 minuto. (tiempo medido con el cronometro externo).

Se verifica ausencia de tensión y se retira el cable que aplica tensión, al transformador registrando el valor de la resistencia de aislamiento en $M\Omega$, $M\Omega$ indicando con el símbolo > cuando este valor

supere el valor del intervalo de calibración del equipo de medición en el formato según corresponda.

Tener en cuenta que se considera aceptable una resistencia de aislamiento ascendente y a partir de:

- Para serie 15 kV mayor a 40.000 MΩ
- Para serie 36 kV mayor a 25.000 MΩ
- Para serie 115 kV mayor o igual a 20.000 MΩ

Con base en los parámetros establecidos por: Transformers Division Westinghouse Electric Corporation.I.L.48-620-1. En la tabla 14 se determinan unos valores de resistencia de aislamiento dependiendo la tensión.

Tabla 16. valores de resistencia de aislamiento dependiendo la tensión.

Minimun Insulation Resístanse	
L-L VOLTAGE CLASS kV	MEGOHMS
1,2	32
2,5	68
5	135
8,66	230
15	410
25	670
34,5	930
46	1240
69	1860
92	2480
115	3100
138	3720
161	4350
196	5300
230	6200
287	7750
345	9300

Fuente: Adaptado de Transformers Division Westinghouse Electric Corporation.I.L.48-620-1.

Durante la medición no debe haber presencia de descargas parciales debido a que puede ser incorrecta la medida y es posible dañar el ítem de ensayo.

A continuación, se presentan las tablas de referencia para analizar los resultados obtenidos.

Tabla 17. Niveles de aislamiento para transformadores de distribución sumergidos en aceite (IEEE.C57.12.90).

Maximum system voltage (kV rms)	Nominal system voltage (kV rms)	Applied voltage test (kV rms)			Induced voltage test (phase to ground) (kV rms)	Winding line-end BIL (kV crest)			Neutral BIL (kV crest)	
		Delta or fully insulated wye	Grounded wye	Impedance grounded wye		Minimum	Alternates		Grounded wye	Impedance grounded wye
Col 1	Col 2	Col 3	Col 4	Col 5	Col 6	Col 7	Col 8	Col 9	Col 10	Col 11
Distribution transformers										
1.5	1.2	10	—	10	1.4	30			30	30
3.5	2.5	15	—	15	2.9	45			45	45
6.9	5	19	—	19	5.8	60			60	60
11	8.7	26	—	26	10	75			75	75
17	15	34	—	34	17	95	110		75	75
26	25	40	—	40	29	125	150		75	95
36	34.5	50	—	50	40	125	150	200	75	125
48	46	95	—	70	53	200	250		95	150
73	69	140	—	95	80	250	350		95	200

Fuente: IEEE.C57.12.90

Tabla 18. Niveles de aislamiento para transformadores de potencia sumergidos en aceite (IEEE C57.12.90).

Maximum system voltage (kV rms)	Nominal system voltage (kV rms)	Applied voltage test (kV rms)			Induced voltage test (phase to ground) (kV rms)	Winding line-end BIL (kV crest)			Neutral BIL (kV crest)	
		Delta or fully insulated wye	Grounded wye	Impedance grounded wye		Minimum	Alternates		Grounded wye	Impedance grounded wye
Col 1	Col 2	Col 3	Col 4	Col 5	Col 6	Col 7	Col 8	Col 9	Col 10	Col 11
Class I power transformers										
1.5	1.2	10	10	10	1.4	30	45		30	30
3.5	2.5	15	15	15	2.9	45	60		45	45
6.9	5	19	19	19	5.8	60	75		60	60
11	8.7	26	26	26	10	75	95		75	75
17	15	34	26	34	17	95	110		75	75
26	25	50	26	40	29	150			75	95
36	34.5	70	26	50	40	200			75	125
48	46	95	34	70	53	200	250		95	150
73	69	140	34	95	80	250	350		95	200

Fuente: IEEE.C57.12.90

Tabla 19. Niveles de aislamiento para transformadores tipo seco (IEEE C.57.12.91).

