

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

### **NORMA PARA EL MANTENIMIENTO DE REDES Y EQUIPOS DE MEDIO Y BAJO VOLTAJE EN REDES SOTERRADAS**

#### **TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

**DIEGO ALEJANDRO DUCHI OTORONGO**

**DIRECTOR: Dr.- Ing. Paul Fabricio Vásquez Miranda**

**Quito, abril 2022**

## **AVAL**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Diego Alejandro Duchi Otorongo, bajo mi supervisión.

---

**Dr.- Ing. Paul Fabricio Vásquez Miranda**  
**DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

## **DECLARACIÓN DE AUTORÍA**

Yo Diego Alejandro Duchi Otorongo, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.

---

Diego Alejandro Duchi Otorongo

## **DEDICATORIA**

A mi toda mi familia, en especial a mi esposa Zuly, mis hijos, Tomás y Julián, y a mis padres, los cuales nunca dejaron de apoyarme.

Una dedicatoria especial a mi abuelita Carmen “Mi Mamita Yoyo” (+), quien me brindó su amor de forma incondicional, y siempre estuvo junto a mí, cuidándome y apoyándome como una madre.

Diego Alejandro Duchi Otorongo

## **AGRADECIMIENTO**

Quiero agradecer en primer lugar a Dios que me ha brindado la vida y las energías para poder llegar a obtener este nuevo logro en mi vida.

A mis padres por siempre estar junto a mí apoyándome día tras día de forma incondicional.

A mi bella esposa y mis hijos que son el motor de mi vida y mi inspiración.

Al Ing. Manuel Otorongo Cornejo, que me brindó su ayuda y conocimientos en el desarrollo de esta tesis.

A mi tutor, el Dr. Paul Vásquez, por permitirme desarrollar este trabajo bajo su supervisión compartiendo su conocimiento y experiencias.

A los docentes de la Facultad de Ingeniería en Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional por sus valiosas enseñanzas.

# INDICE DE CONTENIDO

AVAL .....	i
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	ii
DEDICATORIA.....	iii
AGRADECIMIENTO.....	iv
<b>INDICE DE CONTENIDO</b> .....	<b>v</b>
RESUMEN .....	ix
ABSTRACT .....	x
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Objetivos .....	2
1.2 Alcance .....	3
1.3 Marco teórico .....	3
1.3.1 Glosario de términos.....	3
1.3.2 Estado del arte.....	6
1.3.3 Descripción general de un sistema eléctrico de potencia (SEP) .....	8
1.3.4 Sistema eléctrico de distribución .....	9
1.3.4.1 Conformación de un sistema de distribución.....	10
1.3.5 Clasificación de los sistemas eléctricos de distribución.....	11
1.3.6 Clasificación de la red de distribución de acuerdo con su configuración .....	12
1.3.6.1 Red Radial .....	12
1.3.6.2 Anillo .....	12
1.3.6.3 Mallada.....	13
1.3.7 Clasificación de redes de distribución de acuerdo con su construcción	14
1.3.7.1 Redes de distribución aéreas.....	14
1.3.7.2 Redes de distribución subterránea.....	15
1.3.7.3 Características de los sistemas eléctricos de distribución aéreos y subterráneos.....	16
1.3.8 Elementos de la red de distribución subterránea.....	17
1.3.8.1 Conductores eléctricos.....	17
1.3.8.2 Equipos de protección, control, seccionamiento y conexión .....	18
1.3.8.3 Puestas a tierra (PAT).....	18

1.3.8.4	Celdas de medio voltaje .....	19
1.3.8.5	Seccionadores .....	20
1.3.8.6	Interruptores.....	20
1.3.8.7	Transformadores de distribución.....	21
1.3.8.8	Clasificación de los transformadores de distribución .....	21
1.3.8.9	Transformadores en instalaciones subterráneas .....	21
1.3.8.10	Terminales y conectores .....	22
1.3.8.11	Empalmes .....	23
1.3.8.12	Descargadores y Pararrayos.....	24
1.3.8.13	Equipos de medida .....	25
1.3.8.14	Tableros de BV .....	25
1.3.8.15	Herrajes.....	25
1.3.8.16	Señalización.....	26
1.3.8.17	Ductos.....	26
1.3.9	Mantenimiento .....	27
1.3.9.1	Evolución del mantenimiento .....	28
1.3.9.2	Objetivos del mantenimiento en la actualidad .....	29
1.3.9.3	Tipos de mantenimiento .....	30
1.3.9.4	Equipos y herramientas necesarios para el mantenimiento de redes de distribución .....	31
1.3.9.5	Documentación para trabajos de mantenimiento .....	34
1.3.10	SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	40
1.3.10.1	Prevención y protección sobre riesgos eléctricos .....	40
1.3.10.2	Factores de que intervienen en los accidentes .....	41
1.3.10.3	Riesgo eléctrico más común .....	41
1.3.10.4	Efectos de la corriente Eléctrica.....	42
1.3.10.5	Tiempos de contacto eléctrico.....	43
1.3.10.6	Salvamento .....	43
1.3.10.7	Condiciones de seguridad en trabajos eléctricos.....	43
1.3.10.8	Equipo de protección personal (EPP) .....	44
1.3.10.9	Programa de salud ocupacional y cubrimiento de riesgos .....	45
1.3.10.10	Trabajos sin voltaje .....	45
2.	METODOLOGIA.....	47
2.1	Redes subterráneas en el Ecuador.....	47

2.1.1	Estado Actual de las redes de distribución subterráneas en el Ecuador.....	47
2.2	Estructura del mantenimiento.....	53
2.2.1	Normas de mantenimiento para redes en el Ecuador.....	53
2.2.2	Normativa Ecuador.....	53
2.2.3	Normativa internacional.....	55
2.3	Fallas en redes subterráneas.....	56
2.3.1	Fallas en Cables Aislados.....	60
2.3.2	Fallas en transformadores.....	63
2.3.3	Fallas en Empalmes.....	66
2.3.4	Fallas en elementos de protección.....	68
2.4	Mantenimiento Eléctrico.....	69
2.4.1	Gestión del mantenimiento.....	69
2.4.1.1	Técnicas de mantenimiento en sistemas de distribución subterráneos.....	70
2.4.1.2	Plan de mantenimiento.....	71
2.4.1.3	Selección de herramientas de trabajo.....	73
2.4.2	Capacitación personal de mantenimiento.....	74
2.5	Lineamientos para el proceso de desconexión.....	75
2.5.1	Consideraciones iniciales para el proceso de desconexión.....	76
2.5.2	Consideraciones del sistema y del tipo de trabajo en el proceso de desconexión.....	78
2.5.3	Maniobras.....	79
2.5.4	Delimitación y señalización área de trabajo.....	83
2.6	Operación Segura en tareas de mantenimiento.....	85
2.6.1	Consideraciones generales para realizar tareas de mantenimiento.....	85
2.6.2	Antes del Mantenimiento.....	85
2.6.3	Durante el mantenimiento (en el sitio de trabajo):.....	85
2.7	Pruebas y ensayos para el diagnóstico y localización de fallas en equipos y redes subterráneos.....	86
2.7.1	Detección y localización de fallas en cables subterráneos.....	87
2.7.2	Pruebas de medición de aislamiento en cables y transformadores.....	92
2.7.3	Pruebas y ensayos en transformadores.....	96
2.7.4	Medición de puesta de a tierra.....	103
2.7.5	Detección de fallas a través de Termografía.....	104



2.8	Actividades finales.....	107
2.8.1	Restablecimiento del voltaje .....	107
3.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN .....	109
3.1	NORMA PARA LA OPERACIÓN DE REDES SUBTERRÁNEAS DE MEDIO Y BAJO VOLTAJE.....	109
3.3	NORMA PARA LA LOCALIZACIÓN Y REPARACIÓN DE FALLAS EN CABLES SUBTERRÁNEOS .....	163
3.4	NORMA PARA LA DETECCIÓN DE PUNTOS CALIENTES EN REDES SUBTERRÁNEAS MEDIANTE TERMOGRAFÍA INFRARROJA. ....	181
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	188
	Bibliografía .....	190
	INDICE DE FIGURAS .....	197
	INDICE DE TABLAS .....	201
	ANEXOS .....	203

## RESUMEN

El continuo crecimiento de las urbes, plantean un importante reto para las empresas distribuidoras de energía del país, las cuales cada vez se ven más inmersas en la modernización de su sistema eléctrico mediante la implementación de redes subterráneas.

En este sentido, y en base al acelerado crecimiento de este tipo de redes en los últimos años en el Ecuador, se desarrolla una normativa que regule y establezca los lineamientos necesarios para tareas de mantenimiento de los diferentes elementos que conforman las redes subterráneas de medio y bajo voltaje. De esta manera se busca incrementar los niveles de seguridad y confiabilidad.

El presente trabajo plantea una metodología que sirva como guía y que facilite el proceso de las actividades de operación y mantenimiento (predictivo, preventivo y correctivo) de redes subterráneas. Es así, como se han descrito los principales protocolos y medidas de seguridad a tener en consideración durante la operación y mantenimiento de este tipo de redes, además, de describir el procedimiento para realizar pruebas y ensayos para el diagnóstico de equipos y cables, como los métodos más utilizados en la localización y puntualización de fallas en redes subterráneas.

**PALABRAS CLAVE:** Fallas eléctricas, Operación y Mantenimiento Eléctrico, Redes Eléctricas Subterráneas, Seguridad Industrial, Redes de distribución, Termografía.

## **ABSTRACT**

The continuous growth of cities poses an important challenge for the country's energy distribution companies, which are increasingly immersed in the modernization of their electrical system through the implementation of underground networks.

In this sense, and based on the accelerated growth of this type of networks in recent years in Ecuador, a regulation is developed that regulates and establishes the necessary guidelines for maintenance tasks of the different elements that make up the underground networks of medium and low voltage. In this way, it seeks to increase the levels of security and reliability.

The present work proposes a methodology that serves as a guide and that facilitates the process of operation and maintenance activities (predictive, preventive and corrective) of underground networks. Thus, the main protocols and security measures to be taken into consideration during the operation and maintenance of this type of networks have been described, in addition to describing the procedure to carry out tests and trials for the diagnosis of isolated equipment and cables, such as the most widely used methods for locating and specifying faults in underground networks.

**KEYWORDS:** Electrical faults, Operation and Maintenance, Underground Electrical Networks, Industrial Safety, Distribution Networks, Thermography.



# 1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad las redes eléctricas en todo el mundo están evolucionando e incorporando nuevas tecnologías en todas sus componentes. En países desarrollados se está migrando a las revolucionarias redes inteligentes por lo que equipos que hasta ahora se consideraban convencionales están llegando al fin de su vida útil, por otro lado, los países en vías de desarrollo intensifican sus acciones para identificar mejores prácticas con las que puedan modelar sus operaciones.

Las empresas eléctricas, presionadas por los organismos reguladores, ante los cuales tienen que justificar la inversión financiera y la gestión en la toma de decisiones, implementan diferentes enfoques al momento de realizar ensayos o pruebas o algún tipo de mantenimiento en sus activos.

En el presente trabajo se describirá de forma breve las técnicas vigentes que se están utilizando en el desarrollo de mantenimientos de carácter predictivo, preventivo y correctivo en redes subterráneas.

El mantenimiento de un equipo o elemento de un sistema reduce la tasa de fallos y por consecuencia la duración y frecuencia en las interrupciones del servicio de los clientes.

Normativas internacionales como la Norma ISO 55000, describen de manera general las técnicas más reconocidas en la gestión de activos y mantenimiento, pero estos procedimientos no están orientados específicamente a los retos y métodos operativos de una empresa de distribución.

Sin embargo, de forma dispersa o cada uno con un enfoque determinado, existen guías, normas o directrices potenciales de que se deberían utilizar en la planificación y ejecución del mantenimiento de los componentes de una red eléctrica de distribución. Documentación orientada a:

- Manuales e instructivos de procedimientos de empresas de distribución.
- Normas de diseño y construcción de redes eléctricas de MV y BV.
- Normas de terminología del mantenimiento.
- Pruebas de fiabilidad de equipos y sistemas.
- Guías de mantenibilidad de equipos.
- Procedimientos para remplazo de elementos del sistema de distribución de energía.

- Elaboración de programas de mantenimiento.
- Técnicas de inspección y diagnóstico en equipos de redes eléctricas.
- Documentos para el mantenimiento
- Protocolos de mantenimiento
- Seguridad industrial en el mantenimiento
- Métodos de análisis y tipificación de fallas de equipos.
- Guías para la estimación de vida útil de equipos.

## **1.1 Objetivos**

El objetivo general de este Proyecto Técnico es:

- Desarrollar un procedimiento basado en la confiabilidad al realizar un mantenimiento integral y eficiente de las redes eléctricas subterráneas de medio y bajo voltaje, en condiciones seguras para el personal técnico, sin afectación del medio ambiente e implementado equipamiento moderno y presente en nuestro medio.

Los objetivos específicos del Proyecto Técnico son:

- Diagnosticar de manera general el estado de las redes y equipos que conforman en la actualidad la infraestructura eléctrica subterránea de la Empresa Eléctrica Quito, al igual que la metodología vigente para ejecutar trabajos de mantenimiento.
- Definir los procedimientos para llevar a cabo un mantenimiento de carácter predictivo, preventivo o correctivo en instalaciones subterráneas de medio y bajo voltaje en condiciones seguras.
- Determinar la información necesaria y trabajos preliminares que se debe cumplir antes de llevar a cabo algún mantenimiento de redes eléctricas subterráneas de distribución.
- Definir las funciones de cada operador al realizar algún tipo de trabajo de mantenimiento de redes eléctricas, sobre la base de protocolos de seguridad industrial, equipamiento disponible y destrezas e instrucción adquiridas por el personal técnico.

## 1.2 Alcance

El estudio planteado abarcaría la descripción de las etapas a ejecutarse al momento de realizar un mantenimiento de carácter predictivo, preventivo y correctivo de equipos y redes de medio y bajo voltaje de redes soterradas de distribución.

Se identificará los tipos de mantenimiento eléctricos existentes y su aplicación con el fin de aportar una metodología viable para la situación actual de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, las cuales cada vez son más participes en la construcción de redes soterradas.

Se tiene como referencia los históricos de reportes de desconexiones de primarios, infraestructura eléctrica subterránea actual, metodología vigente y equipos con los que cuenta el Departamento de Operación y Mantenimiento de Redes Subterráneas de la Empresa Eléctrica Quito. Se elaborará una norma que servirá como instructivo para la ejecución de mantenimientos programados en redes soterradas.

Se desarrollará una metodología basada en la confiabilidad del sistema eléctrico de distribución en el cual se describirá: procesos, acciones, recursos y condiciones necesarias a seguir, mientras se minimiza la probabilidad de fallas de los elementos eléctricos involucrados.

Se describirá los protocolos de seguridad industrial que deben seguirse al momento de trabajar en espacios confinados, así como el equipamiento y la instrucción necesaria con la que debe contar el personal operativo de mantenimiento de redes soterradas.

## 1.3 Marco teórico

### 1.3.1 Glosario de términos

**Accidente.** - eventos que terminan en daños de tipo físico, material inclusive al medio ambiente.

**Aislamiento.** - material que impide el paso de la electricidad hacia el exterior.

**Bajo Voltaje (BV).** - red eléctrica cuyos valores de voltaje de operación son menor a 0.6kV.

**Consignación del área de trabajo.** - cadena de procedimientos con el fin de alcanzar un área de trabajo delimitando el mismo de potenciales peligros de cualquier índole.

**Coordinación de protecciones eléctricas:** dispositivos calibrados para mitigar, reducir y aislar los efectos de un cortocircuito.

**Defecto.** - características indeseables en un elemento que pueden terminar en acciones no deseadas.

**Degradación.** - disminución en la capacidad de funcionamiento de un elemento con el paso del tiempo. Este proceso es irreversible.

**Diagnóstico de averías.** - conjunto de acciones sistemáticas para determinar la causa, tipo y ubicación de la avería.

**Disponibilidad.**- capacidad de un elemento o sistema de desarrollar la tarea para la que fue creada sin problemas [1].

**Distancia de seguridad.** - espacio mínimo libre que se debe mantener entre el operario y las partes vivas de una instalación energizada.

**Elemento.** - dispositivo o subsistema que forma parte de un conjunto mayor.

**Elemento reparable.** - aquel que se puede poner operativo después de un fallo.

**Elemento reparado.** - cuando alcanza una funcionalidad aceptable después de ser reparado.

**Elemento consumible.** - aquellos que tienen una utilización única.

**Eficiencia del mantenimiento.**- es la capacidad e alcanzar los objetivos planteados en el desarrollo de un mantenimiento utilizando al mínimo los recursos disponibles [1].

**Energización.** - aplicar voltaje a un equipo o sistema eléctrico.

**Ensayo de conformidad.** - sirve para determinar si las características de un elemento están dentro de los parámetros de funcionamiento normal.

**Falla o avería.** - incapacidad de un elemento para seguir desarrollando una función requerida.

**Función requerida.** - desempeño de un elemento cumpliendo el objetivo para lo que fue creado o diseñado.

**Gestión del mantenimiento.** - es el conjunto de procesos, planificación, control, organización, presupuesto, supervisión que llevan a cumplir con los objetivos del mantenimiento.

**Hoja de consignación del área de trabajo.** - documento que autoriza en el sitio la ejecución de algún plan de trabajo en un área determinada.



**Incidente.** - situación no esperada que puede terminar en daño físico o enfermedad laboral.

**Inspección.** - control de conformidad de un elemento de forma visual o mediante la ejecución de pruebas, mediciones de los parámetros relevantes de un elemento.

**Mantenibilidad.**- que puede ser sujeto a mantenimiento, está relacionado con el tiempo de llevar a un mantenimiento en un elemento o sistema [1].

**Mantenimiento.** - combinación de actividades para conservar un elemento en una condición adecuada de funcionamiento o acciones que permitan alcanzar esta condición.

**Mantenimiento basado en la condición.** - es de tipo preventivo, se lleva a cabo posterior a los resultados de un proceso de monitorización del funcionamiento del elemento.

**Mantenimiento diferido.** - cuando es aplazado en el tiempo por indisponibilidad de recursos. Es de carácter correctivo.

**Mantenimiento en uso.** - se ejecuta con el elemento en uso.

**Mantenimiento programado.**- que se lo planifica en el tiempo, tiene una estructura definida [2].

**Mantenimiento sistemático.** - es de carácter preventivo, se lo realiza a intervalos de tiempo definidos, pero sin información previa del estado del elemento.

**Medio Voltaje (MV).** - red eléctrica cuyos valores de voltaje de operación son entre 0.6kV y menor o igual a 35 kV.

**Monitorización.** - actividad de seguimiento de los parámetros de funcionamiento de un elemento por medio de equipos de diagnóstico y medición en el tiempo.

**Objetivos del mantenimiento.** - metas a alcanzar al realizar un mantenimiento.

**Peligro:** condición que puede desencadenar en un acontecimiento no esperado, provocando lesiones o daños a la propiedad.

**Permiso u orden de trabajo.** - documento que habilita la realización de un trabajo. Detalla información de la planificación y actividades a desarrollarse, así como medidas de seguridad [2].

**Plan de mantenimiento.** - estructuración organizada de actividades: responsables, recurso disponible, tiempo de ejecución, etc., para llevar a cabo un mantenimiento.

**Registro de mantenimiento.** - información documentada sobre los tipos mantenimientos, acciones realizadas, tipos de averías, etc. realizados a un elemento, equipo o sistema desde su puesta en marcha.

**Reparación.** - acción para reintegrar a su función original un elemento en estado de avería.

**Sostenibilidad de mantenimiento.** - es gestionar los recursos para satisfacer las necesidades dentro de un plan de mantenimiento.

**Trabajos con voltaje (en caliente).** - existe el contacto del trabajador con partes energizadas.

**Trabajos sin voltaje (en frío).** - ejecución de actividades sin presencia de voltaje.

**Vida útil.** - periodo tiempo que un elemento desempeña de forma correcta la función para la que fue creada.

**Verificación de la función.** - conjunto de acciones para verificar que un elemento está funcionando dentro de su rango normal de operación.

**Voltaje de ruptura de falla.** - valor de voltaje con el cual se produce una falla entre el conductor y el aislamiento.

### **1.3.2 Estado del arte**

A nivel mundial, las redes eléctricas forman parte de un proceso de transformación. Es así que las redes eléctricas de distribución se renuevan en un contexto de seguridad y percepción visual, pasando de las redes eléctricas aéreas a las novedosas y más seguras redes eléctricas subterráneas. En los siguientes párrafos se describen casos de éxito asociados a este proceso de transformación.

En Finlandia, se aplica el cambio de líneas eléctricas aéreas por cableado subterráneo aplicando una estrategia similar a la de los demás países europeos. De esta manera se han contrarrestado los impactos climáticos que afectaban a las líneas eléctricas aéreas. Asimismo, el empleo de cables subterráneos ha permitido que los árboles mantengan un crecimiento normal y que tengan un mayor tiempo de vida. Se prevé que para el 2028 se despliegue un 75% del cable subterráneo en Elenia. Desde el 2018 se ha previsto una inversión aproximada de 140 millones de euros, vinculados a la instalación y excavación. De esta manera, se obtendrá un suministro de energía más seguro y mayores fuentes de trabajo tanto para excavación como para instalación [3].

En Singapur se ha desplegado una red eléctrica con voltajes de 400kV a través de un sistema subterráneo. De esta manera se mantiene y consolida un sistema más confiable ya que se emplean sistemas tecnológicos avanzados en temas de protección, control, supervisión y diagnóstico en línea [4].

Las redes eléctricas consolidan un aspecto fundamental en el desarrollo de la sociedad. De esta manera se busca que el suministro eléctrico sea confiable y sin cortes, asimismo, el envejecimiento de las redes es un punto importante para considerar y evitar inconvenientes. En este sentido las redes eléctricas subterráneas son la renovación de las redes eléctricas de distribución [5].

La transmisión de energía eléctrica es un proceso que se ha implementado durante décadas, sin embargo, se han enfrentado a varios desafíos especialmente climáticos. Es así como los cables subterráneos son una alternativa innovadora ya que son diferentes a las líneas eléctricas aéreas considerando el diseño, acciones de operación y mantenimiento integrando también tareas de reparación [6].

Las empresas eléctricas tratando de cumplir con las regulaciones establecidas por los organismos competentes en el sector eléctrico, tienen como obligación el continuo mejoramiento de sus índices de calidad. Por nombrar algunos planes estratégicos a los que están sujetos las empresas distribuidoras se encuentran la reducción de pérdidas eléctricas y los planes de mejoramiento de redes de distribución. En base a lo mencionado las empresas del sector eléctrico como de cualquier carácter productivo tienen la necesidad de implementar planes de mantenimiento en sus activos.

El trabajo de investigación, "Mantenimiento de sistemas eléctricos de distribución", hace un enfoque de forma general hacia la estructuración de un plan de mantenimiento basado en el estudio de normas y metodologías vigentes en el año 2010. Toma como caso de estudio el área de servicio de la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil CATEG, ahora CENEL Guayas. Está orientado a redes aéreas de distribución [7].

El documento, emitido por la Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P., radicada en Colombia, "Manual de mantenimiento para redes eléctricas alta media y baja tensión", tiene como objetivo establecer los mecanismos necesarios para llevar a cabo un mantenimiento óptimo de carácter preventivo, correctivo o predictivo para redes de distribución [8].

La publicación "Instalación y mantenimiento de circuitos de transformadores" realizada por el Instituto Técnico de Capacitación y Productividad, de la ciudad de Guatemala, propone

varias técnicas para la instalación de circuitos y equipos eléctricos. También está orientado a determinar los procedimientos para llevar a cabo el mantenimiento de equipos de transformación de energía [9].

En la Escuela Politécnica Nacional se describió una metodología de planificación de redes eléctricas subterráneas enfocadas a zonas urbanas. Es así que se han empleado técnicas de optimización que cumpla con los valores correctos asociados a caídas de voltaje en circuitos de bajo voltaje, mejorando los índices de confiabilidad del servicio y dimensionamiento de los transformadores de Distribución. Este estudio se lo realizó para la Empresa Eléctrica Ambato [10].

### 1.3.3 Descripción general de un sistema eléctrico de potencia (SEP)

El sistema eléctrico de potencia son todos los elementos y procesos que tienen como finalidad la generación, transporte y distribución de energía eléctrica hasta sus usuarios finales, con niveles aceptables de calidad, seguridad y confiabilidad, como se visualiza en la Figura 1.1 [11].

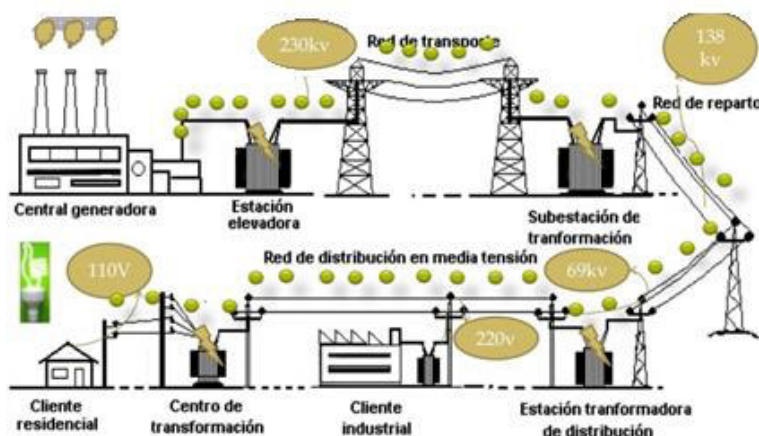


Figura 1.1. Estructura de un sistema de potencia. [11]

Un SEP está conformado principalmente de tres subsistemas:

#### Generación

Subsistema en el que se transforma alguna energía de alguna fuente renovable (hídrica, eólica, solar) o no renovable (petróleo, gas natural, carbón, etc.) en energía eléctrica por medio de generadores [11]

#### Transmisión

Subsistema que se encarga de transportar la energía eléctrica hasta las subestaciones de distribución. Cubren grandes distancias y generalmente su transporte es realizado en AC.

También tiene como finalidad interconectar las diferentes centrales de generación y/o sistemas de potencia [12]. En el Ecuador existen los siguientes niveles de voltaje para los subsistemas de transmisión y subtransmisión, como se describe en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1. Niveles de voltaje de transmisión y subtransmisión en el Ecuador.

<b>Sistema Nacional de Transmisión (SNT)</b> <b>(kV)</b>	<b>Subtransmisión</b> <b>(kV)</b>
138	46
230	69
500	

Fuente: Estadística anual y multianual del sector eléctrico ecuatoriano 2018

## **Distribución**

Comprende la etapa final del SEP, en donde tiene como principal objetivo proveer de energía eléctrica a los usuarios finales dentro de un área de consumo [12].

En la Tabla 1.2, se describen los niveles de voltaje en redes de distribución para el Ecuador.

Tabla 1.2. Niveles de voltaje de distribución en el Ecuador.

<b>Medio Voltaje</b> <b>(kV)</b>	<b>Bajo Voltaje</b> <b>(V)</b>
6.3	480/277
13.2	240/120
13.8	220/127
22	210/121
22.8	
34.5	

Fuente: Estadística anual y multianual del sector eléctrico ecuatoriano 2018

### **1.3.4 Sistema eléctrico de distribución**

Se considera que un sistema eléctrico de potencia está integrado por: generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, este último tiene como función primordial transportar la energía eléctrica en su etapa final hacia los usuarios finales de forma segura y con altos estándares de calidad de energía [13].

En la Subestación de distribución, el transformador de reducción toma el nivel de voltaje de subtransmisión y lo reduce a lo que se conoce como medio voltaje y lo transporta por varios circuitos primarios de distribución, que salen de la subestación. Si se considera la inversión total de un sistema de potencia, las redes de distribución representan las 2/3

partes de este, lo que implica un alto interés al momento de su planeamiento, diseño, y construcción, y posterior operación [13].

En este sistema se maneja gran cantidad de información al estar asociado de manera cercana a la carga, y por otro lado debido a la cantidad de elementos que la conforman. Por lo que es aquí, donde se producen las mayores pérdidas de energía y fallas en el suministro de energía [13].

Las redes de distribución son dinámicas en el tiempo debido al crecimiento constante de la carga. En la Figura 1.2, se puede evidenciar la composición de un SEP.

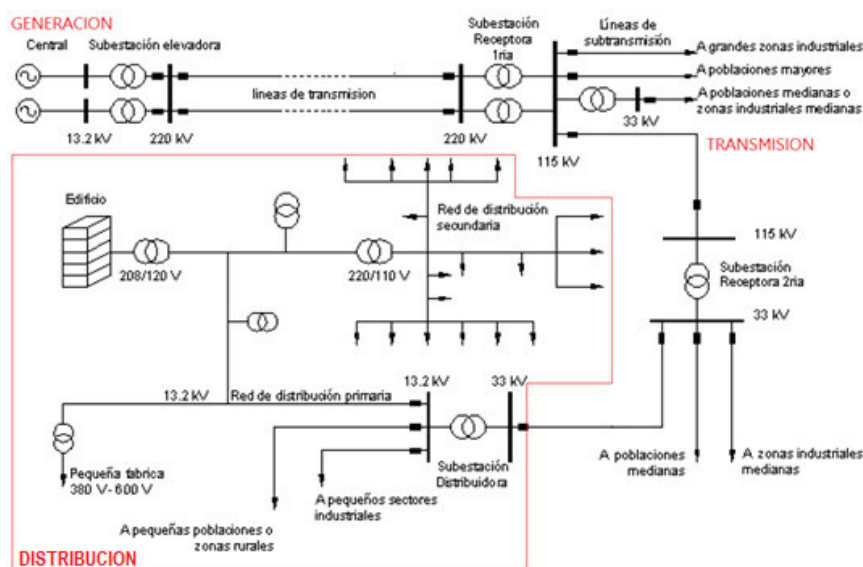


Figura 1.2. Ubicación de un sistema de distribución dentro de un SEP

Fuente: Elaboración propia

### 1.3.4.1 Conformación de un sistema de distribución.

**Subestaciones de distribución:** en donde se reduce el nivel de voltaje de las líneas de subtransmisión, dando origen a los circuitos o redes primarias de distribución [13].

- **Redes primarias (MV)**

Son las encargadas de transportar la potencia eléctrica desde las subestaciones hasta los centros de transformación [12]. La red primaria consta de:

- **Troncal.** - Es el tramo de mayor capacidad del alimentador, transmite la potencia eléctrica desde las subestaciones de potencia/distribución a los ramales. En los sistemas de distribución estos conductores son de mayor diámetro que los utilizados en los ramales, y su dimensionamiento depende del valor de la densidad de carga.

- **Ramal.** – Tramos de red que se derivan del troncal para cubrir un área determinada de suministro.

**Centros de transformación:**

Conectado a la red primaria, reducen el nivel de voltaje a valores de uso de los clientes [13].

- **Redes secundarias (BV)**

Distribuyen la potencia desde los centros de transformación hasta los puntos de carga mediante redes y acometidas que pueden ser aéreas o subterráneas [12].

**1.3.5 Clasificación de los sistemas eléctricos de distribución**

Los sistemas de distribución se los puede clasificar de acuerdo con diversos factores que van desde la configuración y naturaleza de su construcción, hasta el lugar geográfico en donde se encuentran construidas y el tipo de carga que alimentan. En la Figura 1.3, se describe la clasificación más representativa para estos sistemas.

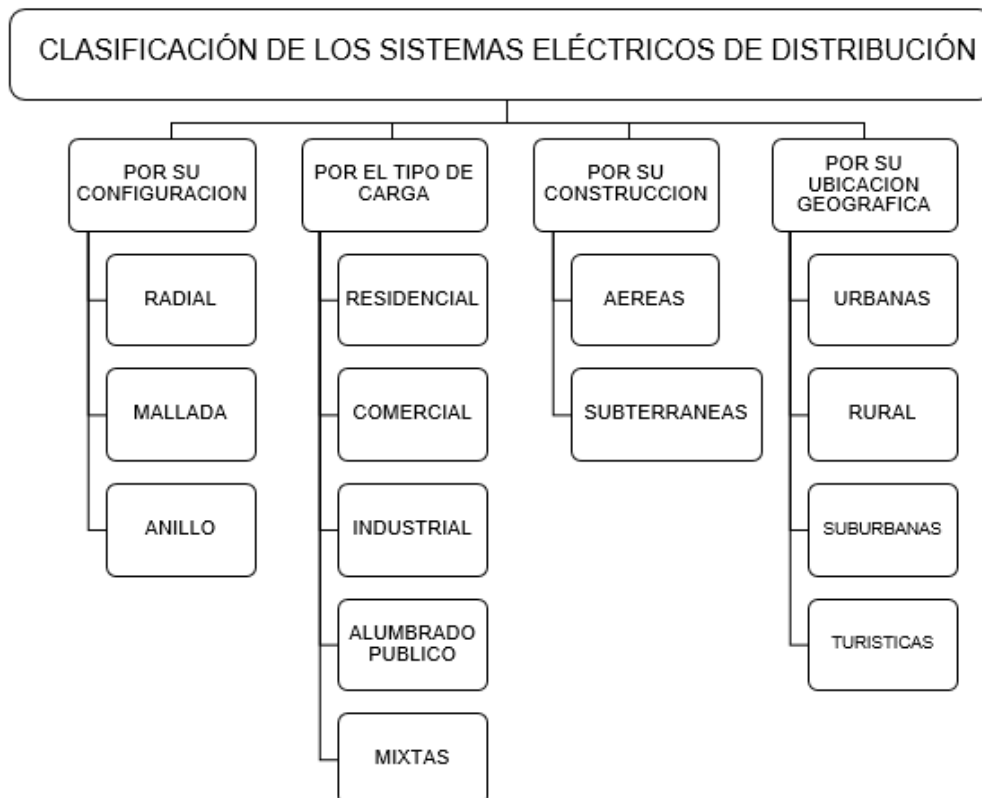


Figura 1.3. Clasificación de los sistemas de distribución

Fuente: Elaboración propia

### 1.3.6 Clasificación de la red de distribución de acuerdo con su configuración

En términos generales, hay 3 tipos fundamentales: radial, anillo y mallada. Cada uno de los dos tipos de sistemas tiene una serie de variaciones y modificaciones [14].

#### 1.3.6.1 Red Radial

Este tipo de red dispone de una sola línea de suministro, es decir presenta un solo camino para la transmisión de potencia a la carga, de tal manera que una falla en ésta, produce interrupción en el servicio. En la Figura 1.4, se representa un sistema de distribución radial.

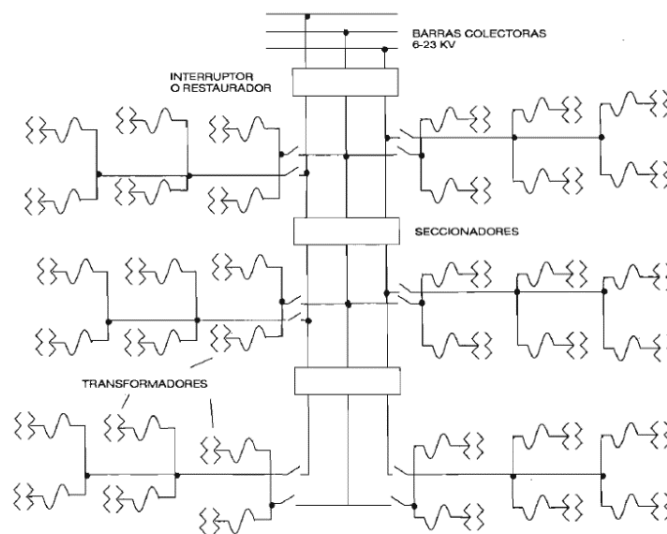


Figura 1.4. Red Radial

Fuente: Elaboración propia

Este sistema de servicio de energía eléctrica es probablemente el más antiguo y más comúnmente usado en los sistemas de distribución. Debido a su bajo costo y sencillez, estos se están innovando tecnológicamente cada vez, y para elevar su nivel de confiabilidad [12].

#### 1.3.6.2 Anillo

En un sistema red en anillo tiene más de una ruta simultánea del flujo de potencia hacia la carga. La operación en paralelo se utiliza sobre todo en redes de bajo voltaje, lo cual suministra una mayor confiabilidad en el suministro, En la Figura 1.5, se representa un sistema de este tipo.



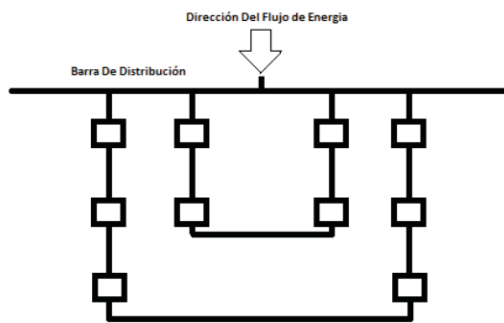


Figura 1.5. Red Anillo

Fuente: Elaboración propia

- **Anillo Abierto:**

Este tipo de red presenta dos o más circuitos para el suministro de potencia hacia los consumidores.

Es importante disponer de una vía como respaldo en caso de que se presente una falla en uno de los bucles, como se aprecia en la Figura 1.6 [12].

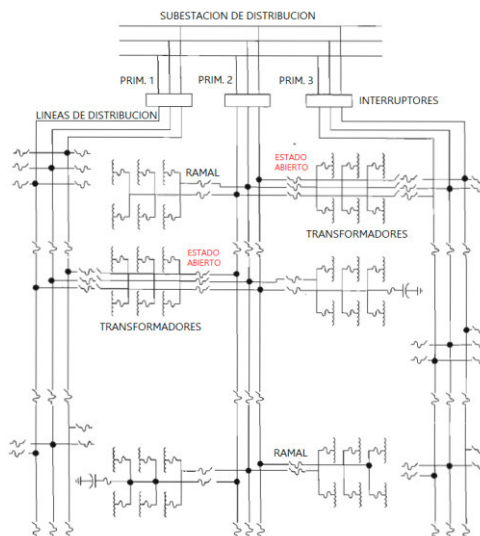


Figura 1.6. Red primaria en configuración anillo abierto [12]

### 1.3.6.3 Mallada

Este tipo de estructura es semejante a la anteriormente mencionada, en caso de una falla en una línea no provocará el corte de servicio, pues se alimentará desde los primarios adyacentes. En la Figura 1.7, se presenta un sistema mallado de distribución [12].

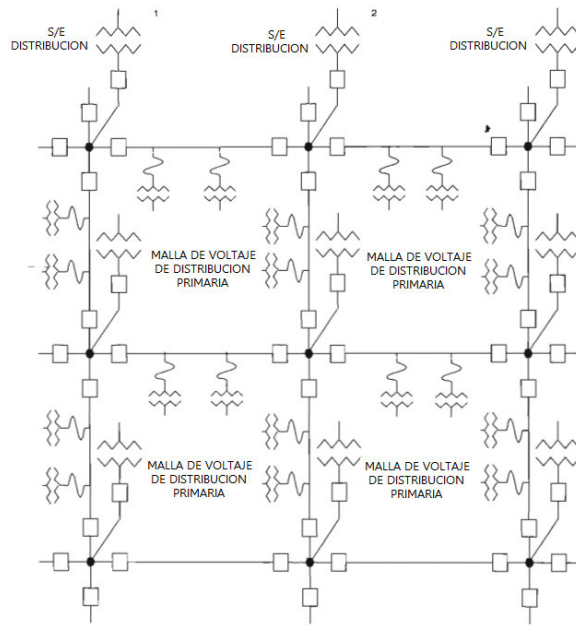


Figura 1.7. Red de MV en configuración malla [12]

Fuente: Elaboración propia

### 1.3.7 Clasificación de redes de distribución de acuerdo con su construcción

#### 1.3.7.1 Redes de distribución aéreas

La red de distribución aérea son un conjunto de equipos y conductores dispuestos en estructuras de soporte como postes, torres, etc., y que son de fácil visualización. Sus conductores pueden ser desnudos o aislados. En la Figura 1.8, se observa la red y equipos eléctricos que forman parte de este tipo de red.



Figura 1.8. Red de MV tipo aérea

Fuente: Elaboración propia

### **1.3.7.2 Redes de distribución subterránea**

La principal característica que idéntica este tipo de redes, es por la disposición de sus conductores bajo tierra a través de algún tipo de canalización o enterrados directamente. Sus conductores necesariamente deben ser aislados.

La topología de este tipo de redes debe ser tipo anillo o mallado y se debe implementar en zonas de alta densidad de carga (15 a 20 MVA/km<sup>2</sup>) y tendencias de expansión vertical. [14]

Las redes subterráneas tienen aplicación cuando se atienden grandes demandas de energía en donde se requiere una gran continuidad del servicio.

Actualmente el sistema subterráneo es competitivo frente al sistema aéreo en zonas urbanas céntricas en donde no se trata de afectar el urbanismo.

Las principales aplicaciones de los sistemas de distribución subterráneos son [13]:

- Redes de distribución para atender cargas residenciales, comerciales e industriales.
- Mejorar el urbanismo, en zonas de vegetación abundante
- En zonas de alta demografía vertical.
- Salidas en MV de alimentadores primarios desde las subestaciones.
- Acometidas de MV hacia transformadores ubicados en cámaras de transformación.
- Acometidas de BV para clientes puntuales.
- En zonas patrimoniales y turísticas.
- Redes para cruces de carreteras con el fin de no intervenir en la franja de servidumbre de líneas de transmisión u otros elementos.

En la Figura 1.9, se observa instalaciones eléctricas de este tipo, la Figura 1.9a corresponde a una cámara de transformación subterránea, mientras que en la Figura 1.9b se aprecia el sistema de iluminación.



a)



b)

Figura 1.9. Red de MV tipo subterránea. a) transformador en cámara de transformación. b) sistema de alumbrado público con red subterránea.

Fuente: Elaboración propia

### 1.3.7.3 Características de los sistemas eléctricos de distribución aéreos y subterráneos.

Según [13] y [14], en la Tabla 1.3 se muestra las principales ventajas y desventajas de los sistemas de distribución de acuerdo con el tipo de construcción:

Tabla 1.3. Ventajas y desventajas de los sistemas de distribución aéreos y subterráneos

Sistemas de distribución de acuerdo a su construcción		
Tipo	Ventajas	Desventajas
<b>AEREOS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Costo de construcción y mantenimiento bajo</li> <li>• Son la mayoría de redes de distribución</li> <li>• Mantenimiento relativamente fácil</li> <li>• Fácil localización de fallas</li> <li>• Tiempos de construcción más bajos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No favorecen estéticamente el ornato</li> <li>• Confiabilidad baja</li> <li>• Menor seguridad (alto riesgo de electrocución)</li> <li>• Susceptible a fallas por agentes externos               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Choques de vehículos</li> <li>- Vandalismo</li> <li>- Factores climáticos</li> </ul> </li> </ul>
<b>SUBTERRANEOS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mayor confiabilidad</li> <li>• Favorecen al urbanismo y paisajismo de las ciudades.</li> <li>• Más seguras contra accidentes por contacto eléctrico</li> <li>• El riesgo a exposición a agentes externos se reduce</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tiempos más largos en su construcción.</li> <li>• Mayor tiempo para reparar o solventar una falla</li> <li>• Componentes y materiales más caros</li> <li>• Requerimientos de obras civiles más complejos</li> <li>• Costos de construcción elevados</li> </ul>

Fuente: Elaboración propia

### 1.3.8 Elementos de la red de distribución subterránea

#### 1.3.8.1 Conductores eléctricos

Elemento por donde se transporta la potencia eléctrica. Generalmente son de cobre o aluminio, está compuesto por varias capas que se encargan de mantener el flujo de corriente dentro del aislamiento y blindar al conductor.

En la

Tabla 1.4, se presentan los conductores más populares empleados en las redes eléctricas tanto de medio voltaje como de bajo voltaje.

Tabla 1.4. Conductores empleados en Redes Eléctricas Subterráneas

<b>CONDUCTORES EMPLEADOS EN REDES DE MEDIO VOLTAJE</b>		
<b>Conductor</b>	<b>Características</b>	<b>Ejemplo</b>
<b>Cables de aislamiento Seco</b>	Es un conductor que posee pantalla sobre aislamiento con capa semiconductor. Además, posee una pantalla electrostática y una cubierta exterior	<p><b>Componentes de un cable aislado de alta tensión</b></p> 
<b>Cables de papel impregnado</b>	Su aislamiento es de papel en aceite con cubierta de plomo y exteriormente de PVC. Su diámetro es menor que le XLPE para una misma intensidad de corriente y se lo utiliza en ambientes agresivos.	
<b>CONDUCTORES EMPLEADOS EN REDES DE BAJO VOLTAJE</b>		
<b>Conductor</b>	<b>Características</b>	<b>Ejemplo</b>
<b>Conductor de fase</b>	Son conductores de tipo TTU con capacidad hasta 2000 V, resistentes al calor (hasta 75° C) y humedad.	
<b>Conductor de neutro</b>	Se utilizan conductores desnudos de cobre tanto para neutros, puestas a tierra y mallas de tierra.	

Fuente: Elaboración propia

### **1.3.8.2 Equipos de protección, control, seccionamiento y conexión**

A este grupo de elementos se lo conoce como apartamento. Son los todos los equipos, sistemas o dispositivos los mismos que intervienen en la explotación de la línea, se clasifican de acuerdo con su función en:

- Equipos o sistemas de protección
- Equipos de operación y mantenimiento.

Deben ser capaces de soportar condiciones críticas de funcionamiento, así como soportar condiciones ambientales extremas. A continuación se señalan los principales:

### **1.3.8.3 Puestas a tierra (PAT)**

Instalación en contacto directo con el suelo, provee un camino de baja impedancia para el retorno de las corrientes de falla. Las funciones principales son:

- Impedir la energización de elementos o instalaciones que no deberían tener voltaje alguno.
- Seguridad a los operadores.
- Impedir la presencia de cargas electrostáticas o inducidas.
- Limitar la presencia de voltaje en las partes metálicas de la instalación.
- Reducir el sobrevoltaje durante condiciones de falla, mejorando así la operación de los relés de protección.

Los PAT están conformado por electrodos y conductores desnudos que están enterrados directamente en el suelo. Para realizar la unión entre sus diferentes partes se utilizan conectores de compresión o suelda auto fundente.

En una red subterránea de MV deben estar conectados a tierra los siguientes elementos [15]:

- Pararrayos
- Transformadores
- Bastidores de elementos de maniobra y protección
- Pantallas metálicas de los cables

- Herrajes y elementos metálicos de las estructuras.

#### 1.3.8.4 Celdas de medio voltaje

También conocidas como celdas secundarias. Son habitáculos metálicos con equipos de maniobra, medición y protección en su interior. Su función principal es recibir y distribuir la energía y se pueden operar en condiciones normales del sistema e incluso durante cortocircuitos.

Tiene tres posiciones de operación:

- Conectado (cerrado).
- Desconectado (abierto).
- Puesto a tierra.

Se encuentran instaladas al interior de las cámaras de transformación o en algún habitáculo que resguarde su acceso e integridad. A continuación, en la Tabla 1.5 se describe las celdas de voltaje más comunes:

Tabla 1.5. Clasificación de las celdas de MV de acuerdo con su uso.

TIPOS DE CELDAS DE MEDIO VOLTAJE	
1. <b>Celda de Seccionamiento</b>	Para maniobras de conexión o desconexión de circuitos con o sin carga.
2. <b>Celda de protección</b>	Para conexión o desconexión de transformadores en condiciones normales o de falla. Pueden ser de tipo fusible o interruptor.
3. <b>Celda de remonte</b>	Para entrada de Cables de MV
4. <b>Celda medición</b>	Para medición de energía consumida en MV o BV por medio de transformadores de corriente y potencial.
5. <b>Celda de acoplamiento y barra partida</b>	Para acoplar nuevos módulos y/o hacer arreglos especiales.

Fuente: Elaboración propia

La funcionalidad de las celdas de MV va de acuerdo con los requerimientos del sistema, pues estos equipos dan la posibilidad de hacer arreglos entre los distintos tipos de celdas con el fin de cumplir un requerimiento específico. En la Figura 1.10a, se observa un ejemplo de celdas de Medio Voltaje con característica SF6, y en la Figura 1.10b, se aprecia una celda MV en aire.



a)

b)

Figura 1.10. a) Celdas MV en SF6, marca Ormazabal. b) Celdas MV en aire, marca Cabimetal

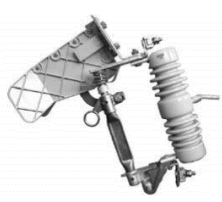
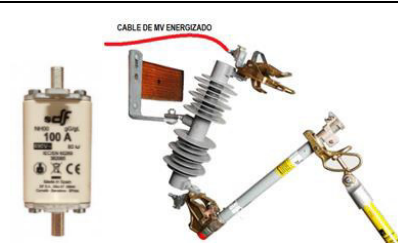
Fuente: Elaboración propia

### 1.3.8.5 Seccionadores

Su función es la de obtener un aislamiento entre dos puntos de una instalación eléctrica de forma visible, para ejecutar trabajos de operación y mantenimiento.

Un circuito eléctrico se puede abrir o cerrar cuando no haya paso de corriente o esta sea mínima [16]. Los seccionadores más empleados se enlistan en la Tabla 1.6.

Tabla 1.6. Seccionadores empleados en Redes eléctricas de MV y BV.

SECCIONADOR	CARACTERÍSTICAS	EJEMPLO
<b>Tipo barra</b>	Su función principal es conectar o desconectar una parte de la red. Soporta valores superiores de corriente que los seccionadores fusibles.	
<b>Fusible</b>	Es un equipo de protección ante la posible presencia de sobreintensidades.  Abre el circuito cuando la corriente que circula por el fusible sobrepasa el valor definido por el fabricante se funde.	

Fuente: Elaboración propia

### 1.3.8.6 Interruptores

Se encarga de abrir o cerrar un circuito eléctrico en condiciones normales de operación e incluso con valores de corriente altas como las producidas por un cortocircuito.

Pueden ser de tipo manuales o automáticos [17].



### 1.3.8.7 Transformadores de distribución

En el SEP, son los equipos encargados de reducir el voltaje de los circuitos de distribución primario al nivel de voltaje de uso de los clientes. Pueden instalarse en bancos o de forma independiente [17].

### 1.3.8.8 Clasificación de los transformadores de distribución

Los transformadores en aislamiento inmerso en aceite mineral, de tipo monofásicos y trifásicos pueden ser instalados tanto en redes aéreas como subterráneas. Sin embargo, los transformadores tipo seco son utilizados en redes subterráneas. En el esquema de la Figura 1.11, se describe una clasificación rápida de los transformadores de distribución.



Figura 1.11. Clasificación de los transformadores de distribución

Fuente: Elaboración propia

### 1.3.8.9 Transformadores en instalaciones subterráneas

Los transformadores más populares para las instalaciones eléctricas subterráneas se presentan en la Tabla 1.7, asimismo se describen sus principales características.

Tabla 1.7. Transformadores empleados en redes eléctricas subterráneas

TRANSFORMADOR	CARACTERÍSTICAS	EJEMPLO
<p><b>CONVENCIONAL DE FRENTE MUERTO</b></p>	<p>Con el fin de eliminar riesgos de contacto accidental, estos equipos se caracterizan por no disponer de elementos expuestos en M.V.</p>	
<p><b>SUMERGIBLES</b></p>	<p>Su construcción es adecuada para instalarse en cámaras, en cualquier nivel, para ser utilizado donde haya posibilidad de inmersión de cualquier naturaleza</p>	
<p><b>TIPO PEDESTAL</b></p>	<p>Generalmente se los utiliza en instalaciones en exterior, tiene compartimientos para medio y bajo voltaje. Cuenta con fusibles “tipo bayoneta” y se puede acceder a ellos desde el exterior del equipo</p>	
<p><b>TIPO SECO</b></p>	<p>Su uso es interior, en espacios confinados donde los requisitos de seguridad sobre todo conrainscendios hacen imposible el uso de transformadores sumergidos en aceite.</p>	


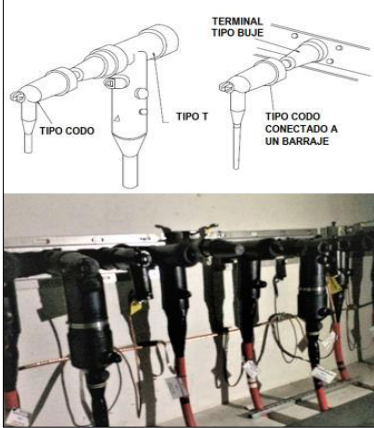
Fuente: Elaboración propia

### 1.3.8.10 Terminales y conectores

Las Conexiones para redes con aislamiento son diferentes a las redes eléctricas aéreas, en este sentido, es necesario emplear accesorios ubicados en los extremos de las líneas aisladas. De esta manera se pueden emplear terminales, arreglos o conectores para unir las partes vivas del cable subterráneo a otro elemento del sistema como puede ser: transformadores, transición línea aérea – subterránea, una subestación.

Al retirar la pantalla sobre el aislamiento del cable aislado, los terminales deben reducir o controlar los esfuerzos eléctricos y mecánicos presentes en toda la constitución del cable inicial, además de conceder una distancia de fuga adicional y protección contra la humedad [13]. En la Tabla 1.8, se presenta los terminales más empleados para las redes eléctricas aisladas.

Tabla 1.8: Accesorios eléctricos para Redes eléctricas aisladas

ACCESORIO	TIPO	EJEMPLO
<p><b>Terminales de Medio Voltaje</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Uso Interior</li> <li>- Uso Exterior</li> </ul>	
<p><b>Conectores en MV (premoldeados)</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Conector tipo codo</li> <li>- Conectores separables en T</li> <li>- Regletas de derivación múltiple</li> </ul>	

Fuente: Elaboración propia

### 1.3.8.11 Empalmes

Es la conexión y/o reconstrucción de dos secciones de conductor (pueden ser del mismo tipo o diferente) que garantiza la continuidad en la conducción de la energía eléctrica de forma segura.

Existen diferentes tipos, se realizan de acuerdo con las especificaciones y guías del fabricante.

Con el fin de obtener un desempeño homologado al cable original, los materiales utilizados en la elaboración de los empalmes deben ser compatibles a los presentes en el cable. Los empalmes mal ejecutados se consideran como un punto de falla común en las redes subterráneas, sus aplicaciones y tecnologías se presentan en la Figura 1.12.

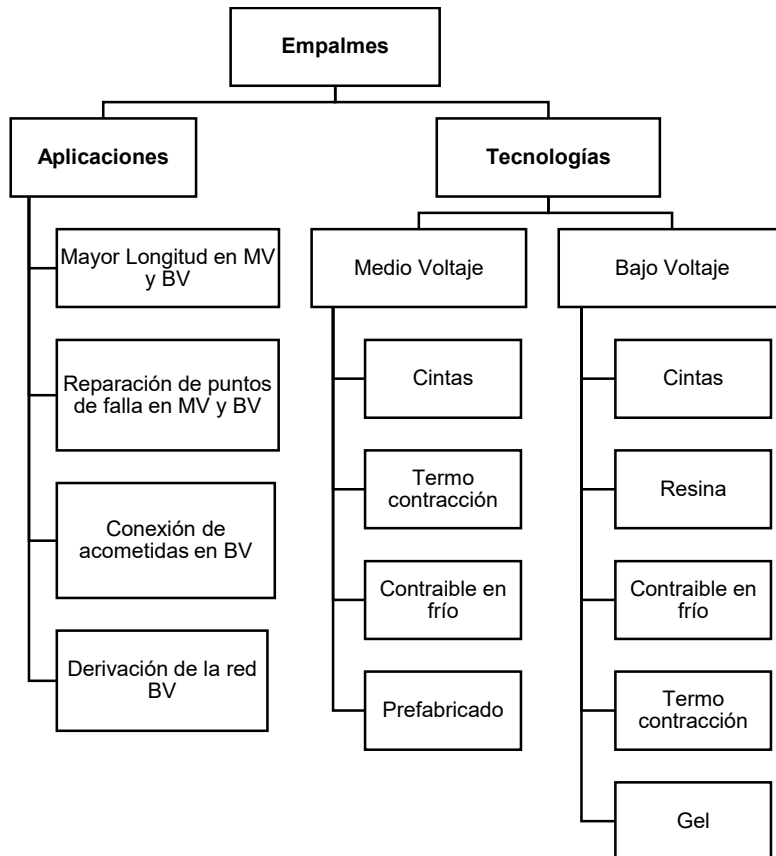


Figura 1.12. Aplicaciones y Tecnologías de los Empalmes empleados en Redes Eléctricas

Fuente: Elaboración propia

### 1.3.8.12 Descargadores y Pararrayos

Ante la presencia de sobre voltajes originados por descargas atmosféricas o maniobras, estos equipos se encargan de descargar a tierra la onda de voltaje producida.

Para proporcionar una protección eficaz, se deben instalar lo más cercano al equipo a proteger, aguas abajo del equipo de seccionamiento, uno de estos dispositivos se muestra en la Figura 1.13 [16] [18].



Figura 1.13. Pararrayo tipo codo para 15 kV

Fuente: Elaboración propia

### 1.3.8.13 Equipos de medida

Equipos que censan algún parámetro eléctrico y proporcionan información sobre la red. Como: medidores o contadores de energía, transformadores de medición. Esta información es utilizada para estudios de protección, trabajos de mantenimiento y control de la carga [15].

### 1.3.8.14 Tableros de BV

Es un gabinete metálico que alberga equipos de protección y/o de control con el fin de lograr una instalación segura, facilitando su operación y mejorando su confiabilidad. En ocasiones su instalación es de carácter obligatorio, como se aprecia en la Figura 1.14 [17].

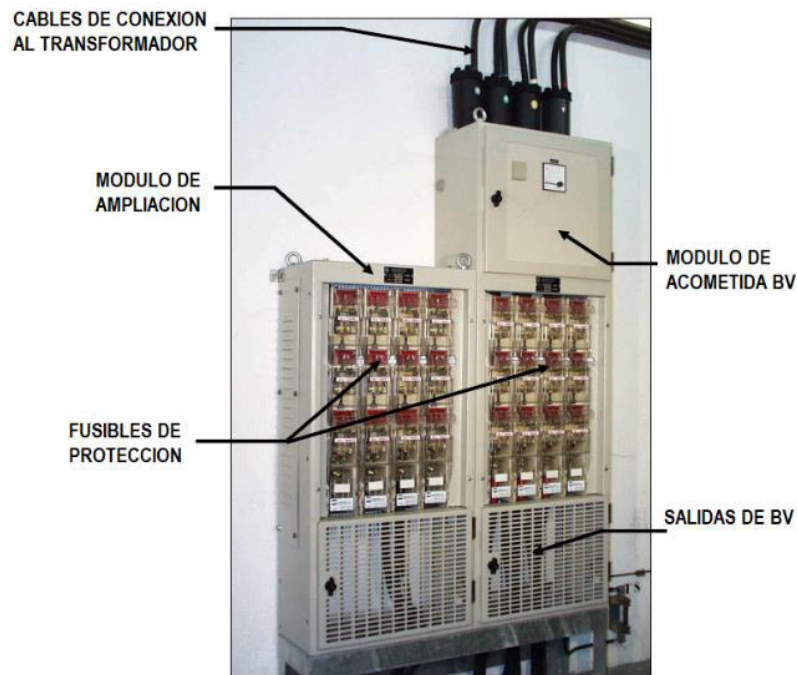


Figura 1.14. Tablero de control de BV

Fuente: Elaboración propia

### 1.3.8.15 Herrajes

Corresponden a las estructuras auxiliares que sirven de soporte y fijación a los elementos eléctricos de la instalación como cables o equipos de corte y protección. [15].

### 1.3.8.16 Señalización

Con el fin de obtener mayor seguridad al momento de operar algún equipo de seccionamiento para realizar trabajos de mantenimiento, los circuitos tanto en BV como en MV deben estar correctamente identificados por medio de carteles, diagramas unifilares, planos, etc. La Figura 1.15, se presenta un ejemplo de señalización que facilita la identificación de zonas y elementos del circuito eléctrico.



Figura 1.15. Identificación de herrajes y señalización en una cámara de transformación.

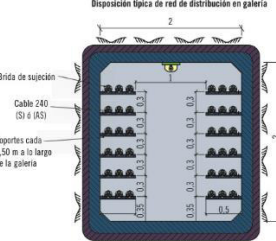
Fuente: Elaboración propia

### 1.3.8.17 Ductos

Son las vías por donde recorren los cables y sirven como protección para los conductores contra agentes externos, los más utilizados son de hormigón y PVC, La trayectoria marcada por los ductos conecta cajas de revisión (pozos) y las cabinas o cámaras de transformación [12]. Los arreglos y dimensiones que pueden tener los ductos dependen del tipo de instalación y la necesidad del proyecto. Siempre es indispensable dejar ductos de reserva.

