



UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA

FACULTAD DE LA ENERGÍA, LAS INDUSTRIAS Y
LOS RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES



ANÁLISIS DESCRIPTIVO DEL SOTERRAMIENTO DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD EN LA REGENERACIÓN URBANA DEL CÉNTRICO HISTÓRICO DE LA CIUDAD DE LOJA

TESIS DE GRADO PREVIO A OPTAR
POR EL TÍTULO DE INGENIERO EN
ELECTROMECAÁNICA

AUTOR: Cristian Marco Quezada Velez

DIRECTOR: Ing. Jorge Patricio Muñoz Vizhñay, Mg. Sc.

Loja – Ecuador

2020

CERTIFICACIÓN

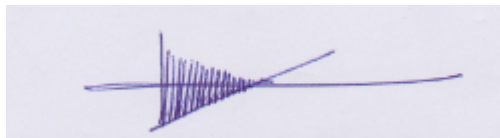
Ing. Jorge Patricio Muñoz Vizhñay, Mg. Sc.

DIRECTOR DE TESIS

CERTIFICA:

Haber dirigido, asesorado, revisado y corregido el presente trabajo de tesis de grado, en su proceso de investigación cuyo tema versa en **“ANÁLISIS DESCRIPTIVO DEL SOTERRAMIENTO DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD EN LA REGENERACIÓN URBANA DEL CÉNTRICO HISTÓRICO DE LA CIUDAD DE LOJA”**, previo a la obtención del título de **Ingeniero Electromecánico**, realizado por el señor egresado: **Cristian Marco Quezada Velez**, mismo que cumple con la reglamentación, políticas y objetivos de la investigación, por lo que autorizo la presentación del mismo para los fines legales pertinentes.

Loja, 30 de octubre del 2019

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Jorge Patricio Muñoz Vizhñay', is centered on a light blue rectangular background.

Ing. Jorge Patricio Muñoz Vizhñay, Mg. Sc.

DIRECTOR DE TESIS

AUTORÍA

Yo, **CRISTIAN MARCO QUEZADA VELEZ**, declaro ser autor del presente trabajo de tesis, y eximo expresamente a la Universidad Nacional de Loja y a sus representantes jurídicos de posibles reclamos o acciones legales, por el contenido de la misma.

Adicionalmente acepto y autorizo a la Universidad Nacional de Loja, la publicación de mi tesis en el Repositorio Institucional – Biblioteca virtual.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Cristian Marco Quezada Velez', is shown within a rectangular frame.

Firma:.....

Cedula: 1900488832

Fecha: 07/01/2020

CARTA DE AUTORIZACIÓN DE TESIS POR PARTE DEL AUTOR, PARA LA CONSULTA, REPRODUCCIÓN PARCIAL O TOTAL Y PUBLICACIÓN ELECTRÓNICA DEL TEXTO COMPLETO

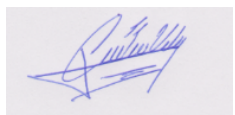
Yo, **CRISTIAN MARCO QUEZADA VELEZ**, declaro ser autor de la tesis titulada: **“ANÁLISIS DESCRIPTIVO DEL SOTERRAMIENTO DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD EN LA REGENERACIÓN URBANA DEL CÉNTRICO HISTÓRICO DE LA CIUDAD DE LOJA”**, como requisito para optar al grado de: **INGENIERO ELECTROMECAÁNICO**; autorizo al Sistema Bibliotecario de la Universidad Nacional de Loja para que con fines académicos, muestre al mundo la producción intelectual de la Universidad, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera en el Repositorio Digital Institucional:

Los usuarios pueden consultar el contenido de este trabajo en el RDI, en las redes de información del país y del exterior, con las cuales tenga convenio la universidad.

La Universidad Nacional de Loja, no se responsabiliza por el plagio o copia de la tesis que realice un tercero.

Para constancia de esta autorización, en la ciudad de Loja, a los siete días del mes de enero del dos mil veinte.

Firma:



Autor: Cristian Marco Quezada Velez

Cédula: 1900488832

Dirección: Loja (Época: Canadá entre Francia y Surinam)

Correo electrónico: crimar2210@gmail.com

Celular: 0995987122

DATOS COMPLEMENTARIOS

Director de Tesis: Ing. Jorge Patricio Muñoz Vizhñay, Mg. Sc.

Tribunal de grado: Ing. Jorge Enrique Carrión González, Mg. Sc.

Ing. Julio Roberto Gómez Peña, Mg. Sc.

Ing. Iván Alberto Coronel Villavicencio, Mg. Sc.

DEDICATORIA

A Dios, ser maravilloso que me dio fuerza y fe para hacer lo que en algún momento creí no lograr cumplir esta meta.

A mi madre María Luisa, pues sin su apoyo no hubiera sido posible realizar la presente tesis, por colaborar conmigo en todos los aspectos que fueron cruciales para mi formación académica y profesional y desde luego por su compromiso total para mi formación correcta como ser humano basada en principios y valores.

A mis hermanos Carmen, Leydi, Luis, Jefferson y Diego por su cariño y comprensión hacia mí por acompañarme siempre en los momentos más difíciles teniendo siempre confianza en mí para seguir adelante.

A mis sobrinas/os, que fueron fuente de motivación para seguir adelante.

Cris.

AGRADECIMIENTO

Mi agradecimiento sincero a la Universidad Nacional de Loja, a la Facultad de la Energía, las Industrias y los Recursos Naturales no Renovables, a la carrera de Ingeniería en Electromecánica, por permitirme formarme como profesional, a los docentes de la carrera por ser la guía fundamental en la línea del conocimiento.

Al Ing. Jorge Patricio Muñoz no sólo por su labor como director de esta Tesis, cuyos buenos consejos, acertada guía y constante apoyo han facilitado la realización de este trabajo, su infinita paciencia y su amistad.

“El tiempo es el mejor autor: siempre encuentra un final perfecto”

-Charles Chaplin-

“Las raíces de la educación son amargas, pero sus frutos son dulces”

-Aristóteles-

TABLA DE CONTENIDOS

CERTIFICACIÓN	II
AUTORÍA	III
CARTA DE AUTORIZACIÓN DE TESIS POR PARTE DEL AUTOR, PARA LA CONSULTA, REPRODUCCIÓN PARCIAL O TOTAL Y PUBLICACIÓN ELECTRÓNICA DEL TEXTO COMPLETO	IV
DEDICATORIA	V
AGRADECIMIENTO	VI
TABLA DE CONTENIDOS	VII
ABREVIATURAS	XIII
1. TÍTULO.....	1
2. RESUMEN	2
SUMMARY	3
3. INTRODUCCIÓN	4
4. REVISIÓN DE LITERATURA	6
4.1. Descripción general de un sistema de distribución de electricidad subterráneo	6
4.1.1. Topología de la red.....	6
4.1.1.1. Redes primarias.	6
4.1.1.2. Redes secundarias.....	11
4.1.2. Descripción de los componentes y elementos que conforman una red subterránea	13
4.1.2.1. Redes de distribución eléctrica subterráneas en M.T. y B.T.	13
4.1.2.2. Centros de transformación.....	14
4.1.2.3. Equipos de protección y seccionamiento.	19
4.1.3. Estándares de comunicación para la automatización de sistemas de distribución de la electricidad.....	21

4.1.3.1. IEC 61850.	21
4.1.3.2. DNP 3.0 (<i>Distributed Network Protocol, en su versión 3: DNP3</i>).	22
4.1.3.3. IEC 60870-5-101.	22
4.1.3.4. IEC 60870-5-104.	22
4.2. Normativas aplicadas para el diseño y construcción de sistemas de distribución de electricidad subterránea	22
4.2.1. Normativas de soterramiento internacionales	23
4.2.1.1. Europa.	23
4.2.1.2. Oceanía.	29
4.2.1.3. Norteamérica.	29
4.2.1.4. Sudamérica.	33
4.2.1.5. Otras normas internacionales.	39
4.2.1.6. Normas internacionales para el diseño de alumbrado público.	41
4.2.2. Normativas vigentes en el Ecuador para el soterramiento de redes de distribución de electricidad	41
4.2.2.1. Homologación de Unidades de Propiedad (UP) y Unidades de Construcción (UC) de las especificaciones técnicas en obras civiles para la construcción de las cámaras subterráneas.	48
4.2.2.2. Homologación de Unidades de Propiedad (UP) y Unidades de Construcción (UC) para la selección de equipos eléctricos en sistemas de soterrado de redes de distribución de electricidad.	59
4.2.2.3. Normas técnicas de la EERSSA para el diseño del sistema de soterramiento de redes de distribución eléctrica.	69
4.2.2.4. Reglamentos, regulaciones y normas vigentes para el diseño de redes de alumbrado público.	75

4.3. Levantamiento de información para procesos de operación y mantenimiento en redes subterráneas de distribución de la electricidad.....	79
4.3.1. Definición de términos básicos de electricidad.....	79
4.3.1.1. <i>La electricidad es peligrosa.</i>	79
4.3.1.2. <i>Riesgo eléctrico.</i>	80
4.3.1.3. <i>¿Por qué ocurren los accidente eléctricos?</i>	80
4.3.2. Sistemas de Gestión de Seguridad y Salud en el ámbito del campo eléctrico.	80
4.3.2.1. <i>Medidas de seguridad.</i>	83
4.3.2.2. <i>Equipo de protección personal</i>	85
4.3.3. Desglose de procedimientos para el proceso de mantenimiento en redes subterráneas de distribución de la electricidad.....	86
4.3.3.1. <i>Mantenimientos aplicables a sistemas de distribución de energía.</i>	86
4.3.3.2. <i>Verificaciones y ensayos en cables eléctricos subterráneos.</i>	89
4.3.3.3. <i>Uso de termografía para inspecciones de mantenimiento sistemas de distribución de energía.</i>	95
4.3.3.4. <i>Formas de elaborar un plan de mantenimiento.</i>	96
5. MATERIALES Y MÉTODOS	98
5.1. Materiales para la elaboración del proyecto.....	98
5.2. Flujograma.....	99
5.3. Hipótesis	100
5.4. Levantamiento Eléctrico.....	100
5.4.1. Ubicación	100
5.5. Delimitación del área de estudio	101
5.6. Descripción del sistema eléctrico actual del área de estudio	102
5.6.1. Red de Media Tensión (M.T.).....	102

5.6.2. Red de Baja Tensión (B.T.).....	103
5.6.3. Redes de Alumbrado Público (A.P.)	103
6. RESULTADOS	104
6.1. Estudio Inicial.....	104
6.1.1. Distribución en etapas del proyecto	104
6.2. Descripción general del proyecto (Obra civil)	105
6.2.1. Descripción del trazado de obra civil	105
6.2.2. Canalización del trazado de obra civil	108
6.2.2.1. Disposición de ductos	110
6.2.3. Descripción de pozos y cámaras eléctricas	112
6.2.3.1. Pozos.	112
6.2.3.2. Cámaras eléctricas.....	116
6.3. Descripción general del sistema de distribución de electricidad subterránea del proyecto de regeneración urbana en la ciudad de Loja.....	120
6.3.1. Alimentación para el sistema subterráneo de distribución primario	120
6.3.1.1. Transiciones de redes eléctricas en media tensión.	126
6.3.2. Topología de la red subterránea	130
6.3.2.1. Topología de la red subterránea de distribución de electricidad.	130
6.3.2.2. Características eléctricas de la red subterránea en Media Tensión.	136
6.3.3. Cámaras de transformación.....	143
6.3.3.1. Diagrama unifilar de las cámaras de transformación.....	144
6.3.3.2. Celdas modulares.....	145
6.3.3.3. Transformadores de potencia.	149
6.3.3.4. Tableros de distribución en baja tensión.	155
6.3.3.5. Instalaciones auxiliares.	158

6.3.3.6. Puesta a tierra.....	161
6.3.3.7. Integración de las cámaras de transformación al sistema SCADA de la EERSSA.....	162
6.3.4. Red subterránea en Baja Tensión.....	165
6.3.4.1. Línea subterránea en baja tensión.....	165
6.3.4.2. Seccionamiento de conductores de baja tensión (Acometidas).	168
6.3.5. Alumbrado público.....	173
6.3.5.1. Características de la disposición del alumbrado público.....	173
6.3.5.2. Luminarias.	176
6.3.5.3. Emplazamiento y apostación.....	180
6.3.5.4. Instalación eléctrica para el alumbrado.....	184
6.3.5.5. Red de telegestión de las luminarias-EERSSA.....	189
6.4. Lineamientos generales para el proceso de operación y mantenimiento	196
6.4.1. Lineamientos generales para el proceso de operación.	196
6.4.1.1. La empresa eléctrica de distribución.....	196
6.4.1.2. Estudio ambiental y de sostenibilidad.....	196
6.4.1.3. Parámetros básicos para la Seguridad Eléctrica.	197
6.4.1.4. Evaluación de la Experiencia Especifica del Equipo Técnico.....	201
6.4.1.5. Plan de seguridad y salud.	202
6.4.2. Lineamientos generales para el proceso de mantenimiento.	205
6.4.2.1. Procedimientos de trabajo.	205
6.4.2.2. Mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM) aplicado al sistema eléctrico subterráneo.	207
7. DISCUSIÓN	226
8. CONCLUSIONES	229

9. RECOMENDACIONES	231
10. BIBLIOGRAFÍA	232
11. ANEXOS.....	240

ABREVIATURAS

A.P.	Alumbrado público
AISI	American Iron and Steel Institute
ANSI	American National Standard Institute
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
ARESEP	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos
ASTM	American Society for Testing and Materials
AWG	American Wire Gage
B.T.	Baja tensión
BCN	Biblioteca del Congreso Nacional de Chile
CFE	Comisión Federal de Electricidad
C.T.	Centro o cámara de transformación.
EPDM	Etileno Propileno Dieno tipo M
EMT	Tubería eléctrica metálica
EN	Normas europeas
GAD	Gobierno Autónomo Descentralizado
ICEA	Instituto para la Certificación Ética y Ambiental
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional
IEEE	Institute of Electrical and Electronics
ISO	Organización Internacional de Normalización
kV	kilovoltio
M.T.	Media Tensión
MCM	Mil Circular Mil
NEMA	National Electrical Manufacturers Association
ONUDI	Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
TTU	Cable de Aluminio Aislado.
UNESA	Asociación Española de la Industria Eléctrica.
MCOV	Voltaje máximo de servicio continuo.

1. TÍTULO

“Análisis descriptivo del soterramiento de las redes de distribución de electricidad en la regeneración urbana del céntrico histórico de la ciudad de Loja”

2. RESUMEN

El presente estudio tiene como objetivo general analizar los aspectos constructivos del soterramiento de redes de distribución de electricidad y alumbrado público del proyecto de Regeneración Urbana¹ del centro histórico de la ciudad de Loja, mediante la revisión de los planos constructivos; tanto de la obra civil como de la obra eléctrica, contrastándolos con los parámetros de diseño y construcción establecidas en normativas de soterramiento nacionales e internacionales.

En el desarrollo del presente proyecto, se presenta el resultado de la revisión de la literatura en ingeniería, el procedimiento llevado a cabo para el cumplimiento de los objetivos específicos y la descripción de los planos constructivos de la obra civil y eléctrica de las redes de media tensión, baja tensión, cámaras de transformación y alumbrado público.

Al final, se plantean lineamientos generales para los procesos de operación y mantenimiento integrando todos los elementos del sistema eléctrico subterráneo en una metodología de mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM).

¹ La obra comprende un área de intervención de 170 hectáreas del casco antiguo de Loja, en la que confluye casi la totalidad de las actividades administrativas, comerciales, financieras, académicas y culturales de toda la ciudad.

SUMMARY

The present study has as a general objective to analyze the constructive aspects of the burial of electricity distribution networks and public lighting of the Urban Regeneration project of the historic center of the city of Loja, by reviewing the construction plan; both the electrical work and the civil work executed in the historic center of the city of Loja within the framework of the Urban Regeneration project promoted by the Municipal GAD of Loja.

In the development of the thesis work, the result of the theoretical analysis systematically embodied in the literary review, the procedure carried out for the fulfillment of the specific objectives and the description of the construction plan of the civil and electrical work of medium voltage, low voltage networks, transformation chambers and public lighting.

In the end, general guidelines are laid out for the operation and maintenance processes integrating all the elements of the underground electrical system into a Reliability Centered Maintenance methodology (RCM)

3. INTRODUCCIÓN

En el Ecuador se ha detectado la necesidad creciente de modernizar la infraestructura eléctrica y, soterrar las redes eléctricas y de telecomunicaciones hoy en día se ha constituido en una prioridad por diversos factores, ya sea por el impacto ambiental visual que este tipo de redes generan sobre su entorno o por necesidades técnicas de las propias instalaciones.