Nominal L-L system voltages	Low-frequency voltage insulation level	Basic lightning impulse insulation levels (BIL ratings) in common use kV crest ^{a,b} (1.2 × 50 μs)												
		10	20	30	45	60	95	110	125	150	200	250	300	350
(kV)	(kV rms)													
0.25	2.5	None												
0.6	3	S	1	1										
1.2	4	S	1	1										
2.5	10		S	1	1									
5.0	12			S	1	1								
8.7	20				S	1	1							
15.0	34					S	1	1						
18.0	40						S	1	1					
25.0	50						2	S	1	1				
34.5	70								2	S	1			
46.0	95										S	1	1	
69.0	140											S	1	1
Chopped wave ^{c,d} minimum time to flashover μs		1.0	1.0	1.0	1.25	1.5	1.6	1.8	2.0	2.25	2.7	3.0	3.0	3.0

Fuente: IEEE C.57.12.91.

d. Formato de registro de mediciones

Tabla 20. Prueba de resistencia de aislamiento a transformador.

Características técnicas del transformador de potencia	
Ítem	Especificaciones técnicas
1	Marca:
2	Modelo:
3	No. Serie:
4	No. de Fases (señale con una X):
5	Fecha de instalación (día-mes-año):
6	Año de Fabricación:
7	Potencia [KW]:
8	Frecuencia [Hz]:
9	Voltaje de entrada (primario) fase-fase [V]:
10	Voltaje de entrada (primario) fase-neutro [V]:
11	Voltaje de salida (secundario) fase-fase [V]:
12	Voltaje de salida (secundario) fase-neutro [V]:
13	Corriente de entrada (primario) [A]:
14	Corriente de salida (secundario) [A]:
15	Configuración primaria (sólo trifásicos):
16	Configuración secundaria (sólo trifásicos):
17	Montaje:

- Si el transformador es tipo seco debe tener en cuenta las precauciones mencionadas en la norma NTC 375 numeral 3.3.2