Los tipos de ductos más empleados en instalaciones eléctricas se listan en la Tabla 1.9, donde se procede a describir las principales características de los tipos de ductos más populares y se presenta un breve pero importante ejemplo de cada tecnología.

Tabla 1.9. Ductos y elementos de conexión de conductores eléctricos en instalaciones subterráneas.

Tipo de Ductos	Descripción	Ejemplo
Cables por ductería en zanja	En la actualidad es el método más utilizado debido a su fácil implementación y bajo costo, además es de fácil mantenimiento y sustitución.	 <p>ESQUEMA 8. ESQUEMA 3D DE LA CANALIZACIÓN</p> <p>Etiquetas: CALZADA, ASERA, AREA VERDE, BANEA PLÁSTICA SEÑALIZADORA DE LOS DUCTOS, 3 DUCTOS DE 3" (PVC), SEPARADOR DE DUCTOS</p>
Cables directamente enterrados en zanja	Es el método más barato apto para zonas rurales o poco urbanizadas.	 <p>Disposición típica de red de distribución directamente enterrada</p> <p>Etiquetas: Compactación mecánica protectora 95%, Cinta señalizadora, Tritubo verde Ø40 mm protección cables y telecomunicaciones, Cables de M.T., Lecho de arena</p> <p>Dimensiones: Min. 10, Min. 10, Min. 25, Min. 10, Min. 10, Min. 20</p>
Cables al aire alojados en galerías	Son instalaciones muy costosas, sin embargo, es la más efectiva al requerir realizar mantenimientos.	 <p>Disposición típica de red de distribución en galería</p> <p>Etiquetas: Brida de sujeción, Cable 240 (33 e 48), Soportes cada 0,50 m a lo largo de la galería</p> <p>Dimensiones: 0,35, 0,3, 0,3, 0,3, 0,3, 0,3, 0,3, 0,3, 0,5</p>
Cajas de revisión	Su función es unir la línea formada por los ductos, facilitando la instalación de los cables, así como efectuar trabajos de mantenimiento cuando lo requieran.	
Cámaras de transformación	Habitáculos en donde se alberga el transformador de distribución y todos sus equipos auxiliares, pueden estar construidos bajo o sobre el nivel del suelo.	

Fuente: Elaboración propia

### 1.3.9 Mantenimiento

A continuación, se presentan algunas definiciones establecidas en normativas internacionales:

- La norma UNE EN 13306, define el mantenimiento como la “Combinación de todas las acciones técnicas, administrativas y gerenciales durante el ciclo de vida de un ítem con el fin de mantenerlo, o restaurarlo, a un estado en el cual pueda desempeñar la función requerida”.
- La norma francesa AFNOR NF X 60-010, describe el mantenimiento como: “El conjunto de acciones que permiten conservar o restablecer un bien a un estado especificado o a una situación tal que pueda asegurar un servicio determinado”
- Norma militar norteamericana MIL - STD – 721 C. dice que son “Todas las acciones necesarias para conservar un ítem en un estado especificado o restablecerlo a él”.

### 1.3.9.1 Evolución del mantenimiento

La historia de mantenimiento está directamente relacionada con el desarrollo técnico – industrial e incluso cultural de la humanidad. En las teorías de mantenimiento se habla de una evolución a través de 4 generaciones, las cuales tienen su punto de partida el año 1930.

En la Figura 1.16, se presentan las técnicas de mantenimiento empleadas en cada una de las generaciones mencionadas asociadas a los objetivos del mantenimiento.

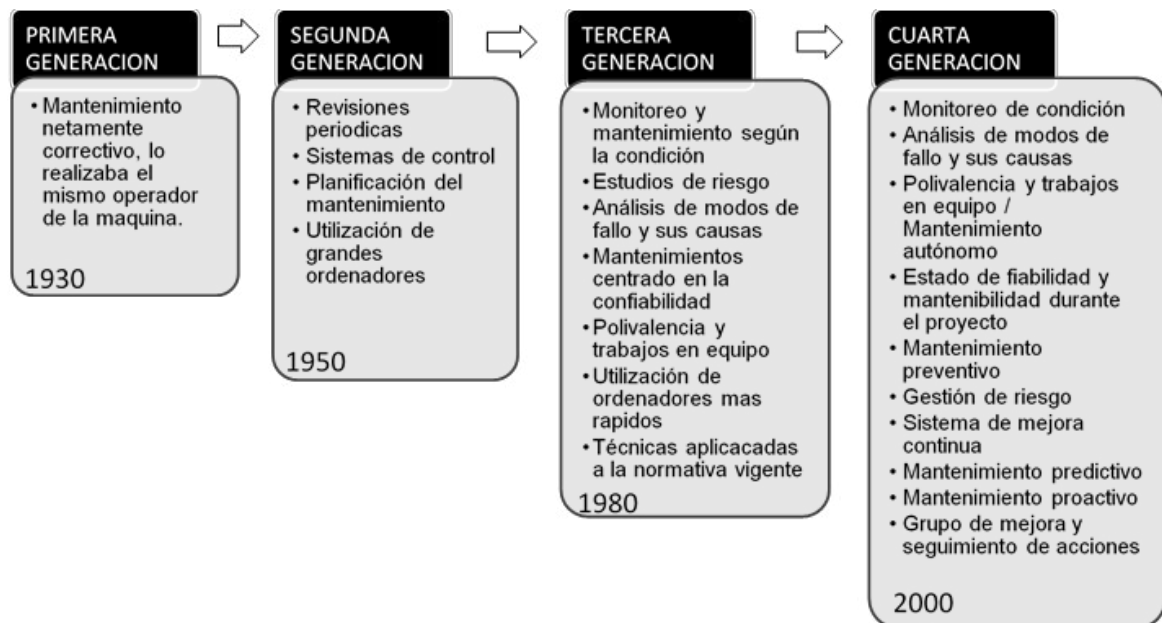


Figura 1.16. Técnicas del mantenimiento a través del tiempo

Fuente: Elaboración propia



### 1.3.9.2 Objetivos del mantenimiento en la actualidad

- Reducir la probabilidad de fallas y paradas no planificadas del sistema.
- Evita paradas innecesarias que optimiza los recursos económicos.
- Reducción en los costos de operación.
- Aumentar la seguridad del personal reduciendo riesgo contra accidentes.
- Optimizar la vida útil y productiva de los elementos sujetos a mantenimiento.
- Disminuir la indisponibilidad de equipos, así como evitar daños graves.
- Disminuir los mantenimientos de tipo correctivo
- Mejorar la productividad y el rendimiento del sistema.
- Asegurar la máxima disponibilidad del sistema
- Reparar fallas en tiempos y costos reducidos.
- Mejorar la calidad del producto.

Los objetivos y las técnicas aplicadas en el mantenimiento han ido cambiando hasta lo que se conoce hoy en día, como se puede apreciar en la Figura 1.17.

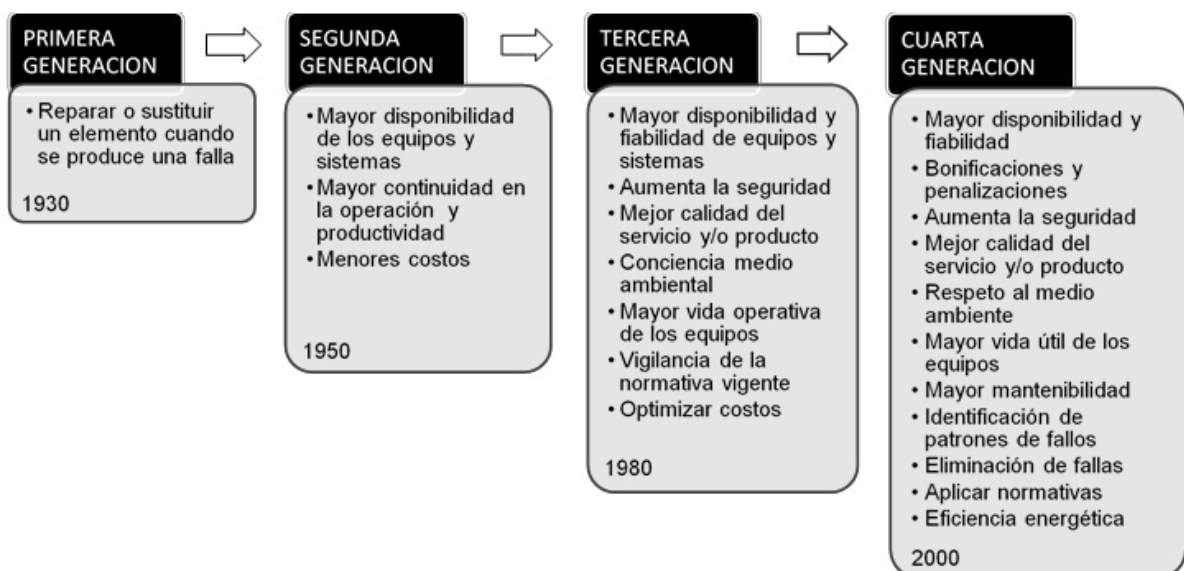


Figura 1.17. Objetivos del mantenimiento a través del tiempo

Fuente: Elaboración propia

### 1.3.9.3 Tipos de mantenimiento

Es importante tener a consideración las tareas o trabajos que se van a realizar, que se pueden clasificar en tres grandes grupos [15] [19] [21].

En la Tabla 1.10, se describen las características principales asociadas al mantenimiento actual. De esta manera se comparan los tipos de mantenimiento en función de sus ventajas y desventajas.

Tabla 1.10. Ventajas y desventajas del mantenimiento








CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS MANTENIMIENTOS		
Tipo	Ventajas	Desventajas
<b>PREDICTIVOS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Evita paros no programadas por fallas</li> <li>• Nos permite anticiparnos a una falla.</li> <li>• En algunos casos, se puede ejecutar sin que el sistema quede fuera de servicio.</li> <li>• Ahorro económico al no tener paros no programados.</li> <li>• Permite identificar algunos parámetros cuantitativos de los componentes de la red.</li> <li>• Aporta en la toma decisiones sobre acciones preventivas o correctivas.</li> <li>• Menores tiempo de mantenimiento.</li> <li>• Menor costo de mantenimiento</li> <li>• Se requiere menor número personal mínimo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En principio requiere una inversión económica alta para adquirir ciertos equipos especiales de pruebas.</li> <li>• Si no se interpreta bien los resultados de los parámetros medidos o monitoreados, se puede dar un cambio prematuro o remplazo anticipado de los elementos.</li> </ul>
<b>PREVENTIVOS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se puede planificar y llevar un control de las actividades del mantenimiento.</li> <li>• Se puede planificar en base a las necesidades de los clientes.</li> <li>• Ahorra recursos ya que su costo es menor al mantenimiento correctivo.</li> <li>• Se reduce la probabilidad de paros imprevistos.</li> <li>• Se pueden identificar los elementos defectuosos y planificar su remplazo.</li> <li>• Explotar al máximo la vida útil de los elementos intervenidos.</li> <li>• Puede evitar que la consecuencia de una falla se extienda a otra instalación o equipo.</li> <li>• Mejora la operatividad del sistema.</li> <li>• Se disminuye el riesgo de una posible falla.</li> <li>• Mejora la calidad del servicio y/o producto</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Requiere de basto personal para llevar acabo el mantenimiento</li> <li>• No permite determinar con precisión el desgaste de los componentes del sistema.</li> <li>• Si hay suspensión de servicio, este puede ser por varias horas.</li> <li>• El tiempo mantenimiento puede ser prolongado.</li> <li>• Se puede generar un mantenimiento preventivo excesivo si este no es bien planificado.</li> </ul>
<b>CORRECTIVOS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Al hacer reparaciones se puede alargar la vida útil de los elementos intervenidos.</li> <li>• Brinda información que permite prever otras posibles fallas parecidas, evitando salidas del sistema no planificadas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No puede ser planificado, es impredecible ya que no se conoce cuando aparecerá una falla.</li> <li>• Perdidas económicas por paros no deseados.</li> <li>• Elevados costos de ejecución.</li> <li>• Pueden causar daños a otros elementos.</li> <li>• Producen malestar en los clientes.</li> <li>• Elevados tiempos de mantenimiento.</li> <li>• Se requiere stock de los repuestos.</li> </ul>

Fuente: Elaboración propia

### 1.3.9.4 Equipos y herramientas necesarios para el mantenimiento de redes de distribución

A continuación, en la Tabla 1.11, se detalla los diferentes equipos que se utilizan en actividades de mantenimiento tanto para redes de bajo como de medio voltaje:

Tabla 1.11. Equipamiento para mantenimiento de redes de distribución

Nombre	Medición y/o función	Características	Gráfico
Mega óhmetro	Mide resistencia de aislamiento (ohmios).	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Voltaje de prueba seleccionable hasta 20 kV.</li> <li>- Precisión del Voltaje de prueba <math>\pm 5\%</math></li> <li>- Precisión de 5% en el rango de <math>1M\Omega - 1T\Omega</math>.</li> </ul>	
Medidor de resistencia de puesta a tierra	Mide la resistividad (ohmios) de la PAT.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Rango de medición de <math>0.5 \Omega - 1000 \Omega</math></li> <li>- Debe rechazar niveles de ruido e interferencia.</li> </ul>	
Multímetro digital de pinza. AC/DC	Mide voltaje (voltios) y corriente (amperios).	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pinza para cables hasta calibre 1000 MCC</li> <li>- Hasta 1000 A y 600 V</li> <li>- Precisión de 0.3 - 08%</li> </ul>	
Voltímetro de Medio Voltaje	Mide el voltaje en líneas de medio voltaje (kilo voltios).	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Hasta 50 kV.</li> <li>- Auto ajustable</li> <li>- Accesorios para la pértiga y de medición.</li> </ul>	
Equipo comprobador de ausencia de voltaje para redes de MV.	Detecta ausencia o presencia de voltaje por contacto o aproximación.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Debe poseer alerta sonora y luminosa.</li> <li>- Rango de 0 a 100 kV</li> </ul>	
Reflectómetro TTR	Verifica la característica de la impedancia del cable aislado, generando un pulso eléctrico a través de este.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Permita localizar fallas en cables de bajo medio voltaje.</li> </ul>	
Sistema portátil para localización de fallas en cables subterráneos.	Múltiples técnicas de localización de fallas: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Métodos de reflexión de arco (ARM).</li> <li>- Reflectometría en el dominio del tiempo</li> <li>- Impulso de corriente</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Permita localizar fallas en cables de bajo medio voltaje.</li> <li>- Inversor integrado permite escoger opciones de potencia.</li> </ul>	

<p>Trazador de trayecto de cables subterráneos.</p>	<p>Sirve para localizar la traza de los cables subterráneos</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Trazar cables energizados (sin transmisor)</li> <li>- Trazar cables desconectados o en falla (con transmisor).</li> <li>- Que permita rastrear otros servicios metálicos como tuberías.</li> <li>- Medición de profundidad hasta 3 metros</li> </ul>	
<p>Receptor de señales acústico-magnético</p>	<p>Permiten puntualizar una falla en un cable subterráneo.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- De interfaz sencillo, que permita localizar el punto de falla por percepción de ondas sonoras electromagnéticas.</li> </ul>	
<p>Cámara Termográfica</p>	<p>Medir parámetros de temperatura en los componentes del sistema</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Rango de precisión +/- 2°C.</li> <li>- Debe tener Zoom y contar con una pantalla digital para interpretación de imágenes</li> <li>- Enfoque manual y automático</li> <li>- Mediciones hasta 600 °C</li> </ul>	
<p>Pértiga aislada</p>	<p>Operar equipos energizados a distancia. Colocar equipos de toma a tierra. Extracción y cambio de fusibles de MV.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Nivel aislamiento superior a 45 kV</li> <li>- Contar con accesorios para diferentes actividades</li> <li>- Elevada resistencia mecánica.</li> </ul>	
<p>Mantas y accesorios dieléctricos</p>	<p>Sirven para cubrir y aislar las partes activas del sistema eléctrico. Brindar seguridad al operador.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Deben tener un aislamiento superior al voltaje de servicio.</li> <li>- Deben cumplir normativas constructivas internacionales</li> </ul>	
<p>Pértiga aislada para descarga estática.</p>	<p>Descargar a tierra la carga estática de los circuitos que han sido desenergizados.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Nivel aislamiento superior a 45 kV</li> <li>- Longitud mayor a 2 metros</li> <li>- Contar con cable de cobre (mínimo 1/0) para conexión a tierra de longitud &gt; 1.8 m.</li> </ul>	
<p>Equipos de puesta a tierra y cortocircuito.</p>	<p>Permite cortocircuitar las fases y ponerlas a tierra.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El cable a tierra debe ser del al menos calibre 1/0.</li> <li>- Deben ser transportables y tener integrado sus accesorios de enganche.</li> </ul>	
<p>Cabrestante para el tendido de cables</p>	<p>Maquinaria mecánica que permite halar el cable de forma ágil y segura.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Contar con dinamómetro para medir la fuerza y no exponer el cable a roturas.</li> <li>- Longitud del cable de tracción &gt; a 500 m.</li> <li>- Diámetro del cable de tiro &gt; 8mm.</li> <li>- Capacidad de tiro &gt; 10 kN.</li> <li>- Motor diésel o gasolina</li> <li>- Transportable</li> </ul>	

Generador eléctrico portátil	Para conectar equipos de prueba, sistemas de iluminación, bombas, etc.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Debe ser portátil.</li> <li>- Motor diésel o gasolina.</li> <li>- Tiempo de funcionamiento con el tanque lleno mayor a 10 horas.</li> <li>- Potencia nominal superior a 5000 W</li> <li>- Salida AC: 240/120, 220/110</li> <li>- Salida DC: 12V</li> </ul>	
Bombas de Agua	Para evacuar agua de cámaras de transformación inundadas	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Motor gasolina o diésel</li> <li>- Para aguas sucias</li> </ul>	
Carro Canasta	Para realizar trabajos en altura	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sistema hidráulico de brazos articulados múltiple.</li> <li>- Aislamiento superior 45 kV.</li> <li>- Capacidad de elevación mayor a 15 metros de altura.</li> <li>- Contar con estabilizadores</li> </ul>	
Vehículo grúa	Para el transporte de materiales y equipos pesados.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sistema hidráulico de brazos articulados múltiple</li> <li>- Contar con estabilizadores</li> <li>- Capacidad mayor 5 toneladas.</li> </ul>	
Vehículo de trabajos	Sirve para la movilización de la cuadrilla de trabajo Transportar herramientas, equipos y materiales.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Compartimentos independientes para el transporte del recurso humano y los recursos físicos.</li> </ul>	
Sistemas de comunicación	Para coordinar actividades durante el mantenimiento entre el personal y el Centro de Control.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Varios canales de comunicación</li> <li>- Comunicación de largo alcance</li> <li>- Autonomía mayor a 10 horas.</li> <li>- IP54</li> </ul>	

Fuente: Elaboración propia

### Herramientas:

Las herramientas de uso común en los trabajos de mantenimiento son:

- Estrobos
- Mazos y martillos
- Linternas y equipos de iluminación portátil
- Cabos y sogas
- Escobas
- Navajas de electricistas.
- Tenazas cortacables
- Palanca de desclavar
- Herramientas manuales con recubrimiento aislado

- Escaleras

### **1.3.9.5 Documentación para trabajos de mantenimiento**

La información documentada está directamente relacionada con las actividades totales de una empresa o con una parte específica de esas actividades.

Los requisitos específicos para trabajos de mantenimiento dependen de: reglamentaciones internacionales, de la propia empresa, recomendaciones de los fabricantes, regulaciones gubernamentales, de la naturaleza de los equipos y elementos del sistema.

A continuación, se menciona la documentación necesaria los procesos de mantenimiento:

#### **Manuales e instructivos de trabajos de mantenimiento de la empresa.**

Las empresas eléctricas deben contar con documentación que describa los procesos para la realización de diferentes trabajos en sus instalaciones. Estos documentos se deben redactar en base a normativas vigentes considerando de manera especial la norma ISO 9001.

Deben ser cumplidas tanto por el personal interno, como particular.

#### **Manuales y guías de mantenimiento de los fabricantes.**

De acuerdo con el elemento o equipo debe contener información como:

- Parámetros de diseño, funcionamiento y construcción
- Procedimientos de puesta en marcha y desconexión
- Procedimientos de mantenimiento

#### **Formularios para inspección y diagnósticos de elementos y equipos**

Debe contener información como: [15]

- Identificación del trabajador responsable
- Descripción del elemento/equipo a revisar
- Información de fecha y lugar de trabajo
- Información del tipo de a realizar
- Formularios de resultados de la inspección, prueba o ensayo realizados
- Descripción de las actividades realizadas durante el trabajo
- Recomendaciones
- Observaciones

Las hojas de inspección y diagnóstico deben estar firmadas por los responsables, un ejemplo de este tipo de documentación es el que se presenta en la Figura 1.18.

Acta de inspección periódica De instalación eléctrica Alta tensión		Acta n°:											
		De:											
		Coord.:											
		Huso:											
Normativa aplicable:													
Datos del titular:													
Nombre o razón social:		CIF/NIF:											
Dirección:		C. P.:											
Localidad:		Provincia:											
Datos de la instalación:													
Denominación: Isnt de 20 kv													
Expediente n°:		R. A. T.:											
Enplazamiento													
Dirección:													
Localidad:		C. P.:	Provincia:										
Características técnicas de la línea eléctrica:													
Tipo: <input type="checkbox"/> aérea <input type="checkbox"/> subterránea <input type="checkbox"/> mixta		Longitud (kms.): 0.010/1,5											
Derivata de la línea o caseta: C.I.E.		Tensión de servicio (kV): 20											
Conductores tipo: <input type="checkbox"/> Aislados <input type="checkbox"/> AL-AC <input type="checkbox"/>		N° conductores: 3	Aisladores tipo: <input type="checkbox"/> Rigidos <input type="checkbox"/> cadenas n° de elementos: _____										
N° apoyos: Tipo apoyos: <input type="checkbox"/> metálicos de celosía <input type="checkbox"/> madera <input type="checkbox"/> hormigón													
Características técnicas del centro de transformación:													
Tipo: <input type="checkbox"/> aéreo <input type="checkbox"/> interior <input type="checkbox"/> intemperie		Potencia (kva): 6.500	Rel. Transf. (kv): 20/0.66-0.398-0.230										
Acometida tipo: <input type="checkbox"/> aérea <input type="checkbox"/> subterránea		Equipo de medida en a. T.: <input type="checkbox"/> Si <input type="checkbox"/> no											
Características de transformadores:													
Marca	N° tab	Año	Pot. (Kva)	Secc.		Interruptor			Fusible/ reles			Protéc. Secund.	
				Un (kv)	In (a)	Tipo	Un (kv)	In (a)	Tipo	Un (kv)	In (a)	Tipo	In (a)
	11917-01	1997	1250	-	-	Autóm.	24	630	75J61	24	125	Fusibles	18X1600
	11917-03	1997	1250	-	-	Autóm.	24	630	75J61	24	125	Fusibles	18X1600
	11990-01	1997	1250	-	-	Autóm.	24	630	75J61	24	125	I. Mag.	2000
	11618-04	2008	1250	-	-	Autóm.	24	630		24	125	Fusibles	18X1600
	11618-01	2008	1250	-	-	Autóm.	24	630		24	125	Fusibles	18X1600
	11616-07	2008	250	-	-	Autóm.	24	630		24	20	I. Mag.	250
Que conforme a los resultados obtenidos, se emite el siguiente Dictamen:													
<input type="checkbox"/> Favorable <input type="checkbox"/> Desfavorable <input type="checkbox"/> Negativo													
VO 8° <input type="checkbox"/> No aplica		Fdo. _____											
Esta instalación deberá pasar nueva inspección periódica antes de tres años desde la fecha indicada													

Figura 1.18. Formulario de inspección

Fuente: <https://www.hcenergia.com/recursos/doc/>

### ▪ Procedimiento para pruebas de equipos.

Describe de forma técnica los pasos a seguir para realizar alguna prueba o ensayo en un equipo, red o elemento del sistema. Un documento informativo es la hoja de vida de los equipos y los formularios de reporte de pruebas realizadas, entre otras

### Hoja de vida de los equipos y elementos del sistema

Describe las características y el estado en que se encuentran los bienes de la empresa.

Proporciona información como:

- Descripción del equipo, marca, año de fabricación, serie, etc.
- Fecha recepción y puesta en marcha del equipo
- Características de operación y usos del equipo
- Componentes, accesorios del equipo
- Garantías
- Precauciones y observaciones generales
- Registro de mantenimientos
- Documentación del equipo

En la Figura 1.19, se puede identificar un ejemplo de hoja de vida de los elementos.

HOJA DE VIDA DEL ACTIVO FIJO											
Descripción:					Contenido:						
<b>Información general</b>					<b>Fotografía</b>						
Clave del Activo											
Fecha de compra											
Fecha puesta en funcionamiento											
Ubicación											
Responsable de la operación											
Garantía											
Proveedor											
Lugar de Origen											
Marca, modelo											
Serie											
<b>Características de operación</b>											
Condiciones			Período de lubricación		Período de limpieza		Código manual operación	Voltaje	Consumo w/h		
Rango de temperatura			Tipo de limpiadores		Tonelaje		Compresión				
<b>Componentes</b>											
No. De Parte		Marca		Modelo		Serie					
<b>Documentación</b>											
Documento			Idioma		Formato		Ubicación				
<b>Condiciones de funcionamiento</b>											
<b>Proveedores Especializados</b>											
Proveedor											
Dirección											
Teléfonos											
E-mail											
Proveedor											
Dirección											
Teléfonos											
E-mail											
<b>Historial</b>											
Fecha	Mantenimiento				Taller	Proveedor	Resultado Obtenido			Observaciones	Firma
	Preventivo	Correctivo	Calibración	Otros			Ajuste	Reparación	Puesta serv.		

Figura 1.19. Ejemplo de hoja de vida de un activo fijo

Fuente: <https://www.cerouno.com.mx/post/que-es-una-hoja-de-vida-del-activo-fijo>



## Formularios para reporte de pruebas.

Tiene como finalidad registrar los resultados de las pruebas realizadas a los elementos del sistema.

En la Figura 1.20, se describe un formato para el registro de resultados de la medición de aislamiento para cables de BV.


		<b>ÁREA DE INGENIERIA ELÉCTRICA</b>		Revisión: 01 Fecha: 03/02/2020 Página: 1 de 1			
		<b>REGISTRO DE MEGADO DE CABLES</b>					
<b>CLIENTE:</b> MUNICIPALIDAD DE SAN ISIDRO		<b>PROYECTO:</b> INSTALACIÓN ELÉCTRICA TAMAYO.		<b>FECHA:</b> 03/11/12			
<b>PLANO &amp; REF:</b> SISTEMA ELÉCTRICO		<b>SISTEMA:</b> CONEXIÓN TRIFÁSICA 5X30 A		<b>ÁREA:</b> ATENCIÓN AL CLIENTE			
<b>MATERIAL:</b> Cable eléctrico THW # 12		<b>MARCA:</b> INDECO		<b>N° DE REGISTRO:</b> 2			
Resultados de las Mediciones (magnitudes medidas)							
N° Prueba	Esquema	Resistencia (MΩ)	Tensión de prueba	N° Prueba	Esquema	Resistencia (MΩ)	Tensión de Prueba
1 Fase R a tierra	R →	125	1000V	9. R-N	R → N →	---	
2 Fase S a tierra	S →	125	1000V	10. S-N	S → N →	---	
3 Fase T a tierra	T →	125	1000V	11. T-N	T → N →	---	
4 Neutro N a tierra	N →	---		12. R-Earth	R → Earth →	---	
5. Earth	Earth →	CONDUCTIVO	1000V	13. S-Earth	S → Earth →	---	
6. R-S	R → S →	600	1000V	14. T-Earth	T → Earth →	---	
7. R-T	R → T →	610	1000V	15. N-Earth	N → Earth →	---	
8. T-S	T → S →	600	1000V				
NOTA: El tiempo de aplicación del megómetro es de 1 min.							
Instrumento Utilizado:							
Descripción	Marca	Certif de calibración		Nro Serie	Modelo	Capacidad	
Megómetro	PRASEK	SI	NO	120100558	PREMIUM 512	1000V	
Valores Mínimos de Resistencia de Aislamiento (Según Norma Técnica Peruana 370.504)							
Tensión Nominal del Circuito (V)	Tensión de Ensayo en Corriente Continua (V)		Resistencia de Aislamiento (M-Ohmios)				
220V	1000V		≥ 0.5				

Figura 1.20. Formulario para registro de medición de resistencia de aislamiento en cables.

Fuente: <https://studylib.es/doc/8906991/protocolo-de-megado-de-cables>

## Orden y permiso de trabajo

Documento que contiene información como:

- Fecha, hora y lugar de trabajo
- Trabajos por realizar
- Tipo de mantenimiento
- Datos del solicitante
- Datos de los responsable y colaboradores en las tareas de mantenimiento

- Si existe conexión / desconexión de equipo y redes
- Horario de desconexión
- Maniobras de operación

Los permisos de trabajo deben estar vigentes para poder ejecutar la tarea o trabajo asignado.

Asociado a la orden de trabajo debe llevarse un control de inventarios de materiales y repuestos consumidos. Para proceder con el cierre de la orden el documento debe estar firmadas por los responsables, como se aprecia en la Figura 1.21.


Orden de trabajo							
		Nombre de la empresa:					
		Orden de trabajo n°: 00001					
		Fecha:					
Tipo de actividad	Solicitada por	Fecha de solicitud		Especificación			
Mantenimiento a equipo industrial							
Serial del equipo	Aprobada por		Fecha de aprobación				
Nombre del equipo	Ejecutado por		Fecha de ejecución				
		Descripción					
Prioridad	preventivo						
	correctivo						
	emergencia						
		Descripción					
Tipo de falla							
	Otra. ¿Cuál?						
Especificación de trabajo a realizar		Mano de obra		Materiales usados			
Se procede a corregir la falla	Trabajado realizado por	Tiempo	Salario	costos	descripción	cantidad	unidad
					Ninguna		
Costos de mano de obra: 0		costos de materiales: 0		Costos			
totales: 0							
<p>_____</p> <p>Jefe de mtto</p>				<p>_____</p> <p>jefe de turno</p>			

Figura 1.21. Ejemplo de orden de trabajo



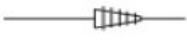
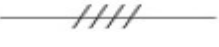





<https://es.scribd.com/document/462521507/ORDEN-DE-TRABAJO-pdf>

## Planos, esquemas y diagramas unifilares

Documentación de tipo gráfico, proporciona información completa de los elementos que conforman la red y su estado.

En la Tabla 1.12, se observa la representación de algunos elementos que conforman la red de distribución subterránea y que se representan en los diagramas unifilares.

Tabla 1.12. Simbología redes eléctricas de distribución

ELEMENTO	GRÁFICO
Seccionador	
Fusible	
Terminal exterior	
Conductor trifásico	
Transformador	
Puesta a tierra	
Interruptor cerrado	
Interruptor abierto	
Empalme	

Fuente: Elaboración propia

### Datos Históricos de trabajos de mantenimiento

Registro que se lleva de los mantenimientos que se han realizado a un elemento o equipo de un sistema desde su puesta en funcionamiento. Contiene información del tipo de trabajo realizado y sus resultados. En la Figura 1.22, se identifica un ejemplo de un formulario para registro de trabajos de mantenimiento a través de su vida útil.

ARCHIVO HISTÓRICO DE MANTENIMIENTO				
Elemento:	Frigorífico Minibar	Marca:	FRIGOR	
Modelo:	S12200	Nº Serie:	M-21805-10	
Proveedor:	Hostejeo	Localización:	Sevilla	
Fecha Adquisición:	04/04/2012	Régimen:	Compra	
REPARACIONES				
FECHA	PARTE	DESCRIPCIÓN	RESPONSABLE	RESULTADO
26/05/2013	S12	No funciona	Sofía Roldán	Reparado
REVISIONES				
FECHA	RESULTADO	RESPONSABLE	FECHA PROXIMA REVISION	
15/05/2012	Óptimo	Sofía Roldán	15/05/2013	
26/05/2012	Óptimo	Sofía Roldán	15/05/2013	

Figura 1.22. Ejemplo formulario registro histórico de mantenimientos

Fuente: <https://www.hcenergia.com/recursos/doc/>

## Datos Históricos de fallas

Registros que permiten analizar los fallos más recurrentes con sus respectivas causas, para así poder idear planes de mantenimiento para prevenir fallos potenciales futuros.

En la Figura 1.23, en base a la Norma COVENIN 3049-93, Mantenimiento Industrial, se describe un formato para registro de fallas

Historial de Fallas		Numero de Orden			
Nombre del equipo:		Fecha:		Código del Equipo	
Personal	Material	Repuestos	Tiempo entre Falla	Tiempo fuera de Servicio	Observaciones

Figura 1.23. Ejemplo, formato historial de fallas

Fuente: <https://es.slideshare.net/kjcampos/plan-de-mantenimiento-60188259>

### 1.3.10 SEGURIDAD INDUSTRIAL

Es un conjunto de disposiciones de carácter obligatorio que tienen por objetivo la prevención y minimización de riesgos, así como las acciones contra accidentes que provocan daño en las personas, bienes o equipos y el medio ambiente. En los siguientes párrafos se describen los principales puntos que intervienen en materia de seguridad industrial asociado a la instalación de redes eléctricas subterráneas.

#### 1.3.10.1 Prevención y protección sobre riesgos eléctricos

En todo trabajo de mantenimiento, el personal se encuentra expuestos de forma directa o indirecta a diversos tipos de peligros. Por la naturaleza del trabajo, el de mayor posibilidad de que ocurra es la descarga de una cantidad de corriente a través del cuerpo humano por contacto o inducción con alguna parte energizada, se lo conoce como riesgo eléctrico. Si este evento llega a ocurrir, se dice que la persona se electrocutó.

La probabilidad de muerte es alta por electrocución, por lo que es de vital importancia establecer medidas de seguridad para la prevención de riesgo eléctrico, procedimientos que deben ser de carácter obligatorio para todo el personal.

### 1.3.10.2 Factores de que intervienen en los accidentes

Los principales factores que presentan un riesgo latente de accidentes que se relacionan con el método adoptado para la planificación y ejecución del trabajo, se describen en la Tabla 1.13.

Tabla 1.13. Factores involucrados en los accidentes [20] [21]

FACTORES QUE INTERVIENEN EN LOS ACCIDENTES		
Humano	Organizativo	Técnico
Malas maniobras	Mala planificación	Defectos en el sistema de PAT
Descuido, ignorancia, negligencia e impericia del personal	Salirse del alcance del trabajo planificado	Herramientas defectuosas
Desconocimiento del funcionamiento del sistema	Falta de supervisión	Mala calibración de las protecciones
No coordinar, comunicar el estado del trabajo	Falta de comunicación	Construcción del sistema anti técnico
Condiciones físicas y/o mentales no aptas para el trabajo	No suministrar los EEP, equipos y herramientas adecuados	Perdida del aislamiento en los elementos y equipos

Fuente: Elaboración propia

### 1.3.10.3 Riesgo eléctrico más común

Entre los principales riesgos eléctricos que se presentan en las instalaciones subterráneas están:

- Arcos eléctricos: es originado por malas maniobras de operación en sistemas de MV. Cuando se abre equipos de maniobra con carga o hay fallas en los equipos.
- Electricidad estática: cuando en BV o MV se entra en contacto con elementos recién desconectados, sin descargarlos a tierra.
- Descarga atmosférica (rayos): cuando se inducen corrientes no deseadas por caída de un rayo y fallan los sistemas de PAT.
- Sobrecarga: Cuando se supera los valores nominales de la instalación, generalmente en BV.
- Cortocircuitos: se origina por pérdida del aislamiento, o existe contacto entre partes vivas.

- Contacto directo: cuando se hace contacto físico con alguna parte viva del sistema. Entiéndase por parte viva todos los elementos que están diseñados para llevar electricidad en condiciones normales.
- Contacto indirecto: se produce al entrar en contacto con elementos y equipos que no deberían estar energizados. Estos tipos de contacto se aprecian en la Figura 1.24.

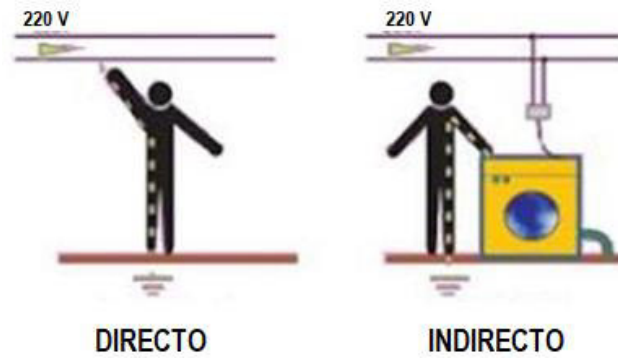


Figura 1.24. Contacto eléctrico directo vs. Contacto eléctrico indirecto

Fuente: <https://www.areatecnologia.com/electricidad/riesgos-electricos.html>

### 1.3.10.4 Efectos de la corriente Eléctrica

El desenlace que puede darse ante un accidente de electrocución dependerá en gran medida de la intensidad de la corriente como del tiempo de contacto con las partes energizadas.

En la Figura 1.25, y de acuerdo con la norma internacional IEC 60479-1, se describe los efectos de la corriente eléctrica en el cuerpo humano.

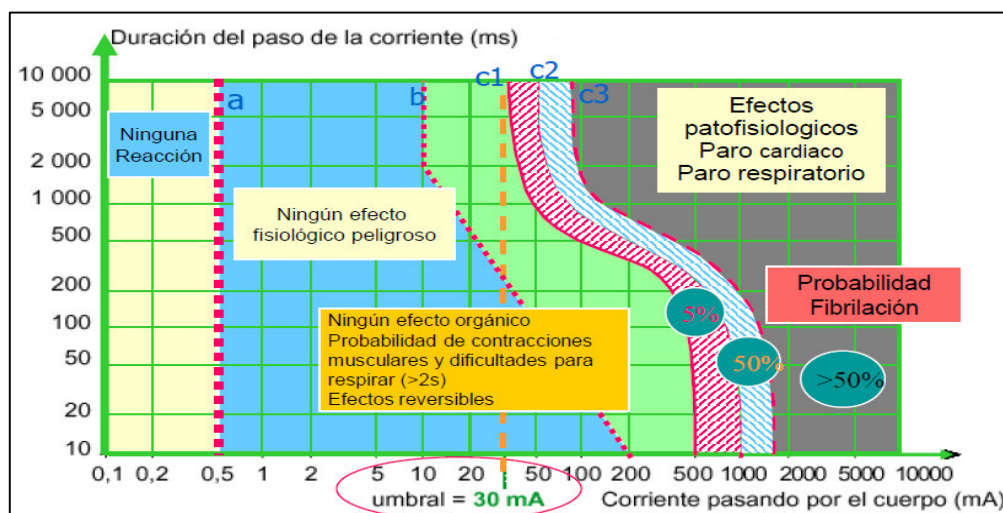


Figura 1.25. Efectos del paso de la corriente alterna sobre el cuerpo humano. Norma IEC 60479-1

Fuente: Norma IEC 60479-1

### 1.3.10.5 Tiempos de contacto eléctrico

En la Tabla 1.14, se describe los tiempos en que el ser humano puede soportar una corriente eléctrica a través de su cuerpo antes de que se produzca la fibrilación ventricular.

Tabla 1.14. Límite de tiempo de contacto humano

CLASIFICACIÓN	TIEMPO
15 mA	2 min.
20 mA	1 min
30 mA	35 seg.
100 mA	3 seg.
500 mA	0.1 seg
1 A	0.03 seg

Fuente: Norma IEC 60479-1

### 1.3.10.6 Salvamento

El accionar de una persona con intención de ayudar a otra que se está electrocutando, va a depender de varios factores que se presenten en ese momento, tipo de instalación, nivel de voltaje, el grado de contacto, y algunas otras situaciones. También dependerá de sus conocimientos y las herramientas que tenga disponible en ese momento. Las actividades que se pueden realizar son:

- Desconectar la fuente de alimentación del circuito
- De no ser posible la desconexión de la fuente, se debe intentar separar al accidentado utilizando medios aislados como pértigas. Importante, para realizar esta acción primero el socorrista debe colocarse aislarse parándose sobre mantas, bases y demás objetos aislados, de tener disponibles se debe colocar guantes.
- Los elementos utilizados en el paso anterior deben estar secos.
- Proporcionar primeros auxilios. Tratar de estabilizar a la persona afectada
- Solicitar atención médica.

### 1.3.10.7 Condiciones de seguridad en trabajos eléctricos.

Se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Identificar el área de trabajo y los elementos a intervenir. Se debe considerar que todo elemento conectado a la red eléctrica como energizado hasta que se demuestre lo contrario por medio del equipo apropiado.

- Pensar que los componentes eléctricos están energizados y son peligrosos.
- El riesgo de accidente eléctrico es mayor si el piso, herramienta o el trabajador, está mojado o húmedo.
- Para realizar las operaciones de conexión y desconexión en ambientes húmedos o mojados, el operador deberá estar sobre una base aislada.
- No se debe realizar trabajos eléctricos con voltaje, en lugares donde se almacenen materiales explosivos o inflamables.
- Analizar que en el sitio de trabajo puede haber otros factores que pueden ser nocivos para la salud como sustancias químicas, vapores, roedores, etc.
- Puede causar lesiones físicas al levantar pesos exagerados, de forma incorrecta, o por estar mucho tiempo en posiciones incómodas.
- Retirarse el cinturón de herramientas, si se va a trabajar en espacios reducidos.
- Puede haber lesiones oculares, por los residuos que generan el uso de algunas herramientas y las existentes en el ambiente.
- Utilizar casco de seguridad para evitar lesiones craneales graves.
- No se debe llevar accesorios metálicos como anillos, hebillas, cadenas, etc.
- Tener cuidado con las herramientas de filo, para no producirse cortaduras.
- Susceptibles a sufrir caídas si el uso de las escaleras es mal empleado. Estas siempre deben estar bien colocadas y aseguradas.
- El riesgo eléctrico es mayor, si el trabajador no utiliza equipo de protección personal EEP.

#### **1.3.10.8 Equipo de protección personal (EPP)**

Los elementos listados a continuación ayudan a reducir el riesgo eléctrico, y tienen como fin impedir que el cuerpo humano se convierta en conductor de electricidad.

El EPP debe estar en concordancia con el nivel de voltaje en el que se va a trabajar, y debe ser de fácil manejo para no restar las habilidades del operador.

- Casco de seguridad.
- Calzado dieléctrico de seguridad.
- Guantes aislantes para trabajos en caliente MV.



- Guantes dieléctricos para trabajos en BV.
- Ropa de trabajo ignífuga.
- Protección para los ojos y radiaciones UV.
- Protección respiratoria.
- Protección auditiva.
- Arnés de seguridad para trabajos en altura.
- Uso de protectores aislantes.
- Equipos detectores de voltaje en BV y MV.
- Equipos de señalización para el área de trabajo (cintas, carteles, conos, vallas, etc.).
- Tarjetas, dispositivos, candados de bloqueo de equipos.

### **1.3.10.9 Programa de salud ocupacional y cubrimiento de riesgos**

Toda empresa prestadora de servicios eléctricos debe contar con un programa de salud ocupacional que abarque la planificación y ejecución de actividades de medicina y ámbitos de seguridad industrial, todo esto con el fin de mantener y mejorar la salud de los trabajadores e identificar el origen de los accidentes de trabajo y las enfermedades profesionales como controlar los factores de riesgo relacionados.

Todos los trabajadores deben estar registrados en alguna empresa prestadora de asistencia y servicios médicos, a donde puedan acudir en caso de algún accidente.

- Disponer de botiquines de primeros auxilios en las zonas de trabajo
- Establecer procedimientos o planes de acción para actuar en caso de accidentes.
- Disponer de grupos de trabajo de emergencia.

### **1.3.10.10 Trabajos sin voltaje**

Es importante realizar trabajos y tareas de mantenimiento, para ello es necesario desconectar el voltaje de la red eléctrica con el fin de minimizar los riesgos eléctricos para precautelar los equipos y salvaguardar la salud del personal de operación y mantenimiento.

De esta manera, para alcanzar el éxito en este tipo de labores es importante mantener el orden y seguir ciertas reglas de seguridad que son conocidas como “5 Reglas de Oro”, en la Figura 1.26, se presentan las reglas empleadas para trabajos sin voltaje. [22]

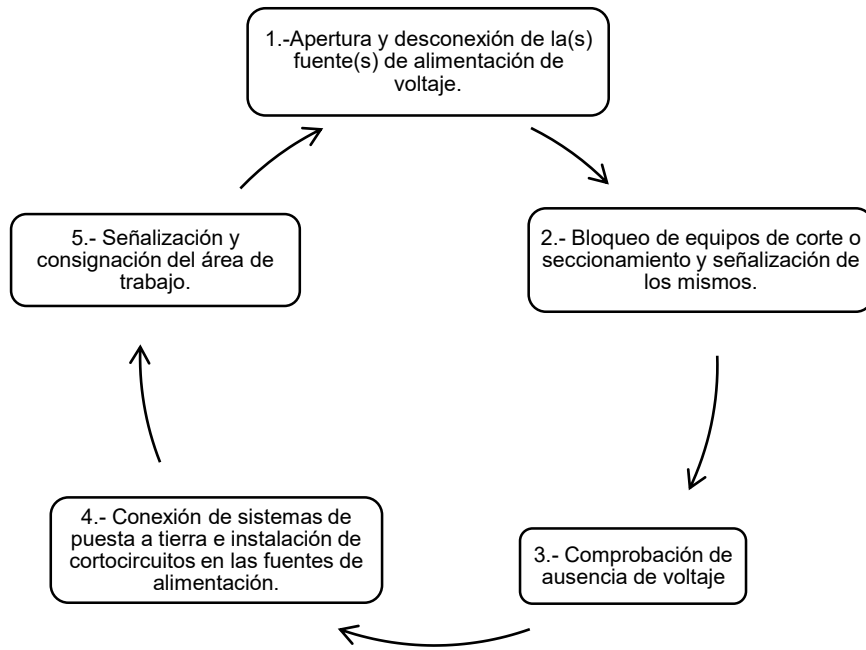


Figura 1.26. Reglas para trabajos sin voltaje

Fuente: Elaboración propia

## **2. METODOLOGIA**

### **2.1 Redes subterráneas en el Ecuador**

En los últimos 20 años la tecnología de los sistemas de distribución eléctrica subterránea (SEDS) ha presentado un importante desarrollo. La naturaleza de las redes subterráneas hace que presenten mayores ventajas:

- Confiabilidad
- Economía de la operación y mantenimiento
- Disminución de contaminación visual
- Incremento en plusvalía.

El incremento de la densidad de las cargas hace que las redes eléctricas aéreas sean difíciles de manejar debido a que incrementan el número y el tamaño de conductores, por lo que el uso de redes subterráneas cada vez es más usado para la expansión de la distribución [23], [24]. Aunque en varios países un pequeño porcentaje de los nuevos alimentadores se están instalando por completo subterráneamente, la tendencia es que todo siga creciendo. El deterioro de la imagen de las ciudades, por el entrecruzamiento de las redes eléctricas aéreas, la telefonía y los cables de datos hace que sea casi imposible introducir nuevas redes eléctricas aéreas, por lo que sin duda los sistemas subterráneos se han convertido en una nueva tendencia. En la actualidad las redes subterráneas han alcanzado una gran competitividad frente a las redes eléctricas aéreas en especial en áreas urbanas [24].

#### **2.1.1 Estado Actual de las redes de distribución subterráneas en el Ecuador.**

En los últimos años en la República del Ecuador se han efectuado grandes esfuerzos en la elaboración de Normativa y Reglamentación dentro del ámbito eléctrico, indispensables para la modernización del estado. La Ley de Régimen del Sector Eléctrico, vigente desde el año 1996 y su Reglamento General, permiten establecer las bases de la estructura del sector eléctrico y su funcionamiento dentro del país [25].

Los primeros datos de redes de distribución soterradas en Ecuador se presentan en el informe ESTADÍSTICA DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO AÑO 2009 realizadas por el CONELEC. En el informe se presenta la longitud de redes de distribución de bajo voltaje por fases cada empresa distribuidora, [26]. En la Figura 2.1, se puede apreciar que

el Ecuador tenía un total aproximado de 27.500 km, siendo CENEL-Milagro y CENEL-Santo Domingo dos de las empresas con mayor km de redes subterráneas [26].

Empresa	Longitud 1F (km)				Longitud 2F (km)				Longitud 3F (km)				Longitud Total (km)				Longitud Total (km)			
	Aérea	Subterránea	Preensamblada	Otra	Aérea	Subterránea	Preensamblada	Otra	Aérea	Subterránea	Preensamblada	Otra	Aérea	Subterránea	Preensamblada	Otra	1F	2F	3F	Total
Ambato	1.993	3.587	461	6.041	-	-	17	17	-	-	-	-	-	-	-	-	1.993	3.587	478	6.058
Azogues	867	134	50	1.050	-	1	3	3	-	-	-	-	-	-	-	-	867	134	52	1.054
Centro Sur	8.733	48	641	9.422	140	59	91	290	4	0	1	6	-	-	-	-	8.878	107	733	9.718
CENEL-Bolívar	3.950	1.078	52	5.081	2	2	1	5	-	-	-	-	-	-	-	-	3.953	1.080	53	5.086
CENEL-El Oro	4.062	-	38	4.100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.062	-	38	4.100
CENEL-Esmeraldas	-	-	-	-	-	-	-	-	2.050	-	2.050	-	-	-	-	-	-	2.050	-	2.050
CENEL-Guayas-Los Ríos	4.412	330	591	5.333	-	-	2	2	-	-	-	-	66	2	-	68	4.478	332	593	5.403
CENEL-Los Ríos	1.252	-	33	1.285	3	-	1	4	63	-	-	63	-	-	-	-	1.318	-	34	1.352
CENEL-Manabí	13.937	-	2	13.938	-	-	-	-	21	-	-	21	-	-	-	-	13.958	-	2	13.960
CENEL-Milagro	746	5.276	36	6.058	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	746	5.276	36	6.058
CENEL-Sta. Elena	40	1.108	252	1.400	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40	1.108	252	1.400
CENEL-Sto. Domingo	891	3.997	703	5.591	-	-	2.133	2.133	-	-	-	-	-	-	-	-	891	3.997	2.836	7.724
CENEL-Sucumbios	1.361	860	36	2.257	0	18	-	18	4	11	7	23	-	-	-	-	1.365	890	43	2.298
Cotopaxi	1.901	2.021	258	4.180	-	-	19	19	-	-	-	-	-	-	-	-	1.901	2.021	277	4.199
Eléctrica de Guayaquil	2.802	-	82	2.883	89	-	6	95	-	-	-	-	-	-	-	-	2.890	-	88	2.978
Galápagos	68	98	37	204	3	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	71	98	37	206
Norfe	2.971	1.690	246	4.908	2	1	0	4	-	23	-	23	-	-	-	-	2.974	1.715	246	4.935
Quito	402	3.843	1.375	5.621	-	116	485	600	3	58	17	79	-	-	-	-	406	4.017	1.877	6.300
Riobamba	3.950	1.078	52	5.081	2	2	1	5	-	-	-	-	-	-	-	-	3.953	1.080	53	5.086
Sur	3.416	-	25	3.441	9	-	9	18	-	-	-	-	-	-	-	-	3.425	-	33	3.459
<b>Total general</b>	<b>57.755</b>	<b>25.148</b>	<b>4.970</b>	<b>87.873</b>	<b>252</b>	<b>199</b>	<b>2.766</b>	<b>3.217</b>	<b>96</b>	<b>2.143</b>	<b>25</b>	<b>2.264</b>	<b>66</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>68</b>	<b>58.168</b>	<b>27.492</b>	<b>7.761</b>	<b>93.422</b>

Figura 2.1. Redes de bajo voltaje de las empresas eléctricas de distribución [26]

La gran contaminación visual existente ha impulsado al Ministerio de Electricidad y Energías Renovables, al desarrollo de un plan de acción para la ejecución de proyectos de soterramiento de cables a nivel nacional.

En septiembre de 2012, bajo los lineamientos del Ministerio Coordinador de los Sectores Estratégicos MICSE, el MEER en coordinación con el Ministerio de Telecomunicaciones MINTEL y la Corporación Nacional de Telecomunicaciones CNT, se realizó un diagnóstico de la situación actual de las redes eléctricas aéreas existentes en zonas consolidadas y la capacidad operativa, tanto de las empresas eléctricas como de telecomunicaciones, para la implementación de proyectos de soterramiento.

En base al diagnóstico realizado se direccionó un costo total para el soterramiento de redes aéreas que permitan la modernización de las redes de distribución tanto como las redes existentes, así como las proyectadas. Este plan incluye la intervención de redes de medio y bajo voltaje, transformadores de distribución y alumbrado público, a su vez trata de llegar hasta las acometidas de medidores y todo el sistema de semaforización. El presupuesto referencia propuesto de infraestructura eléctrica en un área de un km<sup>2</sup> fue de 7,15 millones de dólares por km<sup>2</sup> [25].

El 26 de abril de 2013, en la Séptima reunión de Gestión Presidencial, se dio la Disposición N° 20370 denominada “Soluciones para el soterramiento de todos los cables en el país”. En la disposición se menciona que se deben buscar soluciones para el soterramiento de

cables a nivel nacional, que incluyan normativa, costos, capacidad técnica, cronograma, y una propuesta de priorización.

El 30 de julio de 2013, se emite el Acuerdo Ministerial MEER N° 211, en cuyo artículo 4 se dispone que cada empresa eléctrica de distribución del país debe considerar el cambio de redes aéreas a soterradas en: accesos a ciudades, patrimonios culturales, centros turísticos e históricos, accesos a puertos, aeropuertos, puntos o pasos fronterizos internacionales y lugares que ponen en riesgo la seguridad ciudadana [27].

El Plan Nacional de Soterramiento elaborado por el MEER se vio limitado por la falta de financiamiento, y no contó con un presupuesto asignado para su ejecución; sin embargo, las empresas distribuidoras de energía eléctrica realizaron varias acciones para mejorar las condiciones del servicio eléctrico [25].

Para impulsar al cumplimiento de los objetivos plateados el 8 de agosto de 2013, se firmó el Convenio de Asociatividad Temporal N° SIGDE 08-2013, entre las empresas distribuidoras: EEQ, CNEL EP, CENTROSUR y EERSSA, que, en su cláusula tercera, delegan a la CNEL EP contratar el servicio de “DISEÑO DE REDES SOTERRADAS Y CONSOLIDACIÓN DE LA NORMATIVA NACIONAL ASOCIADA”.

En 2014, se presenta la el concurso para soterramiento de redes por parte de la unidad de soterramiento de CNEL EP, la misma que tiene como dentro de sus objetivos el consolidar la Normativa Nacional de proyectos de redes de distribución soterradas, MV y BV, la revisar y/o elaborar instructivos de diseño, construcción, fiscalización y mantenimiento de redes soterradas de MV y BV, la elaboración y/o revisión de diseños eléctricos de las redes soterradas en las áreas determinadas en el presente pliego, conjuntamente con profesionales de las empresas distribuidoras, la capacitación de profesionales de las empresas de distribución del país y a proveedores, en la aplicación de las normas de diseño, construcción, fiscalización y mantenimiento de redes soterradas [25] [26].

En el periodo 2013-2015 se ejecutaron proyectos en zonas estratégicas y turísticas de la capital nacional, las Islas Galápagos, Ambato y Guaranda. Estos proyectos tenían la finalidad de potenciar los centros de transformación de distribución, mejorar la calidad de energía y a su vez preparar a las ciudades para afrontar el cambio de matriz energética nacional además de mejorar la imagen de las ciudades y potenciar el turismo. Como se presenta en la Tabla 2.1. Proyectos de soterramiento eléctrico en el periodo 2013-2016., según datos presentados por MEER, en el plan de acción para la ejecución de proyectos de soterramiento de cables a Nivel Nacional, se realizaron proyectos en dos períodos marcados [28].

Tabla 2.1. Proyectos de soterramiento eléctrico en el periodo 2013-2016.

<b>PERIODO 2013-2015</b>				
<b>Nº</b>	<b>Empresa Distribuidora de Energía</b>	<b>Nombre del Proyecto</b>	<b>Inversión (MM USD)</b>	<b>Km Construidos</b>
1	CNEL Bolívar	Soterramiento del Centro Histórico de Guaranda	2,92	1,85
2	E.E. Ambato	Ampliación de red subterránea en el centro de Ambato III y IV etapa	1,74	1,6
3	E.E. Ambato	Red subterránea Av. 15 de noviembre	0,64	5,2
4	E.E. Galápagos	Soterramiento Malecón San Cristóbal	0,08	0,45
5	E.E. Quito	La Mariscal - Polígono 1	3,24	7,23
6	E.E. Quito	La Mariscal - Polígono 2	4,33	10,23
7	ESE. Quito	La Mariscal - Polígono 3	3,86	11,51
8	E.E. Quito	Avenida Napo	1,01	0,84
9	E.E. Quito	Cumandá	1,3	1,13
10	E.E. Quito	Variante 07E	1,63	1,27
11	E.E. Quito	Soterramiento de Manuel Córdova Galarza	5,71	3,18
12	E.E. Quito	Soterramiento de la Av. Interoceánica Etapa I	14,7	11,53
13	E.E. Quito	Soterramiento de la Avenida Colón	1,72	0,6
14	E.E. Quito	Primario Expreso Estratégico Gubernamental	0,67	1,2
15	E.E. Azogues	Centro Urbano Azogues Etapa I	2,05	6,33
<b>PERIODO 2016</b>				
<b>Nº</b>	<b>Empresa Distribuidora de Energía</b>	<b>Nombre del Proyecto</b>	<b>Inversión (MM USD)</b>	<b>Km Construidos</b>
1	CNEL Manabí	Soterramiento del Malecón de Puerto López	2,5	0,84
2	E.E. Centro Sur	Soterramiento de las Redes Eléctricas de la Av. España	4,37	0,4
3	E.E. Centro Sur	Construcción de la línea subterránea de subtransmisión, a voltaje de 22 Kv	3,9	1,1
4	E.E. Quito	Soterramiento de Tumbaco	3,3	4,05
5	E.E. Quito	Plataforma Financiera	2,28	2,23
6	E.E. sur	Red Subterránea de la ciudad de Loja (Regenerar)	19,53	20,28
7	E.E. Ambato	Red Subterránea Baños	1,5	0,58
		<b>TOTAL</b>	<b>82,98</b>	<b>93,63</b>

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 2.1, se puede observar que el MEER ha desarrollado un total de 22 proyectos de redes subterráneas con un total de soterramiento de 93,63 km entre el año 2013 y 2016.

En 2020, en el informe de expansión y mejora de la distribución dentro de los lineamientos y estrategias de expansión se plantea el diseño y ejecución de proyectos que cumplan las normas técnicas y políticas para ejecutar proyectos planificados para el cambio de redes aéreas a subterráneas en: accesos a ciudades, patrimonios culturales, centros turísticos e históricos, accesos a puertos, aeropuertos, puntos o pasos fronterizos internacionales y lugares que ponen en riesgo la seguridad ciudadana, siempre y cuando los estudios técnicos, financieros, económicos y ambientales sean viables [29].

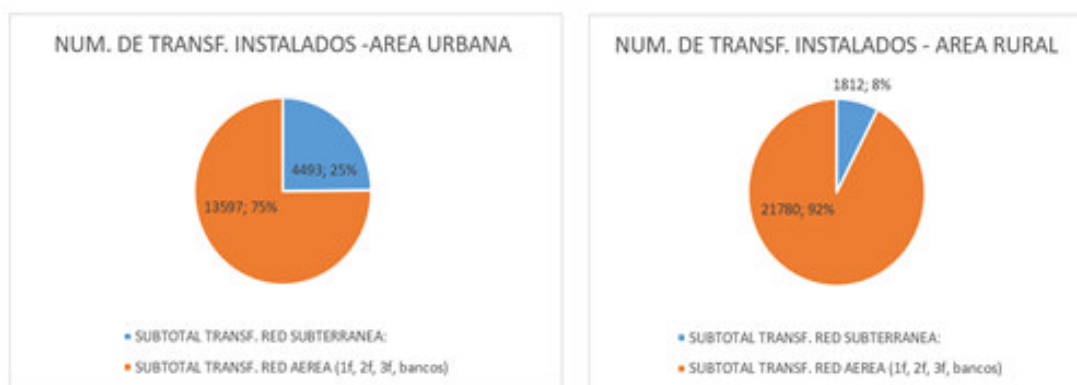
En base a los lineamientos establecidos dentro del plan maestro se ha realizado una gran cantidad de proyectos de soterramiento por las diferentes empresas de distribución. Como es el caso de la Empresa Eléctrica Ambato S.A – EEASA, institución que dispone de 70 cámaras de transformación en el centro de la ciudad de Ambato, con una potencia instalada aproximada de 15 MVA. Esta empresa para el año 2020 tiene previsto una inversión de \$ 9.500.000,00 para la construcción de este tipo de proyecto en su área de concesión [30].