El proyecto de soterramiento de las redes de distribución de electricidad ejecutado en el centro histórico de la ciudad de Loja comprende el despliegue de las redes de electrificación modernas permitiendo mejorar los entornos y condiciones de seguridad bajo estándares óptimos de planeación.

Es por ello que el presente proyecto tiene como propósito el levantamiento de información de los parámetros de diseño y construcción que se encuentran presentes para una apropiada distribución de las redes eléctricas subterráneas, tales que permitan la identificación de materiales, simbología, canalización, etc., en si determinar el cumplimiento de las especificaciones técnicas establecidas por organismo de regulación y control.

Por tal razón, se describe los aspectos constructivos del soterramiento de redes de distribución de electricidad mediante la revisión y análisis de los planos constructivos considerando como base de normalización y reglamentación el documento de “Homologación de las unidades de propiedad (UP) y unidades de construcción (UC) en sistemas de distribución de energía eléctrica de redes subterráneas”² y el documento “Especificaciones técnicas para construcción del sistema de distribución eléctrica de redes subterráneas en el proyecto Regeneración de la ciudad de Loja”³.

Una vez revisado y analizados los planos constructivos se pretende mediante la descripción; ofrecer una mirada general acerca de los diferentes aspectos que se deben considerar a la hora de diseñar y construir un sistema de soterramiento de las redes de distribución de la electricidad.

Por último, en base al análisis realizado se plantean lineamientos generales orientados en los procesos de operación y mantenimiento que servirán de base para la creación de un

² Elaborado por el anterior Ministerio de Energía (MEER). En la actualidad, el ente rector y planificador del sector eléctrico es el Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables (MERNNR).

³ Elaborado por la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. (EERSSA).

modelo de gestión de mantenimiento integral del sistema de soterramiento de las redes de distribución de la electricidad, constituyendo en un todo cada elemento (redes de media y baja tensión, alumbrado público y centros de transformación) que intervienen en el proceso de mantenimiento y generando así, una metodología general de trabajo basada en el desarrollo de un modelo sistemático y modular con el fin de fomentar una estrategia oportuna para contribuir con la solución total o parcial de algunos problemas ocasionados por fallas que comprometan la confiabilidad y atenten la continuidad de la prestación del servicio eléctrico.

A continuación se presentan los objetivos planteados en el presente trabajo de investigación, para que el lector conozca de manera concisa los diferentes tópicos que se desarrollaran con detalles a los largo de la investigación.

Objetivo general

- ✓ Analizar aspectos constructivos del soterramiento de redes de distribución de electricidad y alumbrado público del proyecto de Regeneración Urbana del centro histórico de la ciudad de Loja.

Objetivos específicos

- ✓ Verificar la aplicación de la normativa nacional e internacional referente al soterramiento de las redes de electricidad.
- ✓ Revisar, analizar y describir los planos de los aspectos constructivos de obra civil relacionada con las redes de media tensión, baja tensión, centros de transformación y alumbrado público.
- ✓ Revisar, analizar y describir los planos constructivos de recorridos de las redes de media y baja tensión, alumbrado público y centros de transformación.
- ✓ Establecer lineamientos generales para el proceso de operación y mantenimiento de las redes de electricidad (media y baja tensión), centros de transformación y alumbrado público.

4. REVISIÓN DE LITERATURA

4.1. Descripción general de un sistema de distribución de electricidad subterráneo

Un red eléctrica subterránea es la que transporta energía eléctrica a través de conductores que se encuentran ubicados bajo tierra permitiendo obtener una mayor confiabilidad y reduciendo al mínimo los accidentes.

Los sistemas de distribución subterráneos están menos expuestos a fallas que los aéreos, pero cuando se produce una falla es más difícil localizarla y su reparación lleva más tiempo. Por esta razón, para evitar interrupciones prolongadas y proporcionar flexibilidad a la operación, en el caso de los sistemas radiales subterráneos se colocan seccionadores para permitir pasar la carga de un alimentador primario a otro. También se instalan seccionadores para poder conectar los circuitos secundarios, para que en caso de falla o de desconexión de un transformador, se puedan conectar sus circuitos secundarios a un transformador contiguo (Cuevas Bravo, 2012).

4.1.1. Topología de la red

La topología de una red de distribución hace referencia al diseño o forma en que están dispuestos los alimentadores y ramales; factores determinantes en la manera de proveer el servicio eléctrico al cliente desde la fuente de suministro.

Por sus aspectos constitutivos las redes subterráneas pueden clasificarse en: radiales, anillos, derivación múltiple, huso normal, huso normal múltiple, huso apoyado y automática. La selección del tipo de topología estará determinada por estudios técnicos-económicos.

4.1.1.1. Redes primarias.

Son las encargadas de llevar la energía eléctrica desde las subestaciones de potencia hasta los centros de transformación. Los componentes de un alimentador primario son:

- **Troncal.-** Es el tramo de mayor capacidad del alimentador que transmite la energía eléctrica desde las subestaciones de potencia/distribución a los ramales. En los sistemas de distribución estos conductores son de calibre grueso, dependiendo del valor de la densidad de carga.

- **Ramal.-** Es la parte del alimentador primario en el cual van conectadas los centros de transformación y servicios particulares suministrados en voltaje de media tensión. Normalmente son de calibre menor al de la troncal.

❖ **Sistema primario radial con seccionadores.**

La protección en este sistema se tiene en el interruptor de la troncal, en la subestación de distribución. Al ocurrir una falla en la troncal o en uno de los ramales opera el interruptor, y la interrupción del servicio se mantiene hasta que se localiza la falla.

Los dispositivos seccionadores van en la troncal para poder desconectar la parte dañada del alimentador y restablecer el servicio en la parte sana del mismo (Juárez Cervantes, 1995). En la Figura 1 se ilustra la realización del seccionamiento de la parte dañada para el restablecimiento del servicio eléctrico.

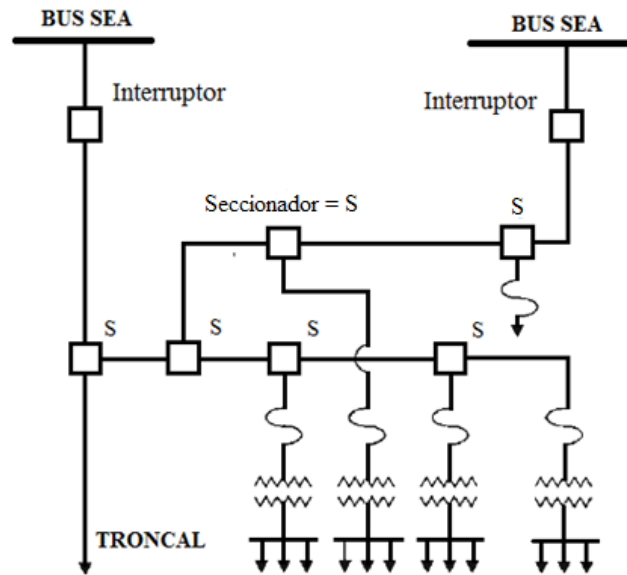


Figura 1. Diagrama primario radial con seccionadores de A.T.

(Juárez Cervantes, 1995).

❖ **Sistema primario en anillo.**

En este sistema el anillo se secciona en cada centro de carga debido a que los transformadores se conectan en seccionamiento, cerrándose en otro punto a donde llega otro alimentador. El anillo opera normalmente abierto en su punto central.

En la Figura 2 se puede apreciar la configuración de este sistema. Estos sistemas tienen en el inicio de las troncales un interruptor de potencia y protección de sobrecorriente o en su caso restaurador. Al operar el interruptor de potencia se procede a la apertura de cuchillas a cada lado de la falla y luego se vuelve a energizar el alimentador. Si la falla se registra en la troncal, el otro alimentador puede con la carga total, para lo cual se cierra el anillo y se abre la cuchilla al final de la troncal dañada.

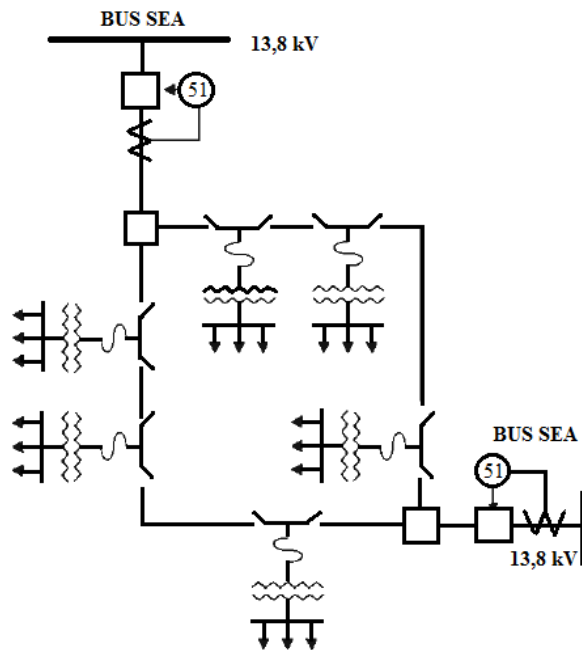


Figura 2. Diagrama de un sistema en anillos.

(Juárez Cervantes, 1995).

❖ **Sistema primario en derivación múltiple.**

En este esquema (ver Figura 3) el cambio de alimentación se realiza en forma automática por medio de los interruptores de transferencia.

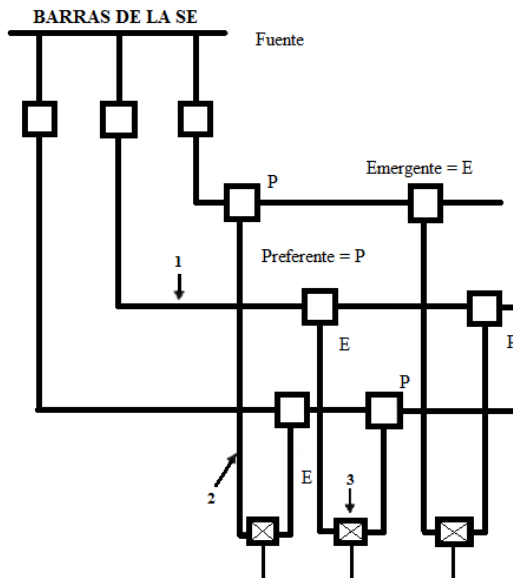


Figura 3. Diagrama de un sistema primario en derivación múltiple:

1. Cables troncales, 2. Ramales, 3. Interruptor.

Fuente: (Juárez Cervantes, 1995).

Al fallar una troncal, su carga se reparte en partes más o menos iguales entre las restantes. Si la transferencia se hace en forma manual, se tendrá una interrupción temporal del servicio, aunque el esquema resulta de menor costo. Si la transferencia es automática la continuidad es muy elevada.

❖ **Red en huso normal.**

El término huso en redes subterránea, de acuerdo con Trashorras (2014), hace referencia al “conjunto de varios cables que saliendo de un mismo punto de alimentación finalizan en un punto de socorro. Está constituida como máximo por seis líneas de distribución en media tensión conectadas por un extremo a una subestación o un centro de reparto, y por otro, a un centro de reflexión como se muestra en la Figura 4. Cuenta con diez centros de transformación como máximo por línea de distribución de media tensión. Están formada por uno o dos circuitos cero (también llamadas líneas de socorro o interconexión), los cuales unen en los extremos de la red (Trashorras Montecelos, 2014).

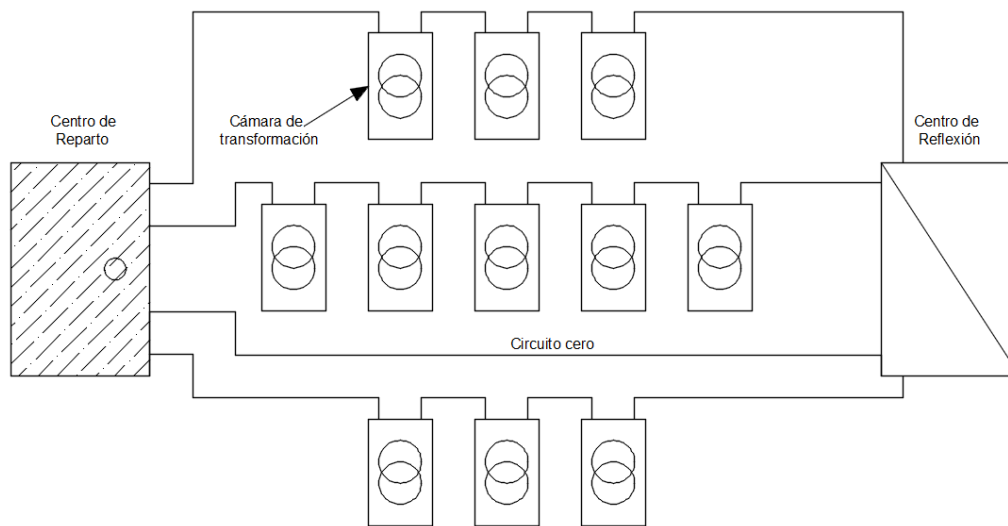


Figura 4. Diagrama de la red en huso normal.

Fuente: (Palacios, 2012).

❖ **Red en huso normal múltiple.**

Es una variante de la red en huso normal, formada por dos o más husos normales conectados por un extremo a una subestación o centro de reparto y por el otro u otros a centros de reflexión. En la Figura 5 se presenta la topología de este tipo de red.

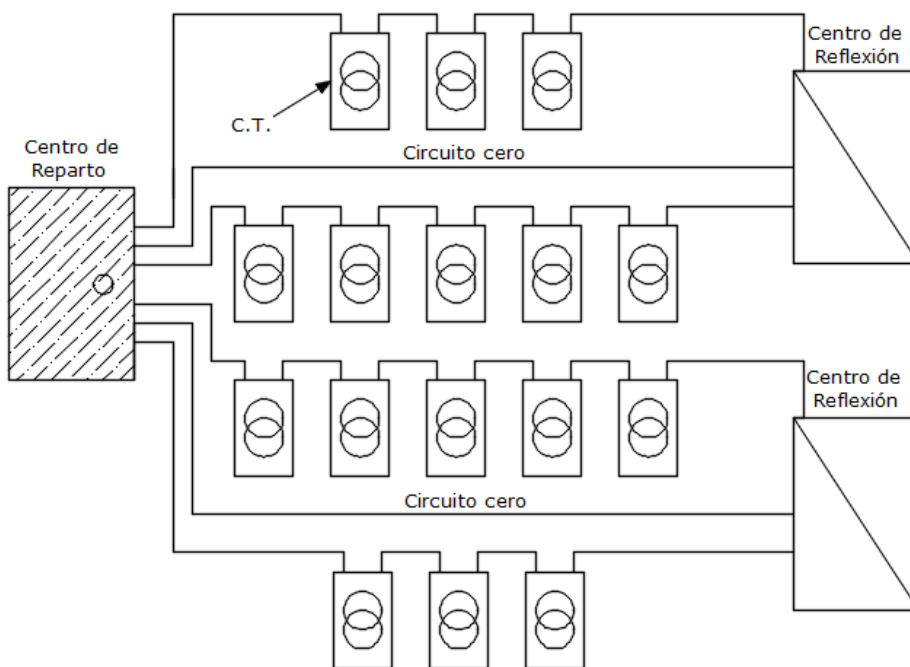


Figura 5. Diagrama de la red en huso normal múltiple.

Fuente: (Palacios, 2012).

❖ **Red en huso apoyado.**

Es el caso más complejo de red de distribución y está formada por seis líneas de distribución en media tensión como máximo.