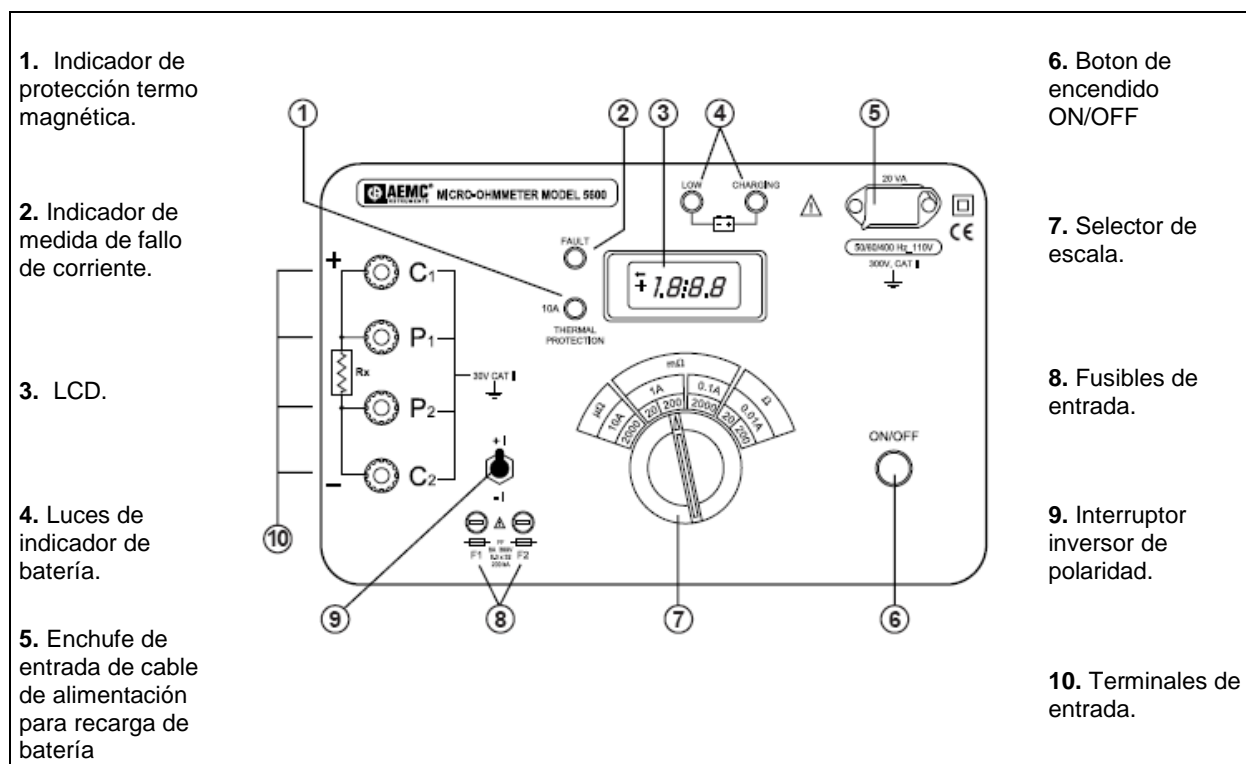


Figura 16. Construcción. MICRO – OHMMETER AEMC

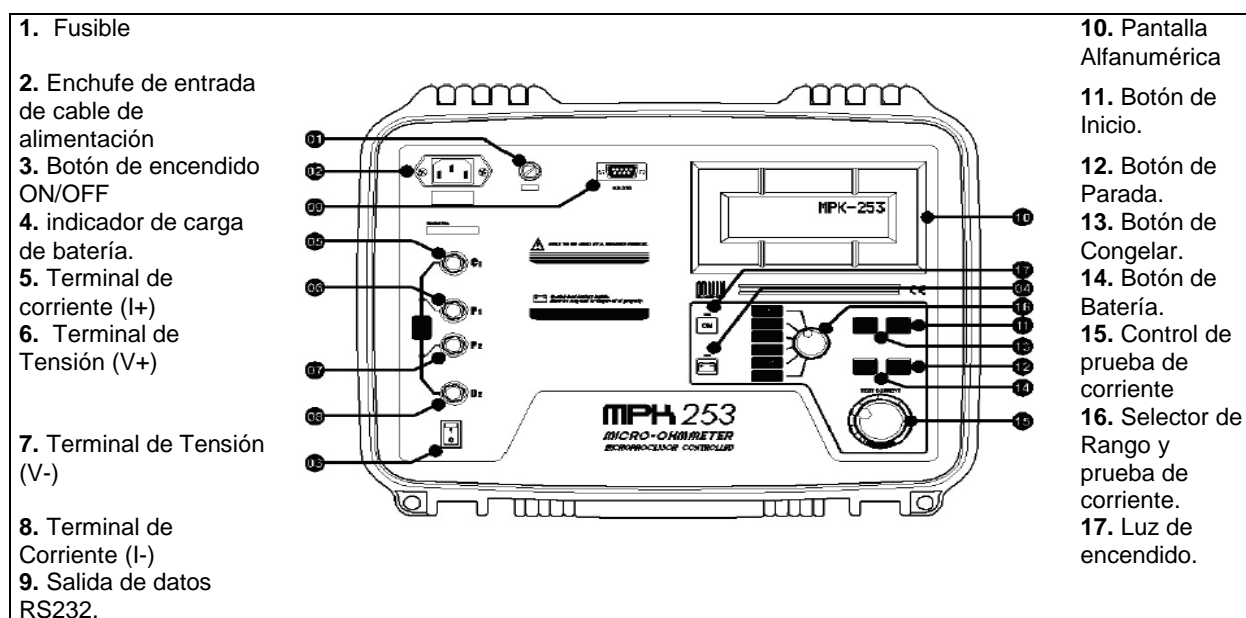


Figura 17. Construcción. MICRO – OHMMETER TAMAT.

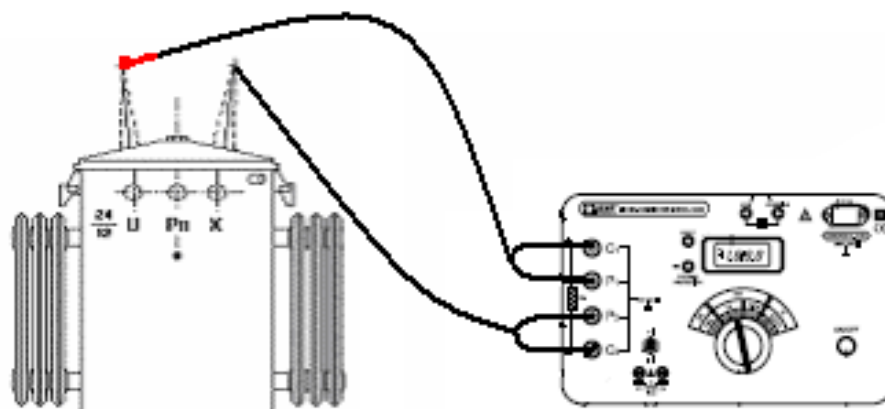


Figura 19. Conexión Transformador Monofásico.