Otras Empresas Distribuidoras que también disponen de este tipo de infraestructura son la Empresa Eléctrica Regional Centro sur y la Empresa Eléctrica Regional del Sur [31]. El aumento de la infraestructura eléctrica soterrada y la creación de departamentos de construcción y mantenimiento de redes subterráneas en las empresas distribuidoras del Ecuador demandan la necesidad de elaborar un estudio que abarque la metodología para un correcto mantenimiento de este tipo de redes. Así mismo en la memoria técnica de soterramiento del centro de la ciudad de Loja presentada por EERSSA se plantea que para el proyecto de soterramiento de las redes eléctricas y de telecomunicación de la zona centro de la ciudad de Loja requerirá de una inversión de \$25.889.903,16. Por otra parte en 2017 CNEL EP se presentó el proyecto de construcción de redes subterráneas eléctricas y de telecomunicaciones con un costo de \$ 4.561.960 [32]. Para 2020 se inició el soterramiento eléctrico de la vía a Quito en el ingreso a la ciudad de Santo Domingo, esta obra tiene un costo aproximado de \$1.073.727,76 y beneficiará a 300.000 ciudadanos [33].

La Empresa Eléctrica Quito - EEQ, en el año 2013 realizó un estudio para la remodelación de redes soterradas del Centro Histórico, las cuales cumplieron su período de vida útil de 30 años de operación, mediante la instalación de 156 centros de transformación, con una potencia instalada de 31.7 MVA, 46.2 km de red de medio y bajo voltaje, con una inversión de \$ 36.374.252,00, proyecto que se ha venido ejecutando por etapas a partir del año 2014

[34]. La EEQ también ha ejecutado otros proyectos de soterramiento de redes eléctricas como: Mariscal 1 con una inversión de \$ 3.941.161,00 con una potencia instalada de 9.2 MVA [35]. Mariscal 2 con una inversión de \$ 4.439.652,00 y una potencia instalada de 13.2 MVA [36]; República del Salvador con una inversión de \$ 5.157.256 y una potencia instalada de 39 MVA [37]; Av. Manuel Córdova Galarza con una inversión de \$ 9.310.000,00 y la Av. Interoceánica con una inversión \$ 13.370.000,00 [38]. Un tercer tramo que va desde de Chiviquí hasta El Arenal con un costo total de \$2.444.000 y una intervención de en la vía E35 desde el Aeropuerto hasta la subestación de Tababela con un consto superior a 500 mil dólares. Así mismo en 2014 se empezó la intervención de 1.16 km de redes de medio voltaje en el bulevar de la avenida colon con un costo superior a \$1.500.000 [39]. En total son 11 proyectos de soterramiento realizado con una inversión de \$62.000.000,00, para la construcción de 112 cámaras de transformación, 2.493 pozos, en 1,76 km de tendido de tuberías [40].

El notable incremento de la infraestructura eléctrica soterrada y la creación de departamentos de construcción y mantenimiento de redes subterráneas en las empresas distribuidoras del Ecuador demandan la necesidad de elaborar un estudio que abarque la metodología para un correcto mantenimiento de este tipo de redes con el análisis de las respectivas normas de mantenimiento de estas redes. En los datos proporcionados por el SISTEMA DE INFORMACION DE LA DISTRIBUCION (SDI) de la Empresa Eléctrica Quito, se presentan el número de transformadores y el porcentaje de km de red instalados de redes aéreas y subterráneas en la parte urbana y en el área rural. Se puede observar en los datos aproximadamente el 25% de los transformadores instalados en el área urbano son soterrados, Figura 2.2.



a) Número de transformadores en el área urbana

b) Número de transformadores en el área rural

Figura 2.2. Número de transformadores instalados en la EEQ hasta 2020 para zonas urbana y rural [41].



De la misma forma aproximadamente el 17% de los kilómetros totales instalados tanto en BV y MV en el área urbana corresponde a sistemas soterrados como se aprecia en la Figura 2.3.

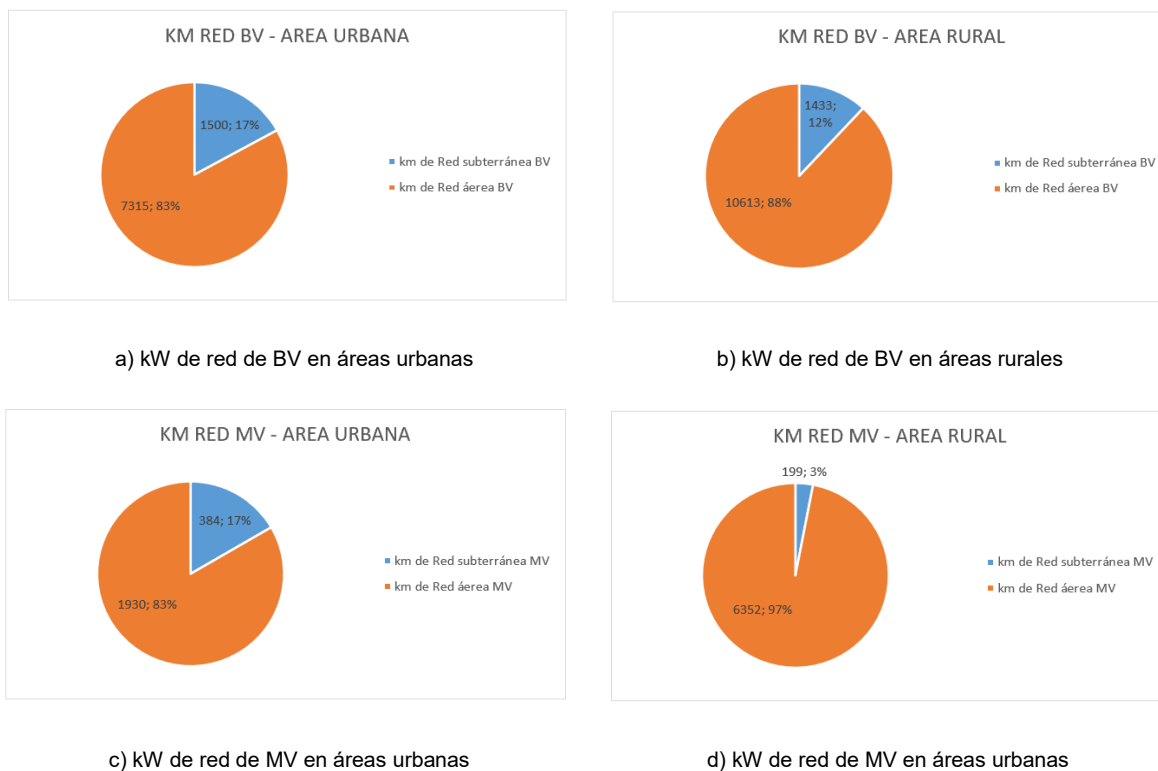


Figura 2.3. kW de red de BV y MV instalados por la EEQ hasta 2020 [41].

## 2.2 Estructura del mantenimiento

### 2.2.1 Normas de mantenimiento para redes en el Ecuador

En la actualidad, las leyes del sector eléctrico han planteado la necesidad de regular las actividades de mantenimiento de los activos de las empresas de generación, transmisión y distribución eléctrica.

De ahí, surge la necesidad de contar con una normativa interna para este campo de aplicación.

### 2.2.2 Normativa Ecuador

De momento existe una reducida documentación sobre procesos de mantenimiento en redes de distribución subterránea en el Ecuador, sin embargo, El Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables (MERNNR), antes Ministerio de Electricidad y Energía

Renovable (MERMMR) menciona este tipo de instalaciones en documentos de tipo jurídicos, convenios, contratos, etc.

Por otra parte, las empresas eléctricas del país, viendo la necesidad de contar con documentación que sirva de guía para la ejecución de este tipo de trabajos a elaborado manuales, guías, instructivos que permitan desarrollar estas actividades de forma ordenada y segura. En la Figura 2.4, se describe parte de esta documentación.

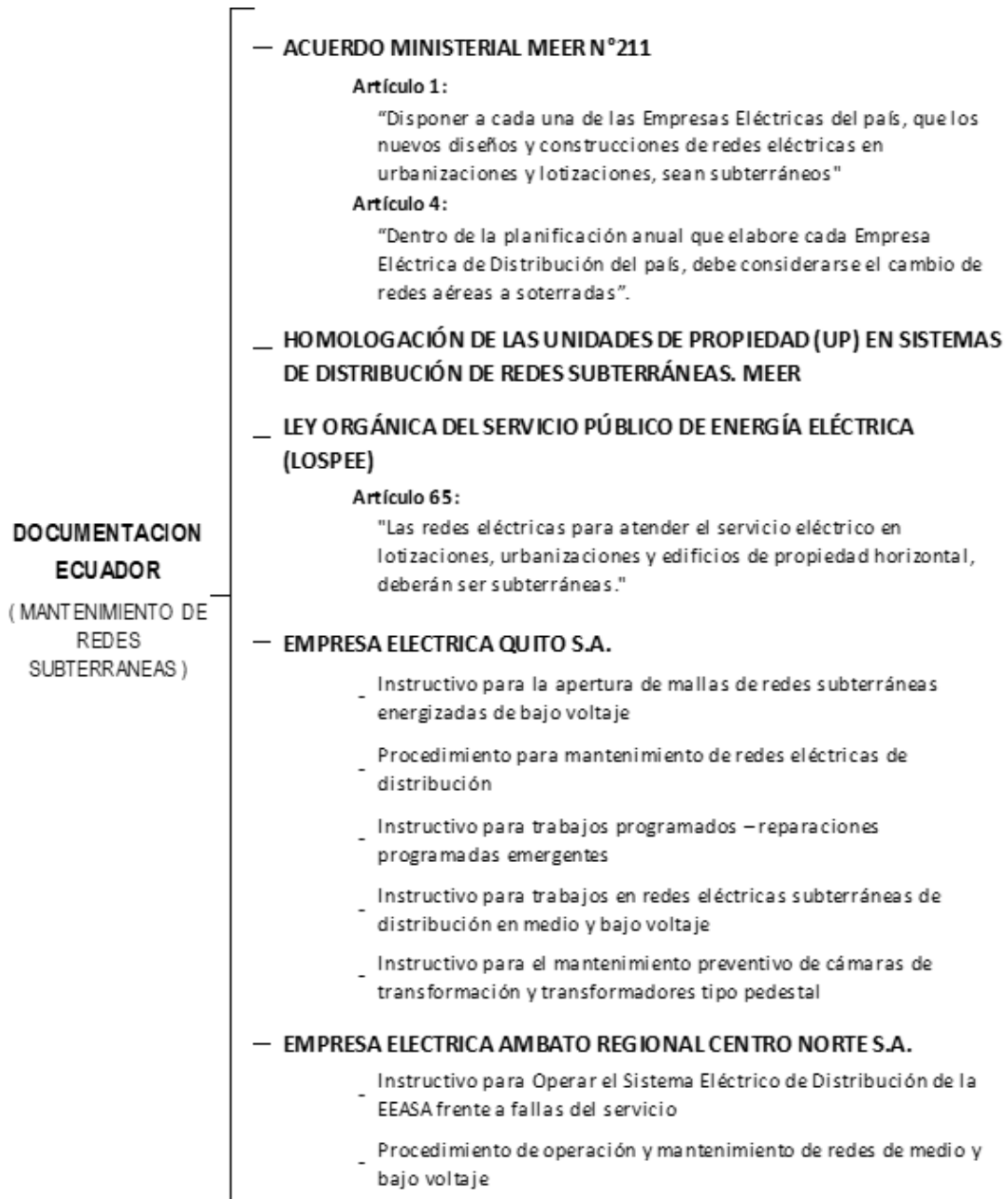


Figura 2.4. Documentación relacionada Mantenimiento de Redes Subterráneas en el Ecuador

Fuente: Elaboración propia

### 2.2.3 Normativa internacional

En la Figura 2.5, se describen algunas normas internacionales relacionadas con las actividades, ensayos, condiciones de seguridad, que se deben seguir al momento de realizar tareas de mantenimiento en equipos y redes del sistema eléctrico soterrado.

NORMAS INTERNACIONALES	IEEE Std 902-1998	Guía para la operación de mantenimiento y la seguridad de los sistemas eléctricos industriales y comerciales	IEEE
	IEEE 400.2 - 2013	Guía para pruebas de campo de sistemas de cables de alimentación blindados. Prueba VLF (very low frequency)	
IEEE Std 81™	Guía para medir la resistividad de la tierra, la impedancia de la tierra y los potenciales de la superficie de un sistema de puesta a tierra		
IEEE C57.152	Guía IEEE para pruebas de campo de diagnóstico de transformadores con aislamiento líquido		
ANSI/IEEE Std C37.20.7	Guía para la prueba de apartamiento de media tensión en gabinete metálico para fallas de arco interno		
ANSI C12.1	Código para medición de electricidad	ANSI	
ANSI C57.12.90	Guía para pruebas de cortocircuito de transformadores de distribución y potencia sumergidos en líquido.		
ANSI C84.1	Estándar para equipos y sistemas de energía eléctrica: valores nominales de voltaje (60 Hertz)		
ANSI/NETA MTS-2019	Norma para especificaciones de prueba de mantenimiento para equipos y sistemas de distribución de energía eléctrica		
ANSI/NETA ATS-2017	Estándar para especificaciones de pruebas de aceptación para equipo de energía eléctrica y sistemas		
FIST Volume 3-30	Instrucciones, normas y técnicas de las instalaciones, mantenimiento del transformador	FIST	
FIST Volume 3-31	Instrucciones, estándares y técnicas de instalaciones, diagnóstico de transformadores		
FIST Volume 3-16	Instrucciones, normas y técnicas de instalaciones, mantenimiento de disyuntores de potencia		
FIST Volume 4-1B	Programación de mantenimiento para equipos eléctricos		
FIST Volume 4-13	Programa de mantenimiento termográfico		
IEC 61140	Protección contra descargas eléctricas: aspectos comunes para la instalación y el equipo	IEC	
IEC 60502-1	Especificaciones de los cables de alimentación con aislamiento extruido y una capacidad de voltaje de 1 kV a 30 kV		
IEC 60364	Instalaciones eléctricas de baja tensión		
IEC 60060	Técnicas de prueba de alto voltaje		
IEC 60183	Guía para la selección de cables de alta tensión		
IEC 60479-1	Efectos de la corriente sobre los seres humanos y el ganado. Parte 1: Aspectos generales		
IEC 60529	Grados de protección proporcionados por envoltantes		
IEC 61140	Protección contra descargas eléctricas - Aspectos comunes para instalaciones y equipos		
DS/IEC 885-2	Métodos de prueba eléctricos para cables eléctricos. Parte 2: Pruebas de descarga parcial	OTRAS	
NFPA 70B	Práctica recomendada para el mantenimiento de equipos eléctricos		
ASTM D149	Método de prueba estándar para voltaje de ruptura dieléctrica y resistencia dieléctrica de materiales aislantes eléctricos sólidos		

Figura 2.5. Documentación relacionada Mantenimiento de Redes Subterráneas en el Ecuador

Fuente: Elaboración propia

En el año 2019, del 100% de los mantenimientos realizados en el EEQ aproximadamente el 22% fueron realizados en redes subterráneas urbanas y el 4% en el área rural, con un total de 12% del mantenimiento realizado en redes subterráneas de área urbana y rural.

100 % DE MANTENIMEINTOS EN EL AREA <b>URBANA</b> (AEREOS + SUBTERRANEOS)	22% SON SUBTERRANEOS
	78 % SON AEREOS
100 % DE MANTENIMEINTOS EN EL AREA <b>RURAL</b> (AEREOS + SUBTERRANEOS)	4% SON SUBTERRANEOS
	96 % SON AEREOS
100 % DE MANTENIMEINTOS EN EL AREA <b>URBANA + RURAL</b> (AEREOS + SUBTERRANEOS)	12% SON SUBTERRANEOS
	88 % SON AEREOS

Figura 2.6. Estadísticas de mantenimiento realizado por la EEQ en 2019

Fuente: Elaboración propia

## 2.3 Fallas en redes subterráneas

La coordinación de los equipos de protección que se encuentran desplegados a lo largo de la red de distribución eléctrica, es de gran importancia para la detección y aislamiento de una falla o perturbación. Con la finalidad de que el sistema sea más eficiente la identificación de fallas está directamente relacionada a la confiabilidad de la red de distribución, reducción de las pérdidas y mantener la estabilidad del SEP [41] .

Los sistemas de distribución representan aproximadamente el 90% de las interrupciones debido a fallas o perturbaciones del resto del sistema eléctrico de potencia. Este problema se ha reducido con la implementación de redes subterráneas, redes que debido a su construcción presentan un acceso limitado a sus instalaciones [42]. Debido a esto, se presenta ciertas recomendaciones para el despliegue de estas redes, El Departamento de Defensa (DoD) de los Estados Unidos establece un límite de 120 m entre pozos de revisión, en otros casos, como en España, las empresas eléctricas restringen esta distancia máxima a 40 m. Es interesante notar que esta distancia es determinante (en caso de avería), para reemplazo del segmento o la sección de cable que se sustituirá, debido a que los empalmes deben hacerse en estos pozos [43] [44].

La operación de la red depende de la confiabilidad de la red, en la Tabla 2.2 se presenta la tasa de fallos y tiempos de reparación máximos de fallas ocurridas en líneas aéreas y subterráneas, [45].

Tabla 2.2. Tasa de fallos en líneas aéreas y subterráneas [45].

Componente	TASA DE FALLAS (fallas/año)	TIEMPO DE REPARACIÓN (horas)
Línea aérea de MV	0,01890	8,0
Línea aérea de BV	0,01890	8,0
Línea subterránea de MV	0,00300	12,0
Línea subterránea de BV	0,00140	12,0

En la Tabla 2.3, se indica el número de reparaciones atendidas por el Departamento de Operación y Mantenimiento Urbano, DOYMU, de la Empresa Eléctrica Quito, en el año 2021. De esta tabla podemos determinar que del total de fallas en el área urbana, 3.6 % corresponden a fallas en redes subterráneas de distribución.

Tabla 2.3. Reparaciones atendidas por la EEQ en el año 2021 [46]

REPARACIONES ATENDIDAS POR EL DOYMU AÑO 2021					
ÁREA	TRIMESTRE				SUB TOTAL
	1ro.-	2do.-	3ro.-	4to.-	
Red Aérea	105	120	114	111	450
Líneas Energizadas	88	123	87	114	412
Operadores de Redes	2051	2449	2082	2590	9172
Red Subterránea	92	103	70	112	377
<b>TOTAL:</b>					<b>10411</b>

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 2.4, se puede concluir, que las desconexiones de alimentadores primarios a nivel de subestación, son en menor número para los alimentadores con tipo de construcción subterránea en relación a los alimentadores de tipo aéreo.

Tabla 2.4. Muestra de desconexión de alimentadores primarios en el área urbana de Quito, año 2020. [47]

DESCONEXION DE PRIMARIOS - EMPRESA ELECTRICA DE QUITO - AREA URBANA DE QUITO										
Subestación	Primario	Nivel de Voltaje (kV)	Número de transf. instalados	Número de clientes conectados	km Red MV Area	km Red MV Subt.	km total de red de MV	% Red MV Subt.	% Red MV Area	Número de desconexiones del primario
28 - Iñaquito	E	6,3	42	1750	0,0	3,9	3,902	100%	0%	0
08 - La Marín	A	6,3	30	2204	0,0	6,0	6,010	100%	0%	1
06 - Escuela Sucre	A	6,3	35	1611	0,0	5,8	5,868	99%	1%	0
15 - El Bosque	D	6,3	43	2045	0,1	9,1	9,178	99%	1%	0
07 - San Roque	E	6,3	45	4106	0,1	8,3	8,455	99%	1%	0
28 - Iñaquito	B	6,3	86	1114	0,3	13,4	13,611	98%	2%	0
24 - Carolina	A	6,3	40	1127	0,3	6,0	6,300	95%	5%	0
32 - Diez Nueva	C	6,3	80	2269	2,1	8,0	10,149	79%	21%	1
24 - Carolina	A	6,3	125	2253	2,5	7,4	9,938	75%	25%	1
09 - Miraflores	C	6,3	74	4674	6,4	2,9	9,260	30%	70%	3
08 - La Marín	N	6,3	92	3835	9,3	1,8	11,177	16%	84%	2
10 - Diez Vieja	A	6,3	50	2135	5,1	0,6	5,616	10%	90%	1
17 - Andalucía	A	6,3	173	7109	19,5	1,0	20,467	5%	95%	1
03 - Barrio Nuevo	E	6,3	106	6843	8,7	0,4	9,060	4%	96%	3
07 - San Roque	C	6,3	98	4348	15,2	0,6	15,759	4%	96%	3
11 - Belisario Q.	D	6,3	84	4600	10,5	0,3	10,852	3%	97%	3
32 - Diez Nueva	A	6,3	109	4058	12,6	0,4	13,041	3%	97%	2

Fuente: Elaboración propia

Las fallas subterráneas son menos frecuentes que las fallas aéreas, pero estas fallas son en su mayoría sostenidas, la baja cantidad de fallas en una red subterránea se debe a que estas están fuera del alcance de agentes externos de la naturaleza. Esto hace que los costos de mantenimiento y operación se reduzcan en base a mayor rendimiento de la red de distribución. Sin embargo, los tiempos empleados en la reparación de fallas en este tipo de redes son mayores en comparación a los sistemas aéreos. En la Figura 2.7, del total de fallas de tipo subterráneo, registradas en el año 2020, para la provincia de Pichincha, se determina los tiempos en horas empleados por La Empresa Eléctrica Quito, EEQ, en la reparación de las mismas.

TIEMPOS EMPLEADOS EN REPARACION DE FALLAS EN RED SUBTERRANEA - EMPRESA ELECTRICA QUITO - AÑO 2020

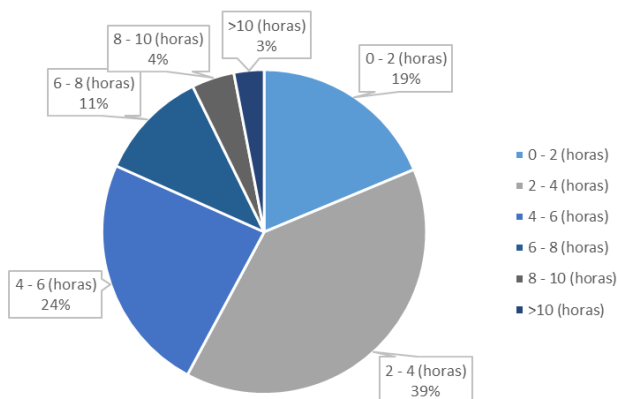


Figura 2.7: Tiempos empleados en la reparación de fallas en redes subterráneas, EEQ - Año 2020. [47]

Fuente: Elaboración propia

Como se ha mencionado la mayoría de las fallas en los sistemas de cables subterráneos, son de naturaleza permanente y suelen ser uno de los siguientes:

- Falla núcleo - cubierta - tierra.
- Falla núcleo - tierra
- Falla núcleo a cubierta.
- Falla núcleo – núcleo (cables multipolares)

La identificación precisa de la ubicación con fallas de fallas permanentes en los cables es muy importante para las redes de distribución de energía para una mejor confiabilidad [48].

En el esquema de la Figura 2.8, se presentan las fallas más probables que aparecen en redes subterráneas [45] [49].

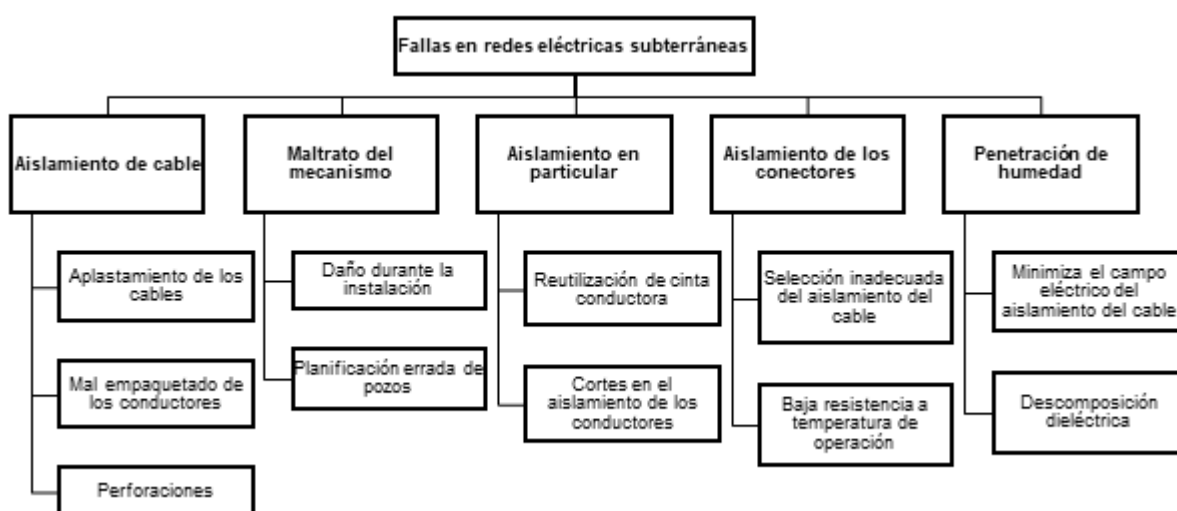


Figura 2.8: Principales fallas en redes eléctricas subterráneas [45] [49]

Fuente: Elaboración propia

Las causas de fallas del sistema de servicios públicos subterráneos se clasifican en equipos de excavación, vehículos que golpean transformadores, pedestales, etc.

Debido a los factores mencionados en la última sección, las estadísticas de las causas de los fallos son diferentes entre sí. Las causas de la falla y su distribución en el sistema de potencia de Duke (América del Norte, datos entre 1987 y 1990) son: árboles (19%), animales (18%), fallas de equipos (14%), rayos (9%), accidentes públicos (10%), otros (13%) y desconocido (17%) [50].

### 2.3.1 Fallas en Cables Aislados

Una de las principales limitaciones de los cables subterráneos es la detección de fallas, dado que los cables se colocan debajo de la superficie (directamente o dentro de conductos presurizados), los métodos visuales de inspección no funcionan de manera eficaz. Este no es el caso de las líneas aéreas, por lo que, para identificar las fallas en el cable subterráneos, se han desarrollado varios métodos [51], [52], [53], [50].

Las fallas en los cables pueden producirse según el tipo de cable. En los cables PILCC se presenta frecuentemente por:

- Humedad en el cable.
- Descomposición del aceite.
- Descomposición de papel.
- Corrosión del plomo o aluminio.

De la misma forma, en los cables tipo PE/XLPE que se aprecia en la Figura 2.9 las fallas más comunes, que son:

- El envejecimiento.
- La humedad en el empalme.
- Humedad en cable.
- Falla de aislamiento de la pantalla el cable.

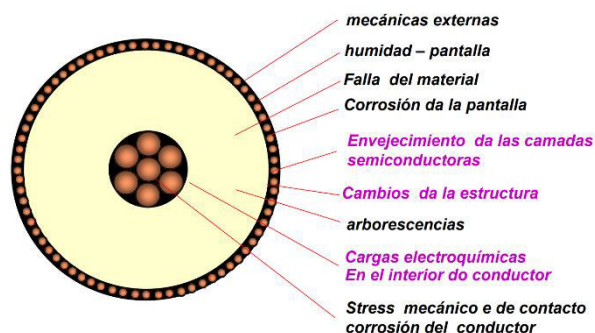


Figura 2.9. Causas comunes de fallas en los cables aislados.

Fuente: Presentación Megger (Tema: Medición de aislamiento)

Lo mencionado en el párrafo anterior, permite clasificar los diversos tipos de fallas que ocurren en los cables subterráneos, por fallas en el aislamiento, así:



- Cable en circuito abierto.
- Cable en cortocircuito.
- Fallas a tierra.

La mayoría de fallas se da, por ingreso de agua al aislamiento. Otras causas incluyen, lesiones mecánicas durante el transporte, el proceso de tendido o debido a diversas tensiones encontradas por el cable durante su vida útil. También influyen los agentes atmosféricos.

### Cable en Circuito Abierto

Como sugiere el nombre, esta falla involucra un circuito abierto en los conductores. Cuando uno o más conductores de cable (núcleos) se rompen, se produce una discontinuidad eléctrica. Esta discontinuidad también ocurre cuando el cable se sale de su unión debido a un esfuerzo mecánico. Esto se conoce como falla de circuito abierto, Figura 2.10 [51], [52], [54].

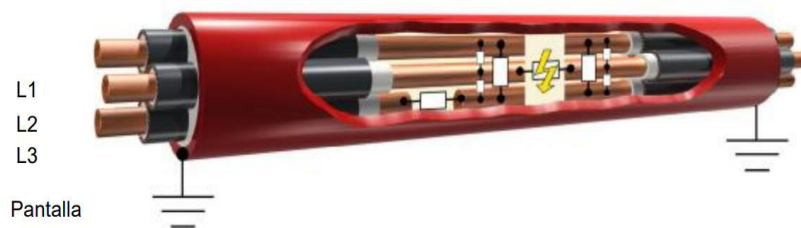


Figura 2.10. Falla en redes subterránea de circuito abierto.

Fuente: <https://docplayer.es/762149-Historia-de-cables-tipos-de-fallas-en-cables-subterraneos-pasos-para-la-localizacion-de-fallas.html>

Un circuito abierto se caracteriza por una resistencia infinita. Esto se utiliza en la detección de fallas. Los conductores del otro extremo están agrupados (en cortocircuito) y conectados a tierra. Luego, la resistencia entre cada conductor y la tierra se mide usando un megaóhmetro. Si hay un circuito abierto en un conductor, el megaóhmetro leerá infinito cuando esté conectado entre ese conductor y la tierra.

### Cable en Cortocircuito

Ocurre solo en cables de varios núcleos o cuando dos o más conductores del mismo cable entran en contacto entre sí, esto se denomina falla de cortocircuito. Es imposible detectar visualmente sin desmontar el cable. Se produce un fallo de cortocircuito cuando se daña el aislamiento individual de los cables. También se puede detectar con un megaóhmetro, Figura 2.11 [51], [52], [54].



Figura 2.11. Falla en redes subterránea de cortocircuito

Fuente: <https://docplayer.es/762149-Historia-de-cables-tipos-de-fallas-en-cables-subterraneos-pasos-para-la-localizacion-de-fallas.html>

Un cortocircuito se caracteriza por una resistencia cero. Esto se utiliza en la detección de fallas. La resistencia entre dos conductores cualesquiera se mide con un megaóhmetro. Esto se hace para todos los conductores, dos a la vez. Si el megaóhmetro lee cero, indica que se ha producido una falla de cortocircuito entre esos dos conductores.

### Cable a Tierra

Cuando cualquiera de los conductores del cable entra en contacto con la tierra, se denomina falla a tierra. Esto suele ocurrir cuando el aislamiento exterior se daña debido a reacciones químicas con el suelo o debido a vibraciones y cristalización mecánica. Es algo similar a una falla de cortocircuito, ya que la corriente vuelve a tomar la ruta menos resistiva y fluye a través de la tierra. Esto también se puede detectar con un megaóhmetro [51], [52], [54].

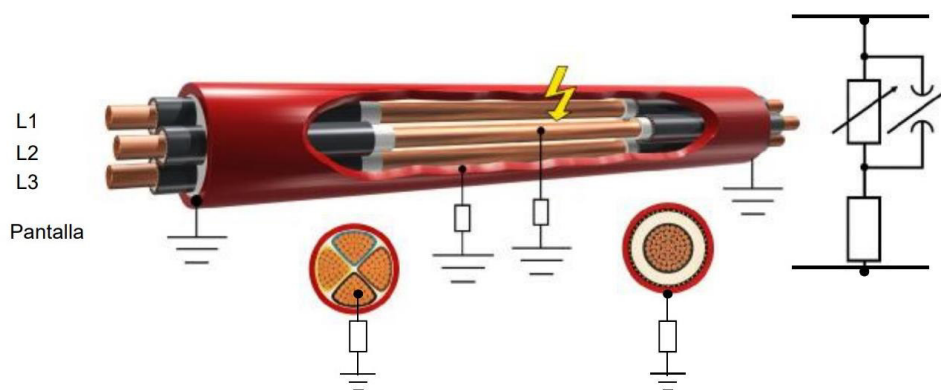


Figura 2.12. Falla en redes subterránea de falla a tierra.

Fuente: <https://docplayer.es/762149-Historia-de-cables-tipos-de-fallas-en-cables-subterraneos-pasos-para-la-localizacion-de-fallas.html>

El megaóhmetro está conectado entre el conductor y la tierra y se anota la lectura del megaóhmetro. Esto se repite para todos los conductores del cable. Si hay una falla a tierra, el megaóhmetro mostrará una lectura cercana a cero.

### 2.3.2 Fallas en transformadores

En el estudio realizado en [22], se presenta una estadística de fallas recogida en del informe de la Empresa Eléctrica de Bogotá, EEB, en el año 1991, en la cual se indica que fallas subterráneas en transformadores representan aproximadamente el 6,4 % de las fallas totales presentadas en el área urbana, Tabla 2.5 .

Tabla 2.5. Estadísticas de fallas en transformadores de la EEB en 1991. [22]

Número de transformadores fallados en el área urbana EEB		
Aéreos	Subterráneos	(%)
500	32	6.4

Los transformadores no se componen de partes móviles y se encuentran totalmente cerrados, lo que dificulta que se pueda observar una falla ocurrida en el interior del transformados. En el diagrama de la Figura 2.13, se presentan las fallas de los transformadores en las redes de distribución se clasifican en [55], [22] :

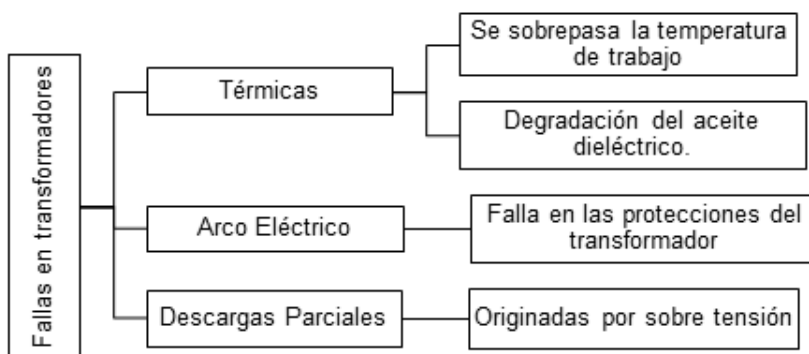


Figura 2.13. Tipos de fallas originadas en transformadores de distribución

Fuente: Elaboración propia

Las causas más comunes de las fallas en los transformadores son:

- Sobrecarga.
- Sobre voltajes de origen atmosférico.
- Cortocircuito.
- Conexión errada en BV.

- Defecto de operación.
- Sobre voltajes de Impulso por rayo o maniobras.
- Humedad aceite (Hermeticidad defectuosa)
- Protección inadecuada.
- Defecto de fabricación.
- Reparación defectuosa.
- Vandalismo o daños por terceros.
- Otras causas

El conocimiento de las causas de las fallas en los transformadores es de mucha ayuda para el personal de mantenimiento en redes subterráneas, por lo que se describe de forma general cada una de ellas.

### **Sobrecarga**

Cuando existe un fallo debido a la sobrecarga se pueden generar los siguientes efectos, Figura 2.14.

- Agrietamiento en el papel aislante y quebradizo.
- Formación de lodo.
- Fugas de aceite.



(a)

(b)

Figura 2.14. (a) Transformador con falla por sobrecarga, (b) aspecto del aceite del transformador con falla.

Fuente: Elaboración propia

### Sobre voltajes de origen atmosférica

Cuando existe una falla en un transformador debido a una sobre voltajes de origen atmosférica, pueden ocurrir los siguientes daños, Figura 2.15.

- Entre las espiras.
- Ennegrecimiento de uno de los aisladores de medio voltaje.
- Perforación del núcleo.
- Huellas de descarga de los devanados de medio y bajo voltaje.
- Espiras abiertas al inicio de la bobina.



Figura 2.15. Transformador por fallado por sobrevoltaje atmosférico.

Fuente: Elaboración propia

### Cortocircuito

Cuando existe este tipo de falla se puede observar que existe un desplazamiento de las bobinas y devanados, Figura 2.16.



Figura 2.16. (a) Transformador con falla por circuito externo en el devanado de alto voltaje, (b) aspecto del aceite del transformador con falla.

Fuente: Elaboración propia

### Conexión errada en bajo voltaje

Al existir una falla por la conexión errada en bajo voltaje, se produce una deformación o desplazamiento entre los devanados, sin embargo, el transformador puede estar en funcionamiento, Figura 2.17.

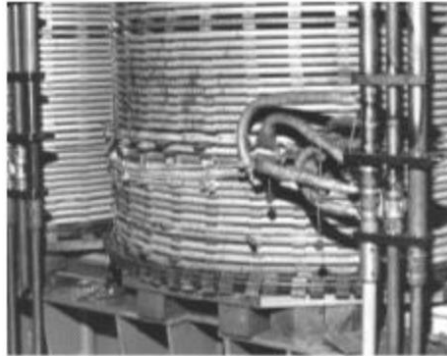


Figura 2.17. Transformador con falla por conexión errada en BV.

Fuente: Elaboración propia

### Defecto de operación

Un transformador que ha sufrido falla por defecto de operación presenta los siguientes daños, Figura 2.18:

- Conmutador roto.
- Las conexiones en bajo voltaje con errores.



Figura 2.18. (a) Transformador con falla defecto de operación, (b) aspecto del aceite del transformador con falla.

Fuente: Elaboración propia

### 2.3.3 Fallas en Empalmes

El empalme es la conexión y reconstrucción de todos los elementos que constituyen un cable aislado, protegido dentro de una misma cubierta. Son elementos que permiten dar

continuidad a los cables y se colocan al final de uno y principio del otro [56]. Una gran mayoría de fallas en las redes subterráneas se presentan debido a una ineficiente ejecución en los empalmes que deja empalmes defectuosos, así como el envejecimiento o deterioro del empalme por esfuerzo mecánico o humedad de los estos [53], [56], Figura 2.19.



Figura 2.19. Falla en empalmes

Fuente: Elaboración propia

Una de la causa para le fallas en los empalmes es causado por las arborescencias y las descargas parciales [57].

### Arborescencias

Se produce por la incidencia de un campo eléctrico en un ambiente de humedad, lo que causa una degradación molecular del material dieléctrico. En este fenómeno se observa en la Figura 2.20:

- Ruptura del dieléctrico que permite la visibilidad de un camino.
- Presenta una disminución de voltaje en la ruptura del dieléctrico

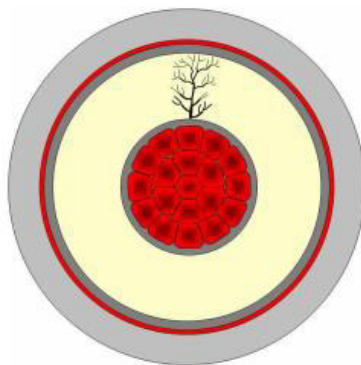


Figura 2.20. Arborescencia en empalme

Fuente: Presentación Megger (Tema: Medición de aislamiento)

## Descarga parcial

La ionización de un gas dentro del aislamiento produce una descarga localizada cuando el nivel de voltaje excede un valor crítico, lo que se conoce como descarga parcial por forma de unión permanente entre los electrodos. En este fenómeno se origina principalmente por:

- Cavidades duras o impurezas durante la fabricación.
- Presencia de humedad en el conductor
- Produce un rápido envejecimiento ocasionando perforaciones completas en el aislamiento.

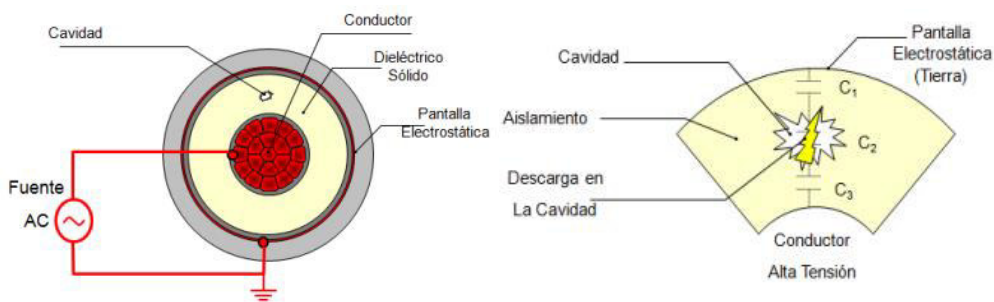


Figura 2.21. Ubicación y modelo de las descargas parciales en un empalme  
Fuente: Presentación Megger (Tema: Medición de aislamiento)

### 2.3.4 Fallas en elementos de protección

Las principales causas de las fallas en los equipos de protección son la deficiente calibración de los equipos de protección en las celdas de derivación y las protecciones de las cámaras de transformación. Otra causa de fallas en los equipos de protección es la mala coordinación de los equipos de protección, ocasionados por una mala programación en los equipos utilizados para este propósito [58].

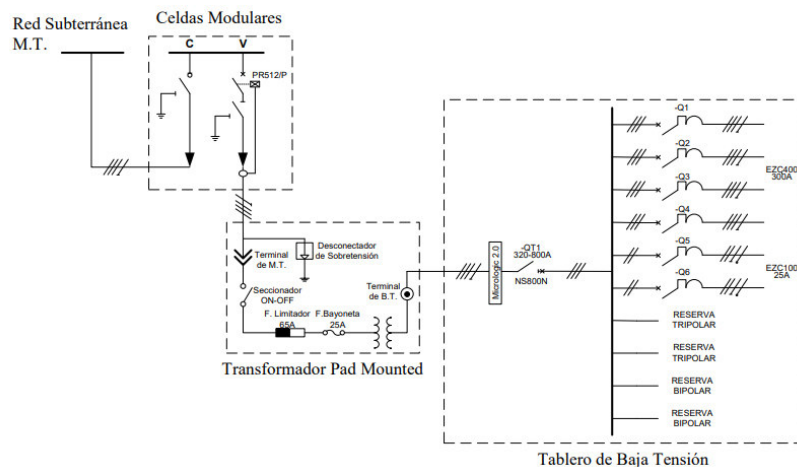


Figura 2.22. Diagrama unifilar de los equipos de protección en las cámaras de transformación.  
Fuente: Tesis de Grado, Díaz S., González L. Universidad Politécnica Nacional



## 2.4 Mantenimiento Eléctrico

Los sistemas eléctricos que conforman un SEP, están altamente interrelacionados con el desarrollo de la sociedad, por lo que su explotación debe contar con una inherente confiabilidad.

Los sistemas de distribución presentan un alto riesgo en la interrupción del suministro eléctrico debido a la topología, ubicación geográfica, agentes medio ambientales y la gran cantidad de elementos que conforma el sistema.

En el apartado 1.3.9.2 se describen los objetivos del mantenimiento de forma general para cualquier sector productivo, equipo, sistema, etc., para el caso de los sistemas eléctricos de distribución podemos considerar como objetivos específicos los siguientes:

1. Mantener la disponibilidad de los equipos y redes
2. Aumentar la fiabilidad del sistema eléctrico
3. Explotar la vida útil de los elementos que conforman el sistema
4. Optimizar los costos de funcionamiento

Las empresas de distribución en base al análisis de aspectos técnico y estadísticos del comportamiento operacional de sus activos deben elaborar y posteriormente aplicar estrategias y técnicas y metodologías que permita enfocar los recursos disponibles para mejorar la confiabilidad de su sistema.

### 2.4.1 Gestión del mantenimiento

De acuerdo con el documento del Proyecto de Regulación: Disposiciones Para La Planificación, Coordinación, Ejecución Y Control Del Plan De Mantenimiento De Los Bienes Afectos Al Servicio Público De Energía Eléctrica, emitido por el ARCONEL en el año 2019, define la gestión del mantenimiento como: *“Todas las actividades de la gestión que determinan las políticas, los objetivos, estrategias y las responsabilidades del mantenimiento y la implantación de dichas actividades por medios tales como la planificación del mantenimiento, el control del mismo y la mejora de las actividades de mantenimiento, incluyendo los aspectos económicos.”*

Una vez definidos los objetivos, se ilustra en la Figura 2.23, un modelo de gestión del mantenimiento para redes de distribución de energía. Este modelo es de forma secuencial.

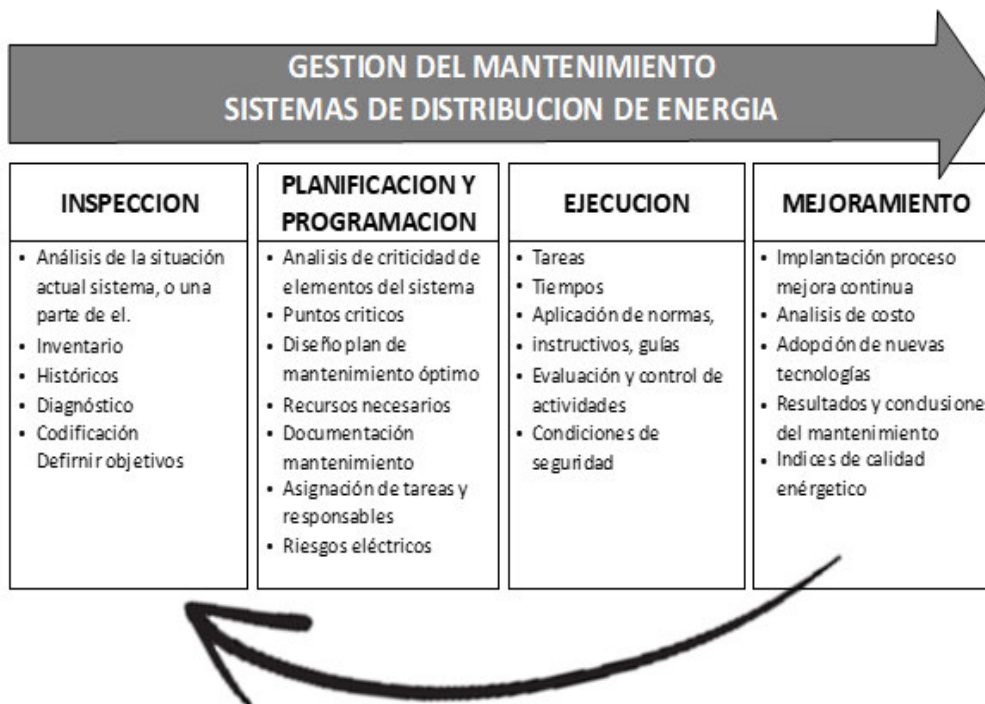


Figura 2.23. Modelo de gestión del mantenimiento de redes de distribución

Fuente: Elaboración propia

### 2.4.1.1 Técnicas de mantenimiento en sistemas de distribución subterráneos

En los sistemas de distribución de tipo soterrado existen varias técnicas o tipos de mantenimiento para ser aplicado y se basan principalmente en la degradación de los elementos y la probabilidad de averías potenciales, causas, características y consecuencias. [59]. En la Tabla 2.6, se describen varias técnicas aplicables al mantenimiento de redes subterráneas: [60]

Tabla 2.6. Técnicas de Mantenimiento en redes subterráneas de distribución

	TÉCNICA	FUNDAMENTOS	OBJETIVOS
1.	Mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM)	Considerando aspectos de confiabilidad. Se basa en la condición de funcionamiento del elemento en combinación con importancia de este en la operación del sistema eléctrico de distribución.	Minimizar progresivamente la ocurrencia de fallas por medio de la identificación de los modos de falla y sus efectos, así como acciones de mantenimiento futuras.
2.	Mantenimiento productivo total (TPM)	Filosofía "cero fallas" mediante un mantenimiento autónomo por parte del responsable. Sin embargo, en redes eléctricas de distribución, existen fallas de operación (factor humano) y por agentes externos (Ej.: climatológicos)	Reducir las fallas a cero por errores técnico-humano, y reducir progresivamente las fallas por factores externos.
3.	Mantenimiento según su estado	Llevar a cabo regulares, con una frecuencia determinada, para identificar la funcionalidad de los elementos de la red.	Definir las tareas preventivas a ejecutar en base a la inspección realizada.

Fuente: Elaboración propia

Es importante diferenciar entre técnicas organizativas como RCM, TPM, etc., de metodologías tecnológicas como las que se implementan en el mantenimiento predictivo. [59]

Los resultados de la aplicación de un mantenimiento mediante el análisis de alguna de las técnicas existentes deben aportar en la mejora del grado de confiabilidad, disponibilidad, seguridad y funcionalidad del sistema.

#### **2.4.1.2 Plan de mantenimiento**

Corresponde al conjunto organizado de actividades, procesos, funciones, procedimientos, recursos y tiempos, para llevar a cabo un mantenimiento. [60]

Con el fin de cumplir los objetivos que conlleva la ejecución del mantenimiento en el sector eléctrico, la elaboración de un plan de mantenimiento puede elaborarse a partir de los siguientes criterios: [61]

- Criterio 1.** Basado en las recomendaciones y especificaciones de los fabricantes de los diferentes componentes del sistema eléctrico.
- Criterio 2.** Basado en la experiencia del personal técnico que opera las instalaciones
- Criterio 3.** Mediante el análisis de fallos ocurridos en un componente o área del sistema.

También es importante considerar las obligaciones legales impuestas a las empresas de distribución sobre la calidad del producto, así como el presupuesto y recursos disponibles para trabajos de mantenimiento. [62]

Determinar el tipo y la frecuencia de los mantenimientos está orientado a encontrar el punto óptimo de operación, considerando las particularidades del sistema distribución, en este caso los de construcción subterránea.

En la Figura 2.24, se representa el esquema de un mantenimiento programado que puede estar basado en la aplicación de alguno de los criterios mencionados o en la combinación entre ellos.

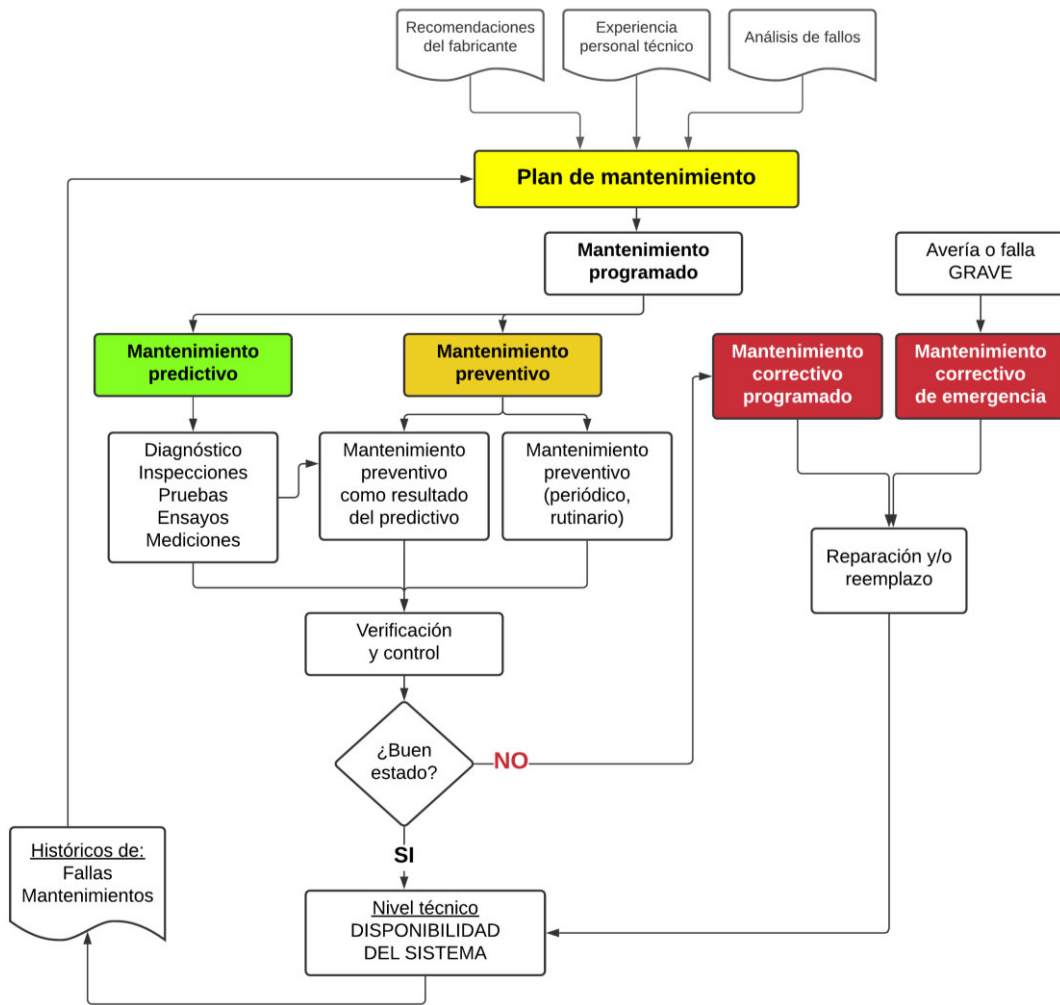


Figura 2.24. Programación de un plan de mantenimiento aplicable a de redes de distribución

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 2.7, se describen las funciones y actividades del mantenimiento que están orientadas al cumplimiento de los objetivos del mantenimiento.

Tabla 2.7. Actividades del mantenimiento

FUNCIONES Y ACTIVIDADES DEL MANTENIMIENTO	
FUNCIONES PRIMARIAS	FUNCIONES SECUNDARIAS
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mantener, reparar y diagnosticar las diferentes partes del sistema</li> <li>• Modificar, instalar, retirar, componentes, equipos y/o redes averiadas.</li> <li>• Selección y capacitación del personal</li> <li>• Elaborar programas de mantenimiento programados</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Asesorar en la compra e instalación de nuevos equipos</li> <li>• Mantener un stock de repuestos, materiales y herramientas</li> <li>• Optimizar los equipos de seguridad y demás sistemas de protección</li> <li>• Mantener actualizado el inventario de los activos del sistema eléctrico</li> </ul>

Fuente: Elaboración propia

### **2.4.1.3 Selección de herramientas de trabajo**

#### **Normativa y estándares de herramientas y equipos eléctricos**

La normativa y estándares internacionales describen los requisitos para equipos de protección eléctrica y herramientas.

Estos estándares se desarrollaron para que las herramientas, el equipo, los materiales y los métodos de prueba utilizados por los trabajadores eléctricos brinden protección contra los peligros eléctricos.

El equipo de protección eléctrica se incluye en las especificaciones de la serie ASTM F18. La terminología de herramientas y equipos y el mantenimiento en servicio y las pruebas eléctricas se incluyen en ANSI / IEEE 935 y 516 e IEEE 978 respectivamente. UFC 3-560-01 también contiene requisitos de herramientas y equipos. En caso de conflicto, utilice siempre los requisitos de seguridad más estrictos. [63]

#### **Herramientas y equipos**

Para mayor simplicidad y conveniencia, las herramientas y equipos necesarios para la inspección y el mantenimiento se clasifican de la siguiente manera: [63]

**Herramientas:** incluyen herramientas manuales, herramientas de excavación, herramientas de línea directa, herramientas y aparejos diversos y especiales.

**Equipo de protección:** El equipo de protección incluye guantes de goma, cascos, mangueras aislantes, estereras, mantas, capuchas aislantes, mangas, barricadas y dispositivos de advertencia;

**Equipo de escalada:** El equipo de escalada incluye cinturones para el cuerpo, seguridad y correas trepadoras, trepadoras y escaleras

**Equipo de inspección y prueba eléctrica:** incluye dispositivos eléctricos y mecánicos utilizados para probar el funcionamiento de cables y equipos eléctricos, como: voltímetros, amperímetros, óhmetros, y dispositivos similares.

**Grandes equipos portátiles y móviles:** incluyen equipos relativamente grandes y fáciles de transportar para uso en trabajos de mantenimiento, tales como carretillas elevadoras, carretillas elevadoras aéreas, grupos electrógenos, cabrestantes, excavadoras de postes y aparatos similares.

Todas las herramientas manuales y mecánicas deben usarse de manera que cumplan con todas las reglas de seguridad aplicables. Cada trabajador es responsable de observar las reglas de seguridad y prevenir accidentes.

**Líneas energizadas:** los métodos utilizados para trabajar en líneas energizadas, como el uso de guantes, el uso de herramientas de línea directa y la provisión de accesorios con aislamiento eléctrico, se realizarán de acuerdo con los manuales de seguridad de los servicios correspondientes. Las reglas de seguridad que rigen el uso de tales herramientas y equipos se basan en las regulaciones aplicables de OSHA, 29 CFR 1910 y 29 CFR 1926.

#### **2.4.2 Capacitación personal de mantenimiento**

El personal técnico encargado de realizar tanto tareas de mantenimiento como procedimientos para la conexión / desconexión del servicio eléctrico, debe estar debidamente cualificado.

El operador debe estar familiarizado con los diferentes procedimientos y equipos a emplearse durante los trabajos de mantenimiento. Deben tener la capacidad interpretar resultados (pruebas, ensayos, mediciones, etc.) y perspicacia para detectar cualquier anomalía del equipo.

El personal técnico encargado de inspección y reparación, también debe estar debidamente calificado y contar con la capacitación necesaria para cumplir con las actividades requeridas [63].

Deben cumplir aspectos como:

- Conocer procedimientos de operación y mantenimiento de sistemas eléctricos de distribución.
- Conocer el funcionamiento y operación de los equipos intervenidos, así como esquemas de protección y enclavamiento.
- Conocer el funcionamiento del sistema de distribución de energía y de los sistemas de control, para garantizar una operación y mantenimiento eficientes.
- Implementar de forma correcta procedimientos y equipo de primeros auxilios.
- Conocer las técnicas y procedimientos de puesta a tierra de los elementos del sistema, así como el uso apropiado del equipo de seguridad personal.
- Acceso a salvaguardas como: señalética de peligro, vestimenta de protección, herramientas y equipos aislados, manuales y guías de seguridad, etc.

- Conocer procedimientos para determinar los requisitos de aislamiento y trabajo para mantenimientos con líneas energizadas.
- Manejar documentación para registro de inspección, pruebas y actividades de mantenimiento realizados.

En la Tabla 2.8, se indican el nivel de formación y capacitación mínimo con los que debe contar el personal técnico (trabajadores), en función a las actividades que pueden desarrollar y las condiciones en las que se presenta dicho trabajo. [64]

Tabla 2.8. Formación / capacitación mínima requerida para trabajos con riesgo eléctrico

Clase De trabajo	Trabajos sin tensión		Trabajos en tensión		Maniobras, mediciones, ensayos y verificaciones		Trabajos en proximidad		Trabajos en emplazamientos con riesgo de incendio o explosión	
	Supresión y reposición de la tensión	Ejecución de trabajos sin tensión	Realización	Reponer fusibles	Mediciones, ensayos y verificaciones	Maniobras locales	Preparación	Realización	Sin ATEX presente	Con ATEX presente
Baja tensión	A	T	C	A	A	A	A	T	Como mínimo, A	C + P
Alta tensión	C	T	C + AE (con vigilancia de un jefe de trabajo)	C (a distancia)	C o C auxiliado por A	A	C	A o T vigilado por A	Como mínimo, A	C + P

T = cualquier trabajador

A = autorizado (trabajador autorizado por la empresa, para realizar determinados trabajos con riesgo eléctrico, en base a su capacidad para hacerlos de forma correcta, según los procedimientos)

C = cualificado (trabajador autorizado que posee conocimientos especializados en materia de instalaciones eléctricas, debido a su formación acreditada, profesional o universitaria, o a su experiencia certificada de dos o más años)

C + AE = cualificado y autorizado por escrito

C + P = cualificado y siguiendo un procedimiento

Jefe de trabajo: persona designada por la empresa para asumir la responsabilidad efectiva de los trabajos.

ATEX=Atmósfera explosiva

Fuente: Guía técnica para la evaluación y prevención del riesgo eléctrico, (INSST).