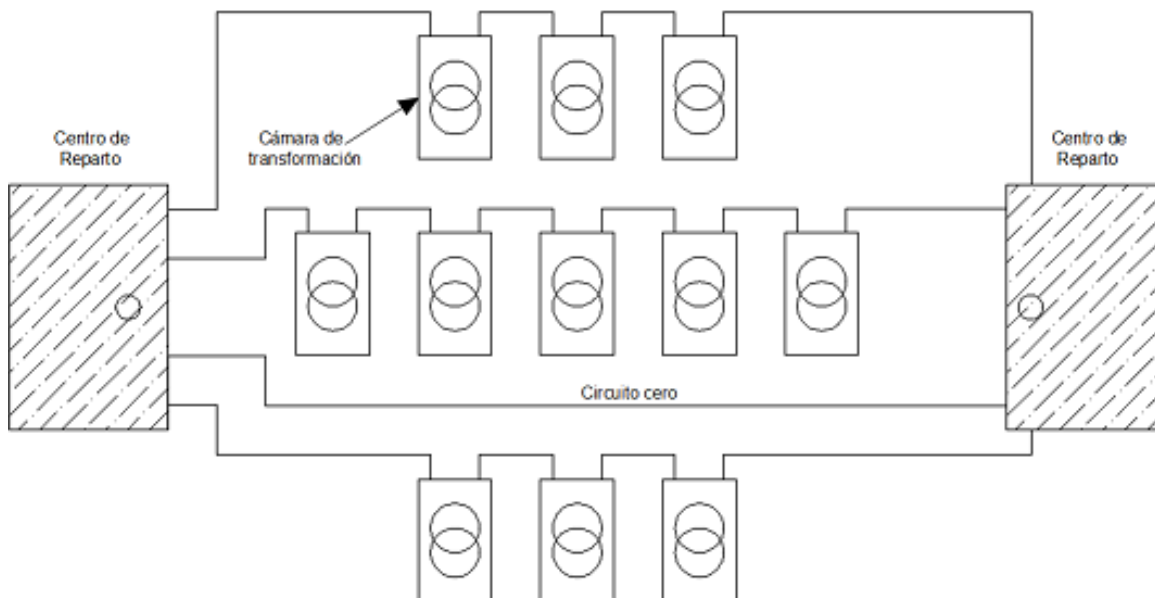


Figura 6. Diagrama de la red en huso normal múltiple.

Fuente: (Palacios, 2012).

Como se puede apreciar en la Figura 6, estas líneas se encuentran conectadas a dos subestaciones (centros de reparto) en ambos extremos y están unidas entre sí por un circuito cero (línea de interconexión), centro de transformación por línea de distribución y las correspondientes líneas de distribución en baja tensión (Trashorras Montecelos, 2014).

Esta red se utiliza cuando está prevista la ampliación de la red de distribución o se prevén conexiones con otras redes.

4.1.1.2. Redes secundarias.

Los sistemas de distribución de este tipo de redes están destinados en atender a los usuarios de energía eléctrica localizados en zonas urbanas, suburbanas, rurales y turísticas.

Los alimentadores secundarios distribuyen la energía desde los centros de transformación hasta los barrajes para posteriormente mediante las acometidas proporcionar el suministro eléctrico.

❖ Red radial sin amarres.

En este arreglo los transformadores de distribución se conectan al alimentador primario por medio de cuchillas y fusibles. Los alimentadores secundarios salen del transformador de distribución en diferentes direcciones. En la Figura 7 se presenta la topología de la red radial sin amarres.

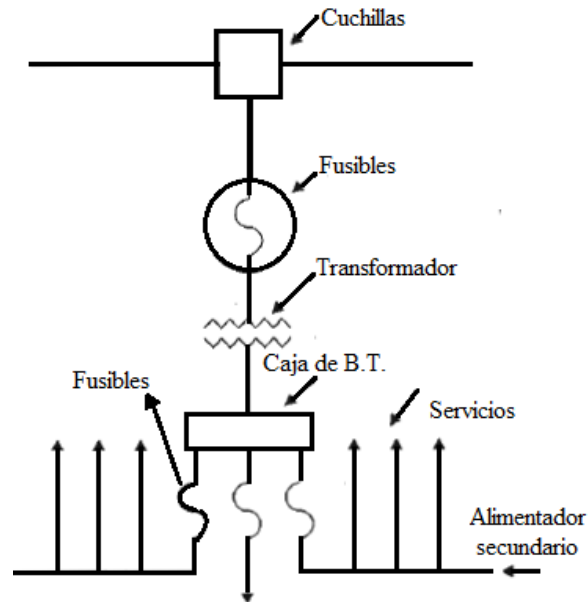


Figura 7. Red radial en sistemas sin amarres.

Fuente: (Juárez Cervantes, 1995).

❖ **Red radial con amarres.**

En este arreglo la red de baja tensión tiene medios de amarre que consisten en cajas de seccionamiento intercaladas en los cables que van de un transformador a otro y que se instalan normalmente en las esquinas para mayor flexibilidad.

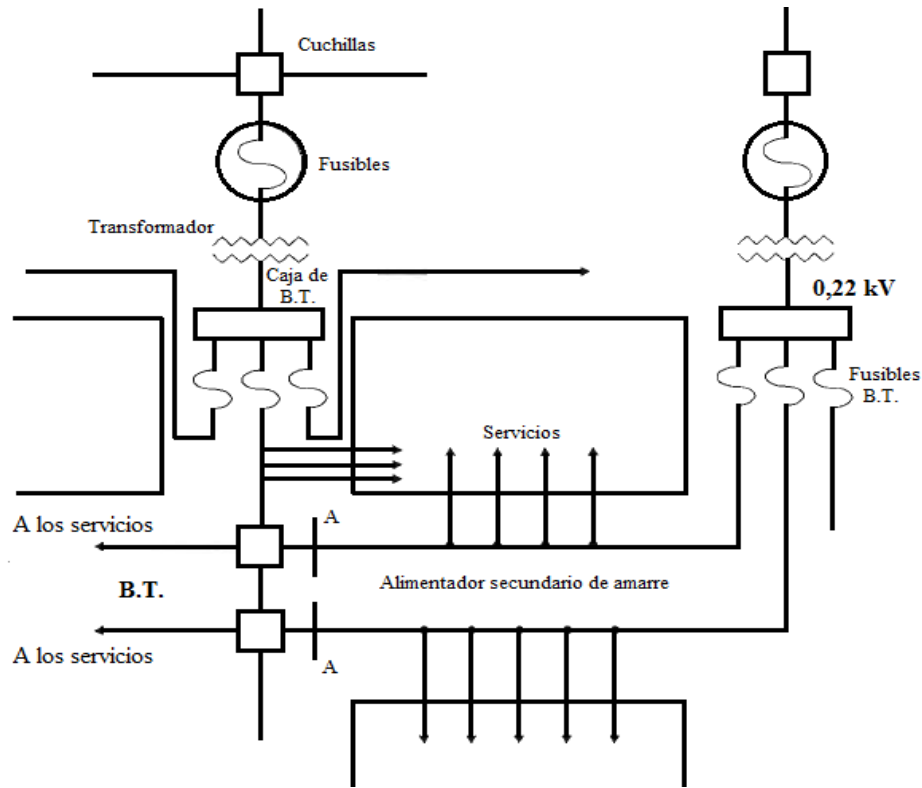


Figura 8. Diagrama de una red radial en B.T. con amarres.

Fuente: (Juárez Cervantes, 1995).

Como se puede apreciar en la Figura 8, los amarres permiten alimentar la carga por medio de alimentadores secundarios pertenecientes a otro transformador. Esto se hace cuando se presentan fallas en el alimentador primario, en el transformador de distribución o, simplemente, cuando se requiere dar mantenimiento a la red de baja tensión.

❖ **Red automática.**

La red automática ofrece las más alta continuidad del servicio y la mejor regulación de voltaje. Es aplicable, por su costo, en ciudades donde se tiene una gran concentración de cargas repartidas más o menos uniformemente a lo largo de las calles. Este sistema da servicio prácticamente continuo, ya que las fallas en alta tensión y en los secundarios poco afectan a los usuarios. En la Figura 9 se presenta la topología de este tipo de red.

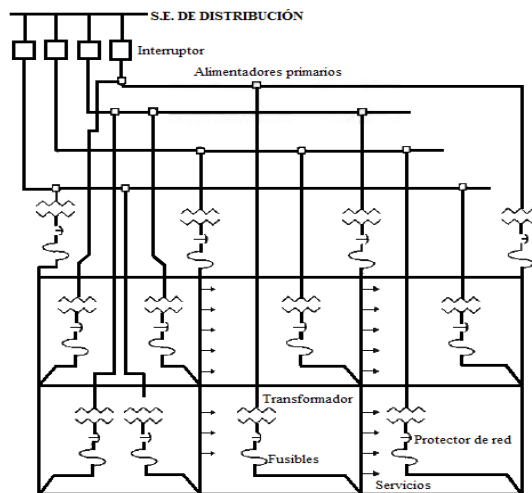


Figura 9. Diagrama de una red automática en B.T.

Fuente: (Juárez Cervantes, 1995).

4.1.2. Descripción de los componentes y elementos que conforman una red subterránea

4.1.2.1. Redes de distribución eléctrica subterráneas en M.T. y B.T.

❖ *Obra civil.*

Contempla las características técnicas aplicadas en la construcción de zanjás, pozos, cámaras eléctricas y demás instalaciones subterráneas en las cuales, las redes eléctricas, semaforización y telecomunicaciones, se alojan en ductos.

- **Zanjás.-** Son excavaciones realizadas por debajo de la superficie, por las cuales se realiza la canalización de las redes eléctricas.

- **Ductos y canalizaciones.-** Dispositivos o elementos (tuberías) que se emplean en las redes eléctricas subterráneas para contener a los conductores de media y baja tensión, de manera que queden protegidos contra el deterioro mecánico y la contaminación.

- **Pozos de revisión.-** Es un elemento de uso exclusivo de las empresas eléctricas, que forma parte del sistema subterráneo de las redes de energía eléctrica, que sirven de paso para los conductores y se realizan los empalmes eléctricos de los conductores de media y baja tensión, así como las derivaciones de las acometidas.

- **Cámaras eléctricas.-** Son parte del componente eléctrico de las redes de distribución subterráneas. Las cámaras permiten ubicar los transformadores, tableros de control, celdas y demás equipos que regulan el voltaje de las redes de energía eléctrica.

❖ *Cables subterráneos.*

Es el componente fundamental de las redes de distribución, ya que a través de él se conduce la energía eléctrica (ver Figura 10). Deben presentar una pequeña resistencia eléctrica (para minimizar las pérdidas por efecto Joule) y una adecuada resistencia mecánica. Tiene una aislación conjunta de PVC y XLPE.

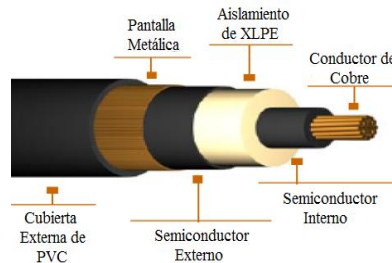


Figura 10. Cables eléctricos subterráneos.

Fuente: Autor.

4.1.2.2. Centros de transformación.

Los centros o cámaras de transformación son lugares donde se maneja media tensión para entregar baja tensión para su utilización por los usuarios finales. Por lo tanto, una cámara de transformación será el conjunto de elementos que lo componen y hacen posible esta transformación del potencial eléctrico; elementos de seccionamiento y de medida, el mismo transformador y los elementos de protección necesarios. Es por esto que se debe considerar un buen diseño estructural y de seguridad para evitar accidentes. En la Figura 11 se presenta los elementos que componen y hacen posible la transformación eléctrica.

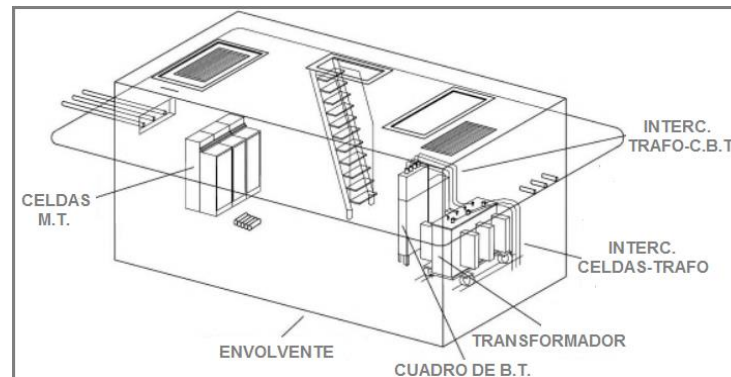


Figura 11. Centro de transformación prefabricado subterráneo.

Fuente: Web.⁴

⁴ Disponible en: http://www.f2i2.net/documentos/lsi/nce/iberdrola/proy/2019/MT_2.11.02_Ed5_nov18.pdf

▪ **Subestaciones de maniobra o Centro de reparto.-** Centro fuertemente alimentado, en el que una o más líneas de media tensión se derivan de otras de la misma tensión (Trashorras Montecelos, 2014). En su interior se alojaran los dispositivos de protección y seccionamiento que interconectan líneas de transporte.

Se diferencia de los centros de transformación en: el uno es el que reparte en alta o media tensión (centro de reparto) y en el otro es el que transforma los niveles a baja tensión (centro de transformación).

▪ **Centro de reflexión.-** Constituyen elementos de la red de distribución que suelen realizar funciones de interconexión y maniobra. Están unidos a una subestación de maniobra o centro de reparto mediante un “circuito cero”, al que no se conecta ningún otro elemento. En condiciones normales el “circuito cero”, no lleva carga. Sin embargo, cuando se produce una avería, este sirve como camino alternativo a la electricidad y es capaz de transportar toda la electricidad desde la subestación de maniobra al centro de reflexión proporcionando un suministro de socorro a la red de distribución en caso de fallo (Palacios, 2012).

❖ **Transformadores de distribución**

Es un dispositivo que no tiene partes móviles, el cual transfiere la energía eléctrica de un circuito a otro bajo el principio de inducción electromagnética (Figura 12). La transferencia de energía la hace por lo general con cambio en los valores de voltajes y corrientes.



Figura 12. Transformador tipo sumergible.

Fuente: Web.⁵

⁵ Disponible en: <https://www.ecuatran.com/blog/transformadores-sumergibles/>

❖ *Cuadros de distribución de baja tensión*

También denominados centro de cargas, cuadro eléctrico o tablero de distribución; es uno de los componentes principales de una instalación eléctrica, en él se protegen cada uno de los distintos circuitos (baja tensión) en los que se divide la instalación a través de fusibles, protecciones magnetotérmicas y diferenciales.

❖ *Celdas de Media Tensión*

Las celdas son diseñadas exclusivamente para la conexión, desconexión y la distribución de la energía eléctrica. Son modulares y equipadas con dispositivos de protección y seccionamiento:

- Interruptor seccionador SF₆.
- Interruptor automático en vacío.



Figura 13. Celda de Media Tensión.

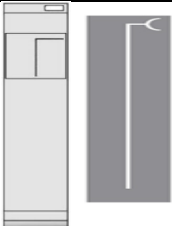
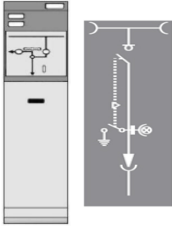
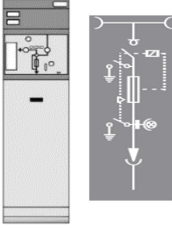
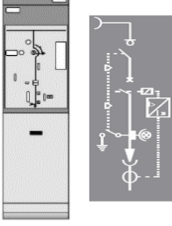
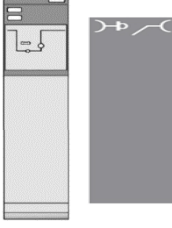
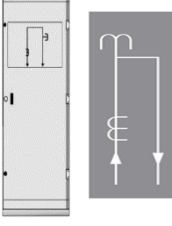
Fuente: Revista Industrial al día.⁶

En general se entenderá como celdas de media tensión al conjunto continuo de secciones verticales como muestra la Figura 13, en las cuales se ubican equipos de maniobra, medida y, cuando se solicite, equipos de protección y control. En la Tabla 1 se detallan los tipos de celdas modulares y las funciones que tienen cada una de ellas.

⁶ Disponible en: <http://www.industriaaldia.com/guia-de-proveedores/abb-s-a/unigear-digital-celdas-de-media-tension>

Tabla 1.

Tipo de celdas modulares.

ESQUEMA	DENOMINACIÓN	FUNCIONES
	Celda de remonte (CMR)	Posee una envolvente metálica que protege el remolque de cables hacia el embarrado.
	Celda de línea (CML)	Dotada con un interruptor-seccionador de tres posiciones, permite comunicar el embarrado del conjunto de celdas con los cables, cortar la corriente nominal, seccionar esta unión o poner a tierra simultáneamente los tres bornes de los cables de media tensión.
	Celda de protección con fusibles (CMP-F)	Su función es proteger al transformador. Además de un interruptor igual al de la celda de línea, incluye la protección con fusibles. Lo que permite su asociación o combinación con el interruptor (funciones de protección).
	Celda de interruptor automático (CMP-A)	Incluye un interruptor automático y un seccionador de tres posiciones. Está dotada de un sistema autónomo de protección que permite la realización de protecciones generales o del transformador.
	Celda de interruptor pasante (CMIP)	Dispone de un interruptor en el embarrado de la celda, con objeto de permitir la interrupción en carga (separación en dos partes) del embarrado principal del centro de transformación.
	Celda de medida (CMM)	De reducidas dimensiones, permite incluir en un bloque homogéneo con las otras funciones del sistema los transformadores de medida de tensión e intensidad.