Fuente: adaptado por el autor.

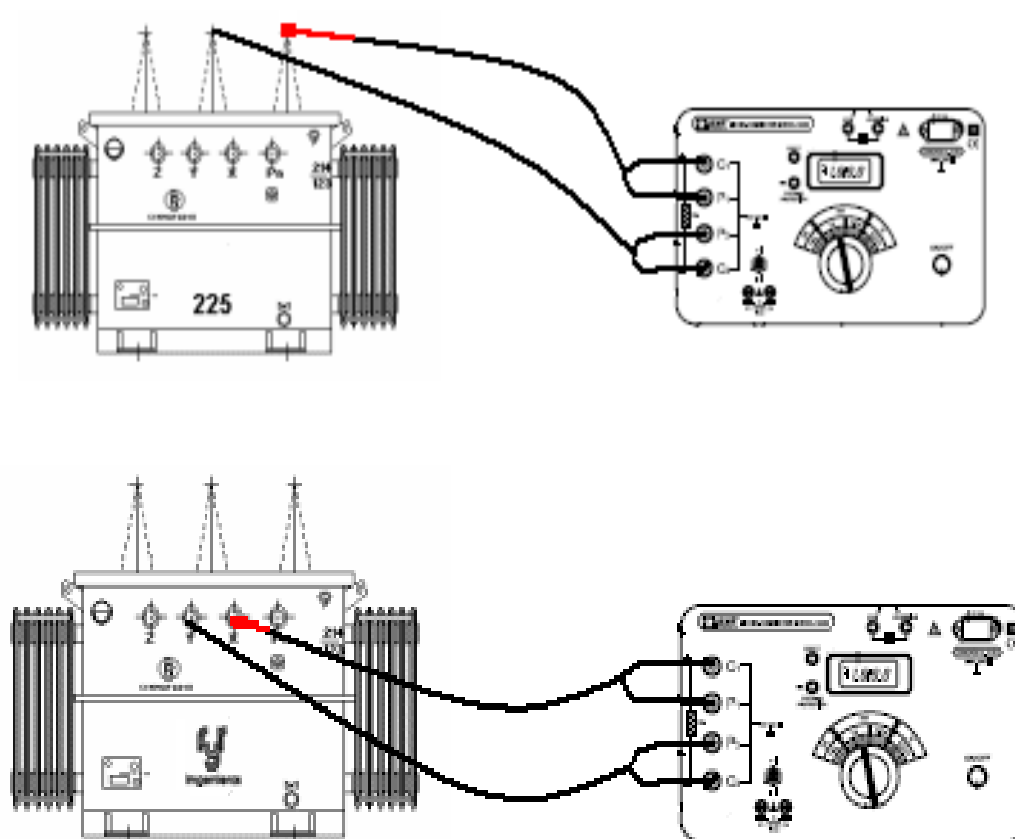


Figura 20. Conexiones Transformador Trifásico.

Fuente: adaptado por el autor.

XIII. Registros

En la realización de las actividades propuestas en este protocolo se debe dejar registro de las condiciones iniciales de las instalaciones y el estado luego de culminar los procedimientos, para esto se enlistan los requerimientos mínimos a registrar.

- a. Condiciones generales de los conductores del sistema.
- b. Nivel de corrosión.
- c. Estado de las uniones de los conductores y componentes.
- d. Valores de resistencia.
- e. Desviaciones de los requisitos respecto del RETIE.
- f. Documentar todos los cambios frente a la última inspección.
- g. Resultados de las pruebas realizadas.
- h. Registro fotográfico
- i. Rediseño o propuesta de mejoras del SPT si se requieren.

XIV. Normas de referencia:

- NTC 471 Relación de transformación. Verificación de polaridad y relación de fase.
- ANSI IEEE C.57.12.90 Test code for liquid immersed distribution power and regulating. Transformers and guide for short circuit testing of distribution and power transformer.
- *ANSI IEEE C57.12.91 Standard test code for Dry-Type distribution and power transformers.*
- NTC 375 Transformadores, medida de la resistencia de los devanados.