## 2.5 Lineamientos para el proceso de desconexión

En redes subterráneas, la mayoría de los trabajos de mantenimiento, pruebas y ensayos se realizan con los elementos y equipos desconectados (sin voltaje). Para desconectar la fuente de alimentación, es importante cumplir con ciertos lineamientos y procedimientos que garanticen una operación segura.

En la Figura 2.25, se indica el diagrama de flujo para la desconexión del servicio eléctrico, como parte de un mantenimiento eléctrico programado.



Figura 2.25. Diagrama de flujo para la desconexión del servicio eléctrico.

Fuente: Elaboración propia

## Desconexión

Es la ejecución de maniobras de forma ordenada que tiene como objetivo poner en condiciones de seguridad una instalación eléctrica y establecer una zona segura de trabajo sin voltaje. [15]

De acuerdo con la normativa española, Real Decreto R.D. 614/2001, las maniobras de conexión y desconexión, así como las pruebas de diagnóstico solo podrán ser realizadas por personal calificado y autorizado, siempre bajo supervisión y control.

### 2.5.1 Consideraciones iniciales para el proceso de desconexión

#### Perfil operador red eléctrica:

Cada técnico que esté involucrado en la operación y mantenimiento de redes eléctricas deberá cumplir el siguiente perfil: [65]



- a) Acreditación de destrezas y conocimientos técnicos sobre trabajos de operación y mantenimiento en medio y bajo voltaje.
- b) Conocimientos técnicos en seguridad industrial en el área en el que se desempeña.
- c) Tener la autorización por parte de la empresa o institución dueña de las instalaciones eléctricas.
- d) Conocimiento de primeros auxilios.

**Personal responsable ejecutar maniobras:**

- Personal calificado por la empresa distribuidora de energía
- Personal contratista autorizado por la empresa distribuidora propietaria de las instalaciones.

**Documentación:**

La documentación esencial para llevar la desenergización de una red comprende:

- Solicitud de desconexión (autorizada y vigente)
- Solicitud o permiso de trabajo (autorizada y vigente)

En la solicitud de desconexión contiene principalmente información del solicitante, motivo de la solicitud, maniobras y cronograma de desconexión y reconexión de equipos. Siempre va complementada con información presente en la orden o permiso de trabajo.

**Socialización desconexión del servicio:**

Para el caso, de las empresas distribuidoras, La Regulación Nro. ARCONEL 01/2020, determina que, cuando la suspensión del servicio eléctrico sea parte de una actividad programada, se debe notificar a los clientes afectados con 24 horas de antelación, a través de medios de comunicación.

**Equipo de protección personal:**

Su uso es obligatorio, y debe ser integral para todas las partes del cuerpo. Se debe verificar que este equipamiento este de acorde a las características de operación del sistema, como para las actividades que se realizarán dentro de un trabajo eléctrico determinado. En la Tabla 2.9, se detalla el equipamiento por zona corporal.

Tabla 2.9. Equipo de protección personal EPP por zona corporal

Zona de protección	Elemento de protección	Riesgos cubiertos
Cabeza	Casco	Lesiones en la cabeza contra: <ul style="list-style-type: none"> <li>● Choques e impactos.</li> <li>● Contactos eléctricos.</li> <li>● Salpicaduras de metal fundido.</li> </ul>
Ojos/Cara	Casco con pantalla	Lesiones en la cara o los ojos por impacto o salpicadura de sólidos o líquidos y por arco eléctrico.
	Protección facial: <ul style="list-style-type: none"> <li>● Máscara</li> <li>● Gafas</li> </ul>	Lesiones en la cara o los ojos por impacto o salpicadura de sólidos o líquidos y por arco eléctrico.
Manos	Guantes de material aislante en B.T.	Riesgos asociados a los contactos con corriente en B.T.
	Guantes de protección mecánica (en B.T.)	Riesgos mecánicos en trabajos eléctricos: <ul style="list-style-type: none"> <li>● Golpes.</li> <li>● Perforaciones.</li> <li>● Rasgaduras.</li> </ul>
	Guantes de material aislante en A.T.	Riesgos asociados a los contactos con corriente en A.T.
	Guantes ignífugos de protección térmica.	Riesgos asociados a los contactos térmicos.
Cuerpo	Traje de protección. Camisa de protección. Chaquetón de protección.	Resistentes a la llama y arco eléctrico.
Pies	Botas de seguridad con aislamiento eléctrico.	Contacto eléctrico.

Fuente: Elaboración propia

## 2.5.2 Consideraciones del sistema y del tipo de trabajo en el proceso de desconexión

Posterior al cumplimiento de los requerimientos iniciales en un proceso de desconexión, se debe continuar con el análisis del trabajo que se va a ejecutar, las características del sistema que se va a desconectar, como las condiciones de falla que puedan ocurrir.

### Tipos de desconexión:

Definir y tener claro el tipo de trabajo a realizar:

- Programado (se planificará con antelación el plan de maniobras).
- No programado / urgente (por averías en la red).

### Estado de las instalaciones:

- En servicio (conectado).
- Fuera de servicio (desconectado).

Que la instalación esté fuera de servicio no determina que se pueda actuar inmediatamente sobre ella.

### **Equipos de control y protección de la red**

Se debe considerar el modo de operación de las instalaciones y equipos, en razón que puede haber:

- Equipos automáticos, (equipos de reconexión o reenganche).
- Equipos manuales.

### **Servicio alternativo**

La suspensión del servicio solo procede cuando no haya posibilidad de efectuar ninguna otra acción que permita mantener la instalación en operación.

- Analizar la posibilidad de realizar trabajos energizados.
- Sistema eléctrico en anillo o en malla.

### **Posibilidad de falla:**

Siempre existirá una posibilidad de falla. Las más comunes son:

- Apertura de equipos seccionadores con carga.
- Conexión de equipos en cortocircuito.
- Desconectar equipos no incluidos en el plan de maniobras.
- Defectos en los equipos de corte.

### **2.5.3 Maniobras**

Según la normativa española, R. D. 614/2001, una maniobra es: *“la intervención concebida para cambiar el estado eléctrico de una instalación eléctrica no implicando montaje ni desmontaje de elemento alguno”*.

El conjunto de maniobras a ejecutar para trabajos de mantenimiento debe estar descritas en los manuales de operación de las empresas eléctricas, así como en la orden o permiso de trabajo.

**Maniobras que realizar:**

- 1. Accionamiento (abrir / cerrar) de equipos de seccionamiento, protección, e incluso grupos electrógenos que permitan obtener una zona segura de trabajo sin voltaje.**

En la Tabla 2.10, se describe las características y limitaciones de los equipos de maniobra más comunes.

Tabla 2.10. Características de operación de equipos de maniobra

<b>Equipo</b>	<b>Cambio de estado (Abrir / Cerrar)</b>
Seccionadores - Barras - Fusibles	Quando la carga conectada es baja o nula.
Celdas de M.V. - Seccionamiento - Fusibles - Relés	Operan bajo carga, en condiciones normales de servicio.
Interruptores	Operan bajo carga, en condiciones normales de servicio.
Interruptores automáticos	En condiciones normales de servicio, así como en condiciones anormales como cortocircuitos.

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 2.26, se puede describir la secuencia de apertura de los equipos de seccionamiento y protección que permitan obtener una zona segura de trabajo. [64]

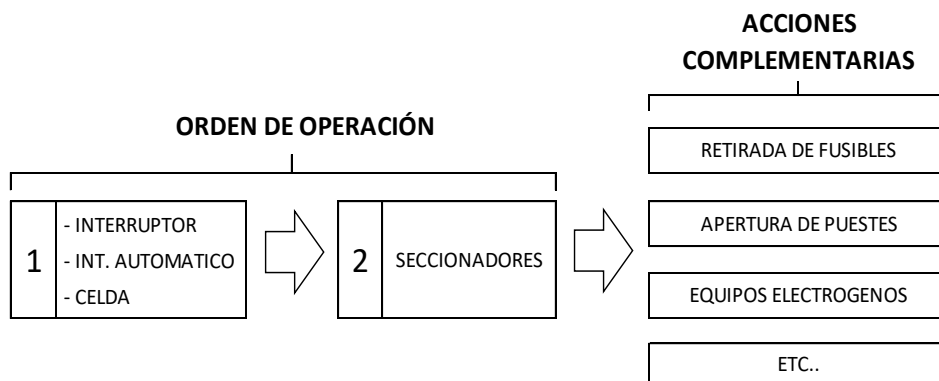


Figura 2.26. Secuencia de operaciones equipos de corte para determinar una zona segura de trabajo

Fuente: Elaboración propia

Quando el sistema de distribución está anillado, se considera la desconexión de los distintos lados que alimentan la zona de trabajo, Figura 2.27.

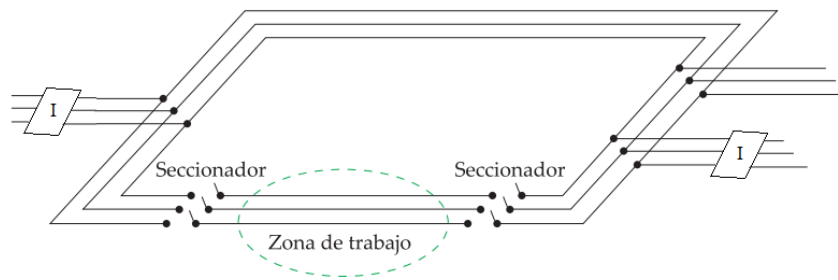


Figura 2.27. Zona segura de trabajo, sistema en anillo.

Fuente: Guía técnica para la evaluación y prevención del riesgo eléctrico, (INSST).

## 2. Enclavamiento y bloqueo de los equipos abiertos.

Los equipos intervenidos en el paso 1, deben asegurarse de posibles reconexiones, para ello, en la Tabla 2.11, se describen posibles acciones para impedir su accionamiento.

Tabla 2.11. Acciones de bloqueo de equipos de maniobra

Equipo	Acción de bloqueo
Equipos con mecanismo de bloqueo	Bloquear y enclavar
Equipos sin mecanismo de bloqueo	Aplicar medidas de protección equivalentes
Equipos tele comandados	Desactivar operación remota

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 2.28 , se interpretan las acciones mencionadas en la Tabla 2.11.

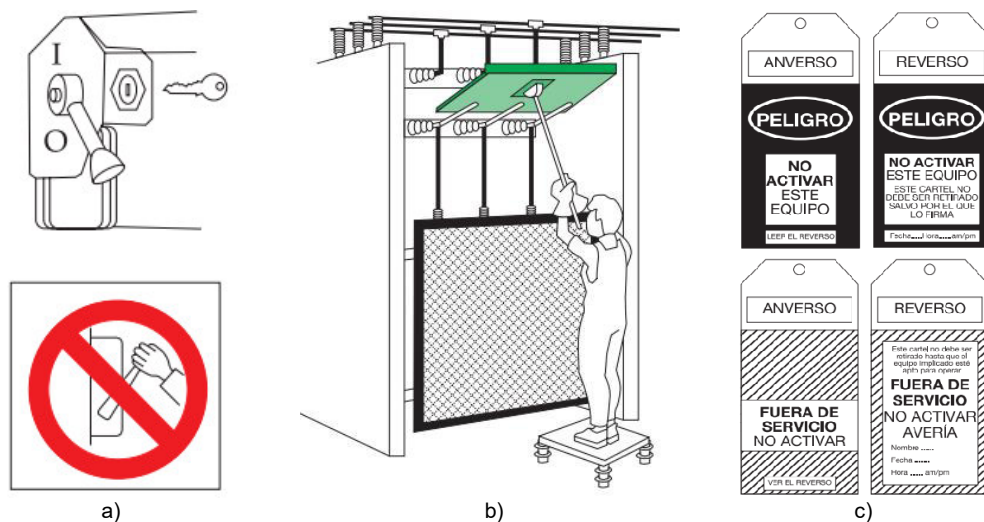


Figura 2.28. a) dispositivo de bloqueo. b) Medida equivalente de bloqueo mediante bloque físico. c) Etiquetado de advertencia

Fuente: Guía técnica para la evaluación y prevención del riesgo eléctrico, (INSST).

### 3. Comprobación de ausencia de voltaje

La verificación de la ausencia de voltaje debe realizarse mediante detectores de voltaje con indicadores sonoros y luminosos que sean aptos para el nivel de voltaje de operación, tipo de instalación, y condiciones medio ambientales (funcionamiento en lluvia). Se debe realizar en todos los elementos activos que encuentren en las proximidades de la zona de trabajo, [64] y se realizará la medición bajo suposición de que el elemento está energizado, aplicando el protocolo de seguridad respectivo.

El operador debe prepara el equipo de medición, verificando el estado de las puntas de prueba, las baterías y su escala de funcionamiento.

### 4. Puesta a tierra y en cortocircuito

Es necesario poner a tierra y en cortocircuito los elementos de la zona de trabajo y la zona protegida, que en algunos casos pueden coincidir.

Deben instalarse lo más cercano a la zona de trabajo y en su posibilidad deben ser visibles para el personal que va a realizar el mantenimiento. En la Figura 2.29, se ilustra la instalación de PAT y cortocircuito para una zona de trabajo y zona protegida.

Los equipos de PAT y cortocircuitos deben conectarse primero al punto o toma de tierra existente y posteriormente a los elementos que se desea aterrizar.

Si no existe una toma física a tierra en la instalación, se procede con la instalación de equipos portátiles de puesta a tierra y cortocircuito.

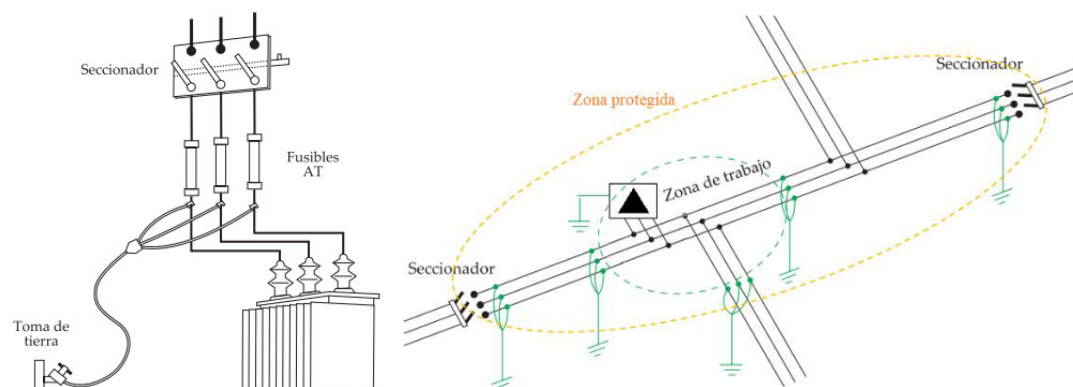


Figura 2.29. Puesta a tierra y cortocircuito de una zona de trabajo y zona protegida

Fuente: Guía técnica para la evaluación y prevención del riesgo eléctrico, (INSST).

En la Figura 2.30, se representa el diagrama de flujo de los procedimientos a seguir en el sitio de trabajo, para obtener un área consignada de trabajo sin voltaje.

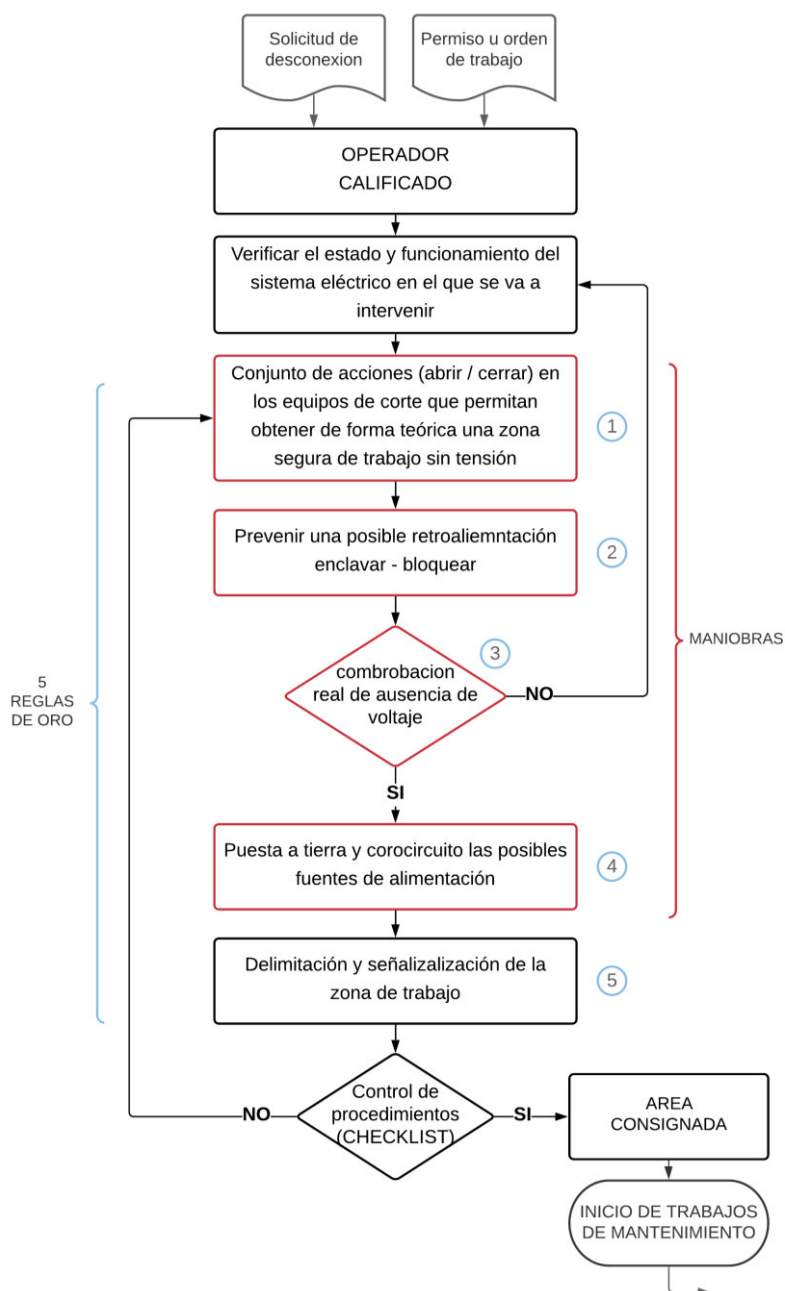


Figura 2.30. Diagrama de procedimientos para obtener un área consignada de trabajo sin voltaje.

Fuente: Elaboración propia

## 2.5.4 Delimitación y señalización área de trabajo

Para resguardar la seguridad de los trabajadores y del personal particular frente a elementos que se encuentren con voltaje, o en general a algún riesgo, se debe realizar la delimitación de la zona protegida como de la zona de trabajo mediante herramientas de señalización.

Puede ocurrir que dentro de una zona protegida existan varias zonas de trabajo, las cuales deberán contar con su respectiva señalización de seguridad.

Si en la proximidad de la zona de trabajo existen elementos energizados deberán implementarse medidas de seguridad adicionales como la instalación de mantas aislantes sobre las partes activas y debe contar con la señalización de advertencia correspondiente. En la Figura 2.31, se mencionan los elementos y zonas que se deben delimitar durante trabajos de mantenimiento, así como los medios disponibles para lograr este cometido.

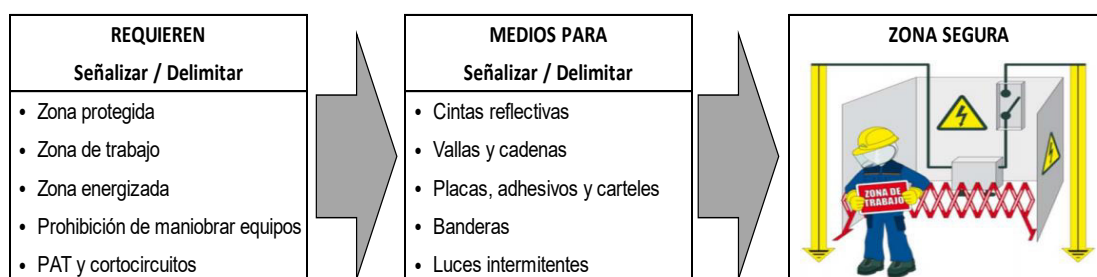


Figura 2.31. Diagrama de procedimientos para obtener un área segura de trabajo sin voltaje.

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 2.32, se expone un ejemplo de formulario para realizar el control de procedimientos para la desconexión del voltaje de alimentación.

FORMULARIO DE DESCONEXION EN MEDIO VOLTAJE	
Fecha .....	
Instalación .....	
Responsable de las operaciones, D/ D <sup>o</sup> .....	
<input type="checkbox"/> 1° DESCONEXIÓN EFECTUADA	Abiertas con corte visible todas las fuentes de tensión o con corte efectivo y señalado por un medio seguro (accionados primero los aparatos preparados para abrir con carga: interruptores o interruptores automáticos).
<input type="checkbox"/> 2° PREVENCIÓN DE CUALQUIER POSIBLE REALIMENTACIÓN	Enclavamientos y señalización de los aparatos en posición abierta, cuando sea necesario, para prohibir la maniobra.
<input type="checkbox"/> 3° VERIFICADA LA AUSENCIA DE TENSIÓN	Comprobada la ausencia de tensión en cada uno de los conductores separados de las fuentes de tensión mediante el detector apropiado.
<input type="checkbox"/> 4° PUESTA A TIERRA Y EN CORTOCIRCUITO	Conectados los equipos de puesta a tierra (primero a la toma de tierra y después a cada uno de los conductores de la instalación).
<input type="checkbox"/> 5° PROTECCIÓN FRENTE A ELEMENTOS PRÓXIMOS EN TENSIÓN	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Colocados, si es posible, los elementos de protección, barreras u obstáculos.</li> <li>• Delimitada y señalizada la zona de trabajo.</li> </ul>
Firma: _____	

Figura 2.32. Ejemplo formulario, tipo checklist para la desconexión de la fuente de alimentación.

Fuente: Coca Germán. Mantenimiento de redes eléctricas, 2013



## **2.6 Operación Segura en tareas de mantenimiento**

Los pasos y consideraciones descritos a continuación pueden ser aplicados tanto a redes de BV como de MV.

### **2.6.1 Consideraciones generales para realizar tareas de mantenimiento**

- a) Todo mantenimiento debe mantener condiciones de organización, aseo y funcionamiento en el sitio de trabajo durante todo el tiempo de ejecución de este.
- b) No ejecutar ningún trabajo en solitario, mínimo se requerirá de dos operadores.
- c) Para trabajos en caliente, se debe respetar las distancias de seguridad y aislar las partes vivas que no intervienen en el mantenimiento.
- d) Los trabajos planificados, deben ser ejecutados por personal calificado y autorizado.
- e) No permitir el uso de accesorios (aros, aretes, cadena, etc.) metálicos o de cualquier índole que puedan provocar accidentes.
- f) Cuando la persona responsable del mantenimiento indica la finalización de los trabajos, ningún operador puede intervenir en la línea, ya que, se pudo haber energizado la zona desconectada.
- g) Suspender todo trabajo cuando esté presente condiciones inseguras, se incluye materiales y herramientas defectuosas, así como condiciones climáticas no favorables.

### **2.6.2 Antes del Mantenimiento**

- a) Si fuera el caso, se debe socializar la suspensión del servicio eléctrico con los clientes afectados.
- b) Verificar al inicio de la jornada de trabajo, que todo el personal autorizado esté en condiciones físicas, emocionales y mentales adecuadas.
- c) Según el tipo de mantenimiento, se realiza inspecciones, pruebas y ensayos que permitan optimizar el mantenimiento.

### **2.6.3 Durante el mantenimiento (en el sitio de trabajo):**

- a) Todo trabajo debe estar autorizado, para este fin nos valemos de la orden o permiso de trabajo. Este documento debe estar vigente y debe ser revisado y analizado por las partes involucradas.
- b) Socializar ente todo el personal operativo, las actividades a realizarse en el mantenimiento, se hará énfasis en las normas de seguridad.

- c) En el sitio del mantenimiento, revisar el procedimiento a seguir de acuerdo con las actividades planificadas.
- d) En el sitio, analizar las particularidades que se puedan presentar como: condiciones climatológicas, sitios inseguros, estado de la instalación, etc.
- e) Identificar un sitio seguro para descargar materiales.
- f) De existir un Centro de Control, se debe coordinar las actividades descritas en la orden de trabajo, así como las maniobras de desconexión y conexión de equipos y redes con el fin de aumentar la seguridad y cumplir con los tiempos programados.
- g) Comprobar el uso correcto del equipo de protección personal (EPP).
- h) Comprobar la disponibilidad de las herramientas adecuadas como su buen estado antes de iniciar trabajos.
- i) Revisar equipos y materiales de acuerdo con el nivel de voltaje en el que se va a trabajar
- j) En el lugar de trabajo, verificar el estado de las comunicaciones entre el personal de mantenimiento y el centro de control con el fin de coordinar actividades o reportar algún evento imprevisto.
- k) Realizar la consignación del área de trabajo. Para trabajos en frío, se debe proceder con la desconexión del sistema descrito en la sección 2.5.
- l) Realizar el procedimiento que sea necesario para identificar la falla.
- m) Para realizar las tareas de mantenimiento, se deben ejecutar procedimientos definidos en las normas técnicas de la empresa y según las especificaciones del fabricante (de ser el caso).
- n) Limpieza de residuos.

## **2.7 Pruebas y ensayos para el diagnóstico y localización de fallas en equipos y redes subterráneos.**

En la Figura 2.33, se indica el diagrama de flujo para la aplicación de técnicas de diagnóstico para los diferentes elementos que conforman un sistema eléctrico subterráneo.

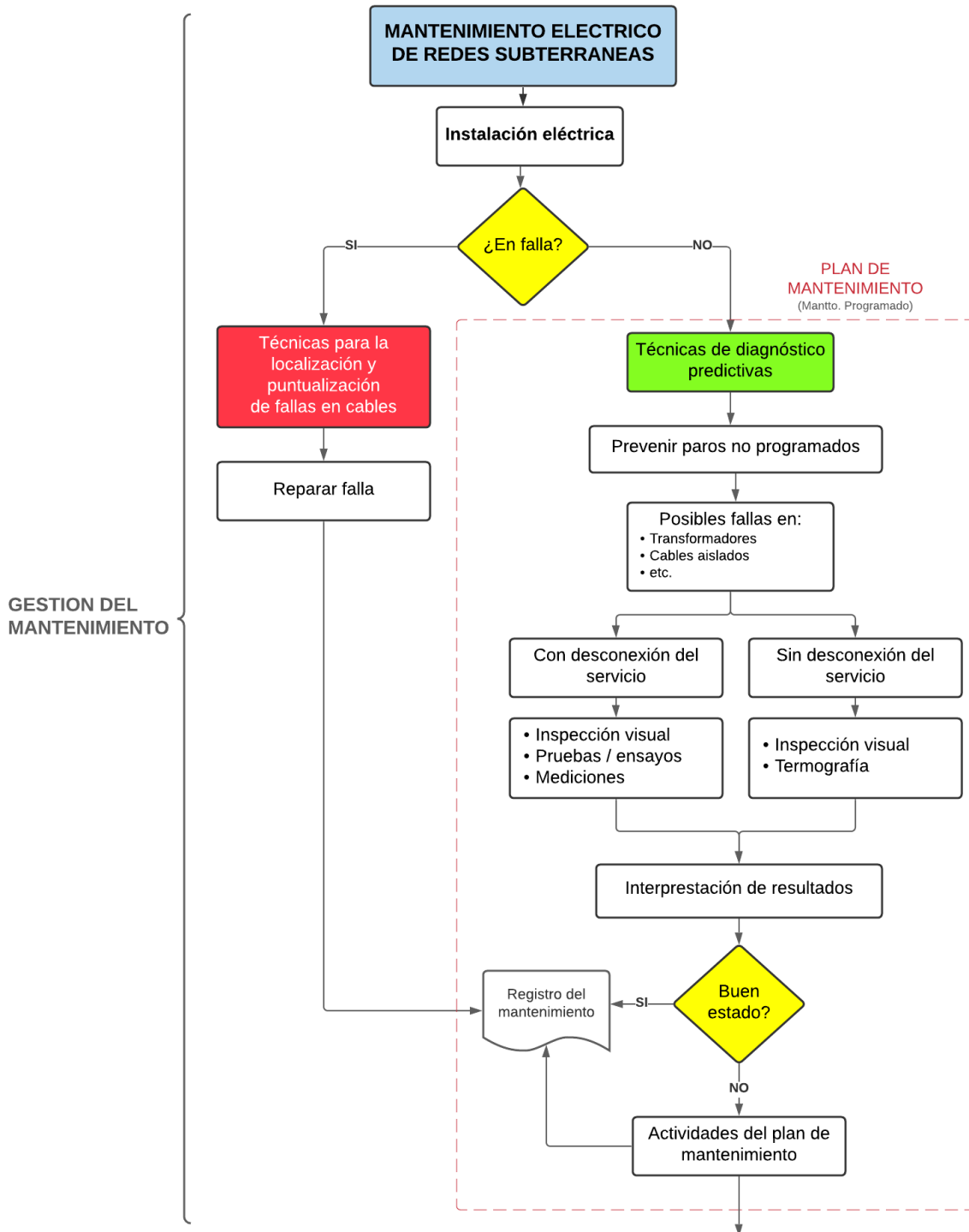


Figura 2.33. Diagrama de flujo, aplicación de técnicas de diagnóstico y localización de fallas en red subterránea.

Fuente: Elaboración propia

### 2.7.1 Detección y localización de fallas en cables subterráneos.

Existen varios métodos para el diagnóstico, identificación y localización de fallas en cables subterráneos los cuales en su gran mayoría están centrados en evaluar la integridad del aislamiento del cable.

Hay que diferenciar los métodos predictivos empleados en el diagnóstico del cable (antes de que se produzca una falla franca), de los métodos utilizados en la localización del punto de falla (el cable está en falla y produce la interrupción del servicio).

El aislamiento del cable con el transcurso del tiempo tiende a degradarse de forma natural, por lo que también se debe tener en cuenta los métodos utilizados en el proceso de aceptación del cable, de los métodos de diagnóstico una vez que el cable este en servicio. En la Figura 2.34, se describe las pruebas de campo para el diagnóstico de cables subterráneo.



Figura 2.34. Métodos de diagnóstico de detección de fallas.

Fuente: Presentación Megger (Tema: Localización de fallas en cables subterráneos)

Desde el punto de vista de campo, la clasificación de los métodos para la localización de fallas se presenta en la Figura 2.35.

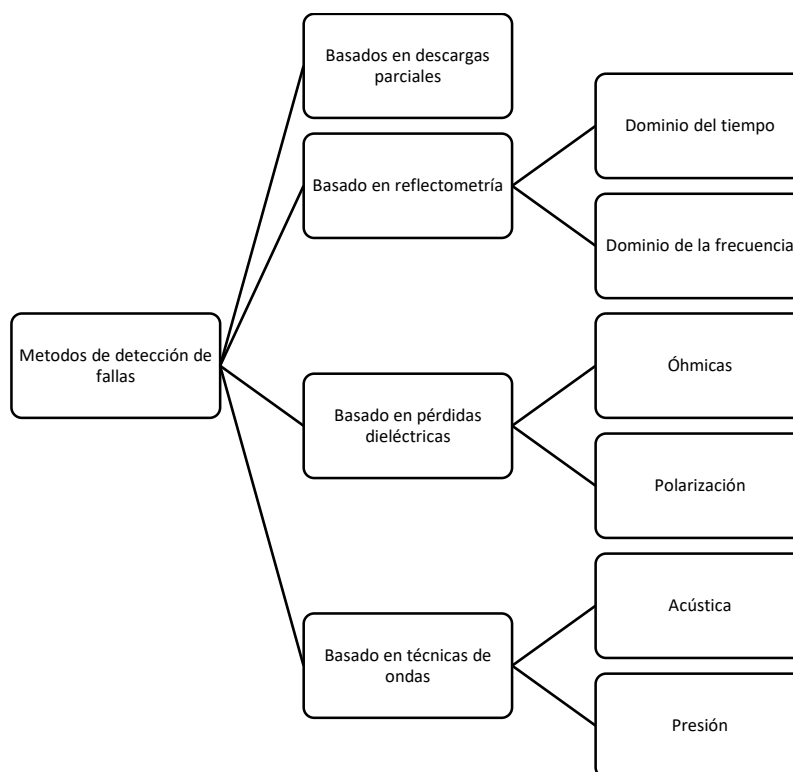


Figura 2.35. Métodos de detección de fallas.

Fuente: Elaboración propia

La metodología recomendada para la locación de las fallas se presenta en la Figura 2.36.

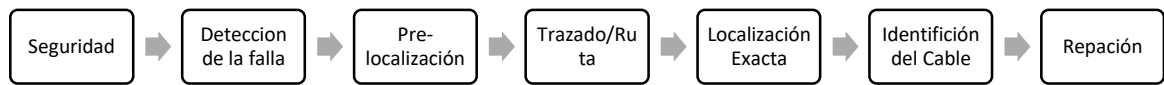


Figura 2.36. Metodología para la localización de fallas.

Fuente: Elaboración propia

### Método de descargas parciales (D.P.)

Las señales electromagnéticas de alta frecuencia producidas viajan a lo largo del cable y cubren un amplio rango de frecuencias que varían desde pocos cientos de kHz a unos pocos cientos de MHz. El método de detección de descargas parciales se basa en la medición de pulsos mediante sensores inductivos o capacitivos de alta frecuencia.

El sensor utilizado en los métodos fuera de línea implica un acoplamiento capacitivo de alta frecuencia conectado en un extremo del cable paralelo al conductor. Estos condensadores actúan como un filtro, bloquean el componente de 60 HZ y permiten medir los pulsos de muy alta frecuencia asociados con la descarga parcial (DP). Como punto importante, estos condensadores deben estar libres de DP ya que están conectados directamente al lado de alto voltaje y se someten al mismo voltaje de prueba [66]. Las señales de descarga se miden a través de la impedancia externa que está en serie con el condensador. A veces se usa un circuito resonante para amplificar los pulsos de descarga en el dominio del tiempo para una mejor capacidad de detección. El circuito de detección de DP utilizado en la mayoría de los detectores se muestra en la Figura 2.37.

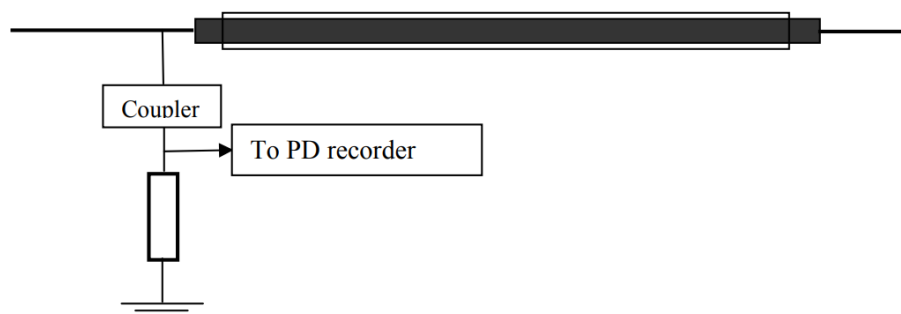


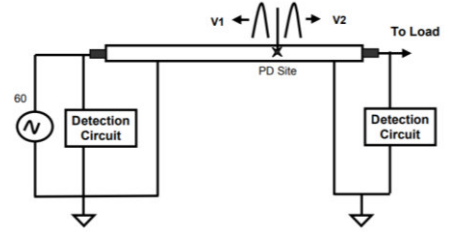
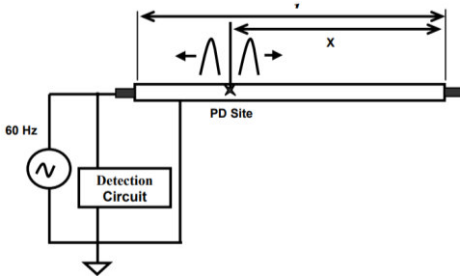

Figura 2.37. Configuración de detección de descargas parciales.

Fuente: IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition

Debido a la necesidad de una ruta de retorno a través del blindaje del cable, este método no se puede aplicar a cables sin blindaje.

Las dos técnicas de descargas parciales se resumen en la Tabla 2.12.

Tabla 2.12. Técnicas de descargas parciales.

TÉCNICA	CONCEPTO DE LA PRUEBA	CONFIGURACIÓN DE LA CONEXIÓN
Correlación	Uso de mediciones de descarga parcial en ambos extremos El método utiliza el retardo de tiempo entre las dos señales de la descarga parcial para determinar en donde se cruzan las señales [67], [68].	
Reflectometría	La técnica basada en reflectometría utiliza el tiempo de llegada de la señal de DP original y su reflejo desde el extremo abierto del cable para detectar el sitio de DP mientras el servicio está interrumpido.	
Rayos-X	Esta técnica utilizando rayos X modulados dirigidos a través de sitios de descarga parcial establecidos en un medio dieléctrico esto reduce el nivel de descarga parcial en la frecuencia de corte de los rayos x	

Fuente: Elaboración propia

### Método de detección de fallas basado en reflectometría (T.D.R.)

El método de reflectometría opera bajo el mismo principio que el radar común. La premisa utilizada en las técnicas de reflectometría en el dominio del tiempo (TDR) es la degradación del aislamiento, que se traduce en las variaciones de la impedancia de sobrevoltaje del cable definida por la inductancia y capacitancia por unidad del cable. Debido a esta variación de impedancia en los puntos deteriorados del cable, una señal de onda cuadrada inyectada al cable se reflejará parcialmente desde la ubicación de la degradación, Figura 2.38 [69]. Este método incluye un analizador con un generador de pulsos de señal de frecuencia elevada que los transmite por el cable que estamos probando e incluye un osciloscopio que muestra las reflexiones de los pulsos. En la pantalla del TDR se representan muchos puntos de referencia reconocibles tales como empalmes, cortes y fallas de derivación en cables de energía con una resistencia de aproximadamente menor a 200 ohmios.

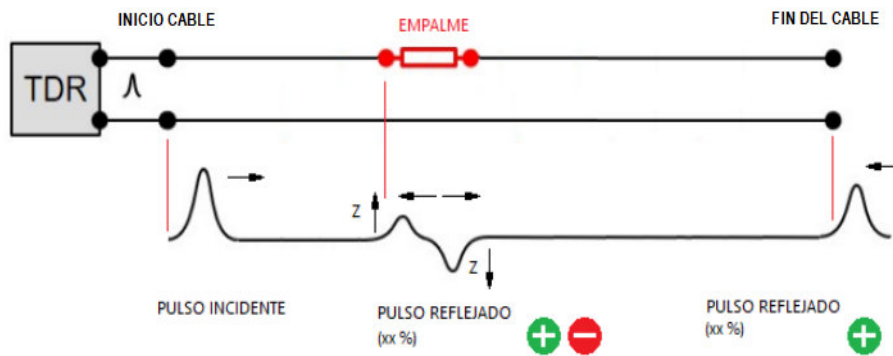


Figura 2.38. Ejemplo de un reflectograma.

Fuente: <https://www.inducor.com.ar/articulos tecnicos/>

### Método basado en medición de pérdidas dieléctricas (tangente $\delta$ )

Las pérdidas dieléctricas, incluidas las pérdidas óhmicas y no óhmicas, son medidas importantes de la calidad del aislamiento. Para un perfecto aislamiento estas pérdidas son insignificantes; pero a medida que el cable envejece y los árboles se extienden por todo el medio de aislamiento, las pérdidas dieléctricas asociadas aumentan con el tiempo. El aumento de las pérdidas óhmicas da lugar al aumento del componente de CC de la corriente de carga de CA, mientras que el aumento de las pérdidas no óhmicas (de polarización) da como resultado el aumento del factor de disipación dieléctrica, es decir,  $\tan \delta$ . Estos métodos miden el componente de CC de la corriente de carga de CA y el factor de disipación dieléctrica para evaluar el grado de deterioro del material aislante del cable. [70], [71]. Se ha argumentado que la medición del componente de CC en la corriente de carga de CA combinada con las lecturas de tangente  $\delta$ . Este método proporciona una forma precisa de detectar sitios de fallas incipientes en el cable.

### Método basado en ondas acústicas y de presión.

Como se mencionó anteriormente, la DP no es un fenómeno silencioso y generalmente se acompaña de desplazamiento de carga, radiación, sonido ultrasónico, calor y reacciones químicas. Los métodos acústicos detectan la energía sonora que emana de los sitios de DP. Además, las técnicas acústico-ópticas se pueden utilizar con fines de detección en los que la intensidad de la luz en una guía de ondas de fibra óptica es modulada por las ondas sonoras generadas por las descargas parciales. Como se implica, el poder principal de estas técnicas radica en la detectabilidad de las ondas acústicas y, por lo tanto, los árboles de agua no son detectables a menos que la degeneración sea lo suficientemente mala como para emanar sonido. Además, la necesidad de implementar un gran número de guías de ondas hace que este método sea muy caro para largos tramos de cable [72], [73].

## Localización de la falla

Una vez que se ha detectado la falla, se debe localizar de forma puntual en donde ha sucedido la falla, esto también es conocido como la puntualización de la falla y es necesaria para realizar la excavación para solucionar la misma.

Una vez que se localiza la falla, se conecta un generador de impulsos en un extremo del cable fallado, luego, solo debemos escuchar en la zona fallada un ruido que permita ubicar la posición. El método es sencillo y consiste en la percepción del sonido para poder identificar en donde se encuentra la falla. La pequeña explosión que se produce genera un frente de ondas sonoras que viajan saliendo de la tierra, la cual puede ser detectada cuando se tiene los instrumentos adecuados. El arco eléctrico produce un campo electromagnético y señales acústicas, Figura 2.39. El voltaje que se envía por el cable, debe ser mayor al voltaje de ruptura de la falla.

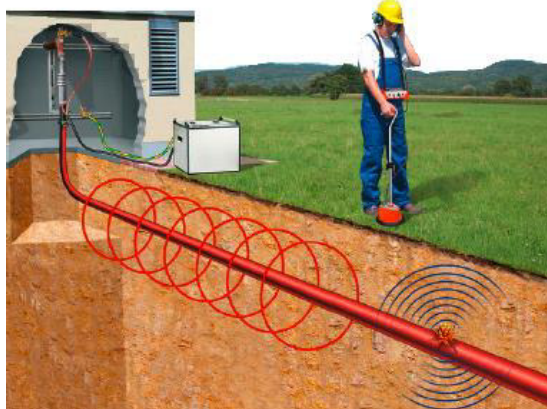


Figura 2.39. Puntualización de la falla de forma exacta.

Fuente: Guía de usuario DigiPHONE, Megger.

### 2.7.2 Pruebas de medición de aislamiento en cables y transformadores

Los elementos y equipos de las instalaciones eléctricas conjugan una serie de características asociadas al aislamiento que garantizan su seguridad. En este sentido el aislamiento de los conductores eléctricos es un punto importante que se considera tanto en los conductores eléctricos, dispositivos de seccionamiento y de protección. Es así que se mide la resistencia eléctrica para limitar el flujo máximo de corriente.

A través de un megóhmetro, se realiza la medición del aislamiento como una tarea de mantenimiento preventivo, adicionalmente, es necesario comprender las diferentes causas posibles de degradación en cada elemento. Es así como se debe realizar ensayos para evitar y corregir la degradación del aislamiento. Es así que en la Tabla 2.13, se presenta



una comparación de las técnicas empleadas para ensayos y pruebas de aislamiento para los componentes eléctricos.

Tabla 2.13: Medidas a realizar antes y después de ensayos de aislamiento.

ANTES DE LA PRUEBA	DESPUÉS DE LA PRUEBA
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Revisar que no exista voltaje y asegurarse que el voltaje de ensayo no se aplique a otros equipos.</li> <li>- Asegurarse que el circuito esté descargado.</li> <li>- Observar que exista protección especial en entornos inflamables o explosivos.</li> <li>- Minimizar el acceso del personal y verificar que porten equipamiento de protección individual.</li> <li>- Verificar que se emplee material apropiado como conductores en buen estado.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Permitir que los equipos se descarguen, para ello se recomienda que el tiempo de descarga sea 5 veces mayor que el tiempo de carga.</li> <li>- Esta descarga se realiza creando un cortocircuito entre los polos y/o uniéndolos a la tierra.</li> </ul>

Fuente: Elaboración propia

Normalmente, para establecer un criterio de aceptación del aislamiento se basa en tres criterios:

### Valor de aislamiento.

Corresponde al valor de resistencia de aislamiento medido en un horizonte de tiempo de 10 minutos es así como, en la Tabla 2.14, se han definido los valores mínimos recomendados para transformadores. [74]

Tabla 2.14. Valores de resistencia mínimos en transformadores

Voltaje entre fases del Transformador	Valor mínimo recomendado MΩ	Voltaje entre fases del Transformador	Valor mínimo recomendado MΩ
1.2 kV	32	46.0 kV	1240
2.5 kV	68	69.0 kV	1660
5.0 kV	135	115.0 kV	3100
8.6 kV	230	138.0 kV	3720
15.0 kV	410	161.0 kV	4350
25.0 kV	670	196.0 kV	5300
34.5 kV	950	230.0 kV	6200

Fuente: Presentación INTEC (Tema: Prueba de resistencia de aislamiento)

De la tabla anterior, se puede apreciar que en un transformador de 230 kV el valor mínimo de resistencia de aislamiento es 6200 MΩ.

### Valor del Índice de polarización (Ip)

Se define como el valor que se obtiene del cociente entre el valor de resistencia de aislamiento medido durante 10 minutos entre el valor alcanzado durante 1 minuto como se aprecia en la ecuación (1):

$$\text{Índice de polarización} = \frac{\text{Resistencia de aislamiento en 10 minutos}}{\text{Resistencia de aislamiento en 1 minuto}} \quad (1)$$

Los valores mínimos del índice de polarización aceptables se determinan en la Tabla 2.15.

Tabla 2.15. Interpretación de resultados de los valores de índice de polarización.

Índice de polarización (IP)	Estado de la aislación (Std. IRAM 2325)
IP < 1.0	Peligroso
IP < 1.5	Cuestionable
1.5 < IP < 2.0	Aceptable
2.0 < IP < 3.0	Bueno
3.0 < IP < 4.0	Muy bueno
4.0 < IP	Excelente

Fuente: Elaboración propia

El valor obtenido de la ecuación (1), representa el grado de polarización que tiene el aislamiento. Es decir, mientras más alto sea el valor obtenido se considera que el aislamiento se encuentra en mejores condiciones de operación, normalmente, se recomienda que el valor de polarización sea superior a 2.0 [75].

### Valor de la relación de absorción del dieléctrico (RAD)

Es el resultado de dividir el valor de resistencia de aislamiento medido en 1 minuto sobre el valor de la resistencia medida en 30 segundos, como se aprecia en la ecuación (2). En la

Tabla 2.16, se interpreta el estado de la aislación en relación al valor de absorción del dieléctrico.

$$RAD = \frac{\text{Resistencia de aislamiento en 1 minuto}}{\text{Resistencia de aislamiento en 30 segundos}} \quad (2)$$

Tabla 2.16. Interpretación de resultados de los valores de resistencia de absorción dieléctrica.

Relación de absorción dieléctrica (RAD)	Estado de la aislación (Std. IRAM 2325)
RAD < 1.1	Peligroso
1.1 < RAD < 1.25	Cuestionable
1.25 < RAD < 1.4	Aceptable
1.4 < RAD < 1.6	Bueno
1.6 < RAD	Muy bueno

Fuente: Elaboración propia

En las redes eléctricas es importante considerar distintos elementos que necesitan ser sometidos a pruebas de aislamiento, en la Tabla 2.17, se aprecian los principales elementos y sus criterios de aceptación para un funcionamiento correcto.

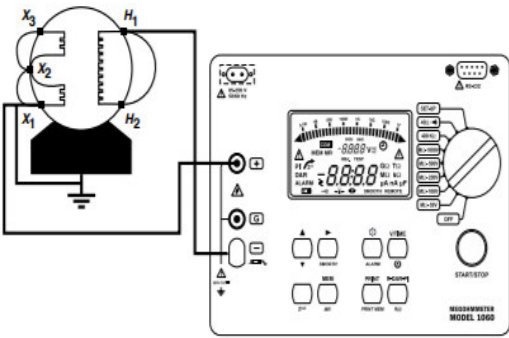
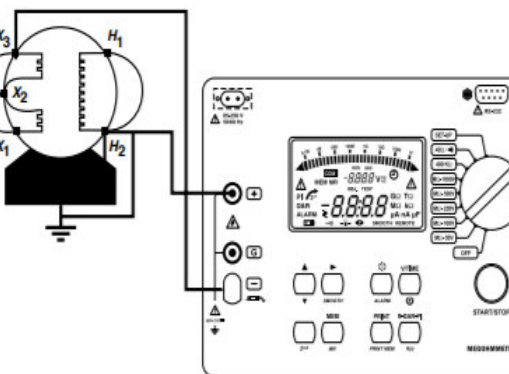
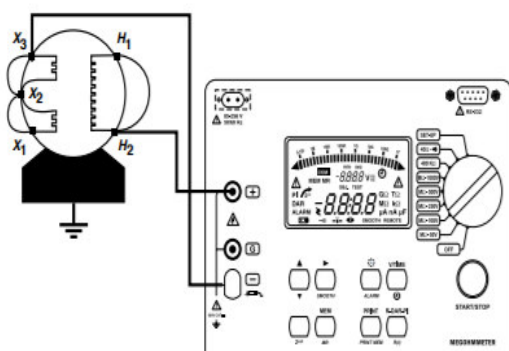
Tabla 2.17. Criterios de aceptación para aislamiento en elementos eléctricos. [74]

ELEMENTO	CRITERIO
Interruptores	Se realiza una medición de resistencia de 1 minuto y no se realiza corrección por temperatura: Interruptores de gran volumen de aceite > 10000MΩ Interruptores de bajo volumen de aceite > 100 000 MΩ
Cables	Se ejecuta una prueba de duración de 1 minuto y no se realiza corrección por temperatura. Los valores mínimos de resistencia de aislamiento están dados por la siguiente ecuación: $R = K \log(D / d)$ Donde: R = Megaohmios por cada 300 metros de cable K = 2,640 para cable con aislamiento de papel impregnado 50,000 para cable con aislamiento de polietileno termoplástico D = Diámetro sobre el aislamiento del conductor = d + 2c + 2b d = Diámetro del conductor c = Película del aislamiento del conductor b = Película de la cubierta de aislamiento
Pararrayos	Los valores mínimos de resistencia de aislamiento son variables, ya que dependen del tipo y marca del equipo. Los valores varían entre 500 y 50,000 MΩ.
Boquillas	El valor mínimo de resistencia de aislamiento es de 40,000 MΩ.
Cuchillas	El valor mínimo de resistencia de aislamiento es de 40,000 MΩ.

Fuente: Elaboración propia

Uno de los equipos que presentan un elevado interés para la operación y control de redes eléctricas son los transformadores, por ello es importante mencionar las diferentes pruebas y tareas que se ejecutan para su correcto funcionamiento asociadas al aislamiento como se presenta en la Tabla 2.18.

Tabla 2.18. Pruebas de aislamiento en transformadores

PRUEBA	DIAGRAMA DE CONEXION
Devanado alto voltaje hacia el devanado bajo voltaje y tierra.	
Devanado bajo voltaje hacia devanado alto voltaje y tierra.	
Devanado alto voltaje hacia devanado bajo voltaje.	

Fuente: Elaboración propia

### 2.7.3 Pruebas y ensayos en transformadores

En los transformadores usualmente se realizan dos tipos de pruebas, las que tienen dos propósitos diferentes. Una es la que se realiza en la fábrica del transformador y la segunda

que se realiza en el lugar de instalación con la finalidad de comprobar que el transformador no presente ninguna modificación en sus componentes [76], [77]. Las pruebas más comunes realizadas en los transformadores se presentan a continuación:

### **Relación de transformación**

Esta prueba tiene como objetivo verificar la relación transformación entre las diferentes combinaciones de los devanados del transformador y compararlas con las calculadas en su diseño (datos de placa del transformador) [77].

Con la prueba de relación del transformador se puede identificar las siguientes fallas:

- Circuitos Abiertos
- Espiras en cortocircuito
- Defectos en los contactos
- Defectos en los conmutadores
- Identificación incorrecta de los terminales

Para realizar la prueba de relación del transformador se debe considera que la relación en vacío es igual a la relación entre el número de espiras. En el caso de un transformador ideal, se cumple la ecuación (3):

$$\frac{U_s}{U_p} = \frac{N_s}{N_p} = \frac{I_p}{I_s} \quad (3)$$

Donde:

$N_p$  = Numero de espira en el primario

$N_s$  = Numero de espira en el secundario

$U_p$  = Voltaje en el primario

$U_s$  = Voltaje en el secundario

$I_p$  = Intensidad en el primario

$I_s$  = Intensidad en el secundario

La prueba de relación de transformación, se realiza mediante la metodología descrita en la Figura 2.40.

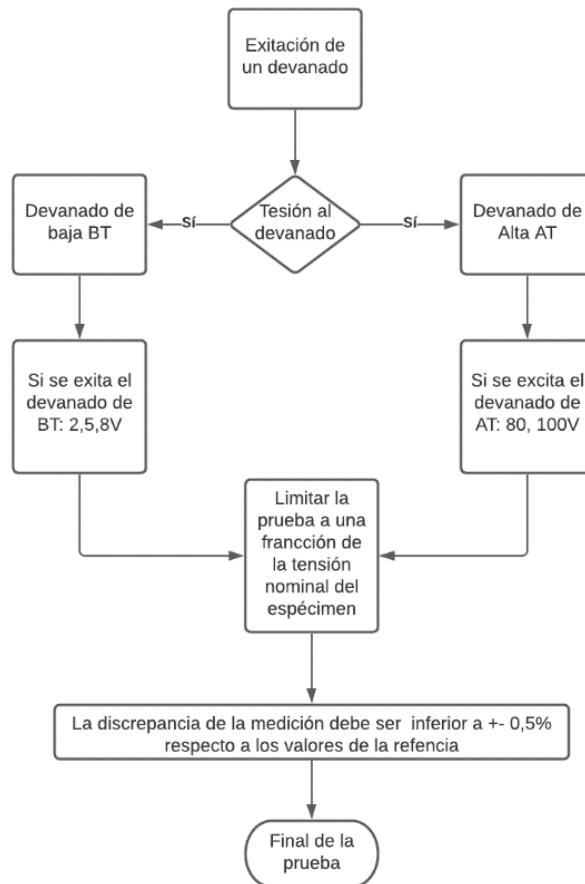


Figura 2.40. Metodología para la prueba de relación de transformación.

Fuente: Elaboración propia

La aplicación de la prueba, se realiza por medio de un equipo probador de relación de espiras TTR (Transformer Turn Ratio). En la Figura 2.41, se representa el diagrama esquemático de las conexiones de prueba.

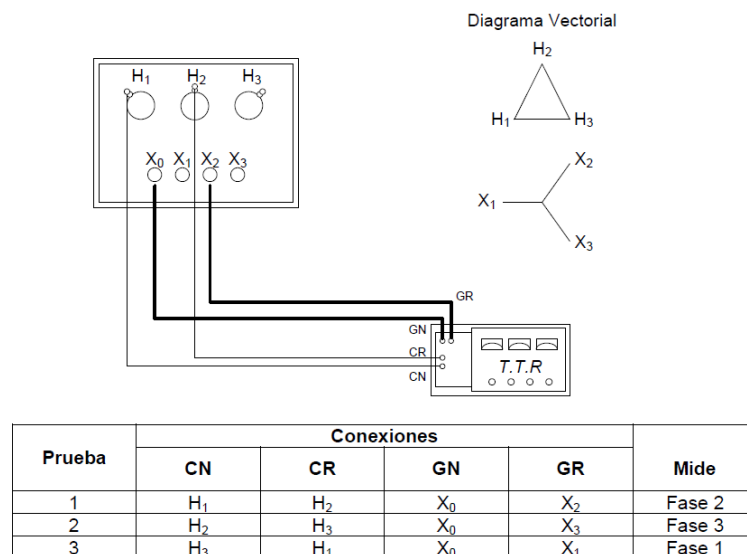


Figura 2.41. Diagrama esquemático de conexiones. Prueba relación de transformación.

Fuente: Acevedo Andrés, Manual de pruebas a transformadores de distribución

## **Resistencia de devanados**

La prueba de resistencia de devanado del transformador tiene como objetivo medir las resistencias de los arrollamientos de cada una de las posiciones del cambiador de tap, mediante la aplicación de voltaje/corriente continua [77].

Con la prueba de resistencia del transformador se puede identificar las siguientes fallas:

- Conexión o puentes abiertos.
- Conexión o puentes deteriorados.
- Deformación de las superficies de los contactos
- Depósitos de carbonización o contaminantes
- Disminución de la presión mecánica

Metodología:

Para realizar a la prueba de resistencia del devanado del transformador se procede de la siguiente manera:

- Saturación de núcleo cuando la corriente de prueba es aproximadamente el 1% de la corriente de la carga.
- No se debe exceder el 10% de la corriente nominal, ya que esto puede causar lecturas erróneas por el calentamiento del devanado.
- El proceso se debe realizar en ambos devanados.
- Se debe realizar la corrección de temperatura, debido a que la resistencia óhmica varía con la temperatura, por lo general la temperatura de referencia es 20°.
- La diferencia de temperatura entre el piso y la cumbre se debe de ser de máximo 5°, y se debe realizar con el transformador fuera de servicio con un mínimo de tres horas de desconexión premio a la prueba.

Comparación de los resultados de medición vs las mediciones originales de la fábrica  
Figura 2.42.

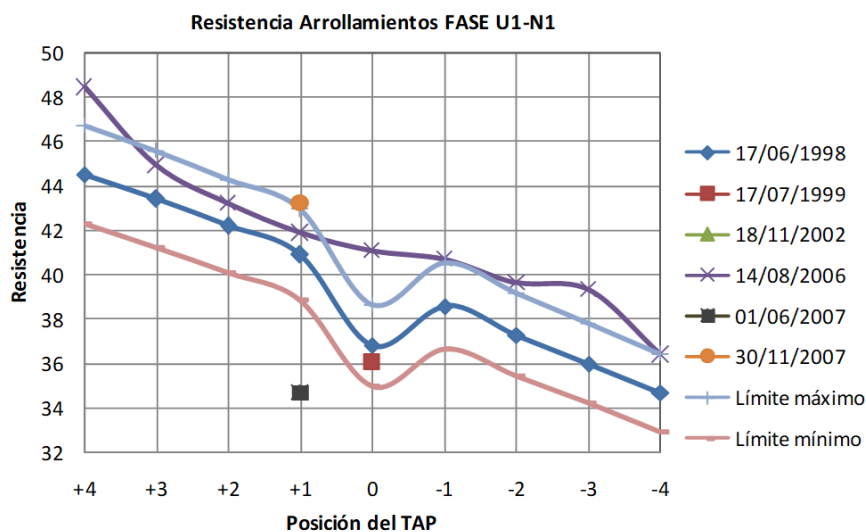


Figura 2.42. Análisis de resultados de la prueba de resistencia de devanados del transformador.

Fuente: Megger

Una vez que se ha realizado la prueba se debe obtener los siguientes resultados:

- Desviación del 2% respecto a los valores referenciales.
- Discrepancia del 1% al 5% de respecto a los valores referenciales, según la CIGRE y IEEE 57.12.90, respectivamente.
- Diferencia entre fases hasta un máximo de 2-3%.

### Prueba de rigidez dieléctrica en el aceite

La prueba de la rigidez dieléctrica en el aceite de un transformador tiene como objetivo de medir la capacidad que tiene el líquido para soportar un esfuerzo eléctrico sin producir un arco [78].

Con la prueba se puede revelar la:

- Polvo
- Lodos
- Partículas que pueden contaminar el aceite

La metodología por seguir para realizar una prueba dieléctrica es:

- Limpiar la válvula de muestra y posteriormente drenar un poco de aceite antes de recoger la muestra.
- Asegurarse que el recipiente en donde se toma la muestra está limpio y enjuagar los al menos una vez con el aceite que se va a recolectar.



- Evitar el contacto del recipiente con la válvula de muestreo, con los dedos o cualquier otro cuerpo que pueda introducir impurezas.
- Cerrar de forma hermética la muestra antes de trasportarla al laboratorio.

La prueba se realiza con ayuda de un probador de rigidez de líquidos, el que integra, un transformador elevador, un regulador de voltaje, un divisor de voltaje, un voltímetro y un recipiente de pruebas, Figura 2.43.