Fuente: (CLAS Ingeniería Eléctrica S.A., 2015).

Los elementos que componen una celda modular son: base y frente, cuba, interruptor/seccionador/seccionador de puesta a tierra, interruptor automático, mando, fusibles⁷. A continuación se describe cada uno de ellos:

- **Base y frente.-** La base soporta todos los elementos que integran la celda. La rigidez mecánica de la chapa galvanizada garantiza su indeformidad y su resistencia a la corrosión.

El frente está pintado e incluye, en su parte superior, la placa de características eléctricas, la mirilla para el manómetro, el esquema eléctrico de la misma y los accesos a los accionamientos del mando.

- **Cuba.-** Este elemento contiene el interruptor, el embarrado y los portafusibles. El gas hexafluoruro de azufre (SF₆) que hay en su interior tiene una presión absoluta de 1,3 bar. Este gas, además de aumentar la rigidez dieléctrica respecto del aire, cuenta con la función de favorecer una rápida extinción del arco eléctrico.

La cuba cuenta con un dispositivo de evacuación de gases, que, en caso de arco eléctrico interno, permite su salida hacia la parte trasera de la celda, evitando así su incidencia sobre las personas, los cables o la aparamenta del centro de transformación.

- **Interruptor/seccionador/seccionador de puesta a tierra.-** El interruptor del sistema tiene tres posiciones: conectado, seccionado y puesta a tierra. En la Figura 14 se presenta los tres tipos de posiciones del interruptor del sistema.

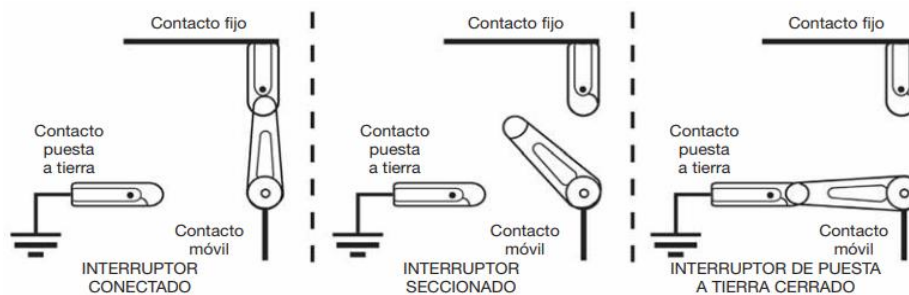


Figura 14. Funcionamiento del interruptor.

Fuente: Configuración de los centros de transformación (Ver Nota al pie 7).

Estos elementos son de maniobra independiente, es decir, su velocidad de actuación no dependen de la velocidad de accionamiento del operario.

⁷ Disponible en:
<http://spain-s3-mhe-prod.s3-website-eu-west-1.amazonaws.com/bcv/guide/capitulo/8448171489.pdf>

- **Interruptor automático.-** Consta de tres polos o ampollas que contiene SF₆ a una presión absoluta cercana a 3 bar. En cada polo hay dos contactos: el inferior; que es fijo y el superior; que es móvil, y se acciona por el mando del interruptor automático. En la Figura 15 se observa la composición del interruptor automático para su funcionamiento.

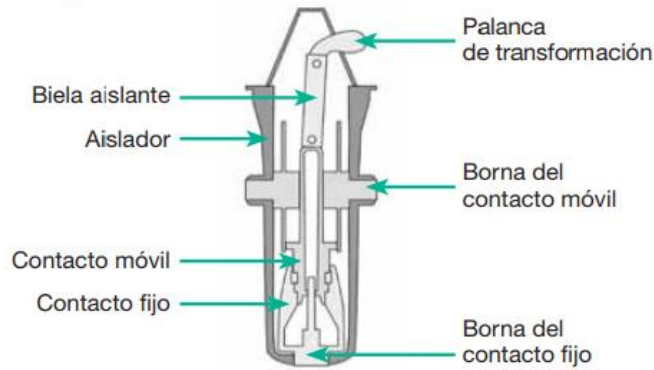


Figura 15. Interruptor automático.

Fuente: Configuración de los centros de transformación (Ver Nota al pie 7).

- **Mando y señalización.-** Comprende un conjunto de dispositivos de mando y señalización que se ubican en la parte frontal de las celdas modulares. Un esquema sinóptico animado permite establecer de manera precisa la posición del seccionador, mientras que un visualizador de lámparas LED indica la presencia o ausencia de tensión.

Existen diferentes tipos de mando. Todos ellos se pueden clasificar en dos grupos: mandos del interruptor automático y mando del interruptor de tres posiciones.

- **Fusibles.-** Los fusibles a utilizar en la función de protección están definidos en base a los ensayos y pruebas realizadas por los fabricantes.

4.1.2.3. Equipos de protección y seccionamiento.

Son todos los equipos e instrumentos eléctricos que se usan para maniobrar una red eléctrica, estos equipos brindan seguridad al momento de realizar el mantenimiento de la red, además brindan mayor confiabilidad y calidad del servicio eléctrico.

❖ *Interruptores para redes subterráneas*

Estos equipos cuentan con seccionadores interruptores de carga e interruptores de falla reajustable, todos ellos conectados por codos, y alojados en un tanque herméticamente sellado y con aislamiento hexafluoruro de azufre (SF₆). En redes subterráneas los interruptores deben tener certificación de resistencia al arco eléctrico.

▪ **Conectores aislados separables.**- Son elementos utilizados para enlazar los diferentes equipos de la red eléctrica subterránea. Es decir, son el enlace entre transformadores, celdas, conductores, etc.

Los conectores tiene la capacidad de brindar blindaje en casos de inundaciones en cámaras y pozos eléctricos, por lo que deben ser completamente sumergibles. En la Figura 16 se pueden observar los tipos de conectores aislados utilizados en redes subterráneas.



Figura 16. Conectores aislados de Media Tensión.

Fuente: Web.⁸

❖ **Barrajes de media y baja tensión.**

▪ **Barrajes de media tensión.**- Son barrajes desconectables (ver Figura 17) usados para conexiones en pozos de inspección de redes subterráneas u otras instalaciones donde se requiere seccionalizar, establecer anillos y realizar empalmes, facilitando el mantenimiento y cambio de elementos en los circuitos.



Figura 17. Barrajes premoldeados para media tensión.

Fuente: Web.⁹

⁸ Disponible en: Disponible en: https://www.dirind.com/die/conectores_electricos1.html

⁹ Disponible en:
<https://www.facebook.com/elektron.com.ec/photos/a.430990280339466/1032285236876631/?type=1&theater>

▪ **Barrajes de baja tensión.**- Son diseñados para ser utilizados en acometidas subterráneas para distribución de energía (ver Figura 18).

Pueden ser instalados en cámaras, pozos de distribución o directamente enterrados. Son fabricados en aluminio con el 99,7 % de pureza y están recubiertos con caucho aislante EPDM, que permite mantener una alta resistencia dieléctrica.



Figura 18. Barrajes premoldeados para baja tensión.

Fuente: Web.¹⁰

4.1.3. Estándares de comunicación para la automatización de sistemas de distribución de la electricidad

La tendencia en el diseño e implementación de los sistemas de control y protección del sistema de distribución eléctrico, es automatizar con el fin de mitigar errores y garantizar los tiempos de respuesta requeridos por el sistema para su correcto funcionamiento.

La automatización del sistema de distribución eléctrico en la actualidad se viene dando de modo tal que los equipos son integrados a sistemas SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos), a través de diversos protocolos o estándares, dependiendo del fabricante de cada uno de los equipos. En particular, los esquemas de automatización implican contar con elementos telecontrolados en subestaciones para todos los interruptores de potencia, para los transformadores, así como para cada uno de sus alimentadores.

A continuación, se tratarán cuatro estándares de comunicaciones, que por su trascendencia en el sector eléctrico y sus características de funcionamiento, se nombran y se confrontan.

4.1.3.1. IEC 61850.

La norma IEC 61850 es un estándar para la automatización de subestaciones eléctricas, dentro de los aspectos más relevantes se encuentran la interoperabilidad del protocolo de

¹⁰ Disponible en: <http://www.interelectricas.com.co/imagenes/catalogo/929g.jpg?nocache=153531>

comunicación y la transmisión de información en tiempo real del protocolo IEC 61850, que realiza a través de servicios de comunicación como la transferencia rápida de eventos GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event), mensajes MMS (Manufacturing Message Specification) y los valores mostrados (Carreño, Morales, & Rivas, 2019).

4.1.3.2. DNP 3.0 (Distributed Network Protocol, en su versión 3: DNP3).

Es un protocolo industrial para comunicaciones entre equipos de control y protección, usado especialmente en Norte América para sistemas SCADA, es usado principalmente en el sector eléctrico, pero también es usado en otros servicios públicos. El protocolo DNP3.0 presenta importantes funcionalidades que lo hacen más robusto, eficiente y compatible que otros protocolos más antiguos, tales como Modbus, con la contrapartida de resultar un protocolo más complejo (Santana, López, & Rivas, 2012).

4.1.3.3. IEC 60870-5-101.

Es una norma internacional preparada por TC 57 (Comité Técnico 57 de IEC) para la monitorización de los sistemas de energía, sistemas de control y sus comunicaciones asociadas. Su uso estándar es en serie y asíncrono para el telecontrol de canales entre los dispositivos a comunicar (Santana, López, & Rivas, 2012).

4.1.3.4. IEC 60870-5-104.

Es una extensión del protocolo IEC 60870-5-101 con cambios en los servicios de las capas de transporte, de red, de enlace y de la capa física para satisfacer la totalidad de accesos a la red. El estándar utiliza la interfaz de red TCP/IP (Transmission Control Protocol/Internet Protocol), para disponer de conectividad a la red LAN (Red de área Local) (Santana, López, & Rivas, 2012).

Dicho en palabras más simples, el protocolo IEC 60870-5-104 es más servicial, gracias a que permite conectar estaciones de control con subestaciones mediante IP o TCP (un protocolo que sirve para transmitir datos de una manera más segura).

4.2. Normativas aplicadas para el diseño y construcción de sistemas de distribución de electricidad subterránea

Las normas desempeñan distintos roles dentro del proceso de innovación, desde la investigación pura básica en las distintas fases de desarrollo hasta la difusión de nuevas tecnologías en el mercado (Blind & Gauch, 2009). Las normas son decretadas con la finalidad

de facilitar el cumplimiento de los requerimientos de procesos o productos para alcanzar la conformidad.

En la actualidad las normas no parten de cero en cada país, son una adaptación o adopción por los organismos nacionales de normalización evaluando los ítems adaptables al país. Existen caso en que la normativa internacional no puede acoplarse al interés local, razón por la que los organismos de normalización deben establecer normativas que se ajusten a las necesidades de su nación (Tutillo, 2015). Estos casos particularmente se dan en países en vías de desarrollo, dado que los porcentajes de sistemas de soterramiento de las redes eléctricas es muy bajo debido a los altos costos que demanda estos sistemas.

4.2.1. Normativas de soterramiento internacionales

A continuación se examinarán las principales urbes en que se han efectuado tareas de soterramiento en los diferentes escenarios y las normativas legales en que se han desarrollados mediante el uso de políticas que rigen el tendido de cables.

4.2.1.1. Europa.

La asociación de la industria del cable Europacable en conjunto con la organización europea de transmisión Red Europea de Operadores de Sistemas de Transmisión para Electricidad (ENTSO-E); desarrollaron y promovieron el concepto de subterráneo parcial.

De acuerdos con los estándares de costes de la normativa de las redes eléctricas, un kilómetro de línea aérea de 123 kV exige invertir 160.000 euros, mientras que si va soterrado, la cantidad se incrementa hasta los 665.000 euros, cuatro veces más (Díaz, 2018). El costo relativo es clave para la determinación.

❖ *Francia.*

Fue uno de los primeros países en implementar el sistema de soterramiento de redes de distribución de electricidad en 1992 donde se celebró el primer acuerdo entre el Estado y “Energies et territoires développement” (ETD). El operador del sistema de transmisión de electricidad en Francia es el Réseau de Transport d'Électricité (RTE).

Dado que el país cuenta con dos subsistemas, uno de interconexión interregional de 400 kV, y otro de distribución subregional, con tres niveles de tensión (225, 90 y 65 kV); solo la línea de menor tensión es la que se encuentra en mayor medida soterrada. Posteriormente, se firmó el acuerdo "Redes Eléctricas y Medio Ambiente" entre el Estado, Electricidad de

Francia (EDF) y Red de transporte de Electricidad (RTE), para el período 2001- 2003 que estableció los siguientes puntos:

- En este marco, los anteproyectos eléctricos deben ser aprobados por CNDP (Comission nationale du debat public) organismo autónomo que determina la necesidad de someter una iniciativa a procesos de participación ciudadana.
- El 90% de las nuevas redes y al menos 2/3 de las redes de media tensión de distribución de electricidad deben hacerse soterradas o protegidas.
- En el caso de las redes de transmisiones estableció que un 25% de las redes de alta tensión deben ser soterradas y se debe considerar – de manera excepcional- en el caso de redes de más de 400 kV (EDF & RTE, 2002).

❖ *España.*

La Secretaria de Estado de Energía (SEE) es el órgano superior del Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO) encargada del desarrollo de la política energética y minera, de propuesta de iniciativas legislativas y normativas dirigidas a asegurar el abastecimiento energético. Es por ello que las especificaciones técnicas para la construcción de redes subterráneas se resumieron en base a la aplicación de los siguientes Reglamentos vigentes, particularmente:

- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-RAT 01 a 23¹¹, aprobado mediante el Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, y publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el 9 de junio del 2014.
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e ITC¹², aprobado mediante el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, y edición actualizada a 30 de octubre de 2019.

El Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias, establece:

¹¹ Disponible en: <https://www.boe.es/boe/dias/2014/06/09/pdfs/BOE-A-2014-6084.pdf>. Fue elaborado por el anterior Ministerio de Industria, Energía y Turismo, en el primer Gobierno de Rajoy.

¹² Este Reglamento fue elaborado por Secretaria General de Industria y PYME y está disponible en: https://www.boe.es/biblioteca_juridica/codigos/abrir_pdf.php?fich=326_Reglamento_electrotecnico_para_baja_tension_e_ITC.pdf

- El límite de línea eléctrica de alta tensión trifásica como “Todas aquellas líneas de corriente alterna trifásica a 50 Hz de frecuencia, cuya tensión nominal entre fases sea superior a 1 kV”. En su Art. 3 clasifica las líneas de A.T. en tres categorías.

Tabla 2.

Niveles de tensión en España

CATEGORIA	TENSIÓN NOMINAL (kV)	USO
Especial	≥ 220	Transporte
Primera	220 - 66	Transporte y distribución
Segunda	66 – 30	Transporte y distribución
Tercera	30 - 1	Producción y distribución

Fuente: Autor

Referencia: (MINTECO, 2014).

- Cuando el transformador esté alimentado a través de un cable aislado desde un entronque de una línea aérea a subterránea, su protección contra sobrecorrientes se podrá efectuar mediante un pararrayos situado en el entronque, siempre que la distancia entre el pararrayos y el transformador no sea excesiva para garantizar la protección del transformador frente a sobretensiones atmosféricas.
- En centros de transformación subterráneos instalados en ubicaciones donde se puedan estacionar o circular vehículos la cubierta deberá soportar como mínimo una carga de 50 kN en una superficie de 600 cm².
- En centros de transformación privados, cuando se pueda acceder a un transformador con partes en tensiones accesibles a las personas a través de una puerta o rejilla de acceso, existirá un enclavamiento mecánico con el interruptor del primario del transformador, de tal forma que para acceder al transformador el interruptor del primario tenga que estar abierto, y que no se pueda cerrar dicho interruptor mientras que la puerta permanezca abierta o la rejilla desmontada.

El Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e ITC, establece en el ITC-BT-07 que:

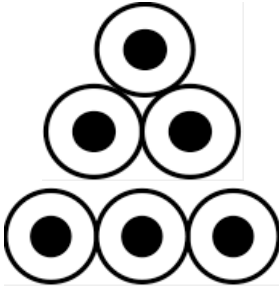
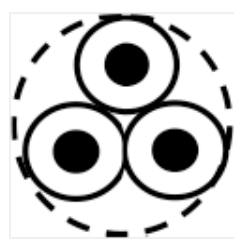
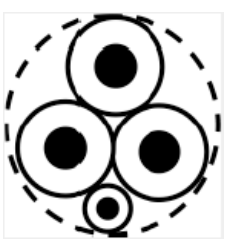
- Los cables podrán ser de uno o más conductores y de tensión asignada no inferior a 0,6/1kV, y deberán cumplir con los requisitos especificados en la Norma UNE-HD 603. La sección de estos conductores será la adecuada a las intensidades y

caídas de tensión previstas y, en todo caso, esta sección no será inferior a 6 mm² (conductores de cobre) y 16 mm² (conductores de aluminio).

- Los cables aislados podrán instalarse: directamente enterrados (no será menor a 0,60 m en acera, ni de 0,80 m en calzada), en canalizaciones entubadas (en tramos rectos se instalarán arquetas intermedias a una distancia máxima de 40 m) o galerías (dos tipos: visitable y registrable).
- En la Tabla 3 y Tabla 4 se exponen las intensidades máximas admisibles para cables subterráneos con conductores de aluminio y cobre, respectivamente.

Tabla 3.

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de aluminio en instalaciones enterradas.

Sección nominal mm ²	Terna de cables unipolares (1)(2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	Tipo de aislamiento					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
16	97	94	86	90	86	76
25	125	120	110	115	110	98
35	150	145	130	140	135	120
50	180	175	155	165	160	140
70	220	215	190	205	220	170
95	260	255	225	240	235	210
120	295	290	260	275	270	235
150	330	325	290	310	305	265
185	375	365	325	350	345	300
240	430	420	380	405	395	350
300	485	475	430	460	445	395
400	550	540	480	520	500	445
500	615	605	525	-	-	-
630	690	680	600	-	-	-

Fuente: (MINTECO, 2019).

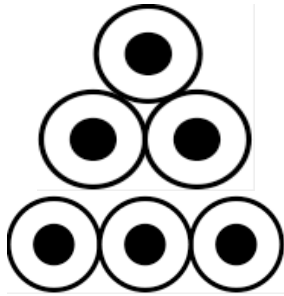
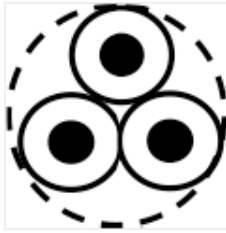
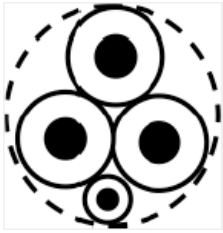
(1) Incluye el conductor neutro, si existe.

(2) Para el caso de dos cables unipolares, la intensidad máxima admisible será la correspondiente a la columna de la terna de cables unipolares de la misma sección y tipo de aislamiento, multiplicada por 1,225.

(3) Para el caso de un cable bipolare, la intensidad máxima admisible será la correspondiente a la columna del cable tripolar o tetrapolar de la misma sección y tipo de aislamiento, multiplicada por 1,225.

Tabla 4.

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalaciones enterradas.

Sección nominal mm ²	Terna de cables unipolares (1)(2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	Tipo de aislamiento					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

Fuente: (MINTECO, 2019).

- Para la instalación de cables en tubos enterrados en zanja, se instalará un circuito por tubo, la relación entre el diámetro interior del tubo y el diámetro aparente del

circuito será superior a 2, pudiéndose aceptar excepcionalmente 1,5. En el caso de una línea con cable tripolar o con una terna de cables unipolares en el interior de un mismo tubo, se aplicara un factor de corrección de 0,8.

- El conductor neutro no podrá ser interrumpido en las redes de distribución, salvo que ésta interrupción sea realizada con alguno de los dispositivos siguientes:
 - a) Interruptores o seccionadores omnipolares que actúen sobre el neutro y las fases al mismo tiempo, o que conecten el neutro antes que las fases y desconecten éstas antes que el neutro.
 - b) Cuando en el neutro se instalen uniones amovibles próximas a los interruptores o seccionadores de los conductores de fase.
- Los cables que conforman la red de alimentación para alumbrado exterior irán entubados. Los tubos serán enterrados a una profundidad mínima de 0,4 m del nivel del suelo, en la cual se colocará una cinta de señalización de advertencia sobre la existencia de cables de alumbrado público, situada a una distancia mínima del nivel del suelo de 0,10 m a 0,25 m por encima del tubo.
- Los empalmes y derivaciones para el alumbrado exterior se realizará en cajas de bornes adecuadas, situadas dentro de los soportes de las luminarias, y a una altura mínima de 0,3 m sobre el nivel del suelo o en una arqueta registrable.
- La máxima resistencia de puesta a tierra para alumbrado exterior será tal que, a lo largo de la vida de la instalación y en cualquier época del año, no se puedan producir tensiones de contacto mayores a 24 V, en las partes metálicas accesibles de la instalación (soportes, cuadros metálicos, etc.).

❖ *Holanda.*

En 2010, el gobierno holandés realizó algunos cambios a su Tercer Plan de Estructura de Abastecimiento de Electricidad (SEVIII), que restringió la longitud total de la red de distribución aérea. Además, estableció un principio de compensación por el que cada kilómetro de cableado aéreo debe ser compensado por la distancia correspondiente en otro lugar en cables subterráneos. Actualmente, la totalidad de sus líneas de baja tensión se encuentran bajo tierra (FUNDACIÓN HANNS SEIDEL, 2017).

❖ *Inglaterra.*

El soterramiento ha ocurrido como consecuencia de una legislación ambiental que obliga a las empresas eléctricas a realizar tareas de soterramiento en el marco de internalizar el impacto de su negocio (BCN, 2012).

En el año 2002 se realizó un estudio “The Scope for Undergrounding Overhead Electricity Lines”, cuyo objetivo fue evaluar el impacto del soterramiento de redes y distinguir las políticas que han sido clave en la promociones de estas iniciativas. El proceso de consentimiento de las nuevas instalaciones eléctricas es regulado por la Sección 37 de la Ley Eléctrica de 1989, y es administrado por el “Department of Trade and Industry” (BCN, 2012).

4.2.1.2. Oceanía.

En base a la información indagada se tiene como referencia que uno de los principales factores que determinaron por optar este sistema de soterramiento de redes de distribución de la electricidad fue a raíz de daños causados por las severas tormentas de 1994 que dejaron sin servicios energéticos.

❖ *Australia.*

El Programa Estatal de Energía (SUPP) es una iniciativa que evalúa en función de los criterios sociales, económicos y técnicos para la instalación del sistema de cableado soterrado por parte de los gobiernos locales. El programa cuenta con Comité Directivo y las empresas Western Power y WA Government Association.

El programa posee dos particularidades:

- Los Proyectos Residenciales Mayores (MRP) que comprenden alrededor de 600 a 1000 propiedades de áreas residenciales.
- Los Proyectos de Mejora Local (LEP) que generalmente comprenden la instalación del sistema de soterrado del cableado eléctrico en las principales avenidas de pueblos rurales, o áreas de importancia histórica o patrimonial.

4.2.1.3. Norteamérica.

El soterramiento de las redes de distribución de electricidad se ha constituido una tarea de alto costo por lo que en el caso del financiamiento de este tipo de obras le atribuyen la responsabilidad a quienes solicitan la realización de los proyectos de soterramiento.

❖ **Canadá.**

La normativa en la cual se establece la adecuada instalación y puesta en marcha de conductos soterrados es la Guía para distribución subterránea de Quebec. Esta guía desarrollada por iniciativa de Hydro-Quebec y la unión de Municipalidades de Quebec en colaboración con otras empresas, definen los términos de redes de cables subterráneos. Entre los puntos más destacados, tenemos:

- Las empresas de cable han optado por implementar programas de distribución subterránea enfocadas en dos aspectos fundamentales:

Primero: La ampliación subterránea de las redes de electricidad y telecomunicaciones en nuevos sectores residenciales.

Segundo: Enterramiento de redes aéreas existentes.

- En términos de implementación, la red subterránea reemplaza los postes de hormigón y realiza despliegues bajo tierra una serie de obras civiles: terminales de distribución, tuberías enterradas, bases de hormigón y cajas de conexión.
- En los casos de los sistemas de distribución eléctrica existentes (aérea); las empresas de servicios pueden oponerse al soterramiento aduciendo problemas técnicos, económicos o ambientales.
- Las redes de cable para la distribución eléctrica se instalan en el derecho de paso de la calle, o en lugares públicos donde es posible tener acceso en todo momento y en cualquier temporada.

❖ **Estados Unidos.**

LA NFPA (National Fire Protection Association) es una organización de EE.UU. fundada en 1896 encargada de crear y mantener las normas y requisitos mínimos para la prevención, capacitación, instalación y uso de medios de protección contra incendios. Uno de sus códigos es el NFPA 70 conocido como el National Electrical Code (NEC) que se aplica en los cincuenta estados de EE.UU. Además en ese país existe el conocido IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) que redacta documentos técnicos; algunos de los cuales son adoptados como normas por el Organismo de Normalización de los EE.UU., ANSI (American National Standards Institute).

La envergadura de este Código-Reglamento (aproximadamente 1470 páginas) hace imposible redactar en pocas líneas las especificaciones técnicas aplicadas en la construcción de redes subterráneas. Sin embargo, a continuación se exponen las características generales más destacadas.

- Los cables subterráneos serán blindados y no blindados en ensambles de cables con blindaje metálico. La instalación de los cables subterráneos debe cumplir los requisitos de profundidad detallados en la Tabla 5.

Tabla 5.

Requisitos de profundidad de los cables subterráneos.

Tensión del circuito	Condiciones generales (no especificadas de otra manera)						Condiciones especiales (se usan si es aplicable)			
	Cables enterrados directamente		Conduit no metálico rígido		Conduit metálico rígido y conduit metálico intermedio		Canalizaciones bajo edificios o losas de concreto exteriores, con espesor mínimo de 100 mm		Áreas sometidas a tráfico vehicular tales como vías públicas o áreas comerciales para estacionamiento	
	mm	pulgada	mm	pulgada	mm	pulgada	mm	pulgada	mm	pulgada
Mayor de 600 V hasta 22 kV	750	30	450	18	150	6	100	4	600	24
Mayor de 22 kV hasta 40 kV	900	36	600	24	150	6	100	4	600	24
Mayor de 40 kV	1000	42	750	30	150	6	100	4	600	24

Fuente: NFPA 70¹³.

- Los conductores usados para aplicaciones de enterramiento directo deben ser de un tipo identificado para ese uso. Los cables con valor nominal de más de 2 kV deben ser blindados.
- Los transformadores con capacidad total menor a los 112 ½ kVA aislados con aceite e instalados en interiores, se deben instalar en un bóveda (cámara eléctrica subterránea) con pisos de concreto reforzado de no menos de 100 mm.
- El conductor de puesta a tierra de un pararrayos, que protege un transformador que alimenta un sistema de distribución secundario, se debe interconectar a sistemas con neutros con múltiples puestos a tierra. el conductor puesto a tierra del sistema del secundario forma parte de un sistema de neutro con múltiples puestos a tierra o un alambre estático del cual el conductor neutro del primario o el alambre

¹³ Disponible en versión español en: [https://tsapps.nist.gov/notifyus/docs/wto_country/DOM/full_text/pdf/DOM223\(spanish\).pdf](https://tsapps.nist.gov/notifyus/docs/wto_country/DOM/full_text/pdf/DOM223(spanish).pdf)

estático tiene por lo menos cuatro conexiones de puesta a tierra en cada 1600 m de línea, además de la conexión de puesta a tierra de cada acometida.

- Las paredes, techos y pisos de las bóvedas (C.T.) se deben construir con materiales que tengan una resistencia estructural adecuada para las condiciones, y con una resistencia mínima al fuego de tres horas.
- Para una bóveda ventilada por circulación natural del aire hacia un área exterior, el área neta total combinada de todas las aberturas de ventilación, restando el área ocupada por persianas, rejillas o pantallas, no debe ser inferior a 1900 mm^2 por kVA de capacidad de los transformadores en servicio. Si los transformadores tiene una capacidad inferior a 50 kVA, en ningún caso el área neta debe ser inferior a $0,1 \text{ m}^2$.
- Cuando sea posible, las bóvedas que contengan transformadores de más de 100 kVA de capacidad deben estar dotadas de un drenaje o de otro medio que permita eliminar cualquier acumulación de aceite o agua en la bóveda. Cuando exista drenaje, el piso debe estar inclinado hacia éste.

❖ **México.**

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) es la empresa productiva encargada de controlar, generar, transmitir y comercializar energía en todo el país. La CFE es la empresa más grande del sector eléctrico de Latinoamérica. Entre sus objetivos es establecer los criterios, métodos, equipos y materiales utilizados en la planeación, proyecto y construcción de Redes de Distribución subterránea; mediante la implementación de una reglamentación denominada “Construcción de Sistemas Soterrados – Especificación CFE DCCSSUBT”. A continuación se detallan las especificaciones más relevantes:

- Es aplicable a sistemas de distribución de hasta 13,8 kV, para todo tipo de terreno.
- Las configuraciones en la topología del sistema para media tensión a ejecutarse pueden ser: en anillo y radial. En el caso de baja tensión la configuración será radial.
- Los sistemas de distribución de 200 A se utilizan en circuitos que se derivan de troncales de media tensión (tensiones de 13,2 kV a 34,5 kV). En media tensión,

los circuitos alimentadores subterráneos para un sistema de distribución de 200 A, deben ser:

Tabla 6.

Circuitos alimentadores subterráneos

CARGAS	CONFIGURACIÓN
Residencial	1F-2H o 3F-4H
Comercial	3F-4H
Industrial	3F-4H

Fuente: Especificaciones CFE DCCSSUBT.

- Los sistemas de distribución de 600 A se utilizan en circuitos troncales de media tensión, la configuración será en anillo o alimentación selectiva, de operación radial con una o más fuentes de alimentación. Los circuitos alimentadores subterráneos para un sistema de distribución de 600 A, deben ser 3F-4H.
- En transiciones aéreo-subterráneo-aéreo el nivel de aislamiento de los cables debe ser de 133 %, debiéndose utilizar cables con cubierta negra.
- La sección transversal del cable debe determinarse de acuerdo al diseño del proyecto, el calibre mínimo debe ser 253 mm² (500 MCM) y cumplir con la norma NFR-024-CFE.¹⁴ Adicionalmente se debe indicar el tipo de ambiente al que va a estar expuesto.
- La configuración de los cables para baja tensión debe ser triplex para sistemas monofásicos y cuádruplex para sistemas trifásicos, con el neutro de sección reducida y de acuerdo con la norma NFR-052-CFE.
- La caída de tensión del transformador al registro más lejano no debe exceder del 3 % en sistemas monofásicos y del 5 % en sistemas trifásicos (CFE, 2015).

4.2.1.4. Sudamérica.

❖ Colombia.

El Ministerio de Minas y Energía (MINMINAS) es la oficina estatal que se encarga de dirigir la política nacional en cuanto a minería, hidrocarburos e infraestructura energética. En ejercicio de sus facultades legales expide el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas-RETIE, donde se señalan las exigencias y especificaciones orientadas en garantizar la

¹⁴ Disponible en: <https://lapem.cfe.gob.mx/normas/pdfs/o/E0000-28.pdf>

seguridad de las instalaciones eléctricas con base en su buen funcionamiento. En el Art. 12 del capítulo 2 del RETIE, se estandarizan los niveles de tensión:

Tabla 7.

Niveles de tensión en Colombia

TENSIONES	NIVEL DE TENSIÓN (KV)
Extra alta tensión (EAT)	> 230
Alta tensión (AT)	57,5 – 230
Media tensión (MT)	1 – 57,5
Baja tensión (BT)	0,025 – 1
Muy baja tensión (MTB)	< 0,025

Fuente: Autor

Referencia: RETIE.

Las principales consideraciones técnicas del RETIE para la ejecución del sistema de soterramiento de líneas eléctricas, son las siguientes:

- Todas las transiciones entre tipos de cables, las conexiones a las cargas, o las derivaciones, deben realizarse en cámaras o cajas de inspección que permitan mantener las condiciones y grados de protección aplicables.
- Se permite el uso de conductores de aluminio en redes subterráneas de baja y media tensión siempre que el cable este certificado para uso subterráneo bajo los estándares de una norma técnica internacional, de reconocimiento internacional o NTC (Norma Técnica Colombiana), tanto del producto como en la instalación.
- Para efectos del presente reglamento, en el tendido de cables subterráneos se aplicarán requisitos adaptados de la Reglamentación para la Ejecución de Instalaciones Eléctricas en Inmuebles de la Asociación Electrotécnica Argentina (AEA).
- Se debe instalar todos los conductores de un circuito de la línea, sea monofásica o polifásica con su conductor de neutro y puesta a tierra de protección en el mismo ducto (MINMINAS, 2013).