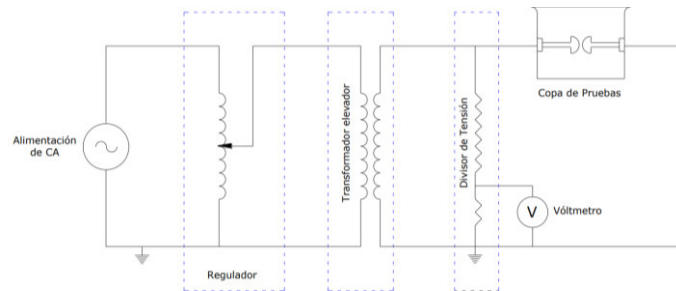


Figura 2.43. Diagrama esquemático de un probador de rigidez dieléctrico.

Fuente: <https://transformadoressiosac.com/prueba-de-rigidez-dielectrica-del-aceite/>

El recipiente de pruebas se usa para contener el aceite que será probado. Tiene integrados un par de electrodos a los cuales se le aplica un valor de AV. El arco eléctrico se produce precisamente en el espacio que queda entre los electrodos. Las características del recipiente de prueba dependen norma que se utilice:

Para la Norma ASTM D-877 los electrodos son planos y están separados por una distancia de 2.5 mm. Para la Norma ASTM D-1816 los electrodos son semiesféricos y están separados por una distancia de 1 mm.

En este caso, el recipiente cuenta además con un agitador que proporciona una circulación lenta del aceite, lo cual la hace más representativa de las condiciones a las que opera el aceite.

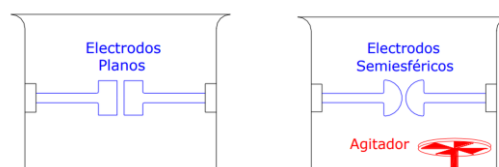


Figura 2.44. Tipo de copas para las pruebas.

Fuente: Elaboración propia

Para ejecutar la prueba se debe realizar los siguientes pasos:

- Revisar que los electrodos seleccionados no tengan erosión causada por el efecto de arco eléctrico.

- Llenar la copa de prueba con el aceite que se va a probar, hasta un nivel mayor de 20 mm sobre la parte superior de los electrodos. Esto evitará que se produzca un arco en el aire.
- Dejar reposar el aceite entre 2 y 3 minutos.
- Aplicar el voltaje de prueba hasta que se produzca el arco eléctrico.
- Registrar en el formato de prueba al valor del voltaje al cual se produjo el arco eléctrico.
- Realizar la prueba 5 veces con una intermitencia de 1 minuto.
- Si los valores son mayores a 30 KV se considera que el aceite pasa la prueba.

El resumen de la metodología para realizar la prueba se presenta en el flujograma de la Figura 2.45.

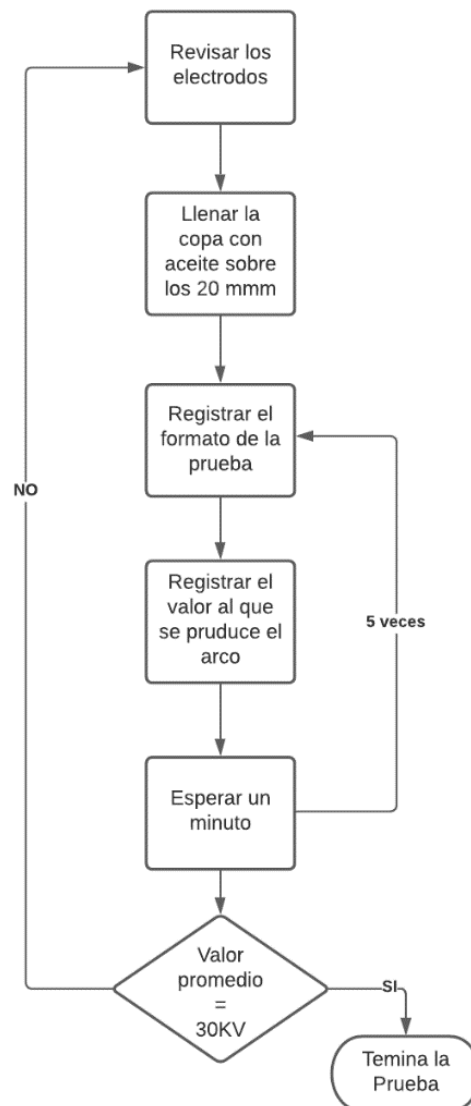


Figura 2.45. Flujograma prueba de rigidez dieléctrica del aceite.

Fuente: Elaboración propia

#### 2.7.4 Medición de puesta de a tierra

La medición de resistencia a tierra se lo realiza mediante equipos conocidos como telurómetros. Los más empleados en cámaras de transformación e instalaciones subterráneas en donde el piso es generalmente de hormigón, es el medidor de resistencia de puesta a tierra tipo pinza, ya que no requiere la colocación de picas para la medición. Además de ser un método rápido y fácil de implementar.

El equipo mide la resistencia de un sistema de PAT conformado por varillas o mallas pequeñas sin necesidad de desconectar la puesta a tierra bajo ensayo.

Es un método fácil de emplear, se lo realiza colocando directamente la pinza de medición en el electrodo, varilla o conductor de la puesta a tierra antes de cualquier empalme u otras uniones del sistema de PAT. En la Figura 2.46, se ilustra la medición de un sistema de puesta a tierra utilizando el equipo de pinza.

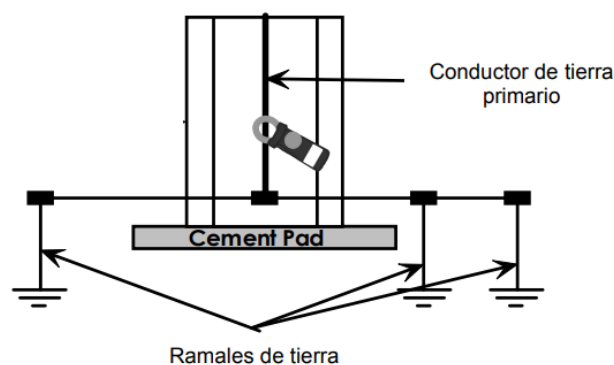


Figura 2.46. Medición de un sistema de puesta a tierra utilizando el telurómetro tipo pinza.

Fuente: Elaboración propia

Registra la medición de lazo cerrado aprovechando las PAT de instalaciones cercanas y permite determinar de forma rápida la existencia de conexiones y contactos defectuosos y de pésima calidad.

Otra función de los equipos pinza es la medición de pequeñas corrientes de fuga a tierra (desde 1 mA), así como la corriente a través del neutro (hasta 30 A rms). La medición de estas corrientes son indicadores de presencia de ruido o armónicos que afectan la calidad de la energía.

En redes eléctricas subterráneas la conexión a tierra se realiza con el conductor neutro a largo de la red. Es recomendable que el conductor aislado tenga una dimensión de 50 mm<sup>2</sup> como mínimo. De esta manera el neutro no podrá ser interrumpido en las redes de distribución, además se debe poner a tierra a una distancia aproximada de 300 metros. No

obstante, para las líneas principales y sus derivaciones la puesta a tierra se realiza cada 200 metros [79].

Es importante realizar un sistema de puesta a tierra por cada cámara de transformación, considerando las características de la red y la resistividad del terreno. Para ello, es importante construir una malla de puesta a tierra con cable desnudo de característica 2/0 AWG y varillas Copperweld.

Asimismo, los sistemas de puesta a tierra se dividen en grupos que son:

### **Tierra de Referencia**

Es aquella que se le asigna un potencial de referencia dentro del circuito eléctrico [20].

### **Tierra de protección.**

Cuando todas las partes metálicas no unidas a los circuitos principales de todos los aparatos y equipos instalados en los respectivos centros de transformación se encuentran unidos a tierra de protección (malla a tierra): puertas metálicas, la pantalla metálica de los cables de M.T., las celdas e interruptores de M.T., cuadros de B.T., rejillas de protección, carcasa de los transformadores, etc. [21].

### **Tierra de servicio.**

Con objeto de evitar voltajes peligrosos en B.T., debido a faltas en la red de M.T., el neutro del sistema de B.T. se conecta a una toma de tierra independiente del sistema de M.T., de tal forma que no exista influencia en la red general de tierra, para lo cual se emplea un cable de cobre aislado [21].

## **2.7.5 Detección de fallas a través de Termografía**

Las cámaras termográficas para inspecciones de mantenimiento predictivo son potentes herramientas no invasivas para la supervisión y el diagnóstico del estado de componentes e instalaciones eléctricas. Permiten determinar cuándo y dónde se necesita mantenimiento, puesto que las instalaciones eléctricas suelen calentarse antes de fallar. Al descubrir estos puntos calientes con una cámara termográfica (sin contacto físico con el elemento bajo análisis), se puede llevar a cabo una medida preventiva. De este modo, es posible evitar costosas averías o, aún peor, incendios

La Figura 2.47 muestra el espectro electromagnético y señala longitudes de onda extremos. La energía de infrarrojos (A) que irradia un objeto, se enfoca con el sistema óptico (B) sobre un detector de infrarrojos (C). El detector envía los datos al sensor

electrónico (D) para procesar la imagen. El sensor traduce los datos en una imagen (E), compatible con el visor y visualizable en un monitor de video estándar o una pantalla LCD.



Figura 2.47. Funcionamiento cámara termográfica.

Fuente: Elaboración propia

Debido al efecto Joule los cuerpos se calientan y adquieren diferentes temperaturas, la termografía analiza las radiaciones térmicas infrarrojas no visibles por el ojo humano, transformándolas a imágenes, en donde por la interpretación de las paletas de colores se puede determinar la condición térmica del elemento inspeccionado. Las imágenes obtenidas de la cámara termográfica se conocen como termogramas.

Una cámara infrarroja no solo detecta la temperatura del objeto, sino que realiza la medición desde una superficie, por lo tanto, se debe considerar los siguientes agentes externos que podrían influir en la medición:

- La temperatura del medio ambiente
- Emisividad de los materiales
- Radiación de calor reflejada desde los alrededores.
- Humedad
- Distancia al objeto al realizar la medición.

Es de vital importancia al momento de realizar la medición termográfica en el sitio, ajustar los parámetros de compensación descritos en párrafo anterior en la cámara termográfica.

En la Figura 2.48, se muestra la importancia del valor de la emisividad, al realizar una inspección termográfica.

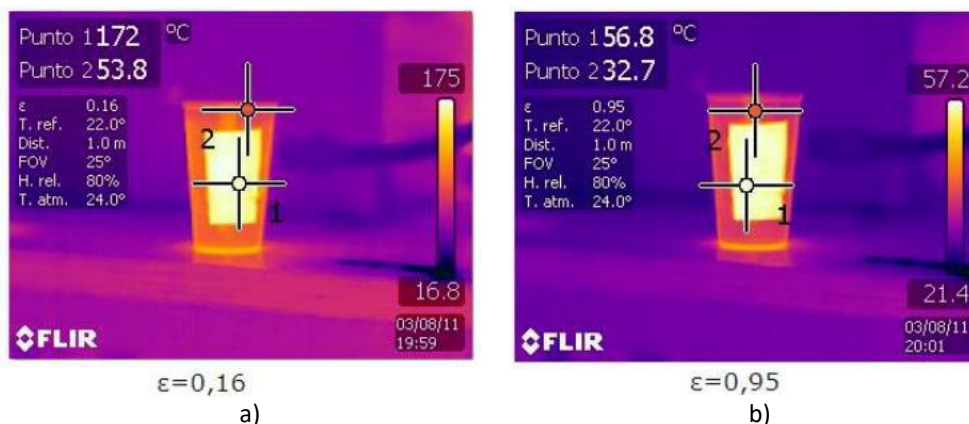


Figura 2.48. Importancia del ajuste de la emisividad en la Termografía.

Fuente: Elaboración propia

Se debe tener especial cuidado al examinar superficies que tienen bajas emisividades (<0.5). En estas circunstancias, las excepciones pueden ser más difíciles de detectar. Además, estas superficies producen reflejos que pueden inducir a error.

En las instalaciones eléctricas, la falla detectada se conoce como “punto caliente”. Estos se originan por sobrecalentamiento del componente eléctrico cuando sufre un aumento de la resistencia eléctrica, como consecuencia de las siguientes condiciones:

- Conexiones sueltas o flojas.
- Presencia de corrosión.
- Presencia de suciedad en las conexiones.
- Conectores deteriorados.
- Instalación, componente incorrecto.
- Degradación del aislamiento.
- Sulfatación de conexiones.
- Sobrecargas.
- Desbalance de fases.

- Conductores con sobrecarga.

Según la NETA (International Electrical Testing Association), la Tabla 2.19, representa la clasificación de las fallas eléctricas de acuerdo a la temperatura registrada mediante la termografía.

Tabla 2.19. Clasificación de fallas eléctricas mediante termografía.

<b>TABLA DE CLASIFICACION DE FALLAS ELECTRICAS SEGÚN NETA</b> (International Electric Testing Association)			
<b>NIVEL</b>	<b>TEMPERATURA MEDIDA</b>	<b>CLASIFICACION</b>	<b>ACCION</b>
1	1 °C – 10 °C 1 °C – 3 °C	O/A O/S	Possible deficiencia Se requiera más información
2	11 °C – 20 °C 4 °C – 15 °C	O/A O/S	Probable deficiencia Reparar en la próxima parada disponible
3	21 °C – 40 °C >15 °C	O/A O/S	Deficiencia Reparar tan pronto como sea posible
4	>40 °C >15 °C	O/A O/S	Deficiencia mayor Reparar inmediatamente
<b>O/A</b>	Sobre temperatura ambiente.		
<b>O/S</b>	Sobre temperatura de cuerpo similar en condición.		

Fuente: Elaboración propia

Será labor del inspector de termografía saber discernir, filtrar y evaluar los puntos calientes encontrados en los termogramas, buscando la causa y el origen de los mismos.

## 2.8 Actividades finales

### 2.8.1 Restablecimiento del voltaje

Se lo realiza una vez que hayan finalizado los trabajos de mantenimiento. Se debe extremar las precauciones y considerar los siguientes aspectos para una operación segura: [15]

- La persona o grupo de trabajo que realiza las maniobras de desconexión, es la responsable de realizar el restablecimiento del sistema. Si esta persona o grupo de trabajo no se encuentra presente, se debe coordinar entre el primer equipo y la persona que ha quedado a cargo de la instalación.
- Retirar las herramientas, equipos y personal no indispensable en las tareas de energización de los elementos.
- Realizar una inspección visual final con el fin de identificar la posición de los equipos y de verificar la no presencia de objetos extraños puedan provocar una falla.
- Coordinar con el Centro de Control las maniobras de energización.
- Energizar siguiendo la secuencia de operaciones establecida.

Generalmente, la secuencia de operaciones para poner nuevamente en funcionamiento el sistema es inversa a la realizada para la desconexión. [64]

Este procedimiento comprende:

1. Retiro del recubrimiento de partes activas con elementos aislantes (si los hubiera).
2. Retiro de la señalización que delimita la zona de trabajo.
3. Retiro de la PAT y cortocircuitos fijas y portátiles (si las hubiera)
4. Desbloqueo de quipos de corte, retirar señalización.
5. Operación de equipos que permitan reponer el voltaje.

Para proceder con el cierre de la orden u permiso de trabajo, se realizan las siguientes actividades:

- a) Levantar la consignación del área de trabajo. Para trabajos sin voltaje se debe proceder con el restablecimiento de esta.
- b) Una vez energizado o conectado, verificar el correcto funcionamiento de las partes intervenidas, utilizando el equipamiento de comprobación de voltaje y equipos de medición de secuencia.
- c) Embarque de herramientas y materiales sobrantes.
- d) Realizar los informes respectivos y llevar el registro del mantenimiento.



### 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

- Norma para la operación de redes subterráneas de medio y bajo voltaje.
- Norma para el mantenimiento de cámaras de transformación y transformadores tipo pedestal.
- Norma para la localización y reparación de fallas en cables subterráneos.
- Norma para la detección de puntos calientes en redes subterráneas mediante termografía infrarroja.

#### 3.1 NORMA PARA LA OPERACIÓN DE REDES SUBTERRÁNEAS DE MEDIO Y BAJO VOLTAJE

##### 1. Objetivo

Definir el procedimiento seguro para la operación de equipos de maniobra en las redes de distribución de medio y bajo voltaje subterráneas. Implementación de operaciones que sean eléctricamente viables, siguiendo la nomenclatura operativa de los equipos, lenguaje técnico, protocolos de seguridad e interpretación correcta de las instrucciones y solicitudes descritas en una orden de trabajo.

##### 2. Campo de Aplicación

Es aplicable a todo el personal operativo que realice trabajos en instalaciones eléctricas permanentes o provisionales para sistemas de medio y bajo voltaje.

##### 3. Definiciones y términos utilizados

**Aguas arriba.** - tomando en cuenta el sentido de la corriente (localización de la fuente de alimentación), se denomina “aguas arriba” a todos los elementos conectados a la red eléctrica desde un punto físico de referencia

**Disponibilidad:** capacidad de un elemento o sistema de desarrollar la tarea para la que fue creada sin problemas [19].

**Centro de Control:** lugar físico en donde se monitorea de forma permanente el estado de la red de distribución de energía eléctrica.

**Operador.** - en el sistema eléctrico, es la persona encargada de coordinar y operar las instalaciones eléctricas.

**Orden de trabajo.** - documento habilitante para realizar trabajos en redes y equipos eléctricos.

**Punto de entrega.** - punto de conexión, en donde se divide las instalaciones que pertenecen a la empresa distribuidora y las instalaciones de propiedad del cliente.

**Plan de acción de emergencia.** – conjunto de procedimientos y acciones que implementan frente a una situación de emergencia.

#### 4. Medidas de seguridad

El personal técnico encargado de las operaciones en los equipos de protección y seccionamiento en las redes de distribución debe considerar las medidas de seguridad pertinentes para la ejecución de las maniobras con el fin de evitar accidentes causados por la electricidad. Correcta aplicación de las 5 reglas de oro, como se indicada en la Figura 3.1.

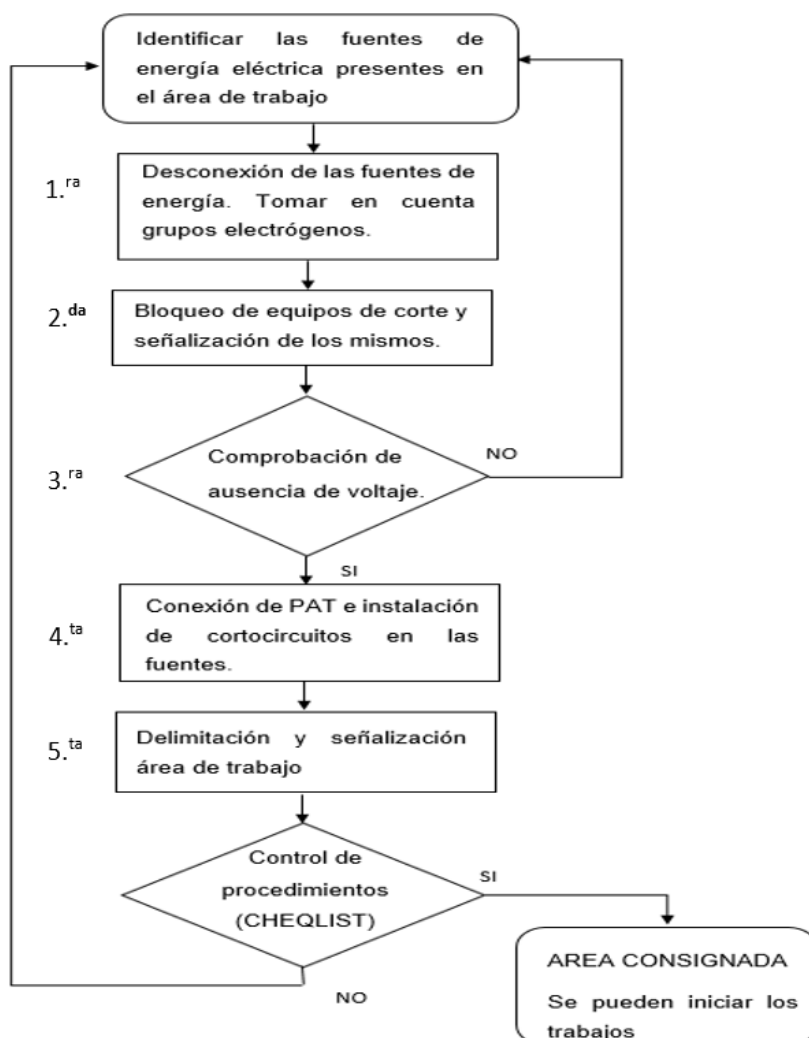


Figura 3.1. Aplicación de las 5 reglas de oro del electricista

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 3.1, se determina el cumplimiento de las 5 reglas de oro de acuerdo al voltaje de operación del sistema.

Tabla 3.1. Criterios de cumplimiento de las 5 reglas de oro para BV y MV

5 Reglas de oro	Tipo de instalación	
	Bajo voltaje	Medio y alto voltaje
1.ra	Obligatorio	Recomendable
2.da	Obligatorio, si es posible	Obligatorio, utilizar métodos alternativos.
3.ra	Obligatorio	Obligatorio
4.ta	Recomendable	Obligatorio
5.ta	Recomendable	Obligatorio

Fuente: Elaboración propia

## 5. Requisitos del personal de operación del sistema de distribución

- Disponer con una orden de trabajo programado o de emergencia que autorice la intervención en las redes de distribución. Debe contener información del plan de operaciones y maniobras a implementar.
- Estar calificado y autorizado para la instalación y retiro de equipos de puesta a tierra y cortocircuito en redes de BV y MV.
- Estar calificado en la operación de equipos de seccionamiento energizados utilizando técnicas de distancia.
- Disponer con equipos de verificación de ausencia de voltaje para redes de BV y MV que estén correctamente dimensionados para el voltaje de operación.
- Disponer con equipos de puesta a tierra y cortocircuito trifásicos para redes de BV y MV que estén correctamente dimensionados, se debe considerar el nivel de voltaje de operación, calibres, longitud de los puentes, tipo y material del conductor.
- Disponer con equipo para trabajos en altura.
- Disponer de equipo de protección personal EPP.
- Disponer de los medios necesarios para la delimitación y señalización de la zona de trabajo.
- Formulario para el control de actividades para procedimientos de desconexión del voltaje de alimentación.

## 6. Equipamiento

El personal operativo a cargo de llevar a cabo las operaciones debe disponer con el equipamiento necesario para realizar una operación segura de los elementos energizados, esto involucra la delimitación y señalización del área de trabajo.

Tabla 3.2. Equipo operación segura de redes eléctricas de distribución.

<b>EQUIPAMIENTO OPERACIÓN SEGURA</b>	
<b>Para la consignación segura del área de trabajo</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Conos de seguridad, vallas o pedestales reflectivos</li><li>- Cintas o cadenas de señalización</li><li>- Placas, adhesivos, banderas y carteles</li><li>- Luces intermitentes</li></ul>
<b>Para minimizar el riesgo eléctrico y realizar maniobras de operación</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Pértiga aislante, según la Norma IEC 61235, o similares.</li><li>- Guantes aislantes Clase III o IV para maniobras en redes de distribución, según la Norma IEC 60903 o similares</li><li>- Comprobador de ausencia de tensión en redes de distribución, según la Norma IEC 61243.</li><li>- Ropa de trabajo resistentes a la llama y arco eléctrico</li><li>- Casco de seguridad con protección eléctrica (incluido máscara facial y barbiquejo)</li><li>- Calzado de seguridad con protección eléctrica</li><li>- Taburetes aislados</li></ul>

Fuente: Elaboración propia

## 7. Ejecución de maniobras y procedimientos

### Condiciones generales de operación

- Por ningún motivo se puede operar sin consentimiento o autorización del centro de control, salvo situaciones que requieran acciones emergentes como incendios, explosiones, u otros que puedan afectar la seguridad de las personas. El operador debe mantener el siguiente orden de prioridades:
  - Primero: Salvaguardar la vida humana
  - Segundo: Salvaguardar la integridad de los equipos
  - Tercero: Continuidad del servicio
- Si los equipos de maniobra se encuentran antes del punto de entrega, las operaciones para trabajos en las instalaciones eléctricas para la suspensión del servicio eléctrico estarán a cargo exclusivamente del personal operativo de la empresa distribuidora.
- Toda operación y maniobra de un equipo de protección o seccionamiento en condiciones normales de servicio o en contingencias debe ser coordinada entre el personal operativo que se encuentra en el lugar de trabajo y el Centro de Control.

- El Centro de Control, tiene la obligación de regirse estrictamente a lo establecido en la orden de trabajo y el plan de maniobras previamente planificado y aprobado. Se deben respetar la información técnica pertinente, fechas, horarios, instalación afectada, información acerca del estado final de la instalación posterior a la intervención, personal a cargo y medidas de seguridad.
- El tiempo de inicio para ejecutar algún tipo de trabajo sin voltaje en los equipos y redes consignadas será cuando el centro de control entregue el área consignada o la línea desenergizada. Solo se procederá al restablecimiento del voltaje cuando el ingeniero o supervisor responsable de los trabajos eléctricos, entregue y/o notifique al Centro de Control que el sistema está listo para su normalización.
- Se debe llevar un registro de todas las operaciones realizadas en el sistema por parte del centro de control.
- Debe existir personal que supervise los trabajos de operación.
- Las maniobras de los equipos telecomandados, deben realizarse desde el Centro de Control, o de forma local previa autorización.
- Toda operación se ejecutará a cabo mientras no exista condiciones anormales o de riesgo, tanto para la seguridad de las personas como de las instalaciones.
- Los equipos de seccionamiento y protección que se van a operar deben ser maniobrados dentro de su rango normal de funcionamiento o valores nominales de diseño, sin superar de forma deliberada los valores establecidos. El bloqueo mínimo aceptable, estará dado por etiquetas o carteles con la leyenda “NO MANIOBRAR”.
- Se debe contar disponer de un “plan de acción” para posibles estados de emergencia, que puedan producirse al realizar una operación normal de los equipos.
- Definir que equipos pueden ser operados desde el Centro de Control o requieren intervención del personal operativo en el sitio.

## **8. Operaciones y maniobras**

### **Inicio:**

1. El Centro de Control debe verificar la planificación de los trabajos (orden de trabajo), y, además debe tener la seguridad del estado en la que se encuentran las instalaciones a intervenir.

2. Utilizando la placa de identificación (número de equipo), el operador en conjunto con el Centro de Control, debe identificar de forma geográfica la ubicación del equipo o equipos a maniobrar, para ello se pueden valer de herramientas computacionales como sistemas de información georeferenciados GIS, mapas físicos, diagramas, etc.
3. Verificar que alguna maniobra (abrir / cerrar) no asocie ninguna condición insegura, o de riesgo para el sistema.

**Operaciones:**

4. El operador, debe indicar al ingeniero de turno del Centro de Control el cambio de posición (abierto/cerrado) de cada elemento en el que se haya intervenido, así como el estado en el que se encuentra la instalación posterior a la maniobra (energizado/desenergizado).

En la Tabla 3.3, se describen los procedimientos para la operación y maniobras que se realizan en la operación y mantenimiento de redes de distribución subterránea.

Tabla 3.3. Operación y maniobras en redes de distribución subterránea.

<b>OPERACIONES Y MANIOBRAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA</b>		
<b>Operación</b>	<b>Descripción</b>	<b>Procedimiento</b>
<b>Conectar o retirar puestas a tierra</b>	Consiste en conectar o desconectar los elementos de la red a un sistema de puesta a tierra.	Verificar de forma visual que los equipos estén en posición abierta.
		Verificar que los elementos a poner a tierra estén desenergizados mediante equipos de comprobación de ausencia de voltaje.
		Se pueden utilizar sistemas fijos de PAT o equipos portátiles.
<b>Despejar campos</b>	Consiste en abrir los equipos de maniobra adyacentes a un equipo que fue previamente abierto.	Verificar que los equipos a maniobrar no se encuentren energizados, se debe utilizar equipos de comprobación de ausencia de voltaje.
		Realizar la operación de los equipos de maniobra de acuerdo al orden establecido, para evitar operar equipos no aptos para operación bajo carga.
<b>Preparar un campo</b>	Consiste en colocar en disponibilidad una instalación al cerrar los equipos de seccionamiento asociados a la misma.	Realizar la operación de los equipos de maniobra de acuerdo al orden establecido en la orden de trabajo, para evitar operar equipos no aptos para operación bajo carga.
		Verificar que los equipos a maniobrar se encuentren sin PAT fijas o temporales.

<b>Energizar o desenergizar un circuito o instalación</b>	Consiste en abrir o cerrar uno o varios equipos de seccionamiento y protección para energizar o desenergizar una instalación.	Debe verificar que ningún operador se encuentre trabajando en la red.
		No se encuentren PAT conectadas al circuito a energizar
		Que el campo se haya preparado previamente
		Abrir / cerrar, los equipos de seccionamiento y protección descritos en la orden de trabajo siguiendo la secuencia establecida.
<b>Desconexión de transformadores.</b>	Consiste en abrir los equipos de maniobra que energizan el transformador.	Abrir el equipo interruptor asociado (si el equipo de protección es un seccionador fusible, primero se abrirán las salidas de BV y luego se procede con la apertura del seccionador de MV)
		Si es necesario abrir el circuito de MV que alimenta al transformador instalado en la cámara de transformación o al equipo pedestal se debe abrir el equipo de maniobra aguas arriba de la zona de trabajo.
		<b>Transformadores tipo pedestal:</b> - Previamente, se debe verificar si las conexiones modulares cuentan o con dispositivos de extinción de arco. Nunca operar con carga si no cuenta con los mismos. - Verificado que el equipo este aislado, y si el equipo cuenta con fusibles, estos deben ser retirados de su compartimiento.
		<b>Para trabajos de mantenimiento:</b> - Verificar la ausencia de voltaje. - Conectar a tierra y en cortocircuito los equipos y/o la instalación en las que se van a intervenir. - La desconexión del neutro de un transformador se la realizará posterior a la desconexión de la carga en el lado de BV y posterior a la apertura de los equipos de maniobra en MV. - Si se pretende trabajar en el interior del tanque, se debe liberar presión por medio de la válvula de alivio (transformador pedestal).
<b>Anillar un circuito</b>	Consiste en conectar dos sistemas eléctricos que se encuentran aislados eléctricamente entre sí.	Debe verificarse previamente: - Los voltajes tiendan a ser iguales. - La frecuencia sea similar 60 Hz ( ± 200 mHz). - Que el valor del ángulo de fase entre los dos sistemas sea mínimo.
		Se procede a cerrar el equipo de maniobra que anilla los dos circuitos.

<b>Transferencia de carga</b>	Consiste en transferir carga entre 2 alimentadores primarios de una misma subestación o entre primarios de diferentes subestaciones.	Debe verificarse previamente: -Si se realiza con circuitos energizados se debe verificar las condiciones necesarias para anillar un circuito y además se debe re-calibrar o deshabilitar las protecciones de los equipos de protección para el total de la carga. -Verificar la capacidad disponible del transformador de potencia que recibe la carga. -Verificar la capacidad de conductores, transformadores de corriente, reguladores de voltaje, equipos de seccionamiento y protección con el fin de no sobrecargarlos, afectar su operación o producir un cambio de estado no deseado.
		Realizar la operación de los equipos de maniobra de acuerdo al orden establecido en la orden de trabajo, para evitar operar equipos no aptos para operación bajo carga.

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 3.4, se describen los procedimientos para la operación de equipos de seccionamiento y protección bajo carga, y sin carga.

Tabla 3.4. Operación de equipos de seccionamiento y protección en redes de distribución.

<b>OPERACIÓN DE INTERRUPTORES, RECONECTADORES O DISYUNTORES EN MV</b>	
<b>Apertura o desconexión</b>	Deshabilitar protecciones del equipo a abrir.
	Abrir el equipo de maniobra.
	Comprobar ausencia de voltaje en las tres fases.
	Abrir el corte visible del equipo accionado (si lo hubiera).
<b>Cierre o conexión</b>	Cerrar el corte visible del equipo accionado (si lo hubiera).
	Cerrar el equipo de maniobra.
	Verificar la presencia de voltaje en las tres fases.
	Activar protecciones.
<b>OPERACIÓN DE SECCIONADORES FUSIBLE, BARRA O SECCIONADORES ADYACENTES</b>	
<b>Apertura o desconexión</b>	Comprobar ausencia de voltaje en los bornes superiores e inferiores de los seccionadores para las tres fases.
	Abrir el equipo seccionador, uno a la vez.
	El bloqueo del seccionador fusible abierto se realizará mediante el retiro de los cartuchos porta fusibles.
<b>Cierre o conexión</b>	Comprobar ausencia de voltaje en los bornes superiores e inferiores de los seccionadores para las tres fases.
	Cerrar el equipo seccionador, uno a la vez.



<b>OPERACIÓN DE SECCIONADORES ROMPEARCOS</b>	
<b>Apertura o desconexión</b>	Abrir el equipo seccionador rompearco hasta con el 50% de su capacidad nominal, uno a la vez.
<b>Cierre o conexión</b>	Cerrar el equipo seccionador, uno a la vez.
<b>Operación de celdas de protección y seccionamiento</b>	
<b>Apertura o desconexión</b>	Abrir la celda de maniobra.
	Comprobar ausencia de voltaje en el lado de la carga.
	Si el trabajo amerita, accionar el mecanismo de PAT de la celda aperturada.
<b>Cierre o conexión</b>	Desactivar el mecanismo de PAT de la celda abierta.
	Cerrar la celda de maniobra.
	Verificar la presencia de voltaje en el lado de la carga.

Fuente: Elaboración propia

### **Finalización de trabajos:**

5. El operador responsable de realizar los trabajos, debe informar al Centro de Control que se han finalizado los trabajos y que el personal se encuentra fuera de las instalaciones.
6. El personal técnico a cargo de las operaciones, debe coordinar el procedimiento a seguir con el Centro de Control, la normalización de los equipos y redes desenergizados.
7. Verificar el estado de la instalación posterior a la maniobra de energización. Considerando aspectos como:
  - Que todos los clientes queden con servicio (si fuera el caso).
  - Niveles de voltaje, cargabilidad de los equipos.
  - Secuencia, señales, etc.

### **Diagramas de operación**

En las Figura 3.2, Figura 3.3, y Figura 3.4, se describen mediante diagramas de flujo, varios procedimientos para la operación de equipos de seccionamiento y protección para la consignación de un área de trabajo sin voltaje.

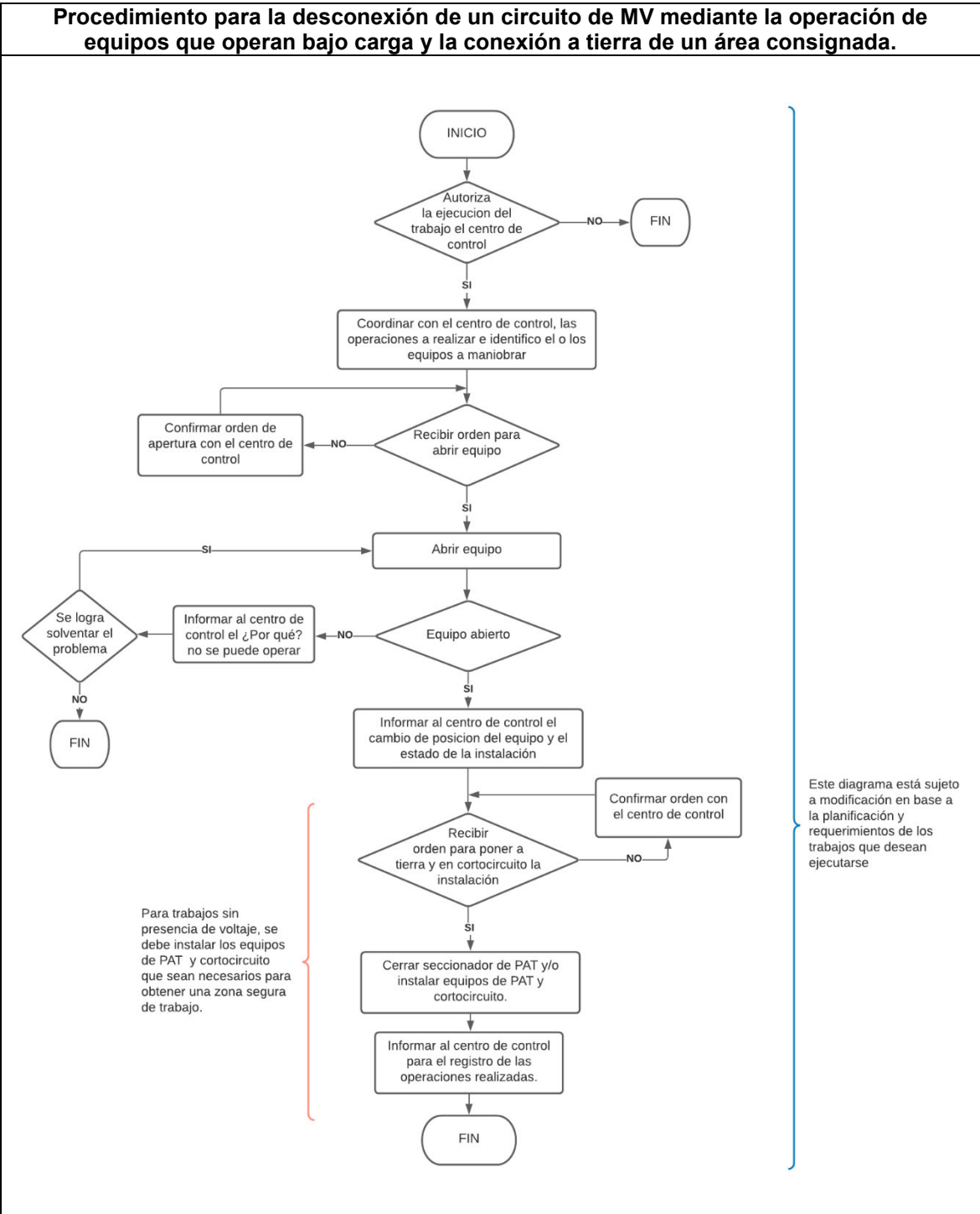


Figura 3.2. Procedimiento para la desconexión de un circuito de MV mediante la operación de equipos que operan bajo carga.

Fuente: Elaboración propia

**Procedimiento para la desconexión de un circuito de MV mediante la operación de equipos que operan bajo carga y desconexión de equipos adyacentes y conexión a tierra de la instalación consignada.**

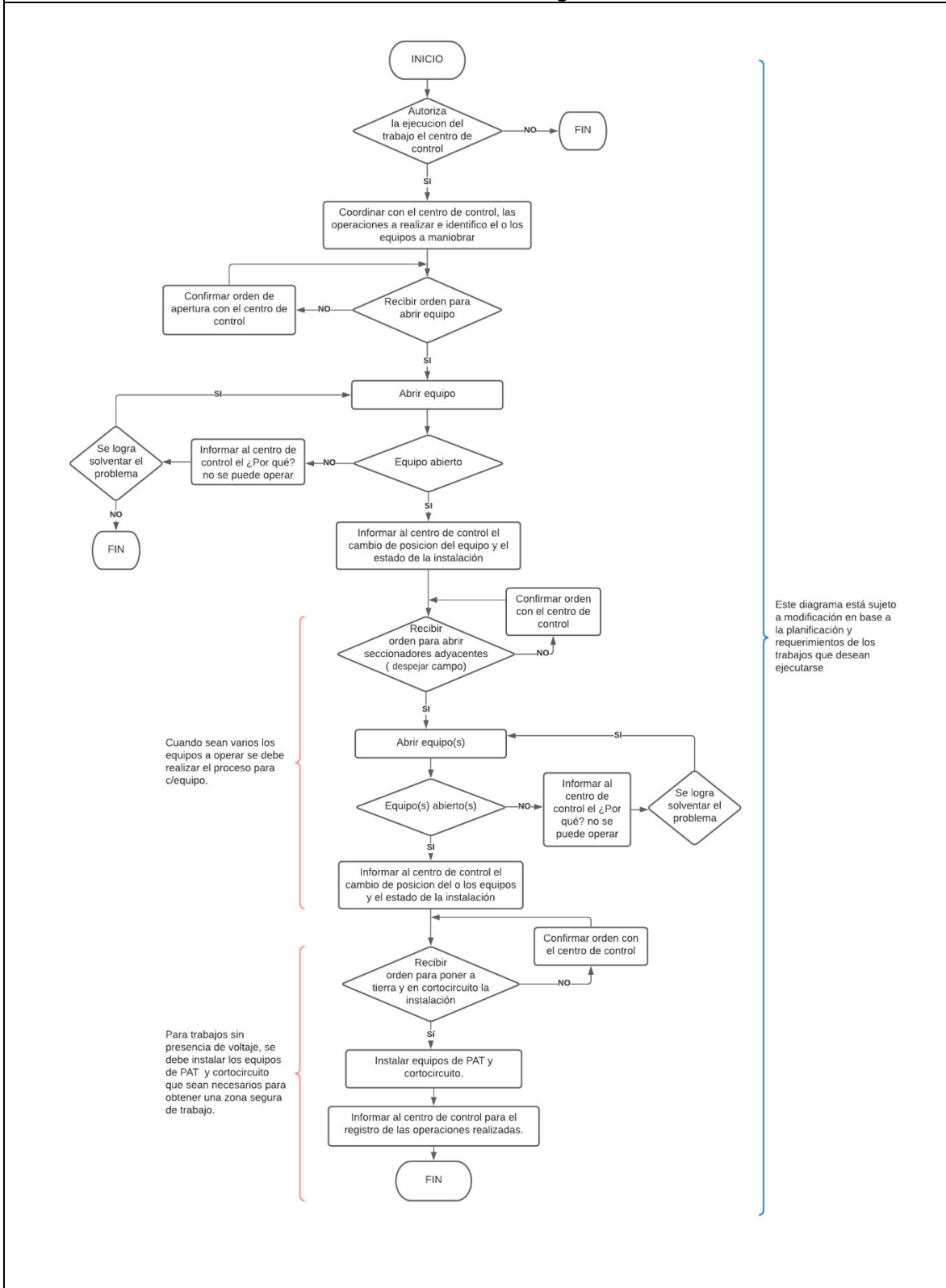


Figura 3.3. Procedimiento para la desconexión de un circuito de MV mediante la operación de equipos que operan bajo carga, desconexión de circuitos adyacentes y conexión de PAT.

Fuente: Elaboración propia

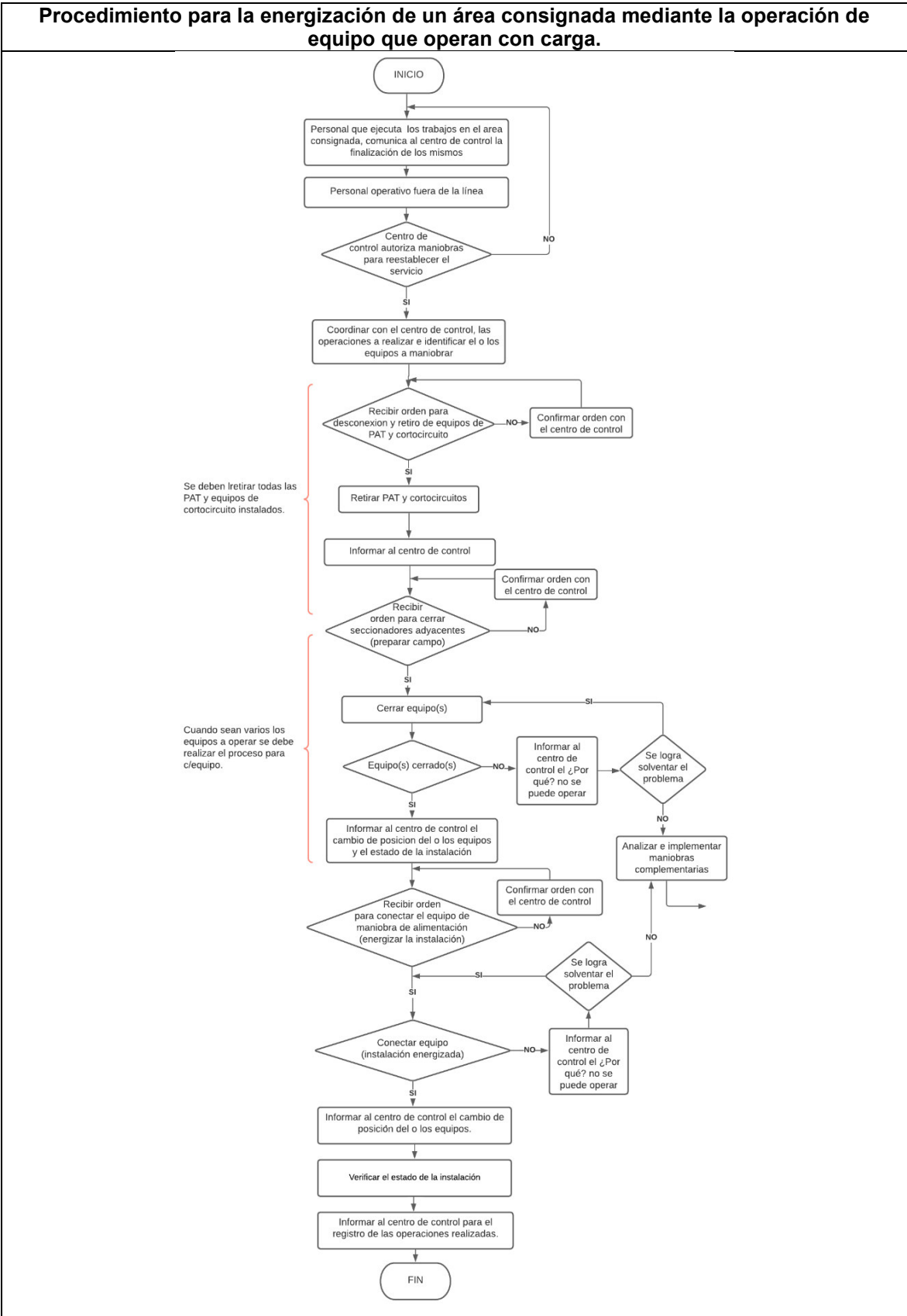


Figura 3.4. Procedimiento para la energización de un área consignada mediante la operación de equipo que operan con carga.

Fuente: Elaboración propia

## 3.2 NORMA PARA EL MANTENIMIENTO DE CÁMARAS DE TRANSFORMACIÓN Y TRANSFORMADOR TIPO PEDESTAL

### 1. Objetivo

Determinar las actividades que se deben ejecutar durante el mantenimiento predictivo, preventivo o correctivo de cámaras de transformación.

### 2. Campo de Aplicación

Es aplicable a todo el personal operativo que ejecuta trabajos de mantenimiento en instalaciones eléctricas subterráneas.

### 3. Definiciones

**Aguas arriba.** - tomando en cuenta el sentido de la corriente (localización de la fuente de alimentación), se denomina “aguas arriba” a todos los elementos conectados a la red eléctrica desde un punto físico de referencia.

**Punto de entrega.** - punto de conexión, en donde se divide las instalaciones que pertenecen a la empresa distribuidora y las instalaciones de propiedad del cliente.

**Centro de control.** - lugar físico en donde se monitorea de forma permanente el estado de la red de distribución de energía eléctrica.

**Equipos de maniobra.** - dispositivos que permiten interrumpir el servicio eléctrico mediante el cambio de posición (abrir / cerrar).

**PCB's.**- compuesto químico (Bifenilo Policlorado) altamente peligrosos para la salud humana y medio ambiente, están presentes en el aceite de los transformadores antiguos.

**Cambiador de tap.** - mecanismo que permiten variar la relación de transformación en pasos discretos. También conocido como cambiador de derivaciones.

**Espacios confinados.** - lugar físico con acceso reducido y ventilación desfavorable.

**Corriente de fuga.** - valor de corriente que circula por el conductor de tierra por algún defecto.

**Dieléctrico.** - material aislante, que no conduce la electricidad.

**Electrodo de PAT.**- elementó conductor a través del cual se establece una conexión con el suelo. Pueden ser varillas, cables, placas metálicas, etc.

**Orden de trabajo.** - documento habilitante para realizar trabajos en redes y equipos eléctricos.

**Descargas parciales.** - según La Norma IEC - 60270 define como: “descargas localizadas de electricidad que solo puentean parcialmente el aislante entre conductores”

#### **4. Requisitos**

- Contar con una orden de trabajo programado o de emergencia que autorice la intervención en las redes de distribución.
- Estar calificado y autorizado para la instalación y retiro de equipos de puesta a tierra y cortocircuito en redes de BV y MV.
- Disponer con equipos de verificación de ausencia de voltaje para redes de BV y MV que estén correctamente dimensionados para el voltaje de operación.
- Disponer con equipos de puesta a tierra y cortocircuito trifásicos para redes de BV y MV que estén correctamente dimensionados.
- Disponer de los medios necesarios para la delimitación y señalización de la zona de trabajo.
- Formulario para el registro del mantenimiento.

#### **5. Personal de mantenimiento:**

Están autorizadas a realizar trabajos de mantenimiento en cámaras de transformación:

- El departamento/área/sección de operación y mantenimiento de redes subterráneas de la empresa distribuidora.
- Empresas contratistas calificadas en tareas de mantenimiento en cámaras de transformación.

#### **6. Conformación de grupo de trabajo**

**Espacios no confinados:** es recomendable un mínimo de 2 personas

**Espacios confinados:** es recomendable mínimo 3 personas.

Puede aumentar, depende de la complejidad del trabajo y no está incluido el personal que realiza acciones de supervisión.

## 7. Organigrama trabajos de mantenimiento

En la Figura 3.5, se presenta el diagrama de flujo para la ejecución de trabajos de mantenimiento en redes de BV y MV.

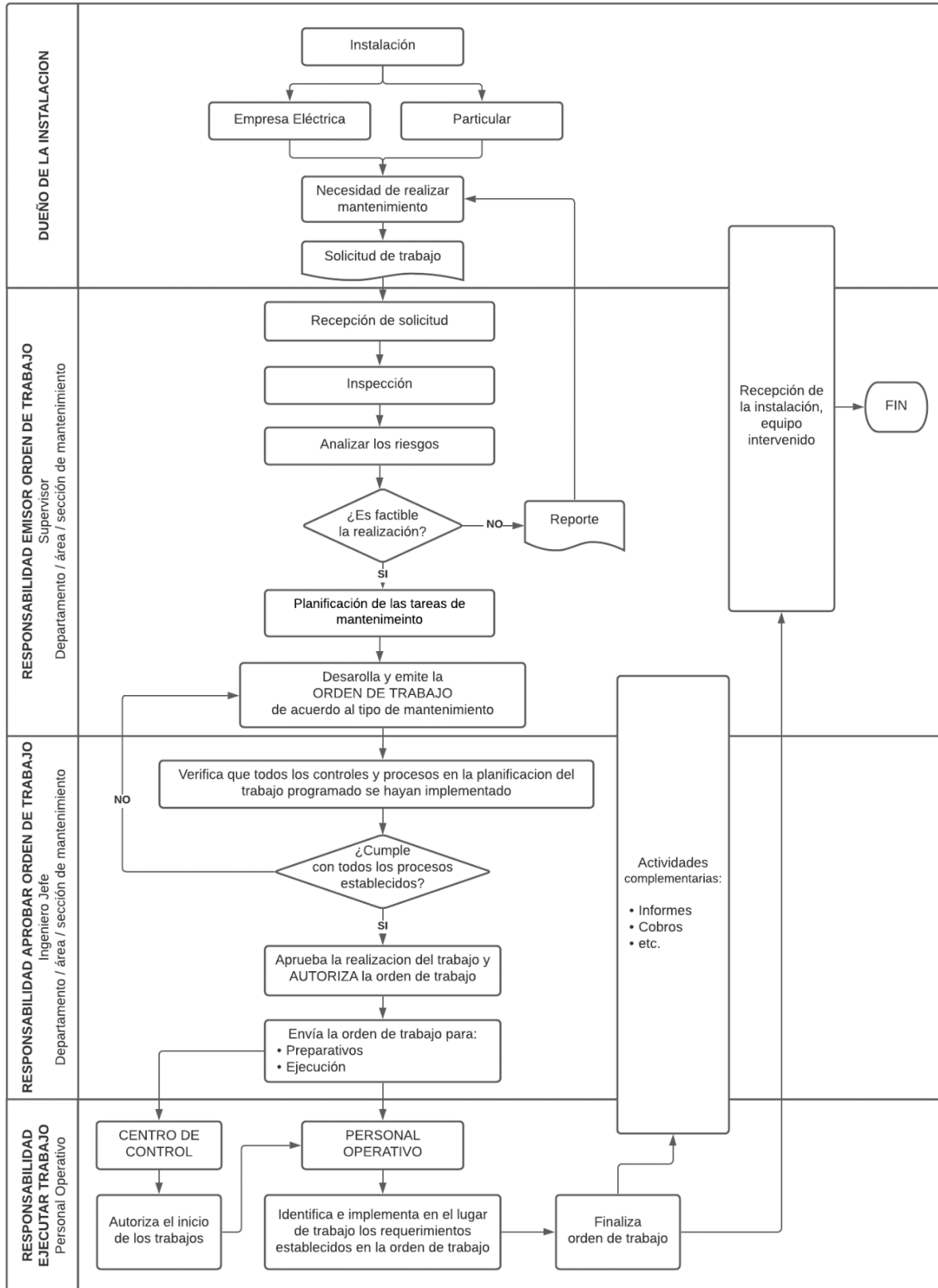


Figura 3.5. Diagrama de flujo de la orden de trabajo para trabajos de mantenimiento

Fuente: Elaboración propia

## 8. Equipamiento

La Tabla 3.5, se describe el equipamiento básico necesario para tareas de mantenimiento de redes subterráneas.

Tabla 3.5. Recursos necesarios para la ejecución de mantenimiento de cámaras de transformación

<b>EQUIPOS</b>	<b>HERRAMIENTAS</b>	<b>IMPLEMENTOS DE SEGURIDAD</b>
- Equipos de ventilación forzada.	- Herramientas de corte	- Equipos de protección personal EPP.
- Equipos de señalización, conos, cintas, vallas, luces intermitentes, etc.	- Herramientas de compresión	- Botiquín de primeros auxilios
- Equipo cabrestante para tendido de cable.	- Herramientas para preparar el cable	- Verificador de ausencia de voltaje.
- Equipos de medición, pruebas y verificación.	- Herramientas para excavación y abertura de zanjas.	- Mantas y accesorios aislados
- Bombas para desfogue de agua.	- Pértigas	- Exposímetro
- Generadores diésel o gasolina	- Cuerdas	- Extintores
	- Herramientas de sujeción	
	- Demoledores	
	- Herramientas de mano	

Fuente: Elaboración propia

## 9. Operaciones

La desconexión de transformadores y circuitos, se deben ejecutar de acuerdo a lo descrito en la norma “NORMA PARA LA OPERACIÓN DE REDES SUBTERRÁNEAS DE MEDIO Y BAJO VOLTAJE”, descrita en la Sección 3.1.

## 10. Procedimientos en el mantenimiento de cámaras de transformación

La Tabla 3.6, se describe algunos procedimientos de mantenimiento que permite determinar el estado de los componentes de la instalación.



Tabla 3.6. Procedimientos en el mantenimiento de cámaras de transformación.

EQUIPOS DE MANIOBRA Y POTECCION	TRANSFORMADOR	CABLES
- Inspección visual	- Inspección visual	- Inspección visual.
- Termografía	- Termografía	- Termografía.
- Prueba mecánica	- Medición de resistencia de aislamiento.	- Medición de resistencia de aislamiento.
	- Prueba relación de transformación.	- Medición de resistencia de la malla de puesta a tierra.
	- Prueba resistencia de los devanados.	- Prueba a muy baja frecuencia VLF – Tangente delta.
	- Prueba rigidez dieléctrica en el aceite.	

Fuente: Elaboración propia

### 10.1. Inspección visual

El diagrama de flujo de la Figura 3.6, describe el proceso a seguir durante la inspección visual de una instalación eléctrica, el cual permite realizar la planificación del trabajo.

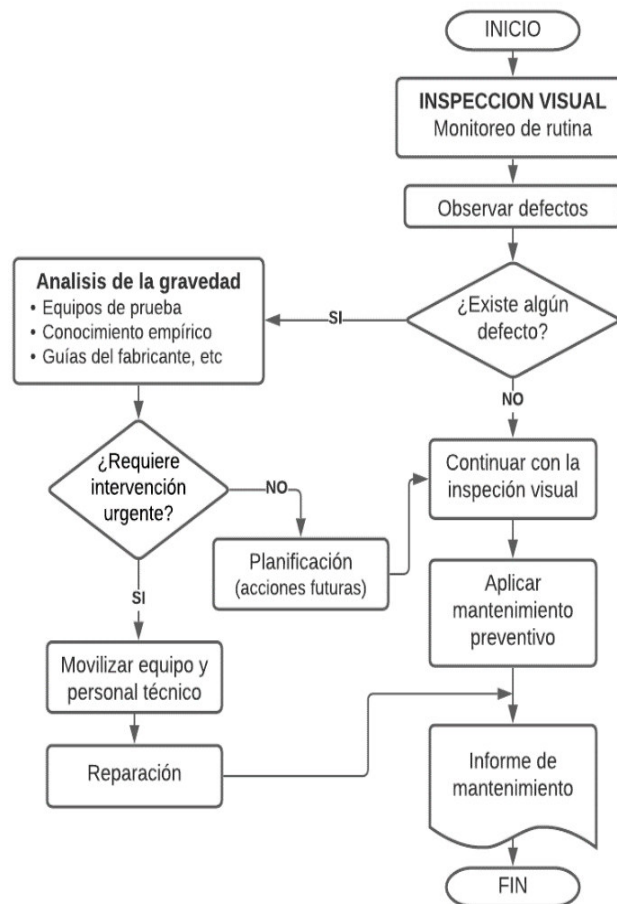


Figura 3.6. Procedimiento para inspección visual de instalaciones eléctricas.

Fuente: Elaboración propia

La Tabla 3.7, describe los aspectos a verificar de acuerdo al elemento inspeccionado.

Tabla 3.7. Inspección de cámara de transformación.

<b>TODOS LOS ELEMENTOS</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Verificar los anclajes, nivelación, alineación y conexión de PAT.</li> <li>- Determinar estado físico, eléctrico y mecánico.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Verificar la concentración de polvo, suciedad y corrosión.</li> <li>- Conexiones defectuosas, flojas o en mal estado.</li> </ul>	
<b>TRANSFORMADOR</b>	<b>INTERRUPTORES Y CELDAS DE MV</b>	<b>CABLES</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Indicadores de temperatura</li> <li>- Nivel de aceite</li> <li>- Fugas de aceite, hermeticidad</li> <li>- Estado de la pintura</li> <li>- Bushings de MV y BV</li> <li>- Estado de las piezas premoldeadas</li> <li>- Cambiador de tap</li> <li>- Empaques</li> <li>- Verificar el dimensionamiento de los fusibles.</li> <li>- Distancias críticas entre los elementos.</li> <li>- Presencia de humedad.</li> <li>- Niveles de ruido.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Identificar que las distancias críticas entre contactos sean adecuadas.</li> <li>- Verificar el estado físico y funcionamiento del mecanismo de operación y de enclavamiento.</li> <li>- Nivel de aceite aislante. (Interruptores en aceite).</li> <li>- Fugas de gas mediante los indicadores. (Celdas MV en SF6).</li> <li>- Dimensionamiento correcto de los fusibles. (Celda de Protección)</li> <li>- Dispositivos indicadores, funcionen correctamente.</li> <li>- Inspeccionar que las celdas tengan instalados pararrayos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Verifique que el calibre y aislamiento del cable este en concordancia con la instalación.</li> <li>- Verifique que no haya de daños físicos en las secciones expuestas de cables</li> <li>- Verificar que los conectores y terminales utilizados estén de acuerdo al calibre del cable.</li> <li>- Empalmes.</li> </ul>
<b>SECCIONADORES (CUCHILLA / FUSIBLES)</b>	<b>TABLEROS</b>	<b>OTROS</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Verificar el estado del dispositivo rompearco (si lo tuviera)</li> <li>- Verificar la alineación y penetración de las cuchillas y los portafusibles al momento de abrir o cerrar el equipo. Funcionamiento mecánico</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Identificar la capacidad y tipos de fusibles y / o disyuntores instalados estén correctamente dimensionados.</li> <li>- El estado de todos los componentes del tablero.</li> <li>- Verifique que los dispositivos indicadores de estado funcionen correctamente.</li> <li>- Verificar el estado del gabinete metálico y pintura.</li> <li>- Verificar que los aislantes no presenten defectos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pararrayos estallados</li> <li>- Sistema de puesta a tierra abierto.</li> <li>- Bases porta fusibles quemadas.</li> <li>- Herrajes con corrosión.</li> <li>-</li> </ul>

Fuente: Elaboración propia

## 10.2. Termografía

El diagnóstico por termografía infrarroja es la única técnica predictiva que se realiza con el sistema energizado.

El procedimiento de ejecución de termografía se describe en la Sección 3.4. “NORMA PARA LA DETECCIÓN DE PUNTOS CALIENTES EN REDES SUBTERRÁNEAS MEDIANTE TERMOGRAFÍA INFRARROJA.”

## 10.3. Pruebas en Transformadores

Para realizar las pruebas en equipos de transformación, se debe:

- Registrar las conexiones y secuencia de fases presente en el transformador.
- Desconexión del conductor de las fases, tierra y neutro, en BV del transformador.
- Realizadas todas las pruebas eléctricas al transformador, se conecta el conductor del neutro, tierra y fases en BV al transformador.

### - Prueba resistencia de aislamiento

#### Objetivo:

Determinar los valores de la resistencia de aislamiento (RA) del transformador, mediante la medición de la resistencia de cada devanado a tierra, así como entre devanados de forma individual.

#### Equipo:

Esta prueba se la realiza mediante un equipo medidor de resistencia de aislamiento (meghómetro).



Figura 3.7. Equipo comprobador de resistencia de aislamiento S1-554/2. Marca Megger.

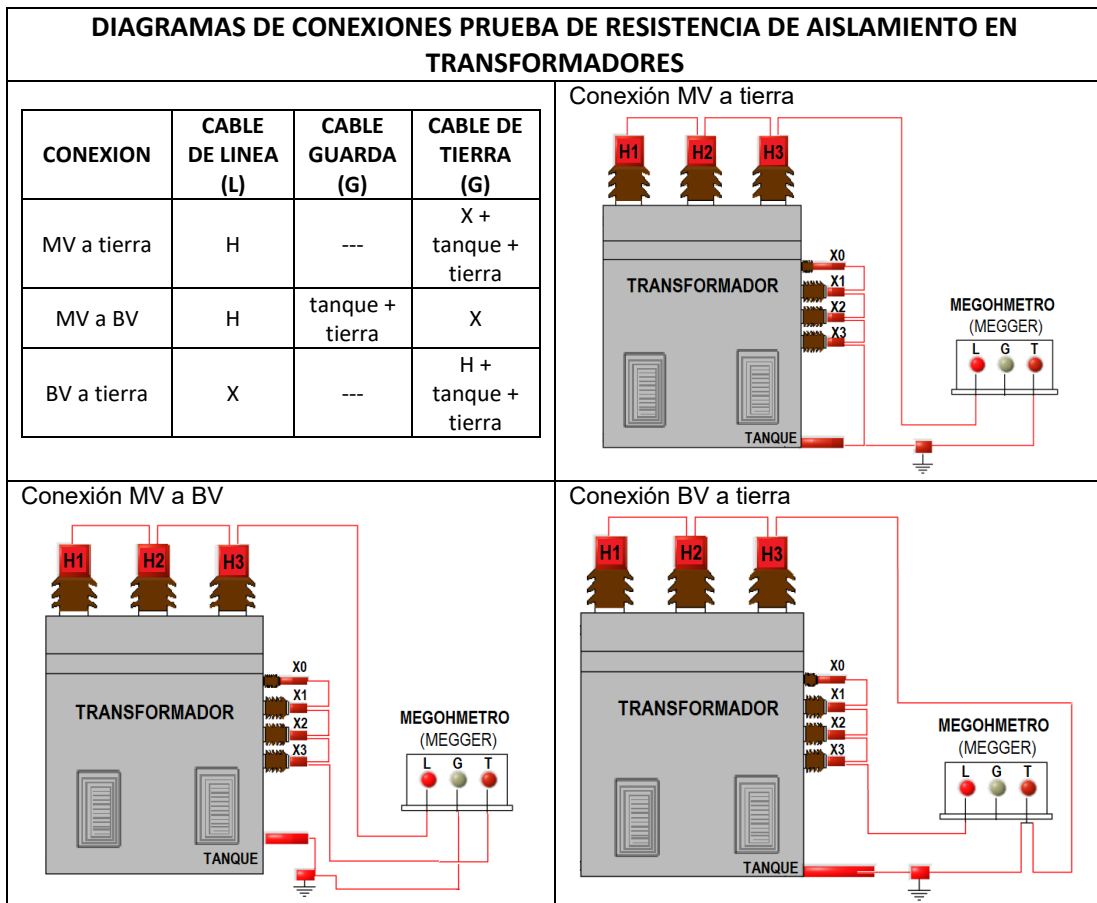
Fuente: Catálogo Megger

**Normas de referencia:**

- IEC 60085 Aislación Eléctrica – Clasificación térmica
- IEEE 62-1995 (R2005) Guías para la realización de pruebas y ensayos en campo
- IRAM 2325 Aislación Eléctrica – Guía para la evaluación de estado por medición de la resistencia.
- IEEE 60076-3-2000 Niveles de aislación y ensayos dieléctricos – Transformadores de potencia.

**Diagrama de conexiones:**

Tabla 3.8. Diagramas de conexión para la prueba de resistencia de aislamiento en transformadores



Fuente: Elaboración propia

**Precauciones antes de iniciar la prueba:**

- Comprobar la ausencia de voltaje.
- Bloqueos de equipos de maniobra.

- c) Retirar el PAT del equipo bajo prueba.
- d) Aislar de conexiones, los bornes de MV y BV.
- e) Señalizar y delimitar zona de trabajo.
- f) No conectar el equipo de prueba, a equipos energizados.
- g) Comprobar que se pueda acceder a todos los terminales del equipo bajo prueba.
- h) Conectar el cable de tierra del equipo, al tanque o carcasa del transformador que también debe estar aterrizado.
- i) Verificar que las conexiones a tierra de la instalación en la zona de trabajo estén en buen estado.
- j) Usar correctamente el EPP, especialmente gafas de protección y guantes durante la realización de la prueba.
- k) No tocar las conexiones con el equipo bajo prueba, durante el desarrollo de la prueba de medición de resistencia de aislamiento.

**Procedimiento:**

1. Registrar la temperatura del ambiente.
2. Limpiar las terminales donde se van a conectar las pinzas de los cables del equipo de prueba.
3. Cortocircuitar entre si los tres bushings del devanado de MV.
4. Cortocircuitar entre si los tres bushings del devanado de BV.
5. Conectar las pinzas del equipo para medir la resistencia de aislamiento entre los diferentes devanados y desde cada uno a tierra, según lo descrito en la Tabla 3.8.
6. Se realiza la medición siguiendo las instrucciones de conexión y operación secuencial establecidas en el manual de operación del fabricante del equipo.
7. Registrar las lecturas de resistencia de los devanados cada 10 segundos para el primer minuto y posteriormente para cada minuto hasta completar 10.

Tabla 3.9. Cuadro para el registro de datos de la medición de resistencia de aislamiento

Tiempo	Resistencia de aislamiento (MΩ)
10 s	
20 s	
30 s	
40 s	
50 s	
1 min	
2 min	
3 min	
4 min	
5 min	
6 min	
7 min	
8 min	
9 min	
10 min	

Fuente: Elaboración propia

8. Los valores medidos deben ser corregidos a una temperatura de referencia (20°C). En la Tabla 3.10, se exponen los factores de corrección de resistencia de aislamiento a 20°C.

Tabla 3.10. Factores de corrección de la medición de resistencia de aislamiento a 20°C

Temperatura transformador (°C)	Factor de corrección	Temperatura transformador (°C)	Factor de corrección
90	66.0	35	2.5
85	49.0	30	1.8
80	36.2	25	1.1
75	26.8	20	1.0
70	20.0	15	0.75
65	14.8	10	0.59
60	11.0	5	0.40
55	8.1	0	0.30
50	6.0	-5	0.22
45	4.5	-10	0.16
40	3.3	-15	0.12

Fuente: Elaboración propia

9. Calcular el índice de polarización (IP) en base a las mediciones realizadas.

$$IP = \frac{\text{Resistencia de aislamiento en 10 minutos}}{\text{Resistencia de aislamiento en 1 minuto}} \quad (1)$$

10. Calcular la relación de absorción del dieléctrico (RAD), también conocido como índice de absorción.

$$RAD = \frac{\text{Resistencia de aislamiento en 1 minuto}}{\text{Resistencia de aislamiento en 30 segundos}} \quad (2)$$

11. Los valores obtenidos se registran en el formulario correspondiente. Anexo 1.

**Precauciones al finalizar la prueba:**

- a) Verificar la ausencia de voltaje del equipo de prueba.
- b) Descargar los devanados a tierra.
- c) Desconectar los cables de medición del equipo de prueba.
- d) Colocar la PAT en los bornes de MV.
- e) Levantar la delimitación de la zona de trabajo.

**Precauciones al finalizar al finalizar la prueba:**

**Interpretación de resultados:**

En base a la norma IRAM 2325, en la Tabla 3.11, se establecen los valores de referencia mínima para la evaluación del estado de la resistencia de aislamiento para transformadores de distribución y potencia.

Tabla 3.11. Estado de la aislación eléctrica en transformadores. Std. IRAM 2325

Relación de absorción dieléctrica (RAD)	Índice de polarización (IP)	Estado de la aislación (Std. IRAM 2325)
RAD < 1.1	IP < 1.0	Peligroso
1.1 < RAD < 1.25	IP < 1.5	Cuestionable
1.25 < RAD < 1.4	1.5 < IP < 2.0	Aceptable
1.4 < RAD < 1.6	2.0 < IP < 3.0	Bueno
1.6 < RAD	3.0 < IP < 4.0	Muy bueno
	4.0 < IP	Excelente

Fuente: Elaboración propia

Otro criterio para el análisis del estado de la resistencia de aislamiento de un transformador, es la comparación del valor de resistencia medido a los 10 minutos con los valores mínimos recomendados en la Tabla 3.12.

Tabla 3.12. Valor mínimo de resistencia de aislamiento para 10 minutos

Voltaje f-f del transformador	Valor mínimo recomendado (MΩ)	Voltaje f-f del transformador	Valor mínimo recomendado (MΩ)
1.2 kV	66.0	46.0 kV	2.5
2.5 kV	49.0	69.0 kV	1.8
5.0 kV	36.2	115.0 kV	1.1
8.6 kV	26.8	138.0 kV	1.0
15.0 kV	20.0	161.0 kV	0.75
25.0kV	14.8	196.0 kV	0.59
34.5 kV	11.0	230.0 kV	0.40

Fuente: Elaboración propia

- **Relación de transformación y polaridad**

**Objetivo:**

Determinar el procedimiento para determinar los valores de relación de transformación entre el devanado primario y el secundario del transformador.

**Equipo:**

Se realiza utilizando el equipo conocido como TTR (Transformer Test Radio).



Figura 3.8. Equipo TTR300 para medición de relación de transformación. Marca Megger.

Fuente: Catálogo Megger

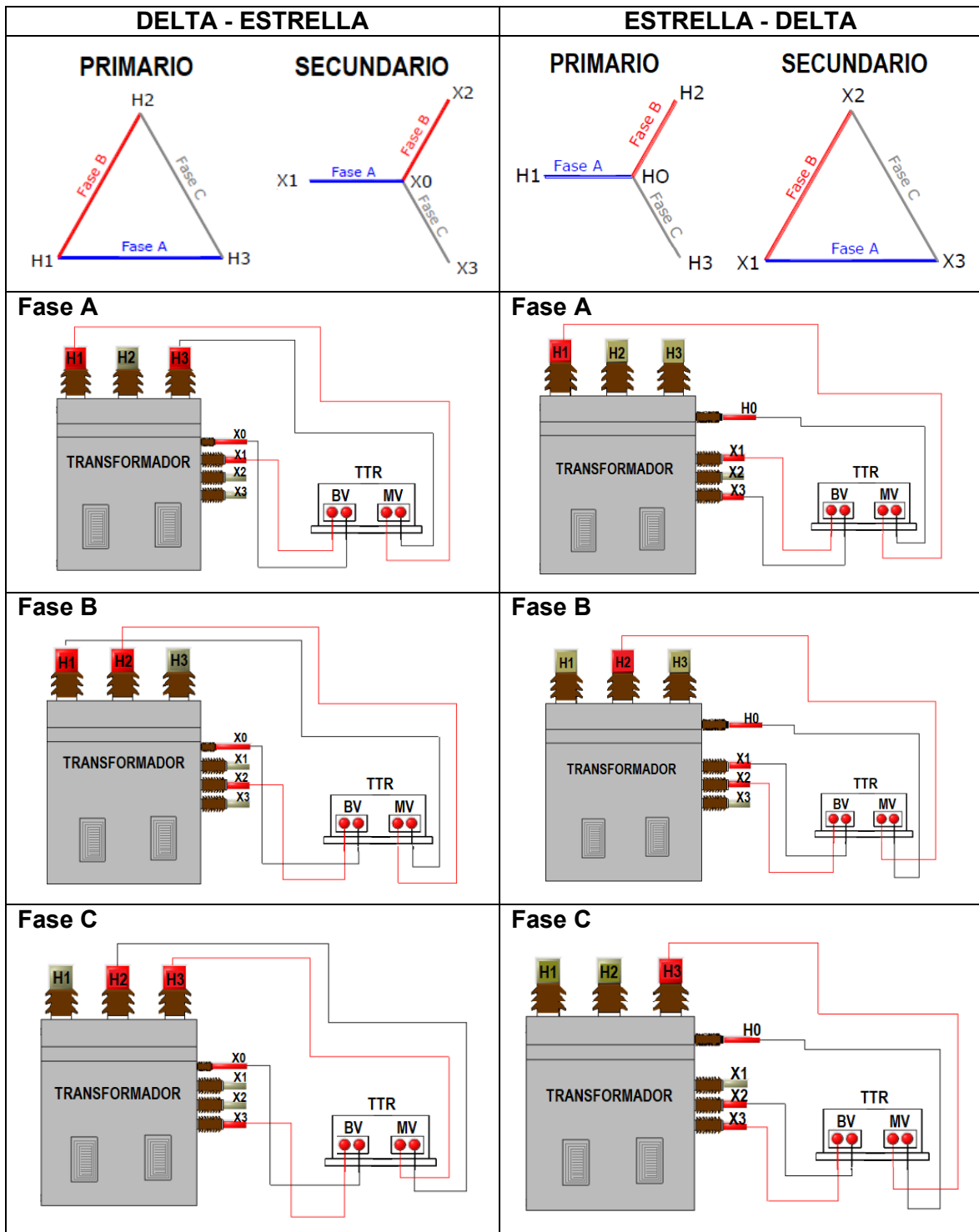
**Diagrama de conexiones:**

El equipo TTR, cuenta dos cables de para la conexión en MV y dos cables para BV, los cuales generalmente son de color rojo y negro en ambos casos.

En la Tabla 3.13, Se presentan las conexiones para cada fase, correspondientes a un transformador trifásico. Para un transformador monofásico la conexión es similar.



Tabla 3.13. Diagramas de conexión para la prueba de relación de transformación.



Fuente: Elaboración propia

En la placa de datos de los transformadores, se puede identificar el tipo de conexión del devanado, donde el lado de medio voltaje es representado por las letras “U- V- W” o “H1- H2-H3” mientras que en bajo voltaje es identificado con las letras “X- Y- Z” o “X1-X2-X3” y

el neutro generalmente se identifica con las letras “Pn -X0-H0”. En la Figura 3.9, se presenta un ejemplo.

FASES 3				TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION		FRECUENCIA 60 Hz		
kVA	2000	PEDIDO	2000	SERIE	3000			
TENSION NOMINAL VOLTS		CORRIENTE NOMINAL AMPERES		N.B.A.I.	MATERIAL			
A.T.	13200 V		100 A	85 kV	A.T.			
B.T.	440 / 234 V		252 A	30 kV	B.T.			
MASA				% DE IMPEDANCIA A 85°C				
NUCLEO BOBINAS		kg	ELEV. TEMPERATURA		65°C			
TANQUE		kg	ALTITUD m s.n.m.		2300			
LIQUIDO		kg	LIQUIDO AISLANTE		L			
TOTAL	3670	kg	CLASE		15 kV TIPO DA			
DERIVACIONES				DIAGRAMA VECTORIAL				
POS	CONECTA	TENSION	CORRIENTE		A.T. H2 B.T. X2			
1	4-5	13860 V	A		H0 X1 X0			
2	5-3	13530 V	A		H1 H3 X3			
3	3-6	13200 V	A					
4	6-2	12870 V	A					
5	2-7	12540 V	A					
BAJA TENSION				DIAGRAMA DE CONEXIONES				
Hecho en México		Normas de Fabricación		ALTA TENSION				
Fecha: 16/09		NOM-002-SEDE-1999		R1 H2 H3				
Instr. No.		Libro de BPC		X0 X1 X2 X3				
Eficiencia (%)		88.2		BAJA TENSION				

Figura 3.9. Datos de placa de un transformador de distribución.

Fuente: Elaboración propia

### Precauciones antes de iniciar la prueba:

- Comprobar la ausencia de voltaje.
- Bloqueos de equipos de maniobra.
- Retirar el PAT del equipo bajo prueba.
- Aislar de conexiones, los bornes de MV y BV.
- Señalizar y delimitar zona de trabajo.
- No se debe conectar el equipo de prueba, a equipos energizados.
- Comprobar que se pueda acceder a todos los terminales del equipo bajo prueba.
- Conectar el cable de tierra del equipo, al tanque o carcasa del transformador que también debe estar aterrizado.
- Verificar que las conexiones a tierra de la instalación en la zona de trabajo estén en buen estado.
- Usar correctamente el EPP, especialmente gafas de protección y guantes durante la realización de la prueba.

- k) No se deben tocar las conexiones con el equipo bajo prueba, durante el desarrollo de la prueba de relación de transformación.

**Procedimiento:**

1. Previamente se debe calcular la relación de transformación ( $a$ ) teórica para cada posición del tap por medio de la ecuación (3):

$$a = \frac{N_1}{N_2} = \frac{V_1}{V_2} = \frac{I_1}{I_2} \quad (3)$$

Donde:

$V_1$  y  $V_2$ : Voltajes en los terminales del devanado primario y secundario

$I_1$  y  $I_2$ : Corrientes en el devanado primario y secundario

$N_1$  y  $N_2$ : Número de vueltas en el primario y secundario

En la Tabla 3.14, se puede identificar la relación de transformación para los diferentes grupos de conexión.

Tabla 3.14. Relación de transformación de acuerdo a su grupo de conexión.

Nº REF	- TRANSFORMADOR -		TIPO XFMR	FASE	BOBINADO DE VOLTAJE ALTO	BOBINADO DE VOLTAJE BAJO	RAZON DE ESPIRAS
	BOBINADO DE VOLTAJE ALTO	BOBINADO DE VOLTAJE BAJO					
1			1 Ø STD	1 Ø	H <sub>1</sub> - H <sub>2</sub>	X <sub>1</sub> - X <sub>2</sub>	$\frac{V_H}{V_X}$
2			Δ - Δ STD	A	H <sub>1</sub> - H <sub>3</sub> <sup>(A)</sup>	X <sub>1</sub> - X <sub>3</sub> <sup>(a)</sup>	$\frac{V_H}{V_X}$
				B	H <sub>2</sub> - H <sub>1</sub> <sup>(B)</sup>	X <sub>2</sub> - X <sub>1</sub> <sup>(b)</sup>	
				C	H <sub>3</sub> - H <sub>2</sub> <sup>(C)</sup>	X <sub>3</sub> - X <sub>2</sub> <sup>(c)</sup>	
3			Δ - Δ REV	A	H <sub>1</sub> - H <sub>3</sub> <sup>(A)</sup>	X <sub>1</sub> - X <sub>3</sub> <sup>(a)</sup>	$\frac{V_H}{V_X}$
				B	H <sub>2</sub> - H <sub>1</sub> <sup>(B)</sup>	X <sub>2</sub> - X <sub>1</sub> <sup>(b)</sup>	
				C	H <sub>3</sub> - H <sub>2</sub> <sup>(C)</sup>	X <sub>3</sub> - X <sub>2</sub> <sup>(c)</sup>	
4			Δ - Y STD	A	H <sub>1</sub> - H <sub>3</sub> <sup>(A)</sup>	X <sub>1</sub> - X <sub>0</sub> <sup>(a)</sup>	$\frac{V_H \cdot \sqrt{3}}{V_X}$
				B	H <sub>2</sub> - H <sub>1</sub> <sup>(B)</sup>	X <sub>2</sub> - X <sub>0</sub> <sup>(b)</sup>	
				C	H <sub>3</sub> - H <sub>2</sub> <sup>(C)</sup>	X <sub>3</sub> - X <sub>0</sub> <sup>(c)</sup>	
5			Δ - Y REV	A	H <sub>1</sub> - H <sub>3</sub> <sup>(A)</sup>	X <sub>1</sub> - X <sub>0</sub> <sup>(a)</sup>	$\frac{V_H \cdot \sqrt{3}}{V_X}$
				B	H <sub>2</sub> - H <sub>1</sub> <sup>(B)</sup>	X <sub>2</sub> - X <sub>0</sub> <sup>(b)</sup>	
				C	H <sub>3</sub> - H <sub>2</sub> <sup>(C)</sup>	X <sub>3</sub> - X <sub>0</sub> <sup>(c)</sup>	
6			Y - Y STD	A	H <sub>1</sub> - H <sub>0</sub> <sup>(A)</sup>	X <sub>1</sub> - X <sub>0</sub> <sup>(a)</sup>	$\frac{V_H}{V_X}$
				B	H <sub>2</sub> - H <sub>0</sub> <sup>(B)</sup>	X <sub>2</sub> - X <sub>0</sub> <sup>(b)</sup>	
				C	H <sub>3</sub> - H <sub>0</sub> <sup>(C)</sup>	X <sub>3</sub> - X <sub>0</sub> <sup>(c)</sup>	
7			Y - Y REV	A	H <sub>1</sub> - H <sub>0</sub> <sup>(A)</sup>	X <sub>1</sub> - X <sub>0</sub> <sup>(a)</sup>	$\frac{V_H}{V_X}$
				B	H <sub>2</sub> - H <sub>0</sub> <sup>(B)</sup>	X <sub>2</sub> - X <sub>0</sub> <sup>(b)</sup>	
				C	H <sub>3</sub> - H <sub>0</sub> <sup>(C)</sup>	X <sub>3</sub> - X <sub>0</sub> <sup>(c)</sup>	
8			Y - Δ STD	A	H <sub>1</sub> - H <sub>0</sub> <sup>(A)</sup>	X <sub>1</sub> - X <sub>2</sub> <sup>(a)</sup>	$\frac{V_H}{V_X \cdot \sqrt{3}}$
				B	H <sub>2</sub> - H <sub>0</sub> <sup>(B)</sup>	X <sub>2</sub> - X <sub>3</sub> <sup>(b)</sup>	
				C	H <sub>3</sub> - H <sub>0</sub> <sup>(C)</sup>	X <sub>3</sub> - X <sub>1</sub> <sup>(c)</sup>	
9			Y - Δ REV	A	H <sub>1</sub> - H <sub>0</sub> <sup>(A)</sup>	X <sub>1</sub> - X <sub>2</sub> <sup>(a)</sup>	$\frac{V_H}{V_X \cdot \sqrt{3}}$
				B	H <sub>2</sub> - H <sub>0</sub> <sup>(B)</sup>	X <sub>2</sub> - X <sub>3</sub> <sup>(b)</sup>	
				C	H <sub>3</sub> - H <sub>0</sub> <sup>(C)</sup>	X <sub>3</sub> - X <sub>1</sub> <sup>(c)</sup>	

Fuente: Norma Ecuatoriana NTE INEN 2117

2. Se conecta el equipo TTR, de acuerdo al diagrama de conexión descrito en la Tabla 3.13.
3. Registrar los valores de relación de transformación medida por el equipo, para cada fase y para cada posición del tap. Anexo 2.

**Precauciones al finalizar al finalizar la prueba:**

- a) Verificar la ausencia de voltaje del equipo de prueba.
- b) Descargar los devanados a tierra.
- c) Desconectar los cables de medición del equipo de prueba.
- d) Colocar la PAT en los bornes de MV.
- e) Levantar la delimitación de la zona de trabajo.

**Interpretación de resultados:** Con el valor teórico calculado y el valor medido para la relación de transformación, se determina el % de diferencia mediante la ecuación (4):

$$\% \text{ Diferencia} = \frac{\text{Valor calculado} - \text{Valor medido}}{\text{Valor calculado}} \times 100 \quad (4)$$

El resultado, no debe exceder el 0.5% para considerar que el transbordador bajo prueba presenta una relación de transformación aceptable.

Si el resultado (% de diferencia) supera el 0.5%, puede ser indicio de que el transformador presenta:

- Circuitos abiertos
- Espiras en cortocircuito
- Daños en el cambiador de tap
- Daños internos, etc.
- **Prueba resistencia de los devanados**

**Objetivo:**

Determinar el procedimiento para medir la resistencia de los devanados para cada posición del cambiador de tap.

**Equipo:**

Se realiza mediante un óhmetro para transformadores.



Figura 3.10. Equipo MTO330 para prueba de resistencia óhmica de los devanados. Marca Megger.

Fuente: Catálogo Megger

**Normas de referencia:**

- ANSI / IEEE C57.12.90 Standard Code for Liquid-immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers.
- IEC 60076-1 Power Transformers – General

**Diagrama de conexiones:**

Tabla 3.15. Diagramas de conexión para la prueba de resistencia de devanados

CONEXIONES PRUEBA DE RESISTENCIA DE DEVANADOS																																																													
DELTA - ESTRELLA		ESTRELLA - DELTA																																																											
<p><b>PRIMARIO</b></p> <p><b>SECUNDARIO</b></p>	<p><b>PRIMARIO</b></p> <p><b>SECUNDARIO</b></p>																																																												
<p>EJEMPLO CONEXION PRUEBA 1</p> <p>(MTO) EQUIPO OHMETRO</p>	<p>EJEMPLO CONEXION PRUEBA 1</p> <p>(MTO) EQUIPO OHMETRO</p>																																																												
<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">PRUEBA</th> <th colspan="2">CONEXIÓN DE PRUEBA</th> <th rowspan="2">MIDE</th> </tr> <tr> <th>Rx (1)</th> <th>Rx (2)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>H1</td> <td>H3</td> <td>1, 2+3</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>H2</td> <td>H1</td> <td>2, 3+1</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>H3</td> <td>H2</td> <td>3, 1+2</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>X1</td> <td>X0</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>X2</td> <td>X0</td> <td>5</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>X3</td> <td>X0</td> <td>6</td> </tr> </tbody> </table>	PRUEBA	CONEXIÓN DE PRUEBA		MIDE	Rx (1)	Rx (2)	1	H1	H3	1, 2+3	2	H2	H1	2, 3+1	3	H3	H2	3, 1+2	4	X1	X0	4	5	X2	X0	5	6	X3	X0	6	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">PRUEBA</th> <th colspan="2">CONEXIÓN DE PRUEBA</th> <th rowspan="2">MIDE</th> </tr> <tr> <th>Rx (1)</th> <th>Rx (2)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>H1</td> <td>H0</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>H2</td> <td>H0</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>H3</td> <td>H0</td> <td>3</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>X1</td> <td>X3</td> <td>4, 5+6</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>X2</td> <td>X1</td> <td>5, 6+4</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>X3</td> <td>X2</td> <td>6, 4+5</td> </tr> </tbody> </table>	PRUEBA	CONEXIÓN DE PRUEBA		MIDE	Rx (1)	Rx (2)	1	H1	H0	1	2	H2	H0	2	3	H3	H0	3	4	X1	X3	4, 5+6	5	X2	X1	5, 6+4	6	X3	X2	6, 4+5
PRUEBA		CONEXIÓN DE PRUEBA			MIDE																																																								
	Rx (1)	Rx (2)																																																											
1	H1	H3	1, 2+3																																																										
2	H2	H1	2, 3+1																																																										
3	H3	H2	3, 1+2																																																										
4	X1	X0	4																																																										
5	X2	X0	5																																																										
6	X3	X0	6																																																										
PRUEBA	CONEXIÓN DE PRUEBA		MIDE																																																										
	Rx (1)	Rx (2)																																																											
1	H1	H0	1																																																										
2	H2	H0	2																																																										
3	H3	H0	3																																																										
4	X1	X3	4, 5+6																																																										
5	X2	X1	5, 6+4																																																										
6	X3	X2	6, 4+5																																																										

Fuente: Elaboración propia

**Precauciones antes de iniciar la prueba:**

- a) Comprobar la ausencia de voltaje.
- b) Bloqueos de equipos de maniobra.
- c) Retirar el PAT del equipo bajo prueba.
- d) Aislar de conexiones, los bornes de MV y BV.
- e) Señalizar y delimitar zona de trabajo.
- f) No se debe conectar el equipo de prueba, a equipos energizados.
- g) Comprobar que se pueda acceder a todos los terminales del equipo bajo prueba.
- h) Conectar el cable de tierra del equipo, al tanque o carcasa del transformador que también debe estar aterrizado.
- i) Verificar que las conexiones a tierra de la instalación en la zona de trabajo estén en buen estado.
- j) Usar correctamente el EPP, especialmente gafas de protección y guantes durante la realización de la prueba.
- k) No se deben tocar las conexiones con el equipo bajo prueba, durante el desarrollo de la prueba de resistencia de devanados.

**Procedimiento:**

1. Registrar la temperatura de los devanados y ambiental.
2. Desconectar el neutro del sistema de tierra.
3. Limpiar las terminales en donde se van a conectar las pinzas de los cables del equipo de prueba.
4. Se realiza la medición siguiendo las instrucciones de conexión (Tabla 3.15) y operación secuencial establecidas en el manual de operación del fabricante del equipo, para cada posición del tap.
5. Se registra la medición en el formulario correspondiente. Anexo 3.

En los transformadores trifásicos, se realiza la medición para cada devanado de fase a fase y fase a neutro.

### **Corrección de temperatura:**

IEEE Std. C57.12.00 – 2006 establece “la ecuación (5) de conversión para calcular el resultado de la resistencia  $R_s$  "equivalente a la temperatura de fábrica", cuando se tiene una medición de resistencia de devanados de CC obtenida en el campo,  $R_m$ .”

Con el valor de temperatura compensado (corregido)  $R_s$ , se compara con los valores de referencia de fábrica originales.

$$R_s (^{\circ}C) = R_m \frac{234.5 + T_s (^{\circ}C)}{234.5 + T_m (^{\circ}C)} \quad (5)$$

Donde:

$R_s$ : resultado de la prueba de resistencia de devanados de CC con compensación de temperatura.

$R_m$ : valor de la resistencia de la prueba medida en campo.

$T_s$ : temperatura de referencia de fábrica, o deseada ( $^{\circ}C$ )

$T_m$ : temperatura de devanados durante la prueba.

Para los devanados de aluminio se debe modificar la ecuación (5) por el valor de 234.5 por 225.

### **Precauciones al finalizar al finalizar la prueba:**

- a) Verificar la ausencia de voltaje del equipo de prueba.
- b) Descargar los devanados a tierra.
- c) Desconectar los cables de medición del equipo de prueba.
- d) Colocar la PAT en los bornes de MV.
- e) Levantar la delimitación de la zona de trabajo.

### **Interpretación de resultados:**

El valor medido de la resistencia de cada devanado se lo compara con:

- Valores medidos entre fases
- Con los valores de un transformador similares
- Históricos de mediciones del transformador bajo prueba
- Valores de fábrica determinados en la placa de datos del transformador.

Según la IEC 60076-1, IEEE 57.12.90, los valores de aceptación para la prueba de resistencia de devanados, deben cumplir la siguiente relación:

$$R \text{ devanado medido} = \pm 5\% R \text{ devanado de fabrica} \quad (6)$$

De acuerdo al análisis de los valores medidos se puede diagnosticar e identificar la existencia de:

- Falsos contactos
  - Conexiones flojas y puentes abiertos o deteriorados
  - Puntos de alta resistencia en los devanados del transformador.
- **Prueba de rigidez dieléctrica del aceite**

**Objetivo:**

Determinar el procedimiento para medir la capacidad de aislamiento del aceite, al ser sometido a un esfuerzo dieléctrico sin producir arco. Permite verificar que el aceite presente en el transformador cumpla con las características dieléctricas requeridas (aislante - refrigerante).

Permite detectar la presencia de agentes contaminantes como agua, polvo, suciedad o partículas conductoras que afectan la capacidad de aislamiento del aceite.

**Equipo:**

Para el desarrollo de esta prueba se utilizará un equipo probador de rigidez dieléctrica de líquidos.



Figura 3.11. Equipo OLT-80 para prueba de rigidez dieléctrica de aceite. Marca KEP.

Fuente: Catálogo OLT-80. Marca KEP

**Normas de referencia:**

- ASTM D-877 - Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Liquids Using Disk Electrodes.



- ASTM D-1816 - Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Liquids Using VDE Electrodes
- NTE INEN 2133:98- Transformadores. Aceites Aislantes Para Transformadores e interruptores

**Precauciones antes de iniciar la prueba:**

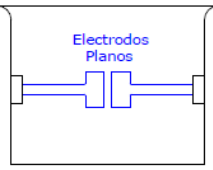
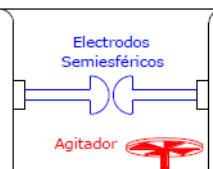
- a) Comprobar la ausencia de voltaje.
- b) Bloqueos de equipos de maniobra.
- c) Señalizar y delimitar zona de trabajo.
- d) Comprobar que se pueda acceder a la toma o grifo de aceite.
- e) Conectar el cable de tierra del equipo a tierra.
- f) Verificar que las conexiones a tierra de la instalación en la zona de trabajo estén en buen estado.
- g) Usar correctamente el EPP, especialmente mascarillas, gafas de protección y guantes durante la realización de la prueba.

**Procedimiento:**

1. Utilizando guantes adecuados, limpie con algún material que no desprenda residuos el recipiente de prueba y los electrodos, se debe evitar tocar con los dedos los electrodos y las paredes del recipiente.

En la Tabla 3.16, se indican los valores de separación de los electrodos conforme la norma respectiva.

Tabla 3.16. Separación de electrodos prueba rigidez dieléctrica del aceite.

NORMA	SEPARACION	TIPO DE ELECTRODO	VOLTAJE APLICADO
ASTM D-877	2.5 mm	 <p>Electrodos Planos</p>	3 kV / seg
ASTM D-1816	1 mm	 <p>Electrodos Semiesféricos</p> <p>Agitador</p>	5 kV / seg

Fuente: Elaboración propia

2. Los electrodos no deben presentar erosiones producto de pruebas anteriores. Si las tuviera, estos deben pulirse y proceder a calibrar nuevamente la distancia entre ellos.
3. Previo a la recolección de la muestra para la prueba, se debe limpiar la válvula de muestreo y drenar un poco de aceite.
4. Enjuagar cuando menos una vez con el aceite que se va a probar, evitando que este recipiente entre en contacto con la válvula de muestreo, con algún cuerpo extraño o con los dedos.
5. Se extrae el aceite del transformador, considerando lo siguiente:
  - No agitar de manera excesiva el aceite ya que esto genera presencia de aire en el mismo.
  - El nivel de aceite debe estar sobre la parte superior de los electrodos a una distancia mínima de 20 mm.
  - El aceite de prueba, debe permanecer en reposo durante 2 – 3 minutos.
6. Cerrar herméticamente la tapa del equipo.
7. De acuerdo a la norma seleccionada (en el panel de control del equipo), mover el selector de velocidad de incremento de voltaje aplicado en la posición que corresponda.



Figura 3.12. Panel de control equipo medidor de rigidez eléctrica del aceite. Marca KEP

Fuente: Catálogo OLT-80. Marca KEP

8. Repetir el procedimiento hasta obtener 5 valores de medición, con intervalos de 60 segundos entre cada medición.
9. Registrar en el formulario correspondiente el valor de voltaje de ruptura del aceite, tanto para las mediciones individuales como del promedio de los 5 valores.

Tabla 3.17. Registro de valores de prueba de rigidez dieléctrica del aceite.

REGISTRO DE VALORES - PRUEBA DE RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE							
NORMA ASTM D877	MUESTRA	1° DESCARGA	2° DESCARGA	3° DESCARGA	4° DESCARGA	5° DESCARGA	PROMEDIO
	No. 1	kV	kV	kV	kV	kV	kV

Fuente: Elaboración propia

### Interpretación de resultados:

La Tabla 3.18, basada en la norma ASTM D-877 se indica los criterios para evaluar la condición del aceite.

Tabla 3.18. Criterios de aceptación prueba rigidez dieléctrica del aceite. ASTM D-877

Condición del aceite	Voltaje de ruptura (arco eléctrico) (kV)
Aceptable	≥ 30
Cuestionable	25 – 30
Inaceptable	< 25

Fuente: Elaboración propia

### - Prueba cualitativa de presencia de PCB's en el aceite dieléctrico

#### Objetivo:

Determinar el procedimiento para verificar la presencia de PCB's en transformadores.

#### Procedimiento:

Para determinar si el equipo contiene PCB's se deben cumplir varias etapas, las cuales se describen en la Tabla 3.19.

Tabla 3.19. Etapas para la confirmación de PCB's en el aceite aislante.

ETAPA	PROCESO	ACTIVIDADES	PRUEBAS
Etapa 1	Identificación de equipos posibles fuentes de PCB	- Identificación de equipos que posiblemente contengan PCB's. (Transformadores de mayor antigüedad). - En los últimos años los transformadores vienen con certificados de origen de libre de PCB's.	- Inspecciones - Información histórica de equipos
Etapa 2	Procedimiento para el descarte de PCB.	- Planificación de los equipos a ser analizados. - Toma de muestras y etiquetado de las mismas. - Descarte de PCB's. - Registro de resultados de los equipos analizados.	- Prueba en el sitio, mediante kits y equipos de pruebas
Etapa 3	Análisis para la confirmación de PCB's	A partir del resultado de la etapa 2, en laboratorios acreditados: - Se confirma la presencia de PCB's. - Cuantificar la presencia de PCB's. - Reportar a la empresa para la gestión de eliminación de PCB's.	- Prueba en laboratorio, cromatografía de Gases

Fuente: Elaboración propia

## Etapa 1. Identificación de equipos posibles fuentes de PCB

Para determinar si un transformador posiblemente este contaminado con PCB's se debe considerar lo siguiente:

- a) La antigüedad del transformador debido a que, por regulaciones internacionales sobre el medio ambiente, los bifenilos policlorados (PCB) no se producen desde 1979 y su utilización quedo prohibida desde 1983.
- b) Transformadores que en su placa de datos describe los siguientes tipos de enfriamiento:
  - Liquid Natural Cooling (LN) (Enfriamiento líquido natural);
  - Liquid Natural Air Natural Cooling (LNAN, LNAF, LNWF)
  - Synthetic Natural Cooling (SN) (Enfriamiento natural sintético).
- c) Transformadores en los que se hayan realizado pruebas o que hayan recibido mantenimiento del aceite aislante antes 1984.
- d) Transformadores cuyo país de origen hayan sido los descritos en la Tabla 3.20.

Tabla 3.20. Empresas que fabricaron transformadores con PCB's. EPA-1976

<i>País</i>	<i>Fábrica</i>
USA	Westinghouse, General Electric Company, Research - Cottrell, Niagara Transformer Corp, Standard Transformer Co, Helena Corporation, Hevi - Duty Electric, Kuhlman Electric Co., Electro Engineering Works, R.E. Uptegraff Mfg. Co, H.K. Porter, Van Tran Electric Co, Esco Manufacturing Co., McGraw Edison, Wagner
Alemania	AEG Transformadores tipo iniciados con la letra "C" seguido de 3 a 4 dígitos Trafo Union (TU) Transformadores tipo iniciados con la letra "TC" seguido de 4 dígitos
Inglaterra	Brush Yorkshire Foster
Suiza	DES ATELIERS BBC
Japón	Toshiba Mitsubishi
Brasil	Siemens Trafo
Bélgica	Pauwels
Méjico	CIA MFRA
Francia	Savoisienne
Italia	Di Legnano
Perú (Verman EIRL, 2005)	ABB, Delcrosa, BBC, Fametal, Energotecnia, AVJ, Audaz, Electroservice, High Power, Elecin, Heléeles, Reselec, OLC, Menautt, Lasser, H&P Industrial, Elise, Electric Power, EPLI, Electro Vara Fasetron, Niusa, Hohagen, Lider.

Fuente: Guía de muestreo y análisis de PCB con el Analizador L 2000 DX

### **Tomas de muestras:**

Para la toma de muestras, se debe disponer con lo siguiente:

- Herramientas de mano para apertura y cierre de los grifos o válvulas.
- Recipiente para contener posibles derrames.
- Bidón para recolectar residuos de aceite.
- Trapos desechables, papel absorbente.
- Fundas plásticas para la recolección de desechos contaminados producto de la toma de muestras.
- Solvente dieléctrico para limpiar equipos y herramientas.
- Kit de contención, en caso de derrames de volumen considerable.
- Caja hermética para el almacenamiento y transporte de muestras.

El procedimiento para la toma de muestras, es el siguiente:

1. Identificar la válvula o grifo por donde se extraerá el aceite.
2. Para prevenir derrames sobre el área de trabajo se debe colocar un recipiente en la debajo de la válvula.
3. Tomar la muestra en el recipiente, en una cantidad de 50 a 100 mL.
4. Purgar el aceite extraído.
5. Codificar las muestras tomadas.
6. Cerrar la válvula, hasta verificar que no haya ningún derrame.
7. Limpiar con trapos desechables o papel absorbente.

En la Figura 3.13, se observa la toma de muestra de aceite para prueba de contenidos de PCB's en un transformador de potencia.



Figura 3.13. Toma de muestra de aceite para prueba de contenido de PCB's

Fuente: Guía de muestreo y análisis de PCB con el Analizador L 2000 DX

Cuando el transformador no disponga de grifos o válvulas para la extracción de aceite, se procede a destapar el transformador y tomar la muestra mediante una jeringa de 50 ml con llave de paso y conectado a una manguera de 40 cm. En la Figura 3.14, se evidencia la jeringa para la extracción de aceite, esta debe ser desechada después de su utilización en la prueba.



Figura 3.14. Jeringa para la extracción de aceite para análisis de contenido de PCB's

Fuente: Guía de muestreo y análisis de PCB con el Analizador L 2000 DX

### Etapa 2. Procedimiento para el descarte de PCB en el sitio.

En las Figura, 3.15a y 3.15b, se presenta el kit de ensayo Clor-N-Oil, y un equipo analizador L2000DX de la marca Dexsil, respectivamente.



Figura 3.15. a) Kit de ensayo Clor-N-Oil, b) Equipo analizador L2000DX, para detección de PCB's.

Fuente: Guía de muestreo y análisis de PCB con el Analizador L 2000 DX

El procedimiento para la prueba de descarte de PCB's debe realizarse siguiendo las instrucciones que detalle el fabricante del kit o equipo a utilizar.

### Interpretación de resultados:

Se registran los equipos evaluados y su resultado, en el formulario correspondiente.

Tabla 3.21. Formulario para el registro de la prueba de PCB's.

DATOS DEL TRANSFORMADOR				CONTIENE PCB's		FECHA DE LA PRUEBA
N.-	CODIGO	SERIE	POTENCIA (kVA)	SI	NO	
1						
2						
3						

Fuente: Elaboración propia

### Etapa 3. Análisis para la confirmación de PCB's:

Si la prueba en sitio da positivo para PCB's, este diagnóstico debe confirmarse por medio del proceso cromatografía de gases, el cual es realizado en laboratorios calificados.

### Etiquetado de los transformadores contaminados con PCB's:

Todos los transformadores en los que se realiza la prueba de PCB's deben ser etiquetados estén o no contaminados. En la Figura 3.16, se ilustra la etiqueta informativa sobre la presencia de PCB's, la cual está de acuerdo a lo establecido en la norma ecuatoriana NTE INEN 2266:2013



Figura 3.16. Etiqueta informativa sobre la presencia de PCB's. Norma NTE INEN 2266:2013

Fuente: Elaboración propia

## 10.4. Pruebas en cables

### - Prueba resistencia de aislamiento

#### Objetivo:

Determinar los valores de la resistencia de aislamiento (RA) de los cables utilizados en redes de distribución subterránea, mediante la medición de la resistencia de aislamiento.

#### Equipo:

Se la realiza mediante el equipo medidor de resistencia de aislamiento, conocido como megóhmetro, con voltaje de prueba de 5 kV -10 kV.

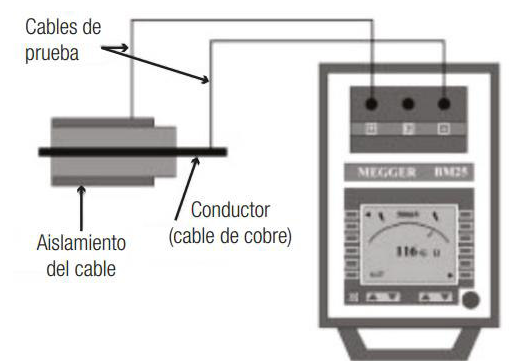
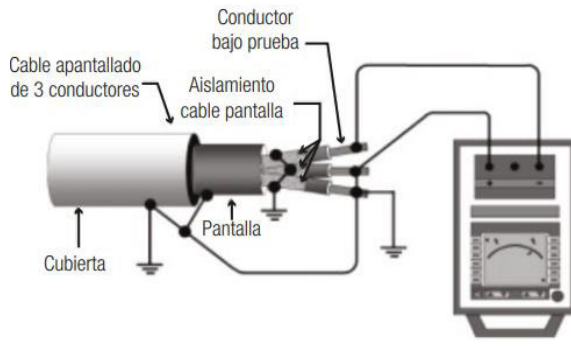
#### Normas de referencia:

- IEC 60085 Aislación Eléctrica – Clasificación térmica
- IEEE 62-1995 (R2005) Guías para la realización de pruebas y ensayos en campo
- IRAM 2325 Aislación Eléctrica – Guía para la evaluación de estado por medición de la resistencia.

## Diagrama de conexiones:

En la Tabla 3.22, se visualiza la conexión para cables unipolares y multipolares utilizados en red subterránea.

Tabla 3.22. Diagramas de conexión para la prueba de resistencia de aislamiento cables aislados

<b>DIAGRAMAS DE CONEXIONES PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN CABLES AISLADOS</b>	
El equipo cuenta generalmente con tres terminales (positivo, negativo, y guarda).	
<b>TERMINAL</b>	<b>CONECTAR A:</b>
Positivo	<b>Cable Unipolar:</b> Se conecta al conductor metálico exterior, pantalla, neutro concéntrico. <b>Cable Multipolar:</b> + cortocircuito de las fases no medidas
Negativo	Se conecta al conductor metálico de la fase en prueba.
Guarda	Superficie que separa el conductor y la pantalla. (opcional)
<b>Conexión conductor unipolar</b> 	<b>Conexión conductor multipolar</b> 

Fuente: Elaboración propia

## Precauciones antes de iniciar la prueba:

- a) No se debe conectar el equipo de prueba a equipos o cables energizados.
- b) Comprobar la ausencia de voltaje en el cable a ser probado.
- c) Bloqueos de equipos de maniobra.
- d) Señalizar y delimitar zona de trabajo.
- e) Comprobar que se pueda acceder con facilidad a la punta del cable, y que haya el espacio físico necesario para realizar la prueba.
- f) Usar correctamente el EPP, especialmente gafas de protección y guantes durante la realización de la prueba.
- g) No se deben tocar las conexiones, durante la prueba de aislamiento.



**Procedimiento:**

1. Conectar las puntas terminales del equipo (verificar que estén en buen estado) de acuerdo al diagrama de conexiones en la Tabla 3.22.
2. Se realiza la medición, siguiendo las instrucciones de operación secuencial establecidas en el manual del fabricante del equipo.
3. Para el caso de los cables, realizamos una única medición (medición puntual) a los 60 segundos de iniciada la prueba. El voltaje de prueba aplicado se establece en la Tabla 3.23.

Tabla 3.23. Valores de prueba CC, prueba medición de resistencia de aislamiento.

<b>Voltaje nominal del cable/equipo (V)</b>	<b>Voltaje de prueba de CC (V)</b>
hasta 100	100 a 200
440 a 550	500 a 1000
2400	1000 a 2500
4160 o mayor	1000 a 5000 o mayor

Fuente: Elaboración propia

4. Registrar el valor de la medición en el formulario correspondiente.

**Precauciones al finalizar al finalizar la prueba:**

- a) Verificar la ausencia de voltaje del equipo de prueba.
- b) Desconectar los cables de medición del equipo de prueba.
- c) Finalizada la prueba, el cable probado debe ser descargado a tierra, y proceder a desconectar los cables de prueba del equipo de medición.
- d) Levantar la delimitación de la zona de trabajo.

**Interpretación de resultados:**

El valor de medición obtenido, determinará si el cable puede continuar en funcionamiento o necesita ser reemplazado.

Los valores mínimos de resistencia de aislamiento están dados por la ecuación (07):

$$R = K \log (D / d) \tag{7}$$

Donde:

R = Megaohmios por cada 300 metros de cable

K = 2,640 para cable con aislamiento de papel impregnado (PILC), y 50,000 para cable con aislamiento de polietileno termoplástico (XLPE).

D = Diámetro sobre el aislamiento del conductor, ( $D = d + 2c + 2b$ )

d = Diámetro del conductor

c = Película del aislamiento del conductor

b = Película de la cubierta de aislamiento

Tabla 3.24. Cálculo del valor mínimo aceptable de resistencia de aislamiento en conductores con aislamiento XLPE.

<b>Tipo de cable:</b>	XLPE	entonces: <b>K = 50000</b>
<b>Diámetro del conductor:</b>	d = 30 mm	
<b>Película del aislamiento del conductor:</b>	c = 4 mm	
<b>Película de la cubierta de aislamiento:</b>	b = 1 mm	
<b>Longitud cable bajo prueba:</b>	600	
<b>(D = d + 2c + 2b)</b>	D = 30 + 2 (4) + 2 (1) = 40 mm	
<b>R = K log (D / d)</b>	R = 50000 log (40/30) = 6247 MΩ	

6247 MΩ es el valor mínimo de resistencia de aislamiento para un cable de 300 m. Si se necesitara saber para un cable de mayor longitud por ejemplo 600 metros multiplicamos 6247 MΩ por 2.

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 3.25, se indica los valores mínimos de resistencia de aislamiento recomendados por la “InterNational Electrical Testing Association”, el cual depende del voltaje nominal del cable.

Tabla 3.25. Valores mínimos de resistencia de aislamiento según ANSI/NETA

<b>Voltaje nominal</b>	<b>Resistencia de aislamiento mínimo recomendada en MΩ</b>
250	25
600	100
1000	100
2500	500
5000	1500
80000	2500
15000	5000
25000	10000

Fuente: Elaboración propia

- **Prueba a muy baja frecuencia VLF – Tangente delta ( $\tan \delta$ )**

**Objetivo:** Describir el procedimiento para determinar el estado del aislamiento (presencia de arborescencias acuosas) mediante la realización de la prueba VLF (very low frequency) a 0.1 Hz, con un voltaje programable.

**Equipo:**

Equipo VLF, de forma de onda sinusoidal, de alto voltaje programable, con generador de prueba a 0.1 Hz, y con capacidad de medición del factor de disipación conectado al sistema de cable bajo prueba.

**Normas de referencia:**

- IEEE std 400TM – 2001 IEEE Guide for Field Testing and Evaluation of the Insulation of Shielded Power Cable Systems.

**Conexión y medición:**

1. El circuito bajo prueba debe estar desconectado completamente.
2. Se conecta la salida de alto voltaje del equipo VLF al conductor, y el cable de tierra del equipo se conecta a la tierra del sistema. La Figura 3.17, indica la conexión del cable bajo prueba al equipo VLF.

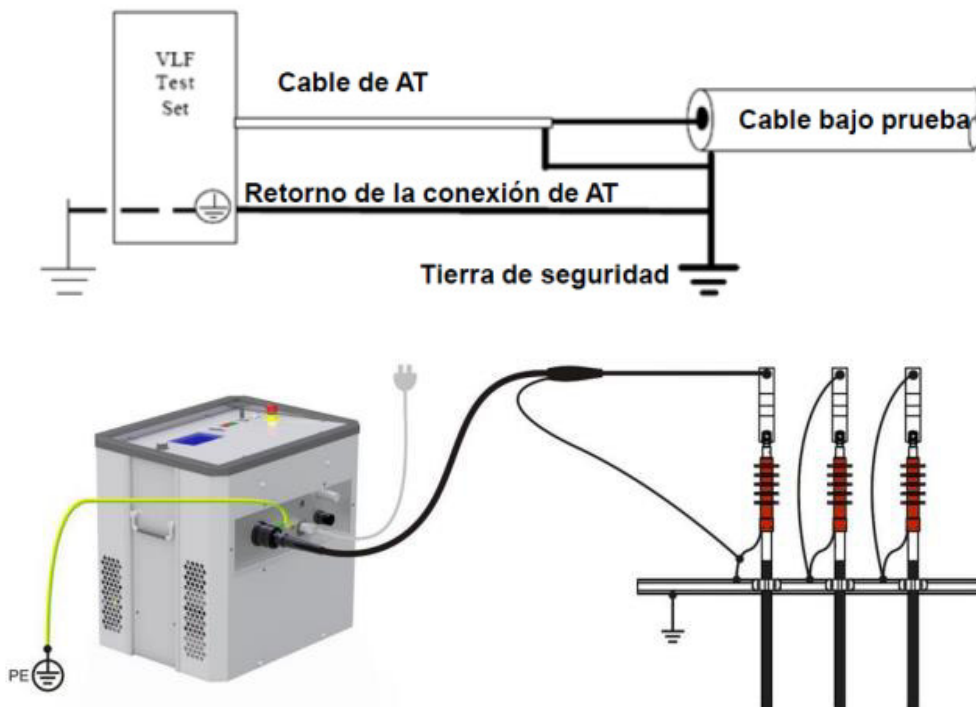


Figura 3.17. Diagrama de conexión de un equipo VLF.

- Las otras fases que no están bajo prueba, deben conectarse a tierra.
- La medición del factor de disipación -  $\tan \delta$ , se realiza programando el equipo VLF, al voltaje de operación ( $V_o$ ) (primera medición), y a  $2 V_o$  (segunda medición).

### Interpretación de resultados:

El factor diferencial entre:  $\tan \delta_{2V_o}$  -  $\tan \delta_{V_o}$  permitirá calificar el estado del aislamiento. La Tabla 3.26, se establece los criterios de evaluación del estado del cable según la forma IEEE- 400-2001.

Tabla 3.26. Criterios de evaluación prueba de tangente delta en cables XLPE.

$\tan \delta_{2V_o}$	$\tan \delta_{2V_o} - \tan \delta_{V_o}$	Evaluación	Frecuencia
$\tan \delta_{2V_o} \leq 1.2 \times 10^{-3}$	$\tan \delta_{V_o} \leq 0.6 \times 10^{-3}$	Bueno	5 años
$1.2 \times 10^{-3} < \tan \delta_{2V_o} < 2.2 \times 10^{-3}$	$\tan \delta_{V_o} \geq 0.6 \times 10^{-3}$	Envejecido	Anual
$\tan \delta_{2V_o} \geq 2.2 \times 10^{-3}$	$\tan \delta_{V_o} \geq 1.0 \times 10^{-3}$	Muy degradado	Reemplazar

Fuente: Elaboración propia

Los equipos VLF implementados en estas pruebas tienen la capacidad de registrar los valores medidos e interpretar automáticamente el estado de condición del cable evaluado. En la Figura 3.18, se muestra la pantalla de un equipo VLF marca SINUS para probar cables hasta 45 kV.

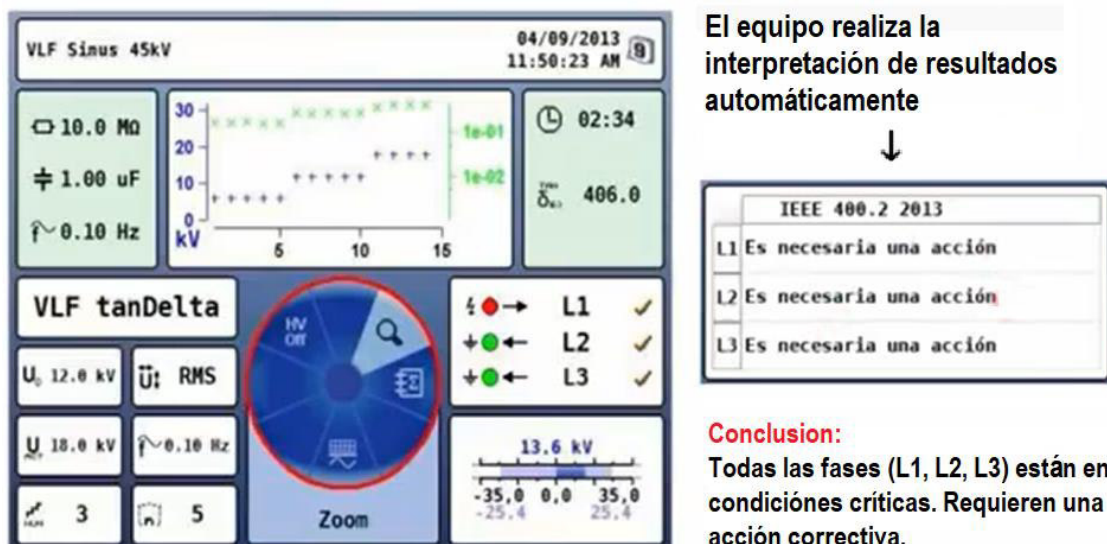


Figura 3.18. Interpretación de resultados de prueba tangente delta a través de un equipo VLF marca SINUS.

Fuente: Catálogo VLF marca SINUS

## 10.5. Medición de resistencia de la malla de puesta a tierra.

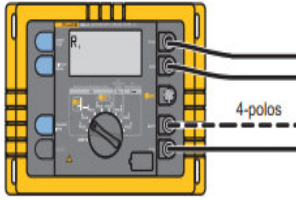
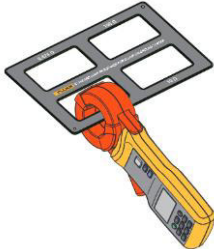
### Objetivo:

Determinar el procedimiento para determinar el estado de los sistemas de puesta a tierra, existentes en las cámaras de transformación o acometidas subterráneas.

### Equipo:

Los equipos que permiten medir la resistencia de los sistemas PAT, se describen en la Tabla 3.27:

Tabla 3.27. Equipos de medición de resistencia de puesta a tierra

EQUIPO	PERMITEN MEDIR	GRAFICO	MANTENIMIENTO DE CAMARAS DE TRANSFORMACIÓN
Telurómetro (3 o 4 hilos), (Necesita picas)	Permiten medir resistividad del suelo, y la resistencia de PAT en sistemas desenergizados.		✘
Pinzas de medición de tierra – Clamp on (no necesita picas)	Permiten medir la impedancia del bucle de tierra de la instalación.		✔

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 3.19, se ilustra el funcionamiento básico de la pinza de medición de resistencia a tierra.

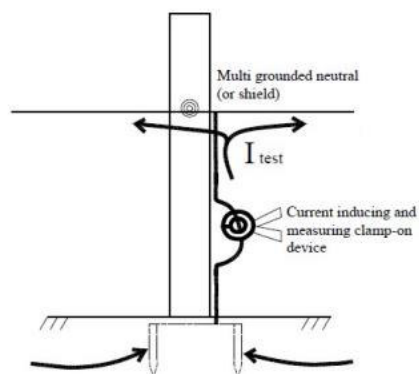


Figura 3.19. Medición de resistencia de tierra por medio de equipo tipo pinza (Clamp-on)

### **Condiciones de seguridad:**

- Utilizar calzado asilado y calzado dieléctrico para minimizar el riesgo eléctrico ante una posible presencia de gradientes de potencial.
- No se deben realizar mediciones de PAT en condiciones atmosféricas adversas.
- Desconectar las bajantes de los pararrayos.
- Antes de medir la resistencia de PAT, se debe medir el voltaje por corriente de fuga, si esta es mayor a los 30 V, no se debe medir. En este caso debe procederse a localizar la falla en el sistema de PAT.
- Delimitar la zona de trabajo.