❖ **Argentina.**

La Asociación Electrotécnica Argentina (AEA) es una organización no gubernamental, que tiene por objetivo propiciar, implementar y acordar con otros organismos, sistemas y programas de seguimiento y constatación de instalaciones eléctricas, tanto a nivel nacional e internacional. Es así que establece la “*Reglamentación AEA 95101 – Reglamentación para*

Líneas Eléctricas Exteriores en general – Instalación Subterráneas de Energía y Telecomunicaciones”. Entre los requisitos básicos establecidos en la Reglamentación AEA 95101 para el soterramiento de las redes de distribución de electricidad exteriores de cualquier tensión en corriente alterna, son:

- Cables de potencia según normas IRAM 2178 y 2160, para cables con tensiones nominales de 0,6/1 kV hasta 19/33kV.
- Las paredes y el fondo de la zanja serán planos y libres de irregularidades, la longitud máxima de zanjeo estará en función del tipo de terreno. Preferentemente, las zanjas no se abrirán en las calzadas, sino en las veredas de las calles.
- Las condiciones de instalación de los cables subterráneos se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 8.

Profundidad mínima de instalación de los cables subterráneos

TENSIÓN NOMINAL	PROFUNDIDAD MÍN. EN VEREDA (m)	PROFUNDIDAD MÍN. EN CALZADA (m)
Hasta 1 kV	0,7	1,0
Hasta 33 kV	1,0	1,10
Hasta 161 kV	1,30	1,40
Hasta 500 kV	1,50	1,60

Fuente: Autor

Referencia: (AEA, 2015).

Asimismo, en la “*Reglamentación AEA 95401 – Reglamentación sobre Centros de Transformación y Suministro en Media Tensión*”, se establece:

- Los requisitos básicos del equipamiento de maniobra y protección del lado de media tensión del transformador se dispondrá de un aparato de maniobra que provea seccionamiento. La protección contra sobrecorrientes se realizará con fusibles o interruptor automático de capacidad de ruptura adecuada a la potencia de cortocircuito en el punto de conexión a la línea. En el lado de baja tensión se debe disponer de seccionador de corte general, o bien seccionador por cada salida, operable bajo carga. La protección frente a sobrecorrientes se realizara con fusibles de alta capacidad de ruptura (IEC 60269) o interruptor automático (IEC 60947-2) por cada circuito de salida con capacidad de ruptura adecuada a la máxima corriente de cortocircuito del centro.

- La corriente admisible de conductores al aire debe reducirse en un 0,2 % por cada 100 m por encima de los 1000 m en instalaciones ubicadas por encima de los 1000 m sobre el nivel del mar. Asimismo las distancias mínimas de fase – tierra y entre fases se deberán aumentar en un 1.4 % por cada 100 m por encima de los 1000 m para tensiones superiores a 1 kV, ó por encima de los 2000 m para equipamiento de tensión igual o inferior¹⁵.
- Los cables de potencia aislados se canalizaran dentro del local (cámara de transformación) en canales de cable, cañerías o soportados por elementos adecuados fijados al techo o paredes. Estos elementos de ser metálicos deberán ser puestos a tierra, a menos que sus dimensiones sean inferiores a 50 x 50 cm.
- Los niveles de potencia normalizados para los transformadores de distribución se muestran en la Tabla 9.

Tabla 9.

Potencia nominal de transformadores usuales en kVA.

TRANSFORMADOR	POTENCIA NOMINAL (KVA)
Monofásico	5-10-16
	20-25-31
	5-40-50-63-80-100
Trifásico	16-20-25-31
	5-40-50-63-80-100-125-160-200-250-315-400-500-630-800-1000-1250

Fuente: AEA 95401¹⁶.

- Las sobretemperaturas permisibles en los transformadores sumergidos en aceite con refrigeración natural en altitudes hasta los 1000 m, no deberán pasar los siguientes valores:

Devanados (medido por variación de resistencias): 65 K

Aceite (en su superficie): 60 K; 55K

❖ *Perú.*

En el Perú se contempla el cumplimiento obligatorio del Código Nacional de Electricidad-Suministro y del Código Nacional de Electricidad-Utilización en actividades relacionadas

¹⁵ Requisitos establecidos en las normas IRAM 2377 o IEC 60664.

¹⁶ Disponible en: <https://aea.org.ar/producto/centros-de-transformacion-y-suministro-en-media-tension>. Tiene costo.

con las instalaciones eléctricas, sean estas: proyectos y ejecución de nuevas instalaciones eléctricas, modificaciones, renovaciones y ampliaciones.

El Código Nacional de Electricidad-Utilización comprende las instalaciones y equipos eléctricos en edificación, estructuras, predios y en general toda edificación que contemple un rango de baja tensión hasta 1 kV, y en alta tensión desde más de 1 kV hasta 36 kV. Para las instalaciones eléctricas con tensiones superiores a 36 kV, se debe complementar con el uso del Código Nacional de Electricidad-Suministro (Ministerio de Energía y Minas, 2006).

En el Código Nacional de Electricidad-Suministro se contempla las reglas preventivas enfocadas en salvaguardar a las personas y las instalaciones de suministro eléctrico, durante la construcción, operación y/o mantenimiento. Específicamente en la Parte 3 contempla las *Reglas de seguridad para la instalación y mantenimiento de líneas subterráneas de suministro eléctrico y comunicaciones*. Entre los aspectos sobresalientes tenemos:

- Las distancias mínimas de seguridad para la instalación entre cables subterráneos son de: 0,50 m para media tensión y 1,50 m para alta tensión.
- Las separaciones entre los sistemas de conductos de suministro y de comunicación se realizará mediante una de las siguientes medidas mínimas: 75 mm de concreto, 100 mm de mampostería o 300 mm de tierra bien apisonada.
- El sistema de conductos será diseñado para soportar fuerzas externas. En las áreas de calzadas, la carga viva constará del peso de un camión tractor semitrailer. En el diseño de estructuras no sujetas a la carga vehicular, la carga viva de diseño no será menor a 14,5 kPa.
- Se pondrán a tierra de manera efectiva las cubiertas conductoras y pantallas metálicas, los marcos y cajas de equipos. Los guardas o ductos de cables de subida que encierran líneas de suministro eléctrico o que están expuestas a contacto con conductores expuestos de suministro con tensión mayor de 300 V.
- Las aberturas de los accesos a cámaras subterráneas estarán ubicadas de tal manera que se proporcione un acceso seguro, y no obstruyan el ingreso a lugares públicos.
- Cuando un terminal se encuentre en una cámara subterránea, son permisibles partes vivas no aisladas, siempre que estén protegidas o no accesibles.

❖ *Chile.*

Se estima que en Chile menos del 10 % de las vías eléctricas son subterráneas. Los niveles de tensión existentes en el país con una frecuencia de 50 Hz, están establecidos en el Art. 1-5. Niveles de Frecuencia y Tensión en Sistemas de Distribución de la Comisión Nacional de Energía, los mismos que se detallan a continuación:

Tabla 10.

Niveles de tensión en sistemas de distribución.

TENSIONES	NIVEL DE TENSIONES
Baja Tensión	$\leq 1 \text{ kV}$. ¹⁷
Media Tensión	$>1 \text{ kV} \leq 23 \text{ kV}$.

Fuente: (Comisión Nacional de Energía, 2017).

Las condiciones mínimas que deben cumplir las instalaciones eléctricas de consumo en B.T. se encuentran contempladas en la norma *Nch Elec 4/2003 – Instalaciones de consumo en Baja Tensión* de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Las disposiciones se aplican al proyecto, ejecución y mantenimiento de las instalaciones de consumo cuya tensión sea inferior a 1 kV. Los aspectos más sobresalientes de esta norma para sistemas de soterramiento eléctrico, son:

- En canalizaciones subterráneas se prohíbe el uso de conductores tipo TW, THW, THHN, THWN y NSYA (SEC, 2003).
- Se aceptará el empleo de cables planos, o conductores en tubos flexibles, con profundidades de enterramiento no superiores a 0,25 m, en zonas en que no exista tránsito de vehículos y no estén expuestas a inundaciones.
- En las canalizaciones subterráneas se considera el uso de cámaras tipos A, B o C.
 - * *Cámara tipo A:* se usará preferentemente en sistemas industriales y cuando el tamaño y el número de conductores así lo aconsejen.
 - * *Cámara tipo B:* se usaran en instalaciones de menor envergadura.
 - * *Cámara tipo C:* se utilizarán como cámaras de paso, cámaras de unión o derivación, en instalaciones residenciales y en instalaciones de semáforos.

¹⁷ El voltaje nominal estándar en sistemas de tres o cuatro conductores: de tres fases será de 220 V entre fase y neutro.

4.2.1.5. Otras normas internacionales.

Adicionalmente a nivel internacional se establecen otros criterios para productos, servicios y procedimientos mediante normas que garantizan los productos y servicios. A continuación en la Tabla 11 se detallan otras normas internacionales trascendentales en el sector eléctrico con sus diferentes campos de aplicación:

Tabla 11.

Normas Internacionales

NORMATIVA	CAMPO DE APLICACIÓN
AISI	Establece la nomenclatura y composición de los aceros utilizados en la construcción de equipos, estructuras, etc.
ANSI / IEEE 386	Norma que define los tipos de aislamientos en accesorios de media tensión (codos, empalmes, terminales, regletas, etc.)
ANSI IEEE C 37.60, C 37.63, C 37.71, C 37.72, C37.73, C 57.12.28 ASTM D 2472, IEC 56 IEC 265-1	Establecen las características de los interruptores para protección y seccionamiento “Llave Seccionadora”.
ANSI IEEE C 57.109	Define los requerimientos de corto circuito para transformadores de distribución.
ANSI IEEE C 57.12.00	Supervisan el cumplimiento de normas para los transformadores tipo pedestal.
ANSI IEEE C 57.12.28	Establece los requerimientos de diseño, pintura y seguridad en la construcción de gabinetes de pedestal para transformadores.
ANSI / IEEE C 57.12.90	Supervisa el cumplimiento de las pruebas electromecánicas en transformadores pedestal.
ANSI 37.40, C37.41, C37.42 NEMA 5G-2	Establece los estándares para los equipos de protección monopolar “Corto circuito”.
ANSI C 119.1	Define los estándares de ampacidad en regletas de derivación secundarias (B.T.).
ANSI C 119.4	Define las características físicas del conector, en regletas de derivación secundarias (B.T.).
ANSI C 37.60, C 37.61, C 67.1 ANSI / IEEE C 62.11 NEMA SG-13	Establece los tipos de interruptor para protección y seccionamiento de los postes bajo carga.
ANSI C 57.13	Especifica los pedestal de medición para M.T.

ARESEP AR-NTACO-2002	Instalación y equipamiento de acometidas.
ARESEP AR-NTCVS-2002	Establece la calidad del voltaje de suministro.
ASTM	Características mecánicas del acero de esfuerzo para caja de registro y determinación de cualidades físicas, mecánicas y pruebas de tubos de PVC SDR-41.
ASTM B1, B2, B3, B3 y B8	Especificaciones de conductores de cobre desnudo.
ASTM D 3487	Define las características químicas del aceite dieléctrico para transformadores de distribución.
ASTM D 543	Resistencia química en regletas de derivación secundarias (B.T.), ante la presencia de líquidos agresivos.
ICEA S-94-649 o IEC-840	Diseño, fabricación y pruebas en cables de M.T.
IEC 502, UL-44, UL-854	Define los estándares para los cables de B.T.
IEC 885-2	Descargas parciales en cables de M.T.
IEEE 386 ANSI C 62.11	Define las características de los pararrayos tipo codo 27 kV, 10 kA
IEEE 404	Empalmes rectos para cable de M.T.
IEEE 48, VDE 0278, IEC 502	Terminales para cable de M.T. (mufas).
IEEE 837	Conectores de compresión para puesta a tierra
MIE-RAT-14 MIE-RAT-15	La ejecución de las maniobras propias de su explotación y operaciones de mantenimiento en condiciones óptimas de seguridad.
NEC	Requerimientos y metodologías que deben ser aplicados en los proyectos para la seguridad eléctrica.
NEC art. 450-9	Especificaciones del sistema de ventilación.
NEMA 4 X	Gabinete para el control electrónico de interruptor tipo poste y llave seccionadora
NEMA TP1	Establece los niveles de eficiencia de transformadores.
UL 467	Especifica los tipos de conectores de puesta a tierra en estructuras mecánicas
UNE-EN 12390-8	Define los rangos de impermeabilidad del hormigón en las cámaras de transformación.
UNE-20324	Establece los grados de protección para los accesos para el equipo y el personal
UNE-23727	Los elementos delimitadores del centro subterráneo, puertas, ventanas, rejillas, etc.
UNE-50102	Establece los grados de protección de las penetraciones de cables.
USASI, NEMA ANSI C 62.11	Define las características de los pararrayos tipo poste 27 kV, 10 kA

Fuente: Autor

4.2.1.6. Normas internacionales para el diseño de alumbrado público.

Las normas internacionales EN 13201:2016 y CIE han servido de referencia para la creación de otras normas; contemplan los cálculos de luminancia, iluminancia y sus mediadas asociadas de uniformidad (ver Anexo 1), así como deslumbramiento perturbador.

La norma EN 13201:2016¹⁸ comprende cinco secciones:

- ✓ EN 13201-1: Definición de las clases de iluminación para alumbrado.
- ✓ EN 13201-2: Requisitos de prestaciones.
- ✓ EN 13201-3: Cálculo de prestaciones.
- ✓ EN 13201-4: Métodos de medida de las prestaciones fotométricas.
- ✓ EN 13201-5: Indicadores de prestaciones energéticas.

Entre las normas CIE¹⁹ referenciales a alumbrado público, tenemos:

- ✓ CIE 140-2019: Cálculo de iluminación vial.
- ✓ CIE 115-2010: Iluminación de vías para tráfico motorizado y peatonal.
- ✓ CIE 136-2000: Guía para la iluminación de zonas urbanas.

4.2.2. Normativas vigentes en el Ecuador para el soterramiento de redes de distribución de electricidad

El Ecuador al igual que algunos países de América Latina experimentaron una ola de gobiernos progresistas, de allí que a partir del año 2007 se cambió el Marco Normativo del Sector Eléctrico Ecuatoriano dado que la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) era una ley que permitía abrir el sector eléctrico a la privatización y competencia, con inversiones pequeñas en centrales hidroeléctricas fomentando modelos de barcazas eléctricas que restringían la inversión pública en la generación, transmisión y distribución del suministro eléctrico. La creación del nuevo Marco Normativo se enfocó en la creación de una Nueva Ley en la que otorgaba al Estado un rol fuerte e importante en la economía, encargándose de grandes proyectos de inversión sobre todo en la generación como centrales hidroeléctricas y eólicas con el objetivo de alcanzar la soberanía energética. Es así que el Sector Energético se reorganizó con la entrada en vigencia de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE).

¹⁸ Disponibles en: <https://www.une.org/Buscador>. Tiene costo.

¹⁹ Disponible en: <http://www.cie.co.at/search/node>. Tiene costo.

En el año 2018, la llamada “optimización del Estado” orientado en el rediseño institucional impulsado por el Ejecutivo, se basó en la emisión de siete decretos ejecutivos entre los cuales se destaca el Decreto Ejecutivo 399 que contempla la fusión por absorción al Ministerio de Hidrocarburos y las instituciones de electricidad, minería y la Secretaria de Hidrocarburos.

❖ ***Decreto Ejecutivo 399.***

El Decreto Ejecutivo No. 399 es publicado en el Registro Oficial Nro. 255 del 05 de Junio del 2018. Este decreto en consideración al anterior Ministerio de Electricidad y Energía Renovable como: “El órgano rector y planificador del sector eléctrico”, a través del Art. 1 decreta “la fusión por absorción al Ministerio de Hidrocarburos, las siguientes instituciones: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, Ministerio de Minería y la Secretaria de Hidrocarburos”. Como resultado de esta fusión dispuso que todas las competencias, atribuciones y funciones, representaciones y delegaciones constantes en las leyes, decretos, reglamentos y demás normativa vigente que le correspondían a los ministerios anteriormente señalados y en particular al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) serán asumidas por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR).