### **Precauciones antes de iniciar la prueba:**

- a) Verificar que el equipo este calibrado de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.
- b) Verificar que la mordaza cierre correctamente en todos sus puntos de contacto.
- c) Limpiar la mordaza del equipo de suciedad o sustancias extrañas.
- d) Revisar el estado de las baterías del equipo.
- e) Revisar la ausencia de corrosión, para evitar errores en la medición.

### **Procedimiento:**

#### **Medición de resistencia de tierra:**

1. Selecciones la opción  $\Omega$  (medición de resistencia).
2. Coloque la pinza.
  - a) En el conductor, aguas arriba de todas las conexiones de los electrodos del tipo que sea (cuando existan varios electrodos de PAT). Figura, 3.20a y 3.20c.
  - b) Si existe un solo electrodo, y está instalado dentro del gabinete, la pinza debe colocarse en el conductor aguas arriba de la conexión con el electrodo. Si existen más de un conductor de conexión con el electrodo, haciendo un lazo con el gabinete o el neutro, se debe determinar un conductor que tenga un solo retorno con el neutro. Se ilustra la conexión en la Figura 3.20b.

3. Registrar la lectura de resistencia ( $\Omega$ ).

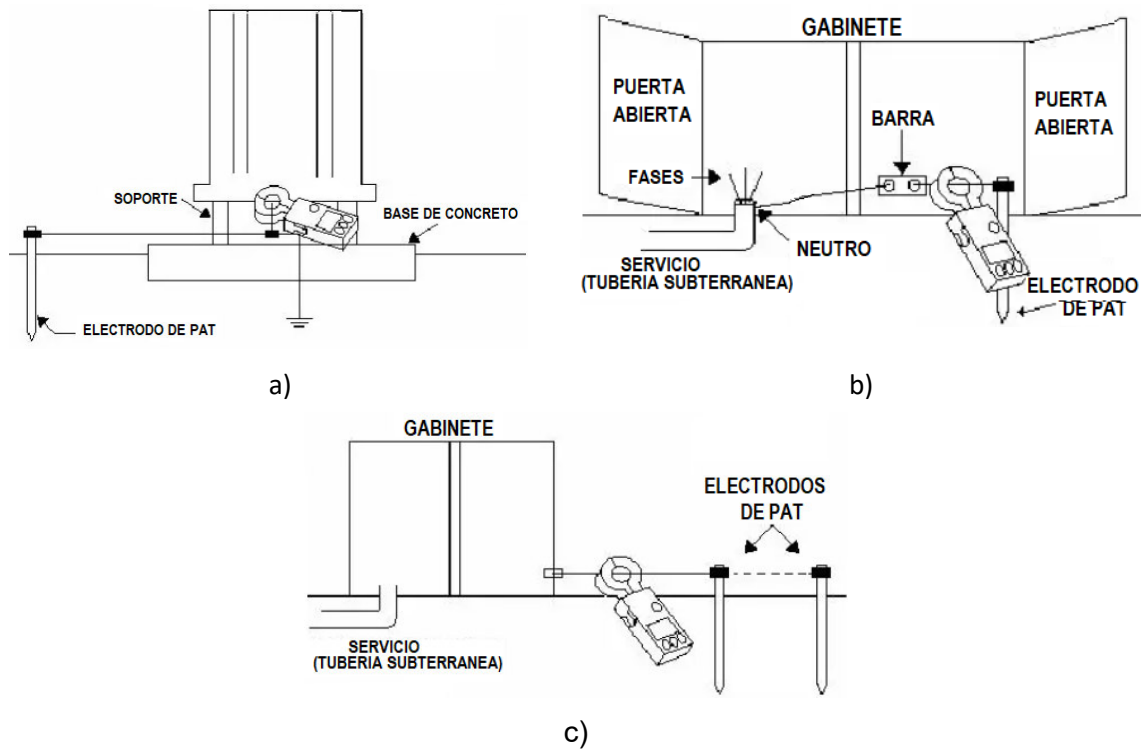


Figura 3.20. Medición de resistencia de tierra en redes subterráneas.

Fuente: Elaboración propia

### Medición de corrientes de fuga en CA:

1. Seccione la opción  $\sim mA$  o  $\sim A$ , (medición de corriente).
2. Colocar la pinza en el electrodo, conductor, o varilla de tierra que se desea medir.
3. Leer y registrar la lectura de corriente (A)

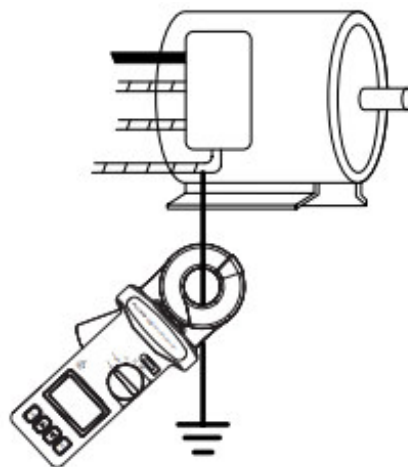


Figura 3.21. Medición de corriente de fuga.

### Interpretación de resultados:

El valor medido de la resistencia en un punto de la instalación, debe ser comparado con los valores de máximos de resistencia de PAT adoptados en la norma IEC 60364 - 4 – 442, ANSI / IEEE 80, NTC 4552, los cuales se describen en la Tabla 3.28.

Tabla 3.28. Valores de referencia de PAT.

APLICACIÓN	VALORES MAXIMOS RESITENCIA DE PAT
Estructuras de líneas de transmisión	20 $\Omega$
Subestaciones de AV.	1 $\Omega$
Subestaciones de MV.	10 $\Omega$
Protecciones contra rayos	10 $\Omega$
Neutro de acometida de BV	25

Fuente: Elaboración propia

## 10.6. Mantenimiento de celdas de medio voltaje

### Actividades iniciales

1. Verificar presión del gas.

Tabla 3.29. Indicador de presión de gas en celdas de MV.



Aguja del manómetro	Actividades
Zona verde	Ok
Zona verde – zona roja	Ok Monitorear c/3 meses
Zona roja	Contactar al fabricante. No operar la celda.

Fuente: Elaboración propia

2. Comprobar que las celdas están desenergizados, mediante los indicadores de presencia de voltaje presentes en estos equipos.
3. Si la celda tiene mando de operación desde el centro de control “mando remoto”, colocarlo en “mando local”.
4. Interruptor principal de la celda en posición “abierto”.
5. Conectar el seccionador de puesta a tierra de la celda.



## Acciones preventivas

Se realizan en los mecanismos y elementos de fácil acceso, en el caso de las celdas en SF6, en las partes que estén fuera de la cuba que contiene el gas.

1. Inspección visual.
2. Limpieza general del equipo. No se debe utilizar disolventes expulsados por equipos de aire a presión.
3. Verificar el funcionamiento del equipo mediante maniobras de comprobación (abrir/cerrar), 2 veces, tanto para el mecanismo principal como para el seccionador de PAT. Se debe constatar el estado de los enclavamientos.
4. Reajustar tornillos y tuercas en las uniones y estructuras de soporte.
5. Aplicar lubricante (si lo requiere) en ejes, rodamientos, y en las partes que realicen algún tipo de movimiento de deslizamiento. Opere el equipo varias veces para que la aplicación del lubricante sea homogénea.
6. Aplicar antioxidante en aerosol en donde se observe presencia de corrosión.

## Frecuencia:

Es recomendable realizarlo cada 5 años, o cuando haya cortes de energía planificados. Aunque en términos generales depende de las condiciones ambientales y las condiciones de explotación.

## 10.7. Reemplazo de fusibles en transformadores aislados en aceite tipo pedestal o sumergibles:

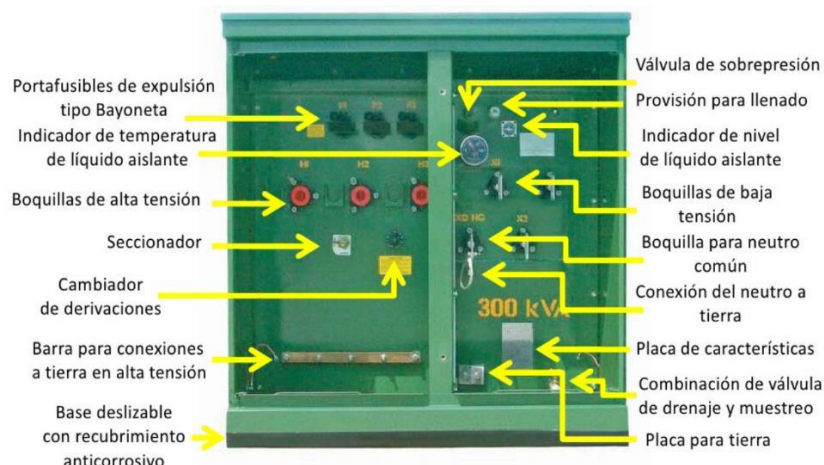


Figura 3.22. Partes constructivas de un transformador tipo pedestal

Fuente: Catálogo fabricante, marca PROLEC

1. Verificar que el transformador este desenergizado. Comprobar la ausencia de voltaje.
2. Eliminar presión interna mediante la activación (halar argolla) de la válvula de sobre presión.
3. Enganchar la argolla presente en el compartimiento del fusible bayoneta con la pértiga tipo escopeta.
4. Retirar el seguro y girar la argolla 90° en sentido horario.
5. Extraer de 10 a 15 cm el fusible de forma lenta, de tal forma que la parte aun insertada se escurra el aceite, mantener en esa posición por 60 segundos.
6. Extraer totalmente el fusible.
7. Realizar movimientos giratorios para desenroscar el dispositivo portafusible, y extraer el fusible tipo bayoneta.
8. Posicionar el nuevo fusible en el portafusible e insertar el mismo en el compartimiento respectivo. Se realiza el proceso inverso que se utilizó para retirarlo, e indicados en los numerales 4 y 5 de este acápite.

### 10.8. Reemplazo de fusibles en celdas interruptor tipo fusible

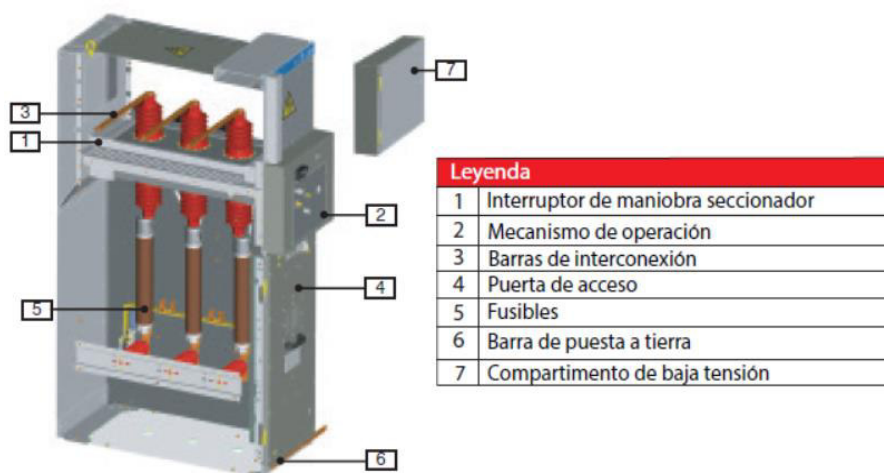


Figura 3.23. Partes constructivas de una celda de protección tipo fusible

Fuente: <https://docplayer.es/70115513-Celdas-modulares-con-aislamiento-mixto-a-prueba-de-arco-interno.html>

1. En las celdas que disponen de visor, verificar de forma visual el estado de fusible.

2. Se procede a abrir la carga conectada. De ser necesario se procede a abrir las cargas derivadas.
3. Verificar que el interruptor de MV, esté abierto.
4. Abrir el mecanismo de operación (seccionador de paso).
5. Verificar que los indicadores de posición, estén en “abierto o “off”, y, que los enclavamientos se hayan activados.
6. Conectar a tierra la celda en MV.
7. Retirar la puerta de acceso.
8. Comprobar a distancia, si la instalación está totalmente desenergizada con un detector de voltaje.
9. Descargar a tierra la instalación mediante la pértiga de descarga.
10. Con la pértiga y el accesorio tipo mordaza, se procede a extraer el fusible averiado.
11. Colocar el fusible nuevo, de la misma forma que se lo retiró.
12. Colocar tapa en la celda de MV.
13. Conectar la carga del secundario
14. Cerrar seccionador de paso.
15. Cerrar interruptor de MV.
16. Medir los valores de BV entre fases y respecto al neutro.

En la Figura 3.24, se representa el cambio de fusible en una celda de protección, utilizando la pértiga con el accesorio de pinza.



Figura 3.24. Reemplazo de fusibles en celdas de MV.

Fuente: Elaboración propia

### 10.9. Reemplazo de fusibles en seccionadores tipo abierto



Figura 3.25. Equipo seccionador fusible

Fuente: Catalogo ABB

1. Verificar que exista suficiente espacio (distancias de seguridad) para realizar maniobras con la pértiga.
2. Si, los seccionadores instalados son monopolares, y solo ha fallado 1 o 2 fases, se debe proceder a abrir las fases restantes con la pértiga.
3. Desconectar la carga en BV.
4. Con la pértiga, máscara facial y guantes de aislamiento, se procederá a abrir los seccionadores.

5. Para retirar el portafusible, es necesario realizar un pequeño movimiento hacia arriba y hacia un costado. Es recomendable cambiar los tirafusibles de las 3 fases.
6. Con la pértiga, máscara facial y guantes de aislamiento, se procederá a colocar y conectar.
7. Conectar el lado de BV y medir el valor de voltaje.

#### **10.10. Cambiador de tap**

1. Verificar que el transformador este desenergizado. Comprobar la ausencia de voltaje.
2. Eliminar la presión interna mediante la activación (halar argolla) de la válvula de sobre presión.
3. Con la pértiga tipo escopeta, enganchar la argolla del cambiador de tap y girar el cambiador de tap hasta la posición deseada.

#### **11. Informes de mantenimiento**

La finalización de cualquier mantenimiento, debe ser finalizado con la elaboración de un informe técnico, en el que se documentará toda la información que permita mantener una base de datos sobre los trabajos de mantenimiento efectuados a través del tiempo en los diferentes elementos que conforman el sistema.

Debe ser describir de forma amplia la siguiente información.

- Información general (orden de trabajo, ubicación del área de trabajo, fecha, etc.).
- Resultados obtenidos.
- Análisis de los resultados.
- Novedades encontradas en la instalación.
- Recomendaciones.
- Registro fotográfico del estado inicial y final.
- Incidentes, accidentes.
- Materiales.

En el caso de que se realicen pruebas de diagnóstico, además deberá contener información de:

- Resultados de la prueba realizada.

- Información general (fecha de la prueba, orden de trabajo, ubicación equipo, etc.).
- Datos de placa del equipo(s) evaluado(s).
- Tipo de prueba realizado.
- Equipos de prueba utilizados.
- Diagrama de conexiones.
- Valores de medición obtenidos.
- Evaluación e interpretación de los valores medidos.

### 3.3 NORMA PARA LA LOCALIZACIÓN Y REPARACIÓN DE FALLAS EN CABLES SUBTERRÁNEOS

#### 1. Objetivo

Esta norma describe el procedimiento seguro para la determinación del punto de falla en cables subterráneos, con el fin de aislar una pequeña sección del mismo y ejecutar acciones pertinentes para su mantenimiento y reparación.

#### 2. Alcance

Es aplicable a conductores eléctricos aislados de medio y bajo voltaje

#### 3. Normas de referencia

- IEEE Std 510™, IEEE recommended Practice for Safety in High-Voltage and High-Power Testing.
- IEEE Std 1234-2019, IEEE guide for Fault-Locating Techniques on Shielded Power Cable Systems

#### 4. Definiciones

**Arco eléctrico:** descarga eléctrica que se produce entre dos electrodos por la existencia de una diferencia de potencial.

**Empalme:** mecanismo o técnica de combinar o unir dos o más conductores.

**Reflectograma:** registro (imagen) producido por un reflectómetro.

#### 5. Medidas de seguridad

- a) Aplicar las normas de seguridad establecidos en las empresas distribuidoras.
- b) Aplicación de las 5 reglas de oro, indicadas en la Sección 1.3.10.10.
- c) Verificar que el cable a ser intervenido, se encuentra sin voltaje.
- d) Verificar que el cable a intervenir esté debidamente puesto a tierra.
- e) Identificar los siguientes voltajes en el sitio de trabajo:
  - Voltaje de operación
  - Voltaje inducido (cables con potencial aledaños)
  - Equipo localizador de fallas (genera nivel de voltaje letal)

f) Puesta a tierra del equipo localizador de fallas

## 6. Puesta a tierra de los equipos localizadores de fallas en cables.

1. El equipo de prueba de MV de cables, debe conectarse a tierra.
2. Se debe considerar una referencia única de tierra, conocida como tierra efectiva.
3. El equipo de localización de fallas (carcasa del equipo), se conecta a la tierra efectiva.
4. La tierra efectiva es la referencia del cable que vamos a probar. (Pantalla metálica, neutro, concéntrico), como se indica en la Figura 3.26.
5. Conexión del cable de MV al conductor central, como se indica en la Figura 3.27.

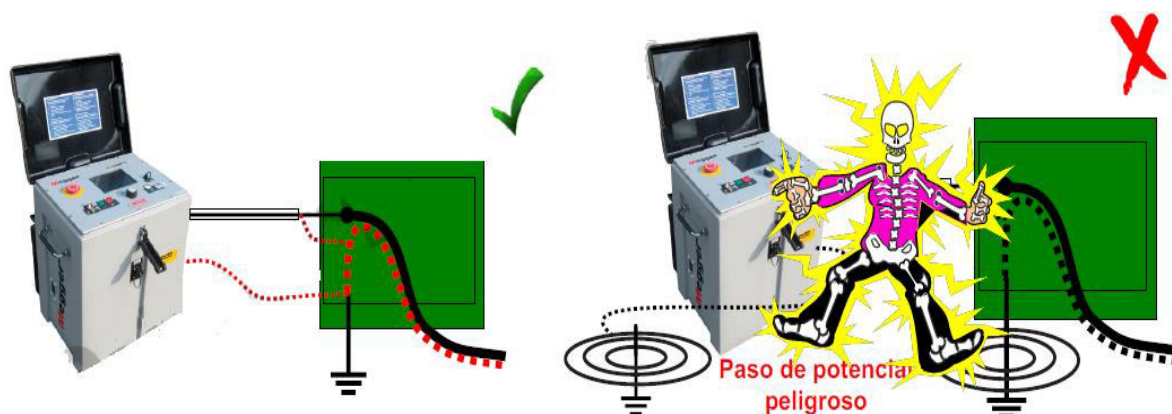


Figura 3.26, Conexión correcta PAT de equipos de localización de fallas en cables.

Fuente: Webinar Megger, Localización de fallas en cables aislados.

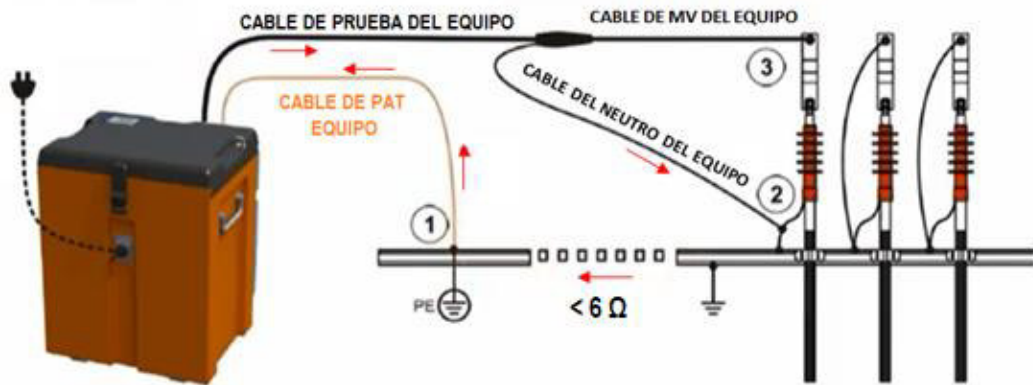
## 7. Procedimiento de conexión de los equipos de prueba de AV con el cable en falla.

1. Conexión del cable de tierra del equipo a un punto del sistema PAT.
2. El terminal de neutro del cable de prueba del equipo, se conecta a la pantalla del cable que vamos a probar, mismo que debe estar aterrizado.
3. Conexión del terminal de MV del cable de prueba del equipo.

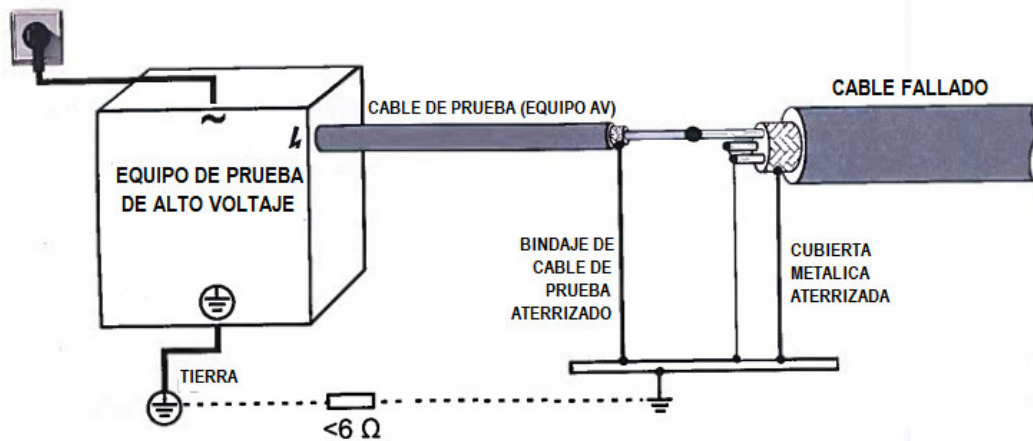
En la Figura 3.27, se ilustra el procedimiento de conexión de un equipo generador de pulsos de AV, para realizar pruebas de pre-localización de fallas mediante los métodos de:

- HI-POT, (alto potencial)
- ARM (Método por reflexión de arco)
- Descarga de choque





a).



b).

Figura 3.27. Diagrama de conexión de los equipos de pruebas de AV. a) Cable unipolar b) cable tripolar.

Fuente: Operating Instructions VLF Test System Sinus 34 kV

**Nota:** Para localización de fallas en la chaqueta del cable, el núcleo del cable de prueba de AV se conecta a la pantalla flotante del cable defectuoso y el otro terminal se conecta al sistema PAT.

Si el punto 1 y 2 están conectados al mismo sistema de PAT (aunque en puntos diferentes), la resistencia obtenida al cerrar el circuito debería ser menor a  $6 \Omega$ . Si están conectados a tierras diferentes el circuito queda abierto y el equipo no permite realizar las pruebas, hasta corregir la conexión.

## 8. Equipamiento

Se describe en la Sección 8, Equipamiento, de la, "NORMA PARA EL MANTENIMIENTO DE CÁMARAS DE TRANSFORMACION Y TRANSFORMADORES TIPO PEDESTAL".

## 9. Identificación de la falla

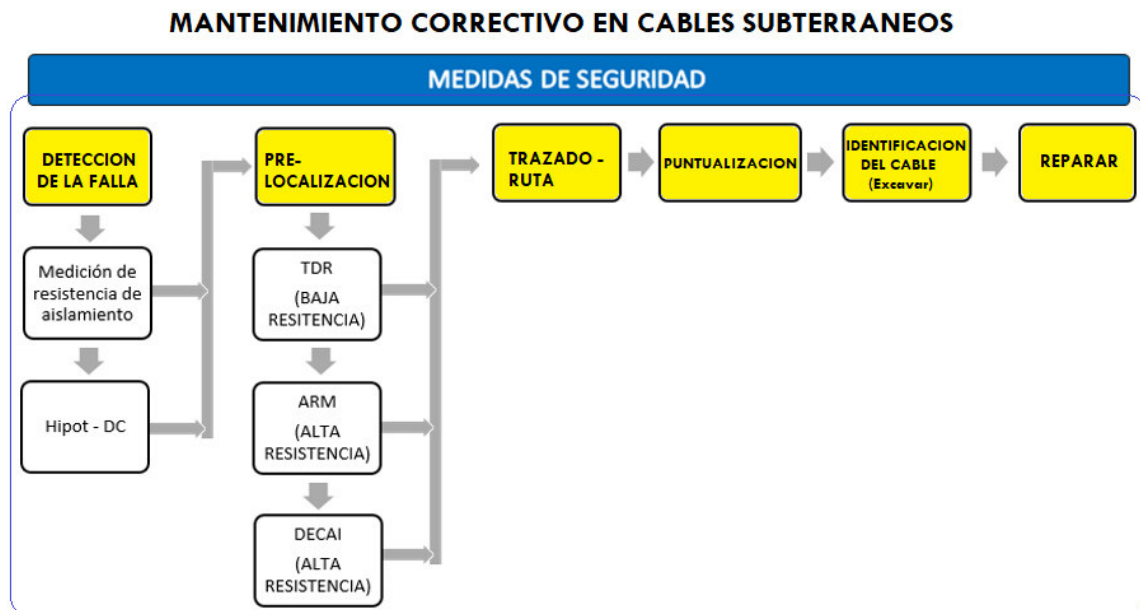


Figura 3.28. Metodología para la reparación del cable subterráneo en falla.

Fuente: Elaboración propia

### 9.1. Medición de la resistencia de aislamiento

#### Conexión:

El diagrama de conexión, y el procedimiento para su medición en cables, se describe en la “NORMA PARA MANTENIMIENTO DE CÁMARAS DE TRANSFORMACION Y TRANSFORMADORES TIPO PEDESTAL”.

#### Interpretación de los resultados de la medición de resistencia de aislamiento:

- Si, el valor de resistencia está en el orden de los TΩ o GΩ, se puede concluir que el cable no tiene falla. Se procede a medir la siguiente fase.
- Si, el valor de resistencia está en el orden de los KΩ o menores, se puede concluir que el cable está en falla.

**Nota:** En ocasiones se pueden obtener medidas de resistencia similares entre las fases, esto debido principalmente a la capacidad del megómetro y la longitud del cable.

Si mediante la aplicación de medición de resistencia de aislamiento, no podemos identificar la fase fallada, es recomendable la prueba de Hipot DC.

## 9.2. Hipot DC (Corriente directa de alto potencial)

Mediante esta prueba se determina si el cable está con falla y el valor del voltaje de ruptura de falla.

- Si, el voltaje de ruptura es cero, el cable está en cortocircuito.
- Si, el voltaje de ruptura está en el orden de los KV, se puede concluir que el cable tiene una falla de alta resistencia.

### Procedimiento - Determinación del voltaje de ruptura:

Se utiliza un equipo de MV (fuente de corriente continua), que permite alcanzar al menos el valor de voltaje nominal del cable.

Con el equipo HIPOT DC aterrizado y conectado al cable fallado, se procede a alimentar un valor de voltaje en forma de rampa, hasta producir el arco eléctrico.

Cuando se produce el arco eléctrico, el equipo corta automáticamente la alimentación y se muestra en pantalla el valor de voltaje de ruptura. En la Figura 3.29, se representa el esquema de conexión y el resultado de la prueba Hipot.

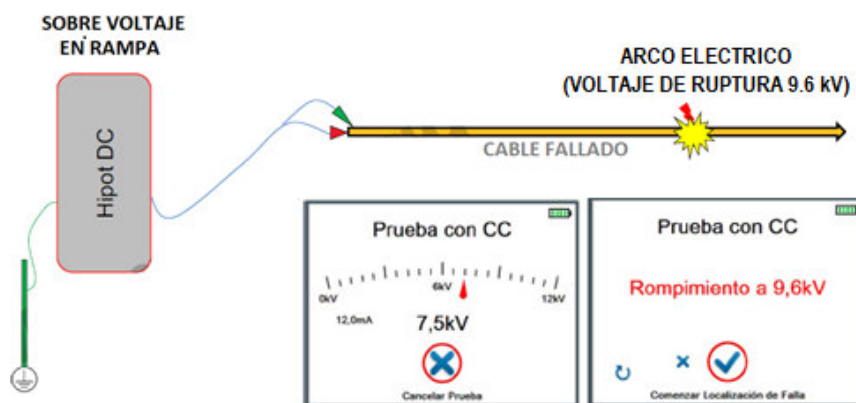


Figura 3.29. Diagrama de conexión y determinación del voltaje de ruptura. Prueba Hipot DC.

Fuente: Elaboración propia

### Interpretación del valor de voltaje de ruptura:

El valor de voltaje de ruptura, permite determinar cuál sería el método idóneo a utilizar para la pre-localización de la falla.

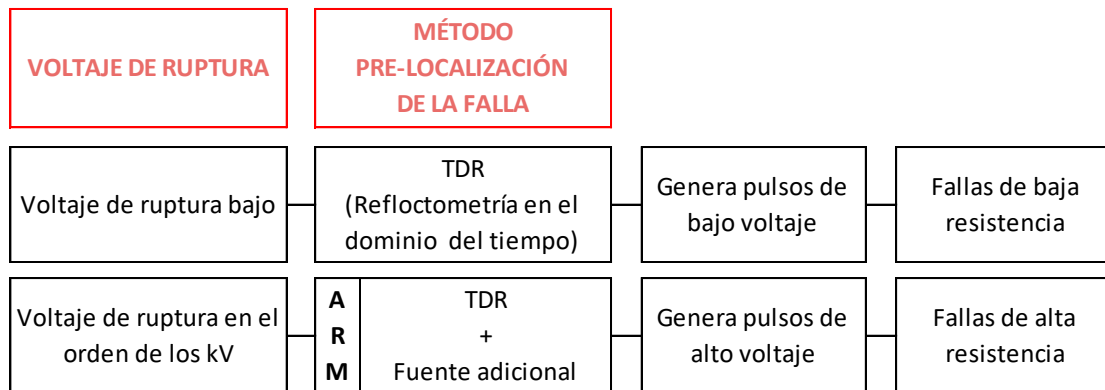


Figura 3.30. Diagrama de pruebas de acuerdo al tipo de falla.

Fuente: Elaboración propia

**Nota 1:** No se debe realizar esta prueba en cables nuevos.

**Nota 2:** No se debe realizar esta prueba durante periodos largo de tiempos, ni con valores de KV superiores a los nominales del cable.

## 10. Pre- localización de la falla

### 10.1. Reflectometría en el dominio del tiempo - TDR (Time-Domain Reflectometry)

#### Equipo:

Equipo analizador con generador de pulsos de BV (<50 V) a altas frecuencias, presenta mediante el osciloscopio (pantalla del equipo), los reflectogramas de las variaciones de impedancia encontradas de los pulsos inducidos en el cable de prueba.



Figura 3.31. Reflectómetro portátil. Marca Megger

Fuente: Catalogo Reflectómetro Teleflex, marca Megger

### Objetivos de la prueba TDR

Es empleada para la detección de fallas en redes de BV y MV. Tiene como objetivos principales medir distancia aproximada (pre-localización), entre el punto de conexión TDR – cable, hasta:

- Fallas de baja resistencia  $< 200\Omega$ , (cortocircuitos, o conductores abiertos).
- Empalmes, derivaciones, etc.
- El fin del cable.

### Conexión:

Conductores en paralelo, como se indica en la Figura 3.32.

- Conductor central de la fase fallada + pantalla metálica
- Conductor central de la fase fallada + otro conductor de fase

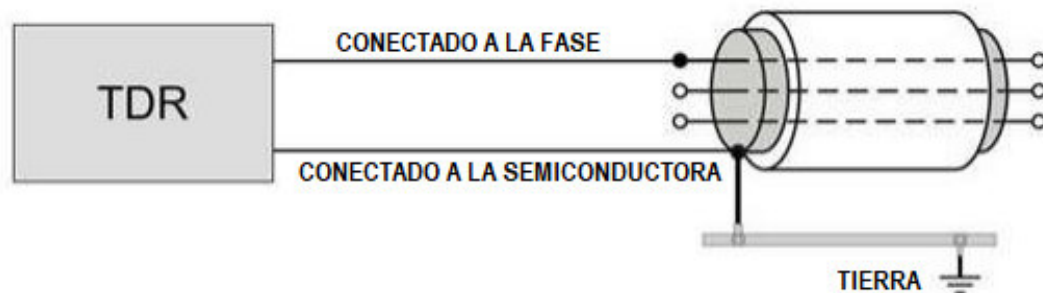


Figura 3.32. Conexión equipo TDR – Cable en falla.


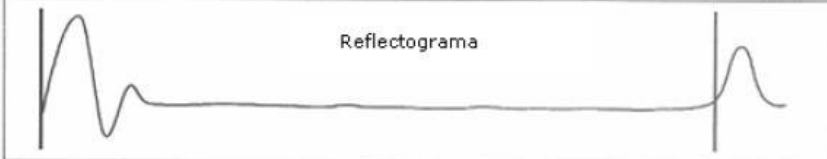

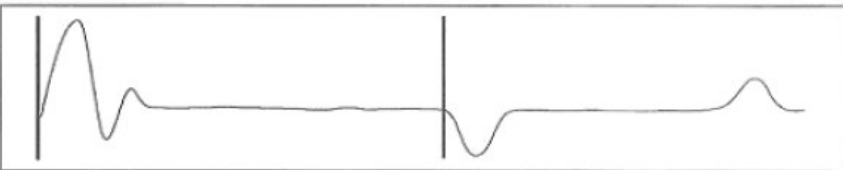


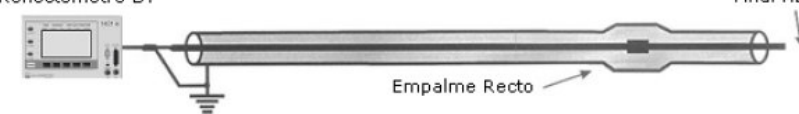
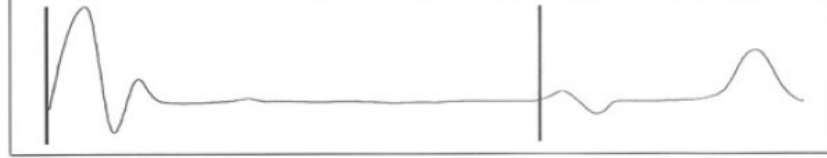
Fuente: Elaboración propia

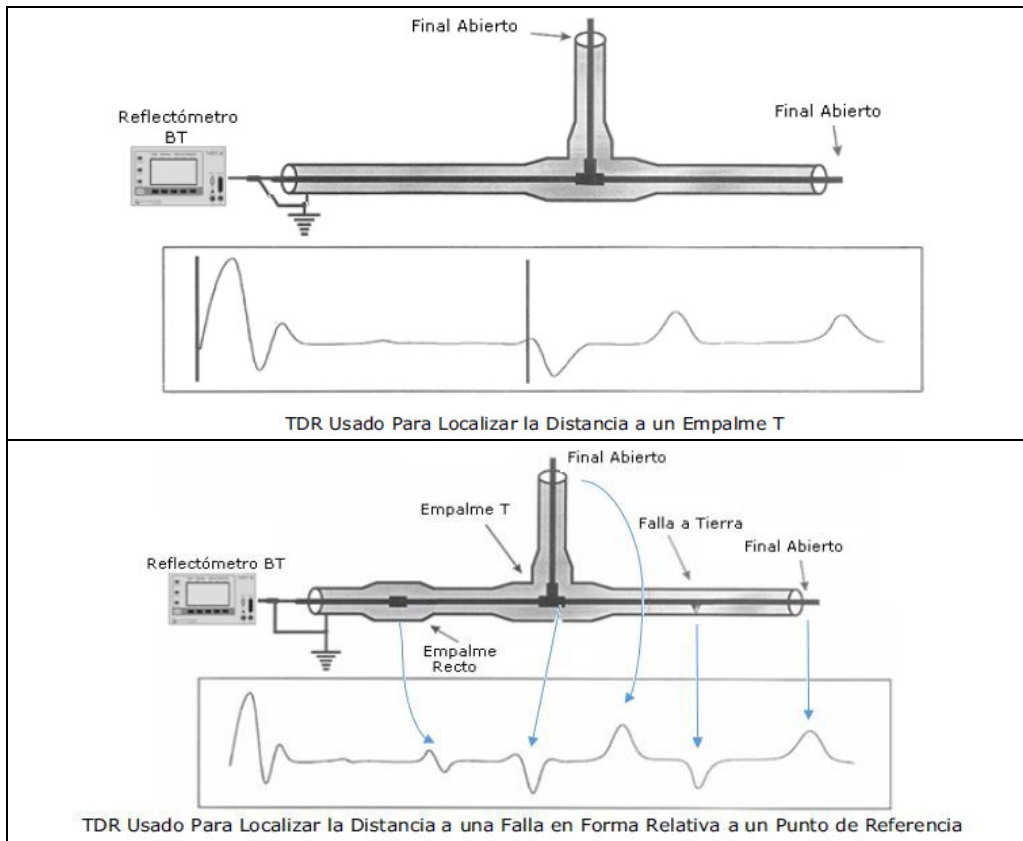
### Interpretación de resultados

La representación gráfica (reflectogramas), en la pantalla del equipo TDR, indica la distancia a la falla en unidades de tiempo. La distancia real se calcula multiplicando el tiempo por la velocidad de la señal.

En la Tabla 3.30, se representan los principales reflectogramas que se pueden presentar mediante la prueba TDR.

Tabla 3.30. . Reflectogramas típicos (imágenes idealizadas). Método TDR

<b>Reflectogramas típicos - Método TDR</b>	
<p>Reflectómetro BT</p>  <p style="text-align: right;">Final Abierto</p>	<p style="text-align: center;">Reflectograma</p> 
TDR Utilizado para Medir la Longitud del Cable con el Extremo más Alejado Abierto	
<p>Reflectómetro</p>  <p style="text-align: right;">Final Abierto</p> <p style="text-align: center;">Falla Contra Tierra de Baja Resistencia</p>	
TDR Midiendo la Distancia a una Falla de Baja Resistencia a Tierra	
<p>Reflectómetro</p>  <p style="text-align: right;">Final Abierto</p> <p style="text-align: center;">Falla por Corte</p>	
TDR Utilizado Para Medir la Distancia a un Corte en el Conductor	
<p>Reflectómetro BT</p>  <p style="text-align: right;">Final Abierto</p> <p style="text-align: center;">Empalme Recto</p>	
TDR Usado Para Localizar la Distancia a un Empalme Recto	



Fuente: <https://www.inducor.com.ar/>

Basándose en la guía de usuario del equipo, y mediante los cursores que trae incorporado el panel de control del equipo, el operador es el responsable de interpretar las formas de onda obtenidos en el reflectograma del cable bajo prueba y determinar la distancia a la falla. La Figura 3.33, se ilustra un ejemplo.

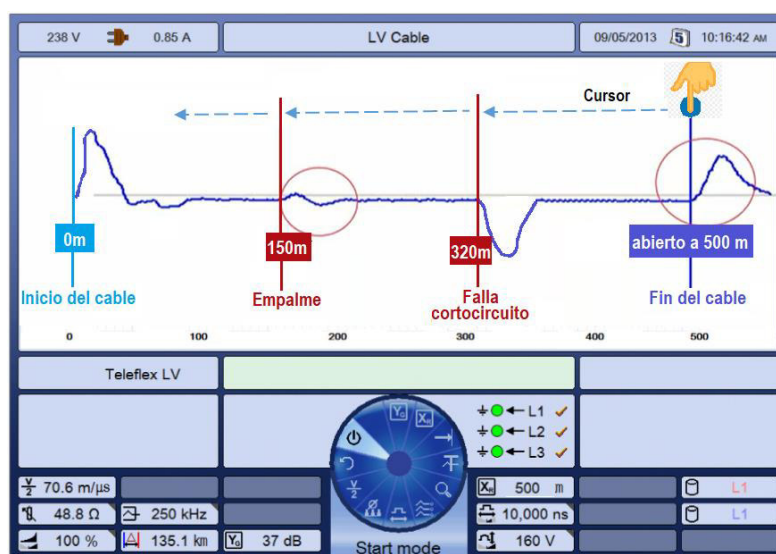


Figura 3.33. Reflectograma. Interpretación de falla de cortocircuito.

Fuente: Elaboración propia

## 10.2. ARM (Arc Reflection Method)

Este método se utiliza para pre-localizar fallas de alta resistencia, para lo cual se inyecta pulsos de AV en el cable con falla.

### Equipo:

El método de reflectometría de arco ARM, se realiza mediante el acoplamiento del equipo TDR más un generador de pulsos de alto voltaje.



Figura 3.34. Equipo necesario para prueba de reflexión de arco (ARM). Marca Megger

Fuente: Elaboración propia

### Objetivos de la prueba ARM

Medir la distancia aproximada (pre-localización de falla), desde el punto de conexión del módulo de prueba - hasta el punto en donde se genera el arco eléctrico, en el cable con falla.

También permite determinar la presencia de empalmes, derivaciones, y la longitud del cable bajo prueba.

### Conexión:

La conexión del equipo de prueba TDR + el generador de pulso, se describe en el apartado de "Puesta a tierra del equipo Localizador de Fallas" de esta norma.

### Procedimiento:

El proceso para el operador de la prueba a ejecutar, se indica en la Figura 3.35, la cual describe lo que hace cada equipo, por tratarse de un proceso de 2 etapas (BV+MV).



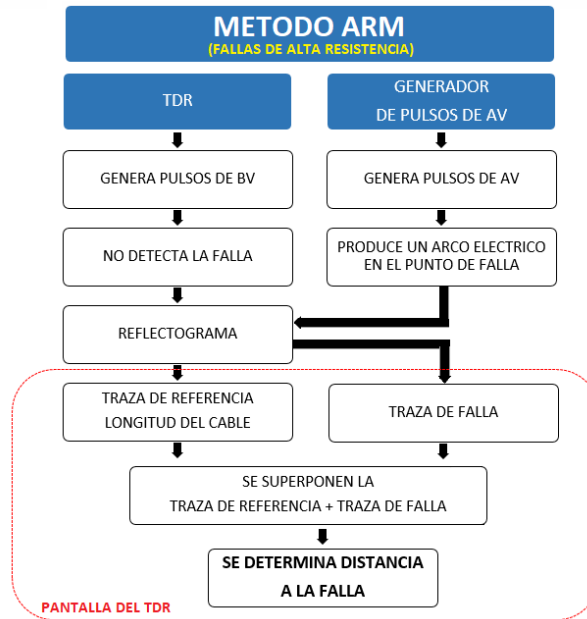


Figura 3.35. Diagrama de prueba de reflexión de arco (ARM).

Fuente: Elaboración propia

**Nota 1:** para producir el arco eléctrico temporal entre el conductor y la pantalla, el valor de KV del pulso de AV > Voltaje de ruptura (indicado en la prueba de Hi-pot).

**Nota 2:** El equipo generador de pulsos debe ser capaz de acumular y de inyectar en el pulso, la suficiente energía que permita generar el arco eléctrico y mantenerlo durante un tiempo (ms), hasta que el pulso de BV pueda reflejar en el arco.

### Interpretación de resultados

En la Figura 3.36, se observan, los reflectogramas que se pueden obtener durante la prueba ARM.

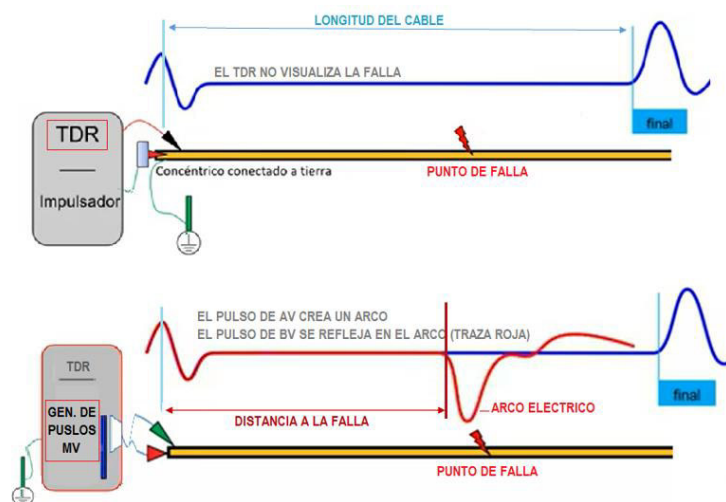


Figura 3.36. Diagrama de prueba de reflexión de arco (ARM). Imágenes idealizadas.

Fuente: Elaboración propia

Basándose en la guía de usuario, y mediante los cursores que trae incorporado el panel de control del equipo, el operador es el responsable de interpretar las formas de onda obtenidos en el reflectograma del cable fallado. Debe determinar cuál puede ser la distancia a la falla. La Figura 3.37, ilustra un ejemplo para la prueba ARM.

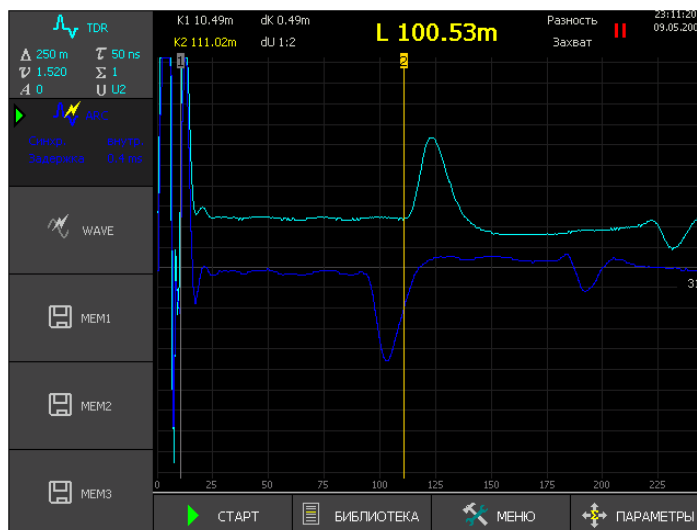


Figura 3.37. Ejemplo de reflectograma para fallas de alta resistencia. Método (ARM).

Fuente: <https://www.technoac.com/es/cable-fault-location-equipment-es/item/tdr-ta4-7.html>

### 10.3. Método de reflexión de caída de voltaje - DECAI

Permite pre-localizar fallas de alta resistencia, en donde el voltaje de ruptura de la falla es superior al disponible en el generador de impulsos, esta condición se presenta generalmente en cables de transmisión.

**Nota 1:** Generalmente los equipos generadores de impulsos utilizados en el método ARM, alcanzan voltajes de prueba hasta 32 kV, por lo que esta prueba es poco utilizada o recomendable en cables de MV.

#### Equipo:

- Equipos de prueba de aislación de CC, con capacidad de salida de hasta 160 kV.
- Acopladores capacitivos.
- Analizador (TDR como osciloscopio).

#### Procedimiento:

Elevar el voltaje gradualmente hasta producir el rompimiento en el punto de falla (voltaje de ruptura), esta descarga producida, genera una onda que viaja entre el punto de falla - equipo y viceversa. Esta onda es censada por el TDR representada por un reflectograma.

## Conexión:

La conexión se indica en la Figura 3.38.

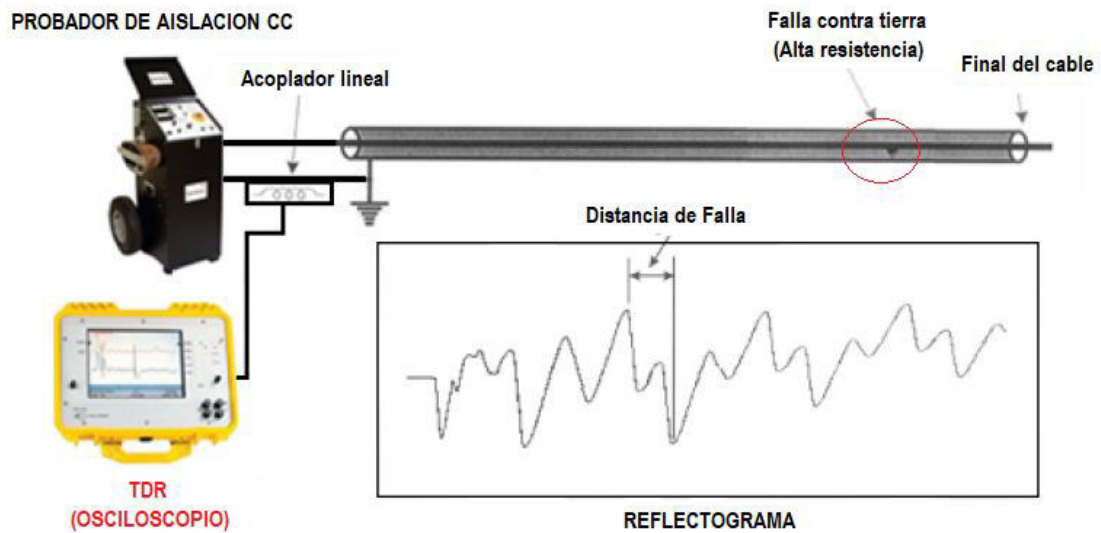


Figura 3.38. Método de reflexión de caída de voltaje – DECAI

Fuente: <https://www.inducor.com.ar/>

## Interpretación de resultados:

Con el reflectograma, mediante los cursores se posiciona en el pico y valle de la traza obtenida y el equipo determinará la distancia a la falla. En la Figura 3.39, se representa un reflectograma real para el método DECAI.

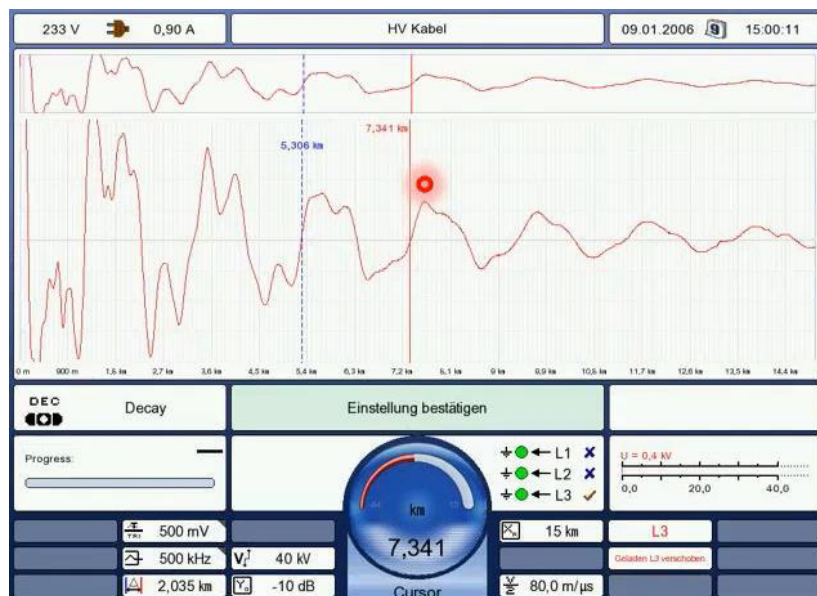


Figura 3.39. Reflectograma real para el método DECAI

Fuente: Webinar Megger, Localización de fallas en cables aislados

## 11. Trazado del cable

Este método determina la localización de una falla, que, por ser de tipo subterráneo, generalmente no se conoce su ruta o no se dispone de planos.

### Equipo:

Equipo rastreador para cables eléctrico, compuesto de transmisor y receptor



Figura 3.40. Equipo trazador de cables subterráneos. Marca Megger

Fuente: Catálogo de usuario trazador de cables Megger

- **Transmisor:** genera una señal de corriente alterna en el cable a ser rastreado.
- **Receptor:** detecta el campo electromagnético generado por el transmisor en el cable.

### Procedimiento:

1. Se procede a conectar (según recomendaciones del fabricante) el dispositivo emisor en algún punto del cable con falla.
2. Recorrer la superficie del terreno por donde se supone que está enterrado el cable. Y, mediante la información mostrada en la pantalla del dispositivo receptor, se interpreta la traza del cable.

### Conexión:

Existen 2 métodos de conexión para los equipos transmisores:

#### Método conductivo (conexión directa):

- Conecte el terminal de salida tipo pinza, generalmente rojo al cable que se desea obtener la traza.
- Conecte el otro terminal, generalmente de color negro al sistema de puesta a tierra.

**Nota:** Si no existe una toma física de tierra, se debe enterrar una varilla de tierra para realizar la conexión

**Método inductivo:**

- Conecte la terminal de salida tipo toroidal, en algún punto de referencia del cable.
- Para cerrar el circuito, colocar el equipo emisor sobre el conductor inducido.

En la Figura 3.41a, se ilustra el método conductivo, y en la Figura 3.41b, se ilustra el inductivo.

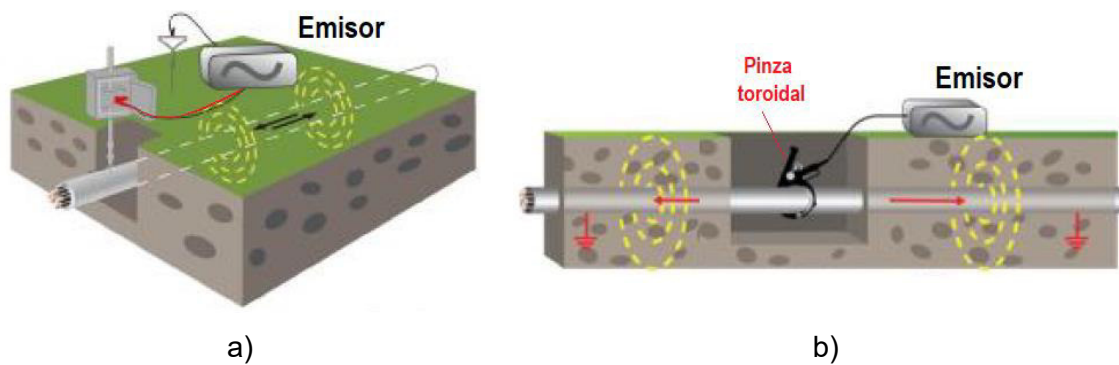


Figura 3.41. Métodos de conexión del equipo trazador de cables subterráneos. Marca Megger

Fuente: Catálogo de usuario trazador de cables Megger

**Determinación de la traza del cable:**

El operador del equipo debe colocarse en posición lo más vertical posible con relación al cable enterrado. Con los indicadores de dirección que se muestran en la pantalla del equipo receptor, se recorre el trazado del cable. Este se registrará en un plano o medio digital.



Figura 3.42. Información de trazabilidad de un cable subterráneo a través del equipo receptor.

Fuente: Catálogo Leica Digisystem i-Series

## 12. Puntualización de la falla

Previamente, conocida la ruta del cable y la distancia aproximada a la falla (pre-localización de la falla TDR/ARM), se procede a determinar el punto exacto de la falla mediante el rastreo de señales sonoras y electromagnéticas producidas por un generador de impulsos.

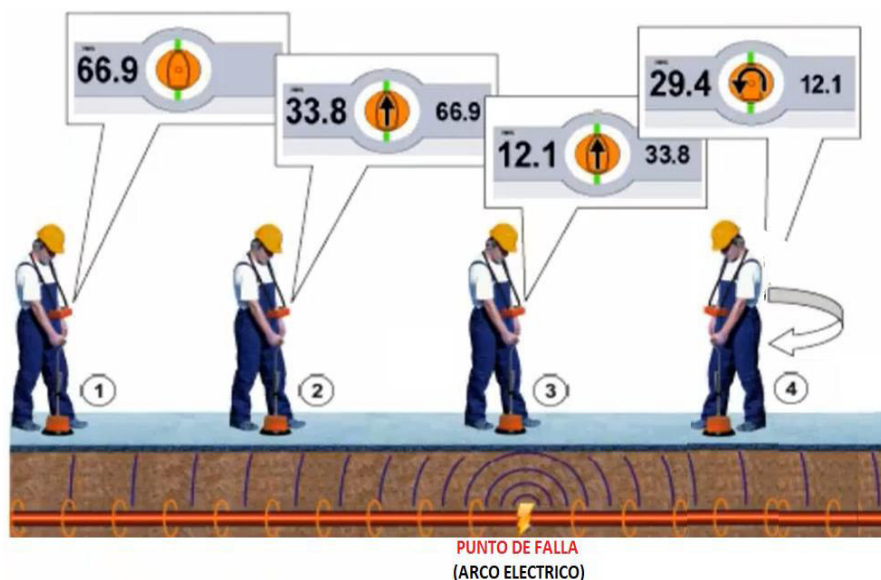


Figura 3.43. Puntualización de la falla en cables subterráneos

Fuente: Guía de usuario DigiPHONE, Megger.

### Equipo:

Para generar la descarga en el punto de falla, se utilizan los siguientes equipos:

- Un generador de impulsos de AV, similar al utilizado en las pruebas de pre-localización de fallas (ARM).
- Receptor acústico - magnético.



Figura 3.44. Equipo receptor acústico para puntualización de fallas subterráneas. Marca Megger

Fuente: Guía de usuario DigiPHONE, Megger.

### Procedimiento:

1. Conectar el generador de impulsos al cable con falla.
2. Se envía pulsos de MV de forma cíclica en el cable con falla. El voltaje de impulso debe ser mayor al voltaje de ruptura.
3. En base a la distancia de pre-localización de falla, y conociendo la traza del cable, el operador debe acercarse a la zona en donde probablemente se encuentre la falla.
4. Mediante el receptor acústico, se rastrea las señales sonoras y electromagnéticas producidas por la descarga, en el punto de falla.
5. Interpretar los resultados en la pantalla del receptor (ver manual de uso del fabricante).
6. Establecer el punto de falla para la excavación y la identificación del cable.

En la Figura 3.45, se ilustra el panel de rastreo de la falla mediante un equipo marca Megger.



Figura 3.45. Pantalla de visualización del equipo receptor para puntualización de fallas subterráneas.

Fuente: Guía de usuario DigiPHONE, Megger.

**Nota:** A mayor voltaje inducido mayor ruido.

### 13. Reparación de la falla.

Esta norma está enfocada al mantenimiento correctivo del cable cuando este haya fallado y se produzca la suspensión del servicio eléctrico.

### 13.1. Localización del punto de falla en el cable.

1. Comprobar ausencia de voltaje en el punto de seccionamiento cercano al punto de corte del cable fallado. Si se conoce que varios circuitos tienen el mismo trayecto del cable fallado, se recomienda desconectar su fuente de alimentación.
2. Cuando el punto de falla está en algún punto entre 2 pozos de revisión, o cámaras de transformación, se procede con la apertura del suelo para identificar el cable fallado. Debe procederse cuidadosamente tomando en cuenta que pueden existir otras redes de servicios públicos.

**Nota:** para la profundidad en la que se encontrarían las redes de distribución u otros servicios públicos, se debe tener presente las normas constructivas de las empresas Eléctrica Distribuidoras, y Gobiernos Autónomos.

3. Corte de cable con falla: se puede actuar de forma manual, sobre la línea, utilizando cizallas manuales o motorizadas, o de forma remota con equipos hidráulicos activados a distancia. Esto último es recomendable cuando hay una gran cantidad de conductores que pueden prestarse a la confusión y el punto de falla no es identificable al ojo humano.

**Nota:** Dependiendo del espacio físico y los puntos de apoyo del cable, se debe colocar una cuerda en los extremos del punto de corte, para evitar que el mismo realice esfuerzos mecánicos no deseados.

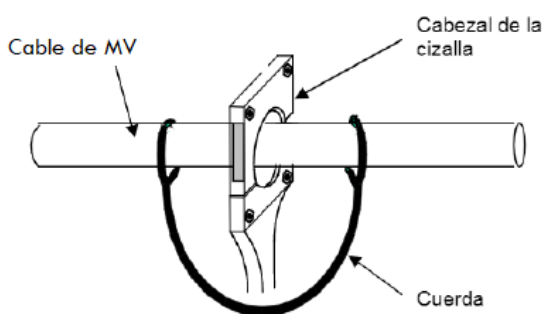


Figura 3.46. Corte del cable de MV.

Realizado el corte, como medida de seguridad adicional, con los guantes aislados puestos, se debe conectar momentáneamente a tierra las dos partes del cable para descargar cualquier remanente de energía.

4. Retirar la sección del conductor averiado.
5. Preparar el conductor para la elaboración de empalmes. Según las indicaciones del fabricante.



### **3.4 NORMA PARA LA DETECCIÓN DE PUNTOS CALIENTES EN REDES SUBTERRÁNEAS MEDIANTE TERMOGRAFÍA INFRARROJA.**

#### **1. Objetivo**

Determinar las actividades que se deben ejecutar durante una inspección termográfica cuantitativa en redes de distribución subterránea.

#### **2. Campo de Aplicación**

Aplicable a trabajos de mantenimiento en instalaciones eléctricas subterráneas.

#### **3. Definiciones**

**Emisividad.** - es la medición de la capacidad de una superficie u objeto de emitir energía como radiación infrarroja.

**Punto caliente.** - superficie u objeto que presenta temperatura elevada, debido a condiciones anormales de funcionamiento.

**Inspección termográfica cuantitativa.** - inspección infrarroja cuantitativa es producir datos de temperatura.

**Termograma.** - imagen con información de temperatura irradiada por una superficie.

**Temperatura reflejada.** - expresión que se utiliza para describir las fuentes de calor que se reflejan en la superficie inspeccionada mediante termografía.

**Radiación infrarroja.** - radiación que, aunque no es visible para el ojo humano, forma parte de la luz visible. También conocida como radiación térmica.

#### **4. Normas de referencia:**

- ASTM E1934-99a (2018) Standard Guide for Examining Electrical and Mechanical Equipment with Infrared Thermography.
- ANSI/NETA ATS-2007 - Acceptance Testing Specifications for Electric Power Distribution Equipment and Systems

#### **5. Personal de mantenimiento:**

La norma ASTM E1934-99<sup>a</sup>, recomienda que la inspección termográfica en sistemas eléctricos, sea realizada por 2 personas:

- Termógrafo calificado
- Operador electricista, calificado para trabajos con equipos energizados.

**6. Equipos:**

1. Cámara termográfica infrarroja y accesorios.
2. Termómetro ambiental
3. Medidor de humedad
4. Medidor de viento

**7. Requisitos y condiciones de seguridad:**

- Estar calificado y autorizado para realizar inspecciones mediante termografía, en instalaciones subterráneas de BV y MV.
- EPP adecuado, para realizar el retiro de cubiertas o abrir/cerrar gabinetes que contengan equipos eléctricos.
- EPP adecuado, para medir cargas eléctricas.
- No tocar ningún equipo energizado.
- Conservar distancias de seguridad.

Tabla 3.31. Distancias mínimas de seguridad para inspecciones termográficas. Norma OSHA.

<b>VOLTAJE</b>	<b>DISTANCIA MÍNIMA DE SEGURIDAD</b>
300 V – 750 V	1 m
750 V - 2 kV	1,2 m
2 kV – 15 kV	5 m
15 kV – 36 kV	5,8 m

Fuente: Elaboración propia

**8. Metodología de inspección termográfica:**

En la Figura 3.47, se describe las etapas para realizar una inspección termográfica como parte de un plan de mantenimiento.

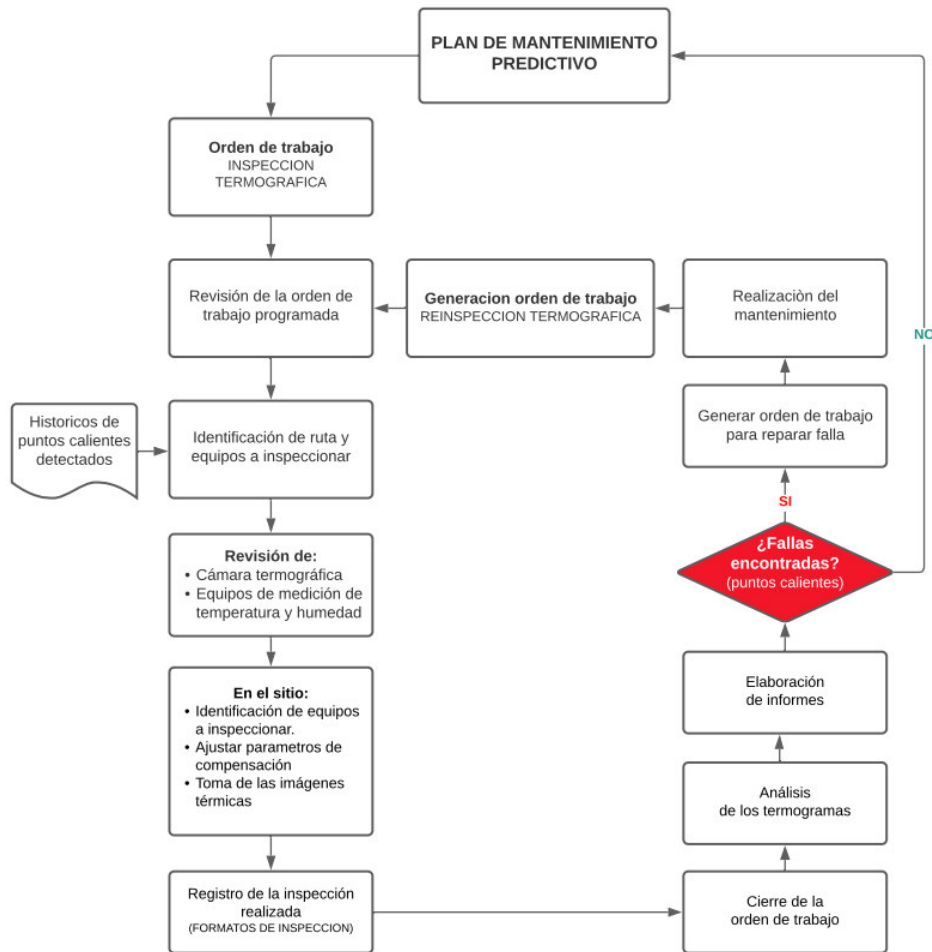


Figura 3.47. Diagrama de flujo para inspección termográfica.

Fuente: Elaboración propia

## 9. Parámetros de prueba

- Inspeccione los sistemas de distribución con equipos de imágenes capaces de detectar un mínimo diferencia de temperatura de 1 ° C a 30 ° C.
- El equipo detectará la radiación infrarroja emitida y será capaz de presentar esa radiación por medio de una imagen.
- Según la ANSI / NFPA 70B, La inspección termográfica debe realizarse durante los períodos de máxima carga.
- La medición termográfica se realizará cuando las condiciones ambientales y físicas, como la ganancia solar, el viento, la humedad superficial y atmosférica y la transferencia de calor son favorables para la recopilación de datos precisos.

## 10. Procedimiento:

- Disponer de planos, diagramas unifilares, listas de equipos, etc., para establecer una ruta lógica, eficiente y segura de la instalación a inspeccionar.

2. Verificar la precisión del equipo termográfico. Regirse a las especificaciones estándar del fabricante.
3. Realizar el ajuste de los parámetros de compensación en la cámara, presentes en el sitio de la inspección.
4. Verificar las condiciones de la carga con la que está funcionando la instalación que se va a examinar. De ser necesario, se la realizará la medición de la carga.
5. Realizar una inspección visual y mecánica de los elementos a inspeccionar.
6. Realizar la medición termográfica desde una posición que permita una vista directa del elemento.
7. Minimizar cualquier error posible en la medición:
  - Mover la posición del generador de imágenes de la cámara, para un enfoque adecuado.
  - Bloquear o apantallar las fuentes de reflejos.
  - Realizar la medición preferentemente desde diferentes ángulos.
8. Registrar los puntos calientes encontrados, se debe considerar la siguiente información: Anexo 4.

Tabla 3.32. Registro de puntos calientes en sitio.

	<b>Inspeccionar:</b>	<b>Documentar:</b> (para c/punto caliente detectado)
<b>SISTEMAS ELECTRICOS DE DISTRIBUCION</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Redes de distribución</li> <li>▪ Subestaciones</li> <li>▪ Transformadores</li> <li>▪ Pararrayos</li> <li>▪ Seccionadores</li> <li>▪ Interruptores</li> <li>▪ Barrajes de conexión</li> <li>▪ Bancos de baterías</li> <li>▪ Breakers, contactores</li> <li>▪ Controladores</li> <li>▪ Cajas de fusibles</li> <li>▪ Interruptores automáticos</li> <li>▪ Equipos de medición</li> <li>▪ Celdas de maniobras</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Temperatura del punto caliente detectado.</li> <li>▪ Ubicación exacta</li> <li>▪ Datos significativos del objeto inspeccionado:               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Número de identificación del equipo</li> <li>- Número de fase o circuito</li> <li>- Voltaje nominal, etc.</li> </ul> </li> <li>▪ Parámetros de compensación, al realizar la medición:               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Temperatura ambiental</li> <li>- Velocidad del viento (inspecciones en exteriores).</li> <li>- Valores de humedad</li> <li>- Distancia desde la cámara al objeto medido</li> <li>- Emisividad</li> <li>- Temperatura reflejada</li> </ul> </li> <li>▪ Hora de identificación del punto caliente</li> <li>▪ Si es posible, valores de carga en el momento de la medición y nominal.</li> </ul>

Fuente: Elaboración propia

## 11. Criterios de evaluación para la detección de puntos calientes en sistemas eléctricos.

### Criterio 1.

Para equipos eléctricos, las acciones sugeridas basadas en el aumento de temperatura se pueden realizar de acuerdo a los siguientes criterios:

Tabla 3.33. Acciones sugeridas basadas en el aumento de temperatura. NETA ATS-2007

Diferencia de temperatura ( $\Delta T$ ) basada en comparaciones entre componentes similares bajo carga similar.	Diferencia de temperatura ( $\Delta T$ ) basada en comparaciones entre las temperaturas del aire ambiente y de los componentes.	Calificación	Acción sugerida
1°C - 3°C	1°C - 10°C	Posible deficiencia	Monitorear
4°C - 15°C	11°C - 20°C	Probable deficiencia	Reparar si el tiempo lo permite
-----	21°C - 40°C	Deficiencia	Monitoreo constante, hasta ejecutar medidas correctivas.
>15°C	>40°C	Gran deficiencia	Reparar inmediatamente

Fuente: Elaboración propia

### Criterio 2.

Tabla 3.34. Acciones sugeridas basadas en el aumento de temperatura. United States Navy (USN)

USN	
Acción	$\Delta T$
Reparación recomendable	10°C - 24°C
Reparación importante	25°C - 39°C
Reparación obligatoria	40°C - 69°C
Reparación inmediata	>70°C
(ΔT) basado en comparaciones entre las temperaturas del aire ambiente y de los componentes	

Fuente: Elaboración propia

### Criterio 3.

Según The Hartford Steam Boiler Inspection and Insurance Company (HSB), se sugieren las siguientes acciones para equipos eléctricos.

Tabla 3.35. Acciones sugeridas basadas en el aumento de temperatura. (USN)

$\Delta T$	Condición	Acción sugerida
5°C - 10°C	Advertencia	Falla no crítica, reparar cuando sea posible
11°C - 20°C	Alerta	Reparar antes de los 6 meses
21°C - 40°C	Alarma	Programar un mantenimiento. Reparar antes de los 30 días
>41°C	Peligro	Reparar lo antes posible

Fuente: Elaboración propia

## 12. Identificación de fallas

En la Tabla 3.36, se describen las posibles causas de las diferencias de temperatura en las instalaciones de MV y BV.

Tabla 3.36. Fallas comunes que producen puntos calientes

SISTEMAS	FALLAS MÁS COMUNES
<b>SISTEMAS ELECTRICOS DE DISTRIBUCION</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Conexiones fatigadas</li> <li>• Conexiones deficientes</li> <li>• Corrientes inductivas</li> <li>• Cortocircuitos</li> <li>• Sobrecargas</li> <li>• Cargas desbalanceadas</li> <li>• Tierras energizadas</li> <li>• Perdidas eléctricas</li> <li>• Circuitos abiertos</li> <li>• Alta resistencia eléctrica</li> <li>• Avería del aislamiento</li> <li>• Componentes eléctricos instalados inapropiadamente</li> <li>• Componentes deteriorados y/o corroídos</li> <li>• Fallas de los componentes</li> <li>• Armónicos</li> </ul>

Fuente: Elaboración propia

## 13. Frecuencia:

La ANSI/NETA ATS-2007, sugiere que se realice una inspección termográfica de seguimiento, dentro de los 12 meses posteriores a la primera revisión o corrección de defectos.

#### **14. Informe de termografía:**

Debe incluir información de:

- Información de los responsables que realizan la inspección termográfica.
- La (s) fecha (s) de la inspección y cuándo se preparó el informe.
- Descripción del equipo utilizado durante la medición infrarroja.
- Datos generales y descripción del equipo inspeccionado.
- Discrepancias.
- Diferencia de temperatura entre el área de interés y el área de referencia.
- Causa probable de la diferencia de temperatura.
- Áreas inspeccionadas. Identificar áreas y equipos inaccesibles y no observables.
- Identifique las condiciones de carga en el momento de la inspección.
- Proporcionar fotografías y / o termogramas del área deficiente.
- Acción recomendada.
- imagen térmica (termograma) y de una imagen de luz visible correspondiente al elemento inspeccionado.
- La diferencia entre la temperatura del punto caliente y la temperatura de una referencia definida, como un componente similar bajo carga similar, temperatura ambiente o un estándar.

## 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### Conclusiones:

- De las estadísticas de fallas de la Empresa Eléctrica Quito, podemos concluir, que el número de fallas en redes subterráneas de distribución, son en menor cantidad que en redes de tipo aéreo. Sin embargo, el tiempo de reparación de la misma es en promedio el doble que en una avería en red aérea.
- La correcta planificación y ejecución de un plan de mantenimiento, de los equipos y redes que conforman una instalación subterránea de medio y bajo voltaje, permite mejorar índices de confiabilidad del sistema, además de reducir pérdidas y mejorar el ornato de las ciudades.
- El mantenimiento predictivo de un sistema eléctrico distribución subterráneo, conlleva la aplicación de múltiples técnicas de diagnóstico. Técnicas que permiten conocer el estado de funcionamiento de equipos y cables en servicio. Diagnóstico que permite extender la vida útil de los componentes, y evitar desconexiones del sistema no planificadas, mediante la ejecución de acciones preventivas – correctivas.
- En la actualidad, existen diversas técnicas para la localización de fallas en cables subterráneos, las cuales mediante equipos especiales como reflectómetros, óhmetros, generadores de impulsos, trazadores, detectores de fallas, etc, permiten disminuir significativamente los tiempos de restauración del servicio cuando estos hayan fallado.
- Las especificaciones y recomendaciones del fabricante son un aspecto necesario a considerar durante el mantenimiento de equipos y redes que forman parte de una instalación eléctrica subterránea.
- La tasa de fallos es mucho menor en una instalación de tipo subterráneo (mayor confiabilidad) en comparación con una de tipo aéreo. Aunque los tiempos de mantenimiento, sobre todo ante la presencia de una falla, son mayores.
- Con una gestión de mantenimiento oportuno, de tipo preventivo y predictivo en instalaciones subterráneas, podemos lograr justificar la inversión realizada en la etapa de construcción.



## Recomendaciones:

- Organizacionalmente, las empresas distribuidoras, deben crear áreas / secciones / departamentos, encargados exclusivamente de la operatividad y mantenimiento de redes subterráneas de bajo y medio voltaje. Y, que tendrán dentro de sus funciones la elaboración de los planes de mantenimiento y normas.
- Actualizar y ampliar la normativa propuesta mediante la implementación de nuevas técnicas de mantenimiento para los sistemas eléctricos de bajo y medio voltaje subterráneo.
- Analizar los índices de calidad de energía como los registros de pérdidas de las instalaciones subterráneas, para verificar que la gestión del mantenimiento implementada es efectiva.
- Invertir en el equipamiento necesario para las pruebas de diagnóstico y localización de fallas, en equipos y cables de los sistemas subterráneos de bajo y medio voltaje, con el fin de mejorar el servicio eléctrico ante los usuarios finales.
- La construcción de sistemas eléctricos subterráneos, representan una gran inversión para las empresas eléctricas, por lo que, dentro de los procesos de la gestión de la calidad, deben elaborarse normas que regulen las actividades de mantenimiento, que permitan extender la vida útil de los elementos que conforman su sistema.
- En el Ecuador, la penetración de las redes subterráneas en los sistemas de distribución ha ido tomando fuerza en los últimos años, por lo que, esta investigación puede servir de guía a las empresas distribuidoras para desarrollar procedimientos internos de mantenimiento de sus instalaciones.

## Bibliografía

- [1] R. Prando, "Manual de gestión de mantenimiento a la medida", primera ed., Piedra Santa S.A., 1996.
- [2] A. Oquendo, "*Desarrollo de una estructura relacional con ayuda del access para organizar el mantenimiento preventivo y correctivo de los equipos de una planta industrial*". Tesis de ingeniería. Escuela Politecnica Nacional, 1999.
- [3] J. Myllymak, K. Opas Heini y T. Pahkala, «Replacing overhead lines with underground cables in Finland,» The European Climate Adaptation Platform Climate-ADAPT, Elenia, 2020.
- [4] K. Yoon y D. Teo, «Controlling and monitoring Singapore's underground grid,» *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 12, nº 4, pp. 23-29, 1999.
- [5] J. Haakana, J. Lassila y T. Kaipia , «Underground cabling strategies in a rural area electricity distribution network,» *20th International Conference on Electricity Distribution*, vol. 1, nº 1, pp. 8-11, 2009.
- [6] K. Prakash, A. Lallu, . F. R. Islam y K. A. Mamun, «Review of Power System Distribution Network Architecture,» *2016 3rd Asia-Pacific World Congress on Computer Science and Engineering*, vol. 1, nº 1, pp. 124-130, 2016.
- [7] J. Ordoñez y L. Nieto, Artists, "*Mantenimiento de sistemas eléctricos de distribución*". Tesis de Ingeniería Eléctrica. Univesidad Politécnica Salesiana, 2010.
- [8] Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P. - DISPAC, "Manual de mantenimiento para redes eléctricas alta media y baja tensión", primera ed., El Chocó, 2015.
- [9] Instituto Técnico de Capacitación y Productividad - INTECAP, "Instalación y mantenimiento de circuitos de transformadores", primera ed., Guatemala, 2004.
- [10] C. Solís, «Planificación de Redes Eléctricas de Distribución en Zonas Urbanas Consolidadas Considerando Criterios de Confiabilidad,» *XXVIII JORNADAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA*, vol. 28, nº 1, pp. 184-193, 2018.
- [11] F. M. Gonzales, «Introduccion a Sistemas Eléctricos de Potencia,» Caracas, 2008.
- [12] J. D. J. Cervantes, "Sistemas de Distribucion de Energía", México: Sans Serif Editores, 1995, pp. 11-13.
- [13] S. Castaño, "Redes de Distribución de Energía", tercera ed., Manizales: Universidad Nacional de Colombia, 2004.
- [14] R. Espinosa, "Sistemas de Distribución", primera edición ed., Noriega Limusa, 1990.
- [15] G. Coca, "Mantenimiento de redes eléctricas", primera ed., I. Editorial, Ed., Málaga: IC Editorial, 2013.

- [16] J. Trasancos, "Instalaciones Eléctricas en Media y Baja Tensión", tercera edición ed., M. S. Cristobal, Ed., Madrid: Thomson Paraninfo, 2003.
- [17] N. Bratu, "*Instalaciones Electricas*", segunda ed., México D. F.: Alfaomega, 1992.
- [18] Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba S.A., "*Norma Técnica De Diseño y Construcción de Acometidas Eléctricas en Media Tensión - N044*", Cochabamba, 2015.
- [19] UNE - Normalizacion Española, "Terminología del Mantenimiento (UNE-EN 13306)", Madrid, 2016.
- [20] GediWelt, «Manual de Sistemas de Puesta a Tierra,» gedisa, Caracas, 2007.
- [21] F. M. Sinchi, «Diseño y determinación de sistemas de puesta a tierra mediante pruebas de campo con elementos comunes utilizados en la región, incluyendo GEM y electrodo Químico,» Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca, 2017.
- [22] F. R. Campos, «Análisis de las fallas en transformadores causadas por la operación del pararrayos ante sobretensiones externas,» *Ingeniería e investigación*, vol 22, pp. pag 34-46, 1991.
- [23] C. A. H. Solís, «Optimal Planning of Primary Feeders in Underground Distribution Networks using Heuristic Algorithms Planificación Óptima de Alimentadores Primarios en Redes de Distribución Subterráneas empleando Algoritmos Heurísticos,» *Revista Energía*, vol. Volumen II, nº N° 17, pp. 1-7, 2021.
- [24] M. Galarza, D. Noboa y I. J. Gallo, «Proyecto de Instalaciones Subterráneas de Media Tensión» 2008.
- [25] CNEL EP., «El diseño de redes soterradas y consolidación de la normativa nacional asociada.» 2020. [En línea].
- [26] CONELEC, M. Calahorrano, «Estadística del Sector Electrico Ecuatoriano,» Quito-Ecuador , 2010.
- [27] E. A. Vintimilla, *Suplemeto de Registro Oficial N° 51*, Los Ríos, 2013.
- [28] H. Hernández, «Plan Nacional de Soterramiento y Ordenamiento de Redes e Infraestructura de Telecomunicaciones,» Quito-Ecuador, 2017.
- [29] M. D. E. Y. R. N. N. RENOVABLES, «Plan Maestro de Electricidad,» vol. Volumen I, pp. 240-280, 2018.
- [30] E. E. A. S.A, «Presupuesto de inversiones 2020,» Ambato, 2018.
- [31] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, «Plan estratégico 2017-2021», 2018.
- [32] I. H. C. L. Gorozabel, «Solicitud de Liquidación Económica Contable del Contrato OC-DE-CAF-030-2017 "Construcción de Redes Subterráneas Eléctricas y Redes de Telecomunicaciones Pedernales',» Corporacion Nacional de Electricidad , Manta, 2020.

- [33] CNEL EP, «Soterramiento eléctrico en ingreso a Santo Domingo», Santo Domingo, 2020.
- [34] E.E.Q.S.A., «Sistema de Información de Distribución - SDI,» Departamento de Distribución, Quito, 2020.
- [35] E. E. Q. S. A., «Sistema de Información de Distribución - SDI,» Departamento de Distribución, Quito, 2014.
- [36] E. E. Q. S. A, «Empresa Eléctrica Quito S. A», Departamento de Distribución, Quito, 2016.
- [37] E. E. Q. S. A, «Informe de Auditoría Interna Empresa Eléctrica Quito S.A. Examen Especial al plan de mejoramiento de los Sistemas de Distribución PMD 2014» Departamento de Distribución, Quito, 2018.
- [38] Empresa de Energía de Casanare, "Norma de construcción de redes de media y bajo tensión", 2017.
- [39] E.E.Q.S.A, «Rendición de cuentas 2014,» ISSUU, QUITO, 2015.
- [40] E.E.Q.S.A., «Más obras para soterramiento de redes eléctricas», Quito, 2021.
- [41] R. K. a. D. Saxena, «Fault Location in Distribution Network with Distributed Generation: An Overview and Key Issues,» 2016.
- [42] M. S. a. D. W. P. T. F. M. Aboshady, «A double end fault location technique for distribution systems based on fault-generated transients,» *Symp. Ind. Electron IEEE*, vol. 26, pp. 32-36, 2017.
- [43] D. o. Defense, «UFC 3-550-01; Unified Facilities Criteria (UFC) - Exterior Electrical Power Distribution,» U. S. Department of Defense, Washington DC 1997, 2016.
- [44] A. P. E. L. D. F. G. J. I. G. A. & L. C. Parejo, «Monitoring and Fault Location Sensor Network for Underground Distribution Lines,» *Sensor*, vol. 3, nº 576, pp. pag 2-24, 2019.
- [45] L. S. Cadena Ipiales, «Análisis técnico económico en redes aéreas y redes subterráneas de distribución,» *Tesis de Ingeniería Eléctrica, Escuela Politécnica Nacional*, 2018.
- [46] Empresa Eléctrica Quito S.A., «Informe anual año 2021 - Dpto. de Operación y Mantenimiento Urbano,» Quito, 2021.
- [47] Empresa Eléctrica Quito S.A., «BD Sistema de Información de Distribución, SDI,» Quito, 2020.
- [48] N. G. D. P. OD Naidu, «A New Fault Location Method for Underground Cables in Distribution Systems,» *In 2016 First International Conference on Sustainable Green Buildings and Communities*, pp. pag 1-5, 2016.

- [49] E. Csanyi, «11 major causes of power system failures,» Electrical Engineering Portal, marzo 2015. [En línea]. Available: <https://electrical-engineering-portal.com/11-major-causes-of-power-system-failures>. [Último acceso: 20 Agosto 2021].
- [50] L. Wang, «The fault causes of overhead lines in distribution network,» *MATEC Web of Conferences, EDP Sciences*, vol. 16, 2016.
- [51] L. e. a. Calcara, «Faults evaluation of MV underground cable joints,» *AEIT International Annual Conference (AEIT)*, 2019.
- [52] E. e. a. Personal, «A comparison of impedance-based fault location methods for power underground distribution systems.,» *Energies* , vol. 9, nº 12, 2016.
- [53] Porfiri, P., «Detección, análisis y prevención de fallas en cables subterráneos técnicas de descargas parciales – very low frequency - microscopia digital 3d – rayos x» *Inducor*, pp. 1-9, 2009.
- [54] Mir Rasoul, Jaafari Mousavi, « Underground distribution cable incipient fault diagnosis system,» *Thesis doctor of philosophy*, nº 150-180, 2005.
- [55] M. G. V. L. O. J. J. & Z. M. Mago, «Análisis de fallas en transformadores de distribución utilizando ensayos no destructivos y pruebas de tensión mecánicas,» *Revista Ingeniería UC*, vol. vol 18, nº N° 2, pp. pag 15-26, 2011.
- [56] A. L. Milton Rendón, «Manual para el diagnostico de fallas en redes de media tensión según equipo CENTRIX SEBAKMT,» *Universidad Tecnológica de Pereira*, pp. pag 12 - 50, 2008.
- [57] L. M. a. E. M. R. Pico Mayorga, «Caracterización De Fallas Más Recurrentes En Líneas De Media Tensión Utilizando Wavelets,» *Universidad Distrital Francisco José de Caldas*, pp. pag 50-70, 2015.
- [58] L. G. Santiago Díaz, «Cordinación de los Sistemas de Protecciones del alimentador 124 de la empresa Eléctrica Azogues Conciderando Redes Subterranas,» *Universidad Politécnica Saleciana*, pp. pag 89 - 110, 2010.
- [59] F. J. Gonzalez Fernandez, *Teoría y práctica del mantenimiento industrial avanzado*, segunda ed., Madrid, España: Confemetal, 2015.
- [60] W. F. Tayupanta, «*Gestión del mantenimiento de cables subterráneos de media tensión en ele sistema eléctrico del Bloque 31 operado por Petroamazonas,*».. Escuela Superior Politécnica del Chimborazo, 2017.
- [61] J. C. Denia Abad, *Procesos y gestión del mantenimiento y calidad*, Alicante.
- [62] R. Espinoza Quispe, Artist, *Plan de Mantenimiento en base a registros históricos de falla en redes de distribucion eléctrica Arequipa,*» Universidad Nacional de San Agustín, 2019.
- [63] Departamento de Defensa U.S.A., UFC 3-550-07 - «Operation and maintenance (O&M): exterior power distribution», 2017.

- [64] Instituto Nacional de Seguridad y Salud en el Trabajo (INSST), O.A., M.P., «Guía técnica para la evaluación y prevención del riesgo eléctrico,» Madrid, 2001.
- [65] Ministerio de Trabajo y Recursos Humanos, «Acuerdo Ministerial N. 013-1998, Reglamento de seguridad del trabajo contra riesgos en instalaciones de energía eléctrica,» ref. 2017.
- [66] N. A. a. N. Srinivas, «On-line versus off-line partial discharge testing in powercables,» *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, p. pp 865 870, 2001.
- [67] S. M. M. a. A. Privette, «A survey of incipient fault detection and location techniques for extruded shielded power cables,» *26th Annual Southeastern Symposium on System Theory*, pp. pp 402-405, 1994.
- [68] W. L. W. a. J. P. Steiner, «Improvement in the instrumentation for partial discharge location in cables,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. vol 104, pp. pp 754-760, 1985.
- [69] J. D. R. a. A. R. O. W. E. Anderson, «The detection of incipient faults in transmission cables using time domain reflectometry techniques: Technical challenges,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, pp. pp 1928-1934, 1982.
- [70] F. U. T. M. K. S. K. K. a. K. K. H. Oonishi, «Development of new diagnostic method for hot-line XLPE cables with water trees,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. vol 2, nº no 1, 189.
- [71] S. S. a. N. T. S. Yamaguchi, «Development of new type insulation diagnostic method for hot-line XLPE cables,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. vol 4, nº no 3, 1989.
- [72] J. L. C. A. a. N. H. Y. Zhang, «Evidence of strong correlation between space-charge buildup and breakdown in cable insulation,» *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. vol 3, nº no 6, pp. pp 778-783.
- [73] J. Lewiner, «Direct determination of space charge distributions in dielectrics: The pressure wave propagation method,» *Third International Conference on Conduction Breakdown in Solid Dielectrics*, 1989.
- [74] INTEC, «Prueba de resistencia de aislamiento» 2004. [En línea]. Available: [http://www.tecsagro.com/tecsa/Pruebas\\_subestaciones/megger.pdf](http://www.tecsagro.com/tecsa/Pruebas_subestaciones/megger.pdf).
- [75] Wintec growing technologies, «Prueba de resistencia de aislamiento,» Intec, México, 2004.
- [76] P. A. Pérez, «Transformadores de distribución: teoría, cálculo, construcción y pruebas», Reverté, 2020.
- [77] G. E. Harper, «El Libro Practico De Los Generadores, Transformadores Y Motores Electricos/The Practical Book of Generators, Transformers and Electical Motors», Editorial Limusa, 2005.

- [78] I. J. & G. M. D. E. Díaz Salinas, Díaz Salinas, I. J., & García Mejía, D. E., 2011.
- [79] Grupo Iberdrola, «Especificación Particular Red subterránea de Baja Tensión acometidas», Laboratorio Central Oficial de Electrotecnia, Bilbao, 2019.
- [80] A. Baldin, L. Furlenetto, A. Roversi y F. Turco, "Manuale della Manutenzione degli Impianti Industriali", Milano: Franco Angeli, 1975.
- [81] J. R. B. Fernández, «Subestaciones tipo bóveda en media tensión para el intercambio vial de alto tránsito de la ciudad de Arequipa», Perú, Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa, 2019.
- [82] A. C. Peñaherrera, «Resumen Ejecutivo del Plan Maestro de Electrificación 2013-2022,» Quito-Ecuador, 2012.
- [83] A. D. Filomena, «Fault location for underground distribution feeders: An extended impedance-based formulation with capacitive current compensation,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 31, nº 9, pp. 489-490, 2009.
- [84] C. A. Arana, «Protección de fallas a tierra en sistemas de distribución,» Lima: Universidad Nacional de Ingeniería, 1998.
- [85] M. Águila, «Análisis de la operación de las protecciones de sobre corriente en redes de distribución con presencia de distorsión armónica,» *Instituto Politécnico Nacional*, 2006.
- [86] J. D. R. a. A. R. O. W. E. Anderson, «The detection of incipient faults in transmission cables using time domain reflectometry techniques: Technical challenges,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. vol 101, nº no 7, pp. 1928-1934, 1982.
- [87] D. Energy, «Technologies,» Mayo 2005. [En línea]. Available: <http://www.dtetech.com/technologies/cablewise/> .
- [88] PowerTech, «Products,» May 2005. [En línea]. Available: <http://www.powertech.bc.ca/cfm/index.cfm> .
- [89] M. R. Jaafari Mousavi, «Underground distribution cable incipient fault diagnosis system,» *Texas A&M University*, 2007.
- [90] C. M. Quezada, "Análisis Descriptivo del Soterramiento de las redes de distribución de electricidad en la regeneración urbana del centro histórico de la ciudad de Loja". Universidad Nacional de Loja, 2020.
- [91] J. O. Aucapiña y N. C. Niola, Artists, "Proyecto de especificaciones técnicas para el diseño de redes subterráneas en la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur S.A.". Universidad Politécnica Salesiana, 2012.
- [92] C. Armijos, «Descripción y funcionamiento de una cámara de distribución,» Loja, 2011.





## INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Estructura de un sistema de potencia. ....	8
Figura 1.2. Ubicación de un sistema de distribución dentro de un SEP .....	10
Figura 1.3. Clasificación de los sistemas de distribución.....	11
Figura 1.4. Red Radial .....	12
Figura 1.5. Red Anillo .....	13
Figura 1.6. Red primaria en configuración anillo abierto .....	13
Figura 1.7. Red de MV en configuración malla.....	14
Figura 1.8. Red de MV tipo aérea .....	14
Figura 1.9. Red de MV tipo subterránea. a) transformador en cámara de transformación. b) sistema de alumbrado público con red subterránea. ....	16
Figura 1.10. a) Celdas MV en SF6, marca Ormazabal. b) Celdas MV en aire, marca Cabimetal .....	20
Figura 1.11. Clasificación de los transformadores de distribución.....	21
Figura 1.12. Aplicaciones y Tecnologías de los Empalmes empleados en Redes Eléctricas .....	24
Figura 1.13. Pararrayo tipo codo para 15 kV.....	24
Figura 1.14. Tablero de control de BV .....	25
Figura 1.15. Identificación de herrajes y señalización en una cámara de transformación.....	26
Figura 1.16. Técnicas del mantenimiento a través del tiempo.....	28
Figura 1.17. Objetivos del mantenimiento a través del tiempo .....	29
Figura 1.18. Formulario de inspección .....	35
Figura 1.19. Ejemplo de hoja de vida de un activo fijo .....	36
Figura 1.20. Formulario para registro de medición de resistencia de aislamiento en cables. ....	37
Figura 1.21. Ejemplo de orden de trabajo .....	38
Figura 1.22. Ejemplo formulario registro histórico de mantenimientos .....	39
Figura 1.23. Ejemplo, formato historial de fallas.....	40
Figura 1.24. Contacto eléctrico directo vs. Contacto eléctrico indirecto.....	42
Figura 1.25. Efectos del paso de la corriente alterna sobre el cuerpo humano. Norma IEC 60479-1 .....	42
Figura 1.26. Reglas para trabajos sin voltaje .....	46
Figura 2.1. Redes de bajo voltaje de las empresas eléctricas de distribución .....	48
Figura 2.2. Número de transformadores instalados en la EEQ hasta 2020 para zonas urbana y rural .....	52
Figura 2.3. kW de red de BV y MV instalados por la EEQ hasta 2020. ....	53
Figura 2.4. Documentación relacionada Mantenimiento de Redes Subterráneas en el Ecuador .....	54
Figura 2.5. Documentación relacionada Mantenimiento de Redes Subterráneas en el Ecuador .....	55
Figura 2.6. Estadísticas de mantenimiento realizado por la EEQ en 2019 .....	56
Figura 2.7: Tiempos empleados en la reparación de fallas en redes subterráneas, EEQ - Año 2020. ....	58
Figura 2.8: Principales fallas en redes eléctricas subterráneas.....	59
Figura 2.9. Causas comunes de fallas en los cables aislados.....	60
Figura 2.10. Falla en redes subterránea de circuito abierto.....	61
Figura 2.11. Falla en redes subterránea de cortocircuito .....	62
Figura 2.12. Falla en redes subterránea de falla a tierra. ....	62

Figura 2.13. Tipos de fallas originadas en transformadores de distribución .....	63
Figura 2.14. (a)Trasformador con falla por sobrecarga, (b) aspecto del aceite del transformador con falla. ....	64
Figura 2.15. Transformador por fallado por sobrevoltaje atmosférico.....	65
Figura 2.16. (a)Trasformador con falla por circuito externo en el devanado de alto voltaje, (b) aspecto del aceite del transformador con falla. ....	65
Figura 2.17. Trasformador con falla por conexión errada en BV. ....	66
Figura 2.18. (a)Trasformador con falla defecto de operación, (b) aspecto del aceite del transformador con falla. ....	66
Figura 2.19. Falla en empalmes.....	67
Figura 2.20. Arborescencia en empalme.....	67
Figura 2.21. Ubicación y modelo de las descargas parciales en un empalme.....	68
Figura 2.22. Diagrama unifilar de los equipos de protección en las cámaras de transformación.....	68
Figura 2.23. Modelo de gestión del mantenimiento de redes de distribución .....	70
Figura 2.24. Programación de un plan de mantenimiento aplicable a de redes de distribución .....	72
Figura 2.25. Diagrama de flujo para la desconexión del servicio eléctrico.....	76
Figura 2.26. Secuencia de operaciones equipos de corte para determinar una zona segura de trabajo.....	80
Figura 2.27. Zona segura de trabajo, sistema en anillo. ....	81
Figura 2.28. a) dispositivo de bloqueo. b) Medida equivalente de bloqueo mediante bloque físico. c) Etiquetado de advertencia .....	81
Figura 2.29. Puesta a tierra y cortocircuito de una zona de trabajo y zona protegida.....	82
Figura 2.30. Diagrama de procedimientos para obtener un área consignada de trabajo sin voltaje. ....	83
Figura 2.31. Diagrama de procedimientos para obtener un área segura de trabajo sin voltaje. ....	84
Figura 2.32. Ejemplo formulario, tipo checklist para la desconexión de la fuente de alimentación. ....	84
Figura 2.33. Diagrama de flujo, aplicación de técnicas de diagnóstico y localización de fallas en red subterránea. ....	87
Figura 2.34. Métodos de diagnóstico de detección de fallas. ....	88
Figura 2.35. Métodos de detección de fallas.....	88
Figura 2.36. Metodología para la localización de fallas.....	89
Figura 2.37. Configuración de detección de descargas parciales.....	89
Figura 2.38. Ejemplo de un reflectograma. ....	91
Figura 2.39. Puntualización de la falla de forma exacta. ....	92
Figura 2.40. Metodología para la prueba de relación de transformación. ....	98
Figura 2.41. Diagrama esquemático de conexiones. Prueba relación de transformación.98	
Figura 2.42. Análisis de resultados de la prueba de resistencia de devanados del transformador. ....	100
Figura 2.43. Diagrama esquemático de un probador de rigidez dieléctrico. ....	101
Figura 2.44. Tipo de copas para las pruebas. ....	101
Figura 2.45. Flujograma prueba de rigidez dieléctrica del aceite.....	102
Figura 2.46. Medición de un sistema de puesta a tierra utilizando el telurómetro tipo pinza. ....	103
Figura 2.47. Funcionamiento cámara termográfica. ....	105
Figura 2.48. Importancia del ajuste de la emisividad en la Termografía. ....	106
Figura 3.1. Aplicación de las 5 reglas de oro del electricista .....	110

Figura 3.2. Procedimiento para la desconexión de un circuito de MV mediante la operación de equipos que operan bajo carga.....	118
Figura 3.3. Procedimiento para la desconexión de un circuito de MV mediante la operación de equipos que operan bajo carga, desconexión de circuitos adyacentes y conexión de PAT. ....	119
Figura 3.4. Procedimiento para la energización de un área consignada mediante la operación de equipo que operan con carga. ....	120
Figura 3.5. Diagrama de flujo de la orden de trabajo para trabajos de mantenimiento ...	123
Figura 3.6. Procedimiento para inspección visual de instalaciones eléctricas. ....	125
Figura 3.7. Equipo comprobador de resistencia de aislamiento S1-554/2. Marca Megger. ....	127
Figura 3.8. Equipo TTR300 para medición de relación de transformación. Marca Megger. ....	132
Figura 3.9. Datos de placa de un transformador de distribución. ....	134
Figura 3.10. Equipo MTO330 para prueba de resistencia óhmica de los devanados. Marca Megger. ....	137
Figura 3.11. Equipo OLT-80 para prueba de rigidez dieléctrica de aceite. Marca KEP. .	140
Figura 3.12. Panel de control equipo medidor de rigidez eléctrica del aceite. Marca KEP. ....	142
Figura 3.13. Toma de muestra de aceite para prueba de contenido de PCB's.....	145
Figura 3.14. Jeringa para la extracción de aceite para análisis de contenido de PCB's .	146
Figura 3.15. a) Kit de ensayo Clor-N-Oil, b) Equipo analizador L2000DX, para detección de PCB's. ....	146
Figura 3.16. Etiqueta informativa sobre la presencia de PCB's. Norma NTE INEN 2266:2013.....	147
Figura 3.17. Diagrama de conexión de un equipo VLF. ....	151
Figura 3.18. Interpretación de resultados de prueba tangente delta a través de un equipo VLF marca SINUS. ....	152
Figura 3.19. Medición de resistencia de tierra por medio de equipo tipo pinza (Clamp-on) ....	153
Figura 3.20. Medición de resistencia de tierra en redes subterráneas. ....	155
Figura 3.21. Medición de corriente de fuga. ....	155
Figura 3.22. Partes constructivas de un transformador tipo pedestal.....	158
Figura 3.23. Partes constructivas de una celda de protección tipo fusible.....	158
Figura 3.24. Reemplazo de fusibles en celdas de MV.....	160
Figura 3.25. Equipo seccionador fusible. ....	160
Figura 3.26. Conexión correcta PAT de equipos de localización de fallas en cables. ....	164
Figura 3.27. Diagrama de conexión de los equipos de pruebas de AV. a) Cable unipolar b) cable tripolar. ....	165
Figura 3.28. Metodología para la reparación del cable subterráneo en falla. ....	166
Figura 3.29. Diagrama de conexión y determinación del voltaje de ruptura. Prueba Hipot DC. ....	167
Figura 3.30. Diagrama de pruebas de acuerdo al tipo de falla. ....	168
Figura 3.31. Reflectómetro portátil. Marca Megger. ....	168
Figura 3.32. Conexión equipo TDR – Cable en falla. ....	169
Figura 3.33. Reflectograma. Interpretación de falla de cortocircuito.....	171
Figura 3.34. Equipo necesario para prueba de reflexión de arco (ARM). Marca Megger	172
Figura 3.35. Diagrama de prueba de reflexión de arco (ARM). ....	173
Figura 3.36. Diagrama de prueba de reflexión de arco (ARM). Imágenes idealizadas. ...	173
Figura 3.37. Ejemplo de reflectograma para fallas de alta resistencia. Método (ARM)...	174

Figura 3.38. Método de reflexión de caída de voltaje – DECAI .....	175
Figura 3.39. Reflectograma real para el método DECAI .....	175
Figura 3.40. Equipo trazador de cables subterráneos. Marca Megger .....	176
Figura 3.41. Métodos de conexión del equipo trazador de cables subterráneos. Marca Megger .....	177
Figura 3.42. Información de trazabilidad de un cable subterráneo a través del equipo receptor. ....	177
Figura 3.43. Puntualización de la falla en cables subterráneos.....	178
Figura 3.44. Equipo receptor acústico para puntualización de fallas subterráneas. Marca Megger .....	178
Figura 3.45. Pantalla de visualización del equipo receptor para puntualización de fallas subterráneas.....	179
Figura 3.46. Corte del cable de MV.....	180
Figura 3.47. Diagrama de flujo para inspección termográfica.....	183

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Niveles de voltaje de transmisión y subtransmisión en el Ecuador.....	9
Tabla 1.2. Niveles de voltaje de distribución en el Ecuador.....	9
Tabla 1.3. Ventajas y desventajas de los sistemas de distribución aéreos y subterráneos .....	16
Tabla 1.4. Conductores empleados en Redes Eléctricas Subterráneas.....	17
Tabla 1.5. Clasificación de las celdas de MV de acuerdo con su uso. ....	19
Tabla 1.6. Seccionadores empleados en Redes eléctricas de MV y BV.....	20
Tabla 1.7. Transformadores empleados en redes eléctricas subterráneas .....	22
Tabla 1.8: Accesorios eléctricos para Redes eléctricas aisladas .....	23
Tabla 1.9. Ductos y elementos de conexión de conductores eléctricos en instalaciones subterráneas.....	27
Tabla 1.10. Ventajas y desventajas del mantenimiento.....	30
Tabla 1.11. Equipamiento para mantenimiento de redes de distribución.....	31
Tabla 1.12. Simbología redes eléctricas de distribución.....	39
Tabla 1.13. Factores involucrados en los accidentes [20] [21] .....	41
Tabla 1.14. Límite de tiempo de contacto humano.....	43
Tabla 2.1. Proyectos de soterramiento eléctrico en el periodo 2013-2016. ....	50
Tabla 2.2. Tasa de fallos en líneas aéreas y subterráneas [45]. ....	57
Tabla 2.3. Reparaciones atendidas por la EEQ en el año 2021 [46] .....	57
Tabla 2.4. Muestra de desconexión de alimentadores primarios en el área urbana de Quito, año 2020. [47].....	58
Tabla 2.5. Estadísticas de fallas en transformadores de la EEB en 1991. [22].....	63
Tabla 2.6. Técnicas de Mantenimiento en redes subterráneas de distribución .....	70
Tabla 2.7. Actividades del mantenimiento.....	72
Tabla 2.8. Formación / capacitación mínima requerida para trabajos con riesgo eléctrico 75	
Tabla 2.9. Equipo de protección personal EPP por zona corporal.....	78
Tabla 2.10. Características de operación de equipos de maniobra .....	80
Tabla 2.11. Acciones de bloqueo de equipos de maniobra .....	81
Tabla 2.12. Técnicas de descargas parciales. ....	90
Tabla 2.13: Medidas a realizar antes y después de ensayos de aislamiento. ....	93
Tabla 2.14. Valores de resistencia mínimos en transformadores .....	93
Tabla 2.15. Interpretación de resultados de los valores de índice de polarización. ....	94
Tabla 2.16. Interpretación de resultados de los valores de resistencia de absorción dieléctrica. ....	95
Tabla 2.17. Criterios de aceptación para aislamiento en elementos eléctricos. [74].....	95
Tabla 2.18. Pruebas de aislamiento en transformadores .....	96
Tabla 2.19. Clasificación de fallas eléctricas mediante termografía. ....	107
Tabla 3.1. Criterios de cumplimiento de las 5 reglas de oro para BV y MV .....	111
Tabla 3.2. Equipo operación segura de redes eléctricas de distribución. ....	112
Tabla 3.3. Operación y maniobras en redes de distribución subterránea.....	114
Tabla 3.4. Operación de equipos de seccionamiento y protección en redes de distribución. ....	116
Tabla 3.5. Recursos necesarios para la ejecución de mantenimiento de cámaras de transformación.....	124
Tabla 3.6. Procedimientos en el mantenimiento de cámaras de transformación. ....	125
Tabla 3.7. Inspección de cámara de transformación.....	126

Tabla 3.8. Diagramas de conexión para la prueba de resistencia de aislamiento en transformadores.....	128
Tabla 3.9. Cuadro para el registro de datos de la medición de resistencia de aislamiento .....	130
Tabla 3.10. Factores de corrección de la medición de resistencia de aislamiento a 20°C .....	130
Tabla 3.11. Estado de la aislación eléctrica en transformadores. Std. IRAM 2325 .....	131
Tabla 3.12. Valor mínimo de resistencia de aislamiento para 10 minutos .....	132
Tabla 3.13. Diagramas de conexión para la prueba de relación de transformación. ....	133
Tabla 3.14. Relación de transformación de acuerdo a su grupo de conexión. ....	135
Tabla 3.15. Diagramas de conexión para la prueba de resistencia de devanados .....	137
Tabla 3.16. Separación de electrodos prueba rigidez dieléctrica del aceite. ....	141
Tabla 3.17. Registro de valores de prueba de rigidez dieléctrica del aceite. ....	143
Tabla 3.18. Criterios de aceptación prueba rigidez dieléctrica del aceite. ASTM D-877 .	143
Tabla 3.19. Etapas para la confirmación de PCB's en el aceite aislante. ....	143
Tabla 3.20. Empresas que fabricaron transformadores con PCB's. EPA-1976 .....	144
Tabla 3.21. Formulario para el registro de la prueba de PCB's. ....	146
Tabla 3.22. Diagramas de conexión para la prueba de resistencia de aislamiento cables aislados .....	148
Tabla 3.23. Valores de prueba CC, prueba medición de resistencia de aislamiento. ....	149
Tabla 3.24. Cálculo del valor minio aceptable de resistencia de asilamiento en conductores con aislamiento XLPE.....	150
Tabla 3.25. Valores mínimos de resistencia de aislamiento según ANSI/NETA.....	150
Tabla 3.26. Criterios de evaluación prueba de tangente delta en cables XLPE.....	152
Tabla 3.27. Equipos de medición de resistencia de puesta a tierra.....	153
Tabla 3.28. Valores de referencia de PAT. ....	156
Tabla 3.29. Indicador de presión de gas en celdas de MV.....	156
Tabla 3.30. . Reflectogramas típicos (imágenes idealizadas). Método TDR.....	170
Tabla 3.31. Distancias mínimas de seguridad para inspecciones termográficas. Norma OSHA. ....	182
Tabla 3.32. Registro de puntos calientes en sitio. ....	184
Tabla 3.33. Acciones sugeridas basadas en el aumento de temperatura. NETA ATS-2007 .....	185
Tabla 3.34. Acciones sugeridas basadas en el aumento de temperatura. United States Navy (USN) .....	185
Tabla 3.35. Acciones sugeridas basadas en el aumento de temperatura. (USN).....	186
Tabla 3.36. Fallas comunes que producen puntos calientes .....	186

## **ANEXOS**

## ANEXO 1

FORMULARIO PARA REGISTRO DE PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN TRANSFORMADORES																									
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center; margin-bottom: 10px;">EMPRESA</div> <p>FECHA: _____</p> <p>ESTACION: _____</p> <p>EQUIPO: _____</p> <p>MARCA: _____</p> <p>NUMERO DE SERIE: _____</p> <p>POTENCIA NOMINAL: _____ kVA</p> <p>VOLTAJE NOMINAL: _____ kV</p> <p>CONEXIÓN: _____</p> <p>AÑO FABRICACION: _____</p>	<b>MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES</b> <b>PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO</b>																								
<p>EQUIPO UTILIZADO: _____</p>																									
<p><b>1. PRUEBA</b></p> <p>VOLTAJE APLICADO: _____ VDC</p>																									
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO (GΩ)																									
TIEMPO																									
CONEXIONES	10"	20"	30"	40"	50"	60"	2'	3'	4'	5'	6'	7'	8'	9'	10'										
M.V. - TIERRA																									
B.V. - TIERRA																									
M.V. - B.V.																									
<p>FACTOR DE CORRECCION PARA 20°C _____ DE TEMPERAURA DE ACEITE A _____ °C</p>																									
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A 20°C (GΩ)																									
TIEMPO																									
CONEXIONES	10"	20"	30"	40"	50"	60"	2'	3'	4'	5'	6'	7'	8'	9'	10'										
M.V. - TIERRA																									
B.V. - TIERRA																									
M.V. - B.V.																									
<p><b>1. CALCULO DE LA RELACION DE ABSORCION DEL DIELECTRICO (RAD), E INDICE DE POLARIZACION (IP)</b></p>																									
RELACION DE ABSORCION																									
INDICE DE POLARIZACION																									
CONEXIONES	CALCULADO RELACION 60"/30"		RESULTADO		CALCULADO RELACION 10'/1'		MEDIDO DEL EQUIPO		RESULTADO																
M.V. - TIERRA																									
B.V. - TIERRA																									
M.V. - B.V.																									
<p>VALORES REFERENCIALES:</p> <p style="margin-left: 20px;">RAD = 1,25 valor mínimo</p> <p style="margin-left: 20px;">IP = 1,5 valor mínimo</p>																									
<p><b>3. OBSERVACIONES:</b> _____</p> <p>_____</p>																									
<p><b>4. CONCLUSIONES:</b> _____</p> <p>_____</p>																									
Realizado por:								Revisado por:																	
_____ Nombre:								_____ Nombre:																	



## ANEXO 2

FORMULARIO PARA REGISTRO DE PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION																																																																																																					
EMPRESA			<b>MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES PRUEBA DE RESISTENCIA DE DEVANADOS</b>																																																																																																		
FECHA:				TEMPERATURA BOBINADOS						°C																																																																																											
ESTACION:				TEMPERATURA ACEITE:						°C																																																																																											
EQUIPO:				TEMPERATURA AMBIENTE						°C																																																																																											
MARCA:				HUMEDAD RELATIVA:						°C																																																																																											
NUMERO DE SERIE:																																																																																																					
POTENCIA NOMINAL:										kVA																																																																																											
VOLTAJE NOMINAL:										kV																																																																																											
CONEXIÓN:																																																																																																					
AÑO FABRICACION:																																																																																																					
EQUIPO UTILIZADO: _____																																																																																																					
<b>1. PRUEBA EN LADO DE M.V.</b>																																																																																																					
GRUPO CONEXIÓN: <table border="1" style="display: inline-table; border-collapse: collapse;"><tr><td style="width: 100px; height: 15px;"></td></tr></table>																																																																																																					
TAP FIJO: <table border="1" style="display: inline-table; border-collapse: collapse;"><tr><td style="width: 100px; height: 15px;"></td></tr></table>																																																																																																					
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th style="width: 10%;"></th> <th style="width: 15%;">NUMERO</th> <th style="width: 15%;">REGULACION %</th> <th style="width: 15%;">% /TAP</th> <th style="width: 15%;">TIPO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>TAPS BV</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>														NUMERO	REGULACION %	% /TAP	TIPO	TAPS BV																																																																																			
	NUMERO	REGULACION %	% /TAP	TIPO																																																																																																	
TAPS BV																																																																																																					
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th rowspan="2" style="width: 10%;">POSICION TAP</th> <th colspan="2" style="width: 15%;">VOLTAJE (V)</th> <th rowspan="2" style="width: 10%;">RELACION CALCULADA</th> <th colspan="9" style="width: 64%;">RELACION MEDIDA</th> </tr> <tr> <th style="width: 5%;">AV</th> <th style="width: 5%;">BV</th> <th style="width: 5%;">H1-H3 X1-X0</th> <th style="width: 5%;">ERROR (%)</th> <th style="width: 5%;">RESULTADO</th> <th style="width: 5%;">H2-H1 X2-X0</th> <th style="width: 5%;">ERROR (%)</th> <th style="width: 5%;">RESULTADO</th> <th style="width: 5%;">H3-H2 X3-X0</th> <th style="width: 5%;">ERROR (%)</th> <th style="width: 5%;">RESULTADO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>2</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>3</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>4</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>5</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> </tbody> </table>													POSICION TAP	VOLTAJE (V)		RELACION CALCULADA	RELACION MEDIDA									AV	BV	H1-H3 X1-X0	ERROR (%)	RESULTADO	H2-H1 X2-X0	ERROR (%)	RESULTADO	H3-H2 X3-X0	ERROR (%)	RESULTADO	1													2													3													4													5												
POSICION TAP	VOLTAJE (V)		RELACION CALCULADA	RELACION MEDIDA																																																																																																	
	AV	BV		H1-H3 X1-X0	ERROR (%)	RESULTADO	H2-H1 X2-X0	ERROR (%)	RESULTADO	H3-H2 X3-X0	ERROR (%)	RESULTADO																																																																																									
1																																																																																																					
2																																																																																																					
3																																																																																																					
4																																																																																																					
5																																																																																																					
<b>VALORES REFERENCIALES:</b>																																																																																																					
La variación de los valores medidos con relación a los de la placa del transformador, no debe exceder el 0.5%.																																																																																																					
- Fórmulas de cálculo:																																																																																																					
<table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 30%;">CONEXIÓN Dy:</td> <td style="width: 30%;"><math>V_{línea AT} / (V_{línea BT} / 1.73) = V_{línea AT} \times 1.73 / V_{línea BT}</math></td> </tr> <tr> <td>CONEXIÓN Yd:</td> <td><math>(V_{línea AT} / 1.73) / V_{línea BT} = V_{línea AT} / 1.73 \times V_{línea BT}</math></td> </tr> <tr> <td>CONEXIÓN Dd, Yy:</td> <td><math>V_{línea AT} / V_{línea BT}</math></td> </tr> </table>													CONEXIÓN Dy:	$V_{línea AT} / (V_{línea BT} / 1.73) = V_{línea AT} \times 1.73 / V_{línea BT}$	CONEXIÓN Yd:	$(V_{línea AT} / 1.73) / V_{línea BT} = V_{línea AT} / 1.73 \times V_{línea BT}$	CONEXIÓN Dd, Yy:	$V_{línea AT} / V_{línea BT}$																																																																																			
CONEXIÓN Dy:	$V_{línea AT} / (V_{línea BT} / 1.73) = V_{línea AT} \times 1.73 / V_{línea BT}$																																																																																																				
CONEXIÓN Yd:	$(V_{línea AT} / 1.73) / V_{línea BT} = V_{línea AT} / 1.73 \times V_{línea BT}$																																																																																																				
CONEXIÓN Dd, Yy:	$V_{línea AT} / V_{línea BT}$																																																																																																				
<b>3. OBSERVACIONES:</b> _____																																																																																																					
<b>4. CONCLUSIONES:</b> _____																																																																																																					
Realizado por: _____						Revisado por: _____																																																																																															
Nombre: _____						Nombre: _____																																																																																															

### ANEXO 3

FORMULARIO PARA REGISTRO DE PRUEBA DE RESISTENCIA DE DEVANADOS EN TRANSFORMADORES													
EMPRESA			<b>MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES PRUEBA DE RESISTENCIA DE DEVANADOS</b>										
FECHA:					TEMPERATURA BOBINADO:								°C
ESTACION:					TEMPERATURA ACEITE:								°C
EQUIPO:					TEMPERATURA AMBIENTE:								°C
MARCA:					HUMEDAD RELATIVA:								°C
NUMERO DE SERIE:													
POTENCIA NOMINAL:					kVA								
VOLTAJE NOMINAL:					kV								
CONEXIÓN:													
AÑO FABRICACION:													
EQUIPO UTILIZADO: _____													
<b>1. PRUEBA</b>													
CONEXIÓN: <span style="border: 1px solid black; display: inline-block; width: 150px; height: 15px; vertical-align: middle;"></span>													
CORRIENTE NOMINAL: <span style="border: 1px solid black; display: inline-block; width: 150px; height: 15px; vertical-align: middle;"></span> A													
<b>RESISTENCIA MEDIDA(Ω)</b>													
POSICION TAP	H1-H3	%	H2-H1	%	H3-H2	%	X1-X0	%	X2-X0	%	X3-X0		
1													
2													
3													
4													
5													
FACTOR DE COCOMPENSACION DE TEMPERATURA A: <span style="border: 1px solid black; display: inline-block; width: 100px; height: 15px; vertical-align: middle;"></span> °C (VALOR DE FABRICA)													
<b>RESISTENCIA A ____ °C (Ω)</b>													
POSICION TAP	H1-H3	H2-H1	H3-H2	X1-X0	X2-X0	X3-X0	RESULTADO						
1													
2													
3													
4													
5													
<b>3. OBSERVACIONES:</b> _____													
<b>4. CONCLUSIONES:</b> _____													
Realizado por: _____						Revisado por: _____							
Nombre: _____						Nombre: _____							

## ANEXO 4

### CERTIFICADO DE PRUEBAS DE TERMOGRAFÍA PARA TRANSFORMADORES.

#### CERTIFICADO DE PRUEBAS DE TERMOGRAFÍA PARA TRANSFORMADORES.

Grupo número:	3	Dirección:				
Ficha número:	1	Cliente:				
		Fecha de toma de datos:	día:	mes:	año:	
		Emisión del reporte	día:	mes:	año:	
		Imagen #:				

Información del Transformador	Datos Técnicos	Datos de Operación
Marca:	Potencia (kVA):	Temperatura Ambiente (°C):
Número de Serie:	Voltaje Primario (kV):	Tem. Máx. (°C) Ar1:
Número de Empresa:	Voltaje Secundario (kV):	Tem. Máx. (°C) Ar2:
Fases:	Impedancia (p.u.):	Tem. Min. (°C):
Emisividad:	Modelo cámara	Diferencia:
O/A SOBRE TEM. AMB.	Humedad (%):	Ar1Max - Ar2Max
O/V SOBRE OBJ. SIMILARES	Distancia (m):	
O/A SOBRE TEM. AMB.	Humedad (%):	Ar1Max - Ar2Max
O/V SOBRE OBJ. SIMILARES	Distancia (m):	

Imagen IR	Imagen Visible
Centro de transformación	Aéreo: <input type="checkbox"/> Subterráneo: <input type="checkbox"/>
Novedad:	
Recomendación:	
Acción correctiva a tomar:	
Observaciones:	
Fecha de entrega:	día: mes: año:

Criterios para diagnóstico			
ANSI/NETA ATS-2009 TABLA 100.18			
Thermographic Survey Suggested Actions Based Temperature Rise			
Nivel	Diferencia de Temperatura	Clasificación	Acción
1	1°C - 10°C O/A, ó 1°C a 3°C O/S	Posible deficiencia	Se requiere más información
2	11°C–20°C O/A, ó 4°C a 15°C O/S	Probable deficiencia	Reparar en la próxima parada disponible
3	21°C–40°C O/A, ó > 15°C O/S	Deficiencia	Repara tan pronto como sea posible
4	>40°C O/A, ó >15°C O/S	Deficiencia mayor	REPARAR INMEDIATAMENTE

Elaborado por	Revisado por	Certificado por
---------------	--------------	-----------------