❖ ***Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE).***

La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica aprobada el 16 de enero de 2015 mediante el Registro Oficial No. 418 contempla como principales objetivos específicos lo siguiente²⁰:

- Proveer a los consumidores o usuarios finales un servicio público de energía eléctrica de alta calidad, confiabilidad y seguridad; “así como el servicio de alumbrado público general que lo requieran según la regulación específica”.
- Formular políticas de eficiencia energética a ser cumplidas por las personas naturales y jurídicas que usen la energía o provean bienes y servicios relacionados, favoreciendo la protección del ambiente.
- En proyecto de expansión eléctrica en urbanizaciones y similares, establece que las redes eléctricas de distribución deberán ser subterráneas.

²⁰ Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica Art. 2.

- El cumplimiento de la legislación aplicable para el tendido de líneas subterráneas; las mismas que deben realizadas en coordinación con las autoridades competentes y otros prestadores de servicios públicos.²¹

De acuerdo a la LOSPEE el sector eléctrico estaba estructurado en el ámbito institucional, de la siguiente manera²²:

1. Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER).
2. Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL).
3. Operador Nacional de Electricidad (CENACE)
4. Institutos especializados.

A continuación en la Figura 19 se puede observar en base a la LOSPEE como estaba establecido el modelo del Sector Eléctrico Ecuatoriano:

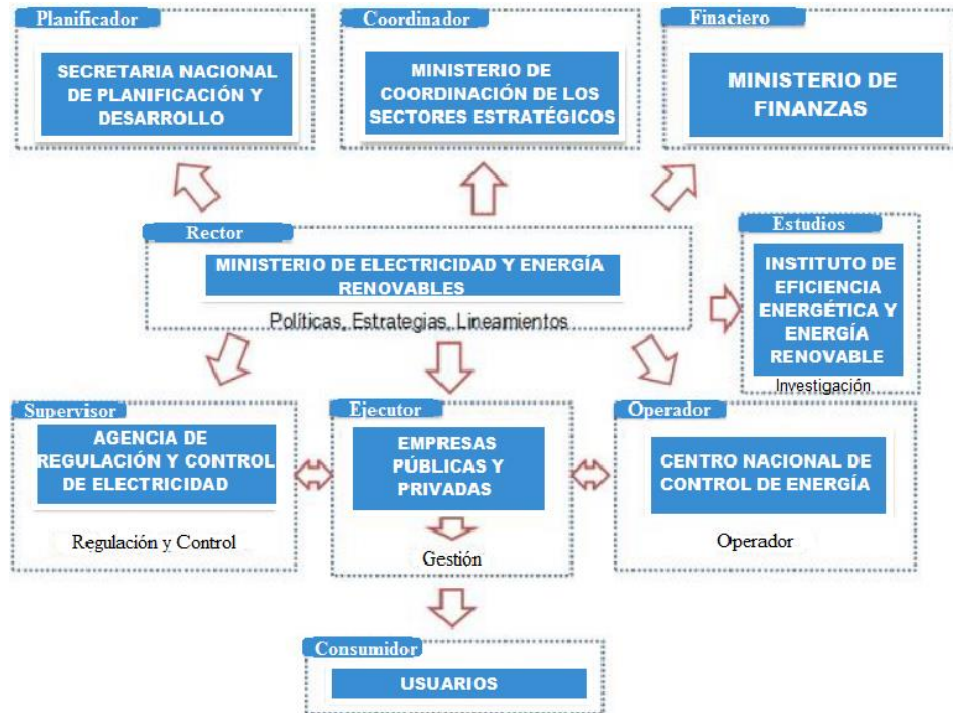


Figura 19. Modelo del Sector Eléctrico Ecuatoriano con la LOSPEE.

Fuente: Tacle Albán, 2017.

Sin embargo con el rediseño institucional impulsado por el Ejecutivo, el Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables elaboró el Plan Estratégico Institucional 2019-

²¹ Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica Art. 84 inciso 2.

²² Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica Art. 9.

2021 sobre la base de los instructivos metodológicos establecidos por la Secretaria Nacional de Planificación y Desarrollo (SENPLADES), en consistencia con la Constitución, el Plan Nacional de Desarrollo, las Políticas y Objetivos Sectoriales e Intersectoriales, y el Estatuto Orgánico de Gestión Organizacional por procesos del Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables (MERNNR, 2019).

El plan estratégico se encuentra sustentado en el marco de cuatro ejes esenciales relacionados al Desarrollo Económico, a la Sostenibilidad Ambiental y Social, a la Regulación y Control, y a la Gestión y Administración Institucional, considerando además factores importantes de cambio vinculados a la Investigación, Desarrollo y Formación, y a la Normativa que impulse el desarrollo integral del sector (MERNNR, 2019).

A continuación, en el esquema presentado en la Figura 20 se detallan los principales actores relacionados con la gestión del modelo del Sector Eléctrico Ecuatoriano del Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables:

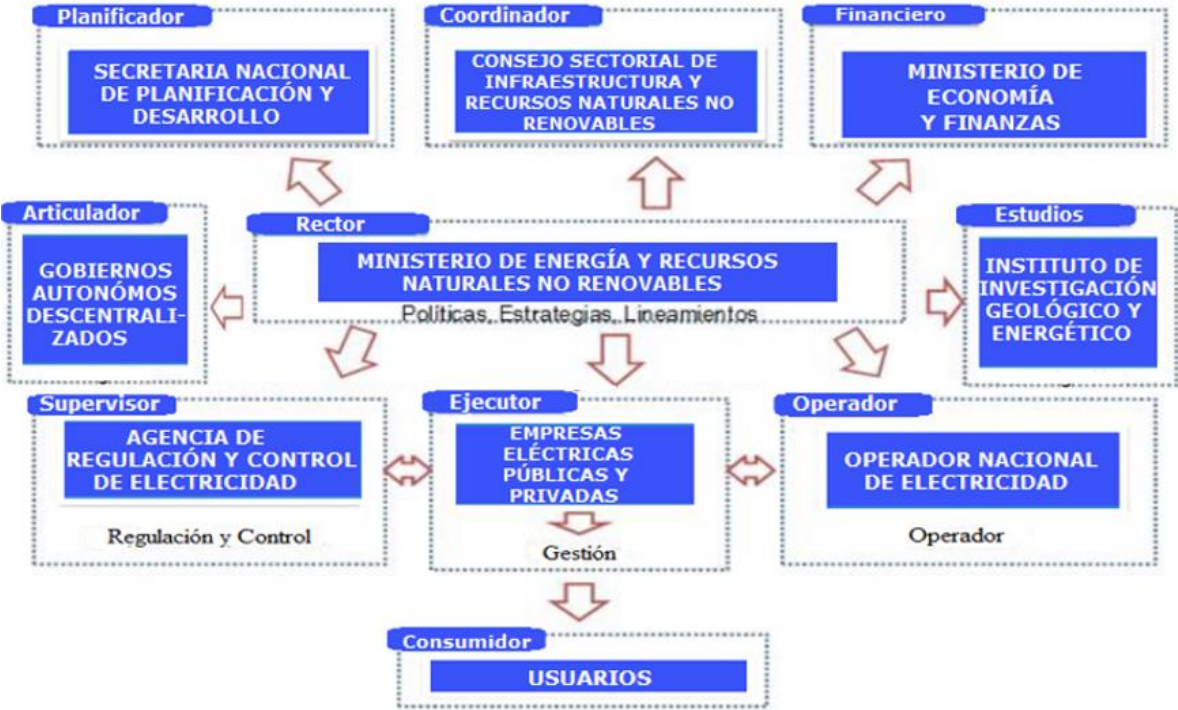


Figura 20. Gestión del modelo del Sector Eléctrico Ecuatoriano MERNNR.

Fuente: Autor.

Es importante señalar que en el transcurso del desarrollo del presente proyecto no se ha realizado cambio alguno en la Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica con el

nuevo Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables. Sin embargo como referencia se puede mencionar que el 19 de marzo del 2019 se publicó y entro en vigencia la Ley Orgánica de Eficiencia Energética en la cual contempla disposiciones reformativas de la Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica a fin de permitir entre otros, el servicio de carga de vehículos eléctricos previa firma de un contrato de comercialización con las empresas eléctricas de distribución (Terán, 2019).

❖ ***Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables (MERNNR).***

El Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables (MERNNR) en base a las Disposiciones Generales contempladas en el Decreto Ejecutivo 399, tiene las facultades, competencias y atribuciones del anterior Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), razón por la cual todos los derechos y obligaciones, constantes en convenios, contratos u otros instrumentos jurídicos expuestos a continuación serán en base a las disposiciones actuales establecidas por el anterior Ministerio (MEER).

Las disposiciones con carácter de cumplimiento obligatorio para todas las distribuidoras eléctricas se emitieron mediante Acuerdo Ministerial MEER N° 211, con fecha 30 de julio de 2013. Es importante mencionar que en el transcurso del desarrollo del presente proyecto no se realizó cambio alguno al Acuerdo Ministerial MEER N° 211 como resultado de la fusión.

Mediante el Art. 1, el Acuerdo Ministerial MEER N° 211 decreta: “Disponer a cada una de las Empresas Eléctricas del país, que los nuevos diseños y construcciones de redes eléctricas en urbanizaciones y lotizaciones, sean subterráneos, aplicando para el efecto las disposiciones contenidas en la Norma Técnica Homologada de las Unidades de Propiedad y Unidades de Construcción del Sistema de Distribución Eléctrica de Redes Subterráneas, así como las correspondientes políticas, ambas circunstancias emitidas por el MEER”.

En el Art. 4 establece que “Dentro de la planificación anual que elabore cada Empresa Eléctrica de Distribución del país, debe considerarse el cambio de redes aéreas a soterradas.

El anterior Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) en conjunto con algunas empresas de distribución de energía en el Ecuador, presento un documento en el cual se establecen los parámetros para el diseño y construcción de un sistema eléctrico

subterráneo, denominado: “*Homologación de las unidades de propiedad (UP) y unidades de construcción (UC) en sistemas de distribución de energía eléctrica de redes subterráneas*”.

El documento tiene por objetivos:

- Establecer un sistema único para la identificación de las Unidades de Propiedad (UP) que conforman el sistema de distribución de redes subterráneas.
- Estandarizar y homologar los materiales y equipos que conforman las Unidades Constructivas.
- Definir un sumario de especificaciones técnicas de los materiales y equipos eléctricos de mayor uso, estandarizando la simbología para representar los elementos en el sistema de distribución de redes subterráneas.

El contenido del documento consta de seis secciones, las cuales se estudiarán posteriormente en base a las disposiciones de la obra civil y eléctrica. A continuación se presenta el contenido de las seis secciones:

- **SECCION 1:** Marco teórico para la homologación de las unidades de propiedad de construcción del sistema de distribución eléctrica de redes subterráneas²³.
- **SECCION 2:** Manual de construcción del sistema de distribución eléctrica de redes subterráneas²⁴.
- **SECCION 3:** Especificaciones técnicas de los materiales para sistemas de distribución eléctrica de redes subterráneas²⁵.
- **SECCION 4:** Manual de las unidades de construcción²⁶.
- **SECCION 5:** Código de las unidades de propiedad para los sistemas de las unidades de propiedad y unidades de construcción del sistema de distribución²⁷.
- **SECCION 6:** Simbología de los elementos del sistema de distribución eléctrica de redes subterráneas²⁸.

²³ Disponible en: <http://www.unidadesdepropiedad.com/pdf/2d/Subterranas/Marco%20teorico.pdf>

²⁴ Disponible en:

<http://www.unidadesdepropiedad.com/pdf/2d/Subterranas/Manual%20de%20construccion.pdf>

²⁵ Disponible en: http://www.unidadesdepropiedad.com/pdf/2d/Subterranas/Especificacion_tecnica_2.pdf

²⁶ Disponible en: <http://www.unidadesdepropiedad.com/pdf/2d/Subterranas/Manual%20de%20UP.pdf>

²⁷ Disponible en:

http://www.unidadesdepropiedad.com/pdf/2d/Secc5-CodigoUP/Secc%205_%20MT_UP.pdf

²⁸ Disponible en: <http://www.unidadesdepropiedad.com/pdf/2d/Subterranas/Simbologia.pdf>

❖ **Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL).**

El principal rol en el Estado es establecer las reglas de comportamiento dentro del sector eléctrico. Mediante el ARCONEL se regula y controla el cumplimiento obligatorio de las empresas eléctricas de distribución públicas y privadas relacionadas con las actividades del servicio público de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general, precautelando el bienestar de los ciudadanos y el desarrollo sustentable del país.

El ARCONEL mediante la Regulación Nro. 002-18 vigente desde el 13 de abril del año 2018, que tiene por objetivo: “Establecer el modelo de contrato para el suministro del servicio público de energía eléctrica a ser suscrito entre empresas distribuidoras y consumidores regulados”, en el cual define los siguientes niveles de voltaje.

Tabla 12.

Niveles de tensión en Ecuador.

TENSIONES	NIVEL DE TENSIÓN (kV)
Alta tensión grupo 2	> 138
Alta tensión grupo 1	40 – 138
Media tensión	0,6 – 40
Baja tensión	< 0,6

Fuente: (ARCONEL, 2018).

El ARCONEL mediante la Regulación 004/18²⁹ establece las normas generales que deben cumplir las distribuidoras, el transmisor (cuando corresponda) y los consumidores para la prestación del servicio público de energía eléctrica tomando en consideración el Art. 65 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, que dispone: “Las redes eléctricas para atender el servicio eléctrico en lotizaciones, urbanizaciones y edificios de propiedad horizontal, deberán ser subterráneas”.

❖ **Código Orgánico de Organización Territorial, Autonomía y Descentralización (COOTAD).**

El COOTAD tiene su origen en base al art. 242 de la Constitución de la República del Ecuador y tiene como fin la consolidación en un solo cuerpo legal de los diferentes gobiernos autónomos para que regulen los ingresos, tributos, competencias, atribuciones, etc. mediante

²⁹ Disponible en: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/regulaciones/>

el desarrollo de un modelo de descentralización obligatorio y progresivo con el mejoramiento de los servicios públicos y la participación comunitaria.

Es así que en base a sus facultades normativas y ejecutivas que otorga a los distintos gobiernos autónomos descentralizados, el COOTAD establece que para el soterramiento y adosamiento de redes: “La construcción, instalación y ordenamiento de las redes eléctricas, se realizarán mediante ductos subterráneos, adosamiento, cámaras u otro tipo de infraestructura que se coloque bajo el suelo, de conformidad con la normativa técnica establecida por la Función Ejecutiva (MERNNR) o la autoridad reguladora (ARCONEL)”.³⁰

En el ámbito de la construcción de la obra civil necesaria para el soterramiento o adosamiento, deberán cumplir con la normativa emitida por cada Gobierno Autónomo Descentralizado. Es así que, el GAD Municipal de Loja estableció la siguiente resolución:

- *Resolución N° 120 del Municipio de Loja.*- la Municipalidad de Loja mediante resolución N° 120 en derecho constitucional que le otorga el COOTAD, decreta mediante el Art. 1: “Autorizar el inicio del proceso de Licitación Internacional de la Obra N° LICOI-ML-CAF-REG-01-2015, para contratar la “Construcción del Plan de Ordenamiento y Desarrollo Sostenible del Casco Urbano Central de la Ciudad de Loja, y aprobar los pliegos que se adjuntan a la presente resolución”.

En la presente resolución se contempló que el contenido de los Pliegos Contractuales del proceso de Licitación Internacional, ponerlos a consideración de los coejecutores del proyecto: Empresa Eléctrica Regional de Sur S.A. y la Corporación Nacional de Telecomunicaciones CNT EP, para la aprobación respectiva.

4.2.2.1. Homologación de Unidades de Propiedad (UP) y Unidades de Construcción (UC) de las especificaciones técnicas en obras civiles para la construcción de las cámaras subterráneas.

En el capítulo I; sección 2, se establecen las especificaciones técnicas que deben satisfacer las obras civiles necesarias para la adecuada selección de los materiales de construcción, diseños propuestos, iluminación interior, ventilación, planos de distribución, detalles constructivos y otros según su aplicación.

³⁰ COOTAD. Art. 366.1

❖ **Banco de ductos.**

Los bancos de ductos deben utilizar separadores de láminas de PVC (ver Figura 21) según especificaciones determinadas en la sección 3. Las separaciones mínimas horizontales y verticales entre los ductos de un mismo banco será de 5 cm (independiente del diámetro de tubería y del nivel de voltaje), y su distancia longitudinal entre cada separador será de 2,5 m.

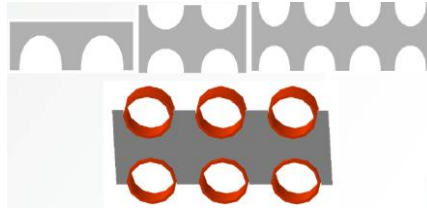


Figura 21. Separadores de ductos.

Fuente: (MEER, 2013).

▪ **Ancho de zanja.-** Para la determinación del ancho de la zanja, el documento de homologación propone la siguiente fórmula matemática:

$$B_d = N * D + e * (N - 1) + 2x \quad \text{Ecuación 1.}$$

Donde:

B_d : Ancho de zanja.

D: Diámetro.

N: Numero de tubos.

e: Espacio entre tubos.

x: Distancia entre tubería y la pared de la zanja (Min. 10 cm).

▪ **Configuración de ductos.-** La configuración de los ductos dentro de una misma zanja estará dada en base al número de filas por número de columnas. El documento de homologación recomienda la siguiente configuración:

Tabla 13.

Configuración de ductos.

Fila x Columna	Fila x Columna	Fila x Columna
1 x 2	1 x 3	1 x 4
2 x 2	2 x 3	2 x 4
3 x 2	3 x 3	3 x 4
4 x 2	4 x 3	

Fuente: (MEER, 2013).

Nota: No se instalaran ductos de otros servicios paralelamente por encima o debajo de los ductos eléctricos. La separación horizontal mínima entre bancos de ductos eléctricos y otros servicios será de 25 cm.

Banco de ductos bajo acera: El material de relleno será de arena y opcionalmente de hormigón de 140 kg/cm^2 en caso de requerirse una mayor resistencia mecánica. La profundidad mínima a la que deben instalarse los ductos o bancos de ductos será de 0,6 m.

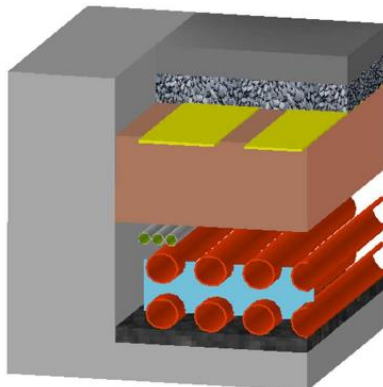


Figura 22. Banco de ductos en acera con configuración 2x4.

Fuente: (MEER, 2013).

A manera de ejemplo de puede observar que en la Figura 22 la constitución de las diferentes capas de material, cintas de señalización, configuración de los ductos, etc de un banco de ductos en acera. Los detalles constructivos y demás configuraciones de ductos a utilizar para un proyecto de soterramiento de redes eléctricas se encuentran contemplados en la Sección 4 del documento de homologación.

Banco de ductos bajo calzada: A diferencia de los ductos bajo acera, estos serán rellenos con hormigón libre de piedra; con una resistencia mínima de 180 kg/cm^2 . La profundidad mínima a la que deben instalarse los ductos o bancos de ductos será de 0,8 m. En la Figura 23 se presenta a manera de ejemplo un banco de ductos en calzada.

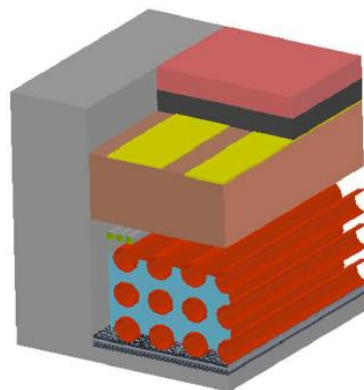


Figura 23. Banco de ductos en calzada con configuración 3x4.

Fuente: (MEER, 2013).

▪ **Ductos.-** El tipo de ducto a instalarse será PVC de pared estructurada e interior lisa tipo B para red de media tensión y baja tensión, y tuvo PVC del tipo II pesado para alumbrado público y acometidas domiciliarias. En la Tabla 14 se especifica las características establecidas en el documento de homologación para los ductos.

Tabla 14.

Ductos y tubería metálica a emplear en las canalizaciones y transiciones.

Calibre del conductor (AWG 0 kcmil)	Tensión (kV)	Diámetro del ducto (mm)	Transición Ducto (mm)
1/0, 2/0, 3/0, 4/0, 250, 300, 350, 500	35	160	160
2, 1/0, 2/0, 3/0, 4/0, 250, 300, 350	15-25	110	110
500	15-25	160	160
4, 1/0, 2/0, 3/0, 4/0,	0,6	110	110
6, 4, 2, 1/0	0,6 (A.P. y acometidas)	50	50

Fuente: (MEER, 2013).

▪ **Cintas de señalización.-** Se colocara una cinta o banda de PVC en toda la trayectoria del banco de ductos para indicar la existencia de ductos eléctricos, ésta se colocara a una profundidad de 20 cm medidos desde el nivel del piso terminado de acera o calzada (ver Figura 24).

Cuando el ancho de la zanja es menor o igual a 0,5 m se colocara una cinta de señalización, si la zanja es mayor a 0,5 m se colocara dos cintas de señalización.



Figura 24. Cinta de señalización.

Fuente: (MEER, 2013).

❖ **Pozos.**

El documento establece la utilización de pozos cuando existan cambios de dirección, transición aérea a subterránea, así como a lo largo de los tramos rectos de la ruta del circuito. La distancia entre pozos dependerá del diseño, esta distancia estará entre 30 y 60 m. En la

Tabla 15 de presenta las dimensiones mínimas de los pozos para el tendido de cables eléctricos establecidos en el documento de homologación.

Tabla 15.

Dimensiones mínimas de pozos.

Tipos	Largo (m)	Ancho (m)	Profundidad (m)	Aplicación
Tipo A	0,60	0,60	1,20	AP-ACOMETIDA
Tipo B	0,90	0,90	0,90	MT-BT-AP
Tipo C	1,20	1,20	1,20	MT-BT-AP
Tipo D	1,60	1,20	1,50	MT-BT-AP
Tipo E	2,50	2,00	2,00	MT-BT-AP

Fuente: (MEER, 2013).

La forma de los pozos dependerá del ángulo que formen los bancos de ductos, estos pueden ser cuadrados, rectangulares y octogonales (en caso de ser necesario). El piso de los pozos podrán ser: con hormigón y drenaje, con o sin hormigón y material filtrante.

- **Tapas.-** los tipos de tapas a utilizar, son:

Tapas de hormigón: Tendrán un marco referencial y brocal metálico construido de platina de acero de espesor de 4 mm y 50 mm de base por 75 mm de alto con una abertura de 110 grados. La resistencia del hormigón de la tapa será de $f'c=210 \text{ kg/cm}^2$, de 70 mm de espesor en vereda y 150 mm en calzada con armadura $\varnothing=12 \text{ mm}$ cada 100 mm, en ambas direcciones. Los detalles constructivos se presentan a continuación en la Figura 25.

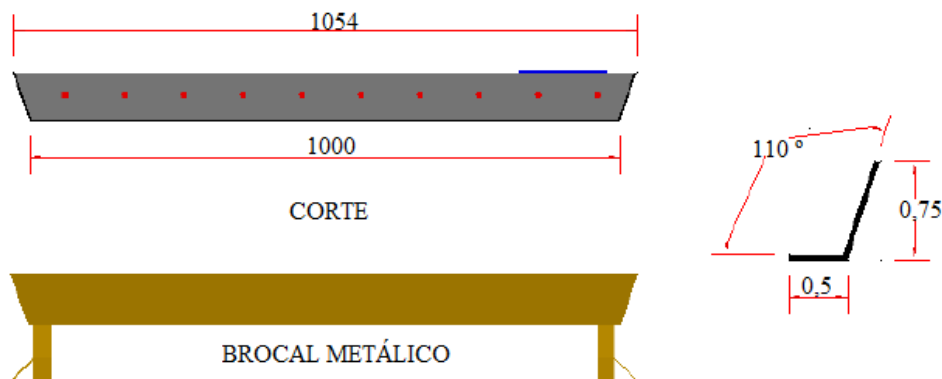


Figura 25. Tapa de hormigón.

Fuente: (MEER, 2013).

Tapas de grafito esferoidal: Es de obligatoriedad el uso de este tipo de tapas en los pozos ubicados en calzada. Las tapas en fundición dúctil, están soportadas en un marco de acero galvanizado, que provee el soporte y bisagras (ver Figura 26).

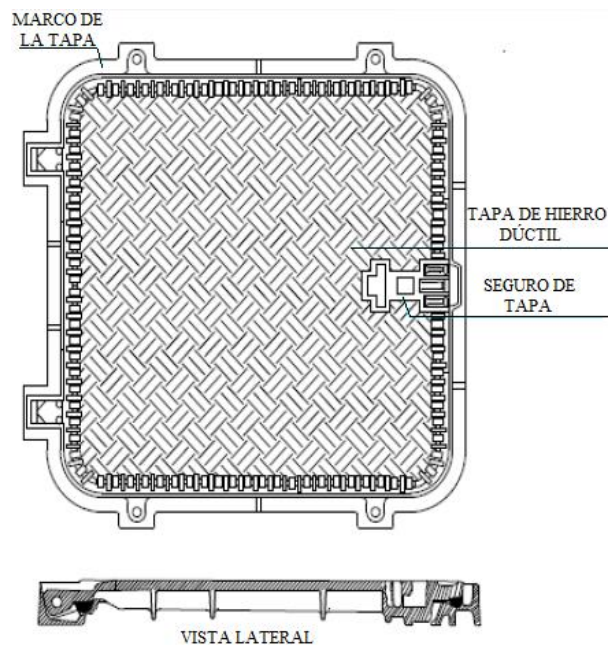


Figura 26. Tapa de grafito esferoidal.

Fuente: (MEER, 2013).

- **Soportes.-** Cada pozo contará con soportes de acero galvanizado (ver Figura 27) o fibra de vidrio para sujetar y ordenar los conductores que se encuentren dentro de este.

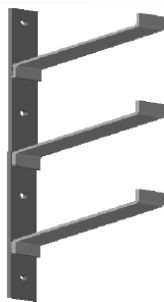


Figura 27. Soporte de acero galvanizado.

Fuente: (MEER, 2013).

❖ **Cámaras eléctricas.**

Las especificaciones técnicas generales para obras civiles de las cámaras eléctricas son:

- La cámara estará diseñada para uso exclusivo de energía eléctrica.
- Los equipos a instalar en el interior de la cámara determinarán las especificaciones técnicas de construcción.
- La cámara será resistente a esfuerzos externos, ventilada adecuadamente, resistente a cualquier medio ambiente.

- Se dispondrá de un acceso libre desde la vía pública para el personal de la empresa distribuidora.

▪ **Dimensiones.-** Las dimensiones interiores dependerán directamente de la potencia, número de transformadores y de las medidas de los equipos a instalarse.

Tabla 16.

Dimensiones mínimas de las cámaras subterráneas.

Numero de transformadores	Voltaje nominal de la línea de distribución en M.T.	Dimensiones mínimas (cm)		
		A	B	H
1	< 24 kV	420	540	300
2	< 24 kV	420	600	300

Fuente: (MEER, 2013).

Especificaciones del hormigón de las cámaras subterráneas: La resistencia del hormigón se determinó en base a dos tipos:

- Tipo A: 240 kg/cm² para lo que corresponde a losas tanto móviles y fijas para soportar el paso vehicular.
- Tipo B: 210 kg/cm² para todas las paredes y pisos.

Tabla 17.

Especificaciones del hormigón de cámaras subterráneas.

Estructura	Tipo	Tipo de concreto	Resistencia f'c
Pisos	B	Hormigón simple	210 kg/cm ²
Paredes	B	Hormigón armado	210 kg/cm ²
Losa Superior Fija	A	Hormigón armado	240 kg/cm ²
Losa Superior Móvil	A	Hormigón armado	240 kg/cm ²

Fuente: (MEER, 2013).

▪ **Canalización en el interior de las cámaras subterráneas.-** Las cámaras deben contener canales perimetrales y rejillas a nivel del piso. Las dimensiones de los canales aproximadamente serán de 0,4 m a 0,5 m de ancho y 0,6 m de profundidad, dentro de las cuales alojarán a los conductores de baja y media tensión colocadas sobre bandejas portacables. En caso de no poder instalar este sistema se dejará sin fundir la base del pozo recolector de líquidos y se colocará grava en contacto con el suelo.

Adicionalmente se establece la colocación de rejillas metálicas elaboradas con varilla lisa de 10 mm de diámetro y separadas cada 50 mm entre sí, unidas mediante dos perfiles de hierro, que servirá para el alojamiento de los conductores de media tensión a una altura de 100 mm de la base del canal. Otra con similares características para el alojamiento de los conductores de baja tensión que deberá ser instalada a una altura de 250 mm.

Canalización para recolección de aceite del transformador: Se construirá alrededor del transformador una zanja con capacidad de albergar en su interior el 100 % el aceite del transformador. Las dimensiones serán de 25 cm de ancho por 40 cm de profundidad, la misma que contendrá una bandeja de apaga fuegos de acero galvanizado, perforada y ubicada a 10 cm de la parte superior de la zanja y cubierta con grava

▪ **Impermeabilidad.**- Las cámaras serán resistentes principalmente al agua y la humedad. Establece que se puede usar los métodos de impermeabilidad rígida o flexible.

Se establece que para una mayor impermeabilidad se debe realizar una buena compactación (vibrado del hormigón) y se debe utilizar aditivos durante la preparación del hormigón y morteros con el fin de prevenir y solucionar problemas de humedad.

▪ **Acceso a las cámaras eléctricas.**- los detalles constructivos de los accesos será en base a dos tipos de cámaras:

Cámaras subterráneas: El acceso será por la losa superior a través de un boquete de 70x70 cm, (Norma NEC 923-18, mínimo 56x65 cm), en las cuales se colocarán tapas de fundición de acero dúctil o grafito esferoidal. Debajo de esta tapa se deberá instalar una rejilla como seguridad. En la Figura 28 se presenta en formato digital de la constitución del acceso.

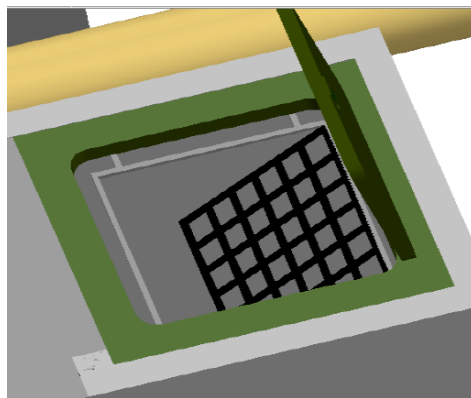


Figura 28. Acceso a las cámaras subterráneas.

Fuente: (MEER, 2013).

Para el ingreso hacia el interior de las cámaras eléctricas establece que la instalación de una escalera telescópica vertical de hierro galvanizado; el tubo será de 25,4 mm de diámetro, con peldaños dispuestos cada 30 cm soldadas a un marco del mismo tubo y empotradas a la pared. Las especificaciones y dibujo se pueden observar en la Figura 29.

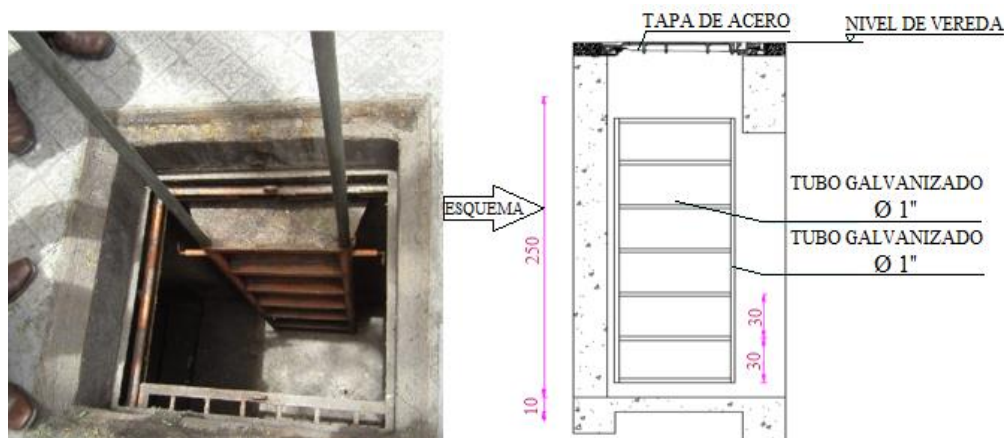


Figura 29. Escalera telescópica vertical de hierro galvanizado.

Fuente: (MEER, 2013).

La parte inferior de la escalera descansará sobre una plataforma de hormigón situado a una altura de 60 cm del piso de la cámara, desde de la cual se accederá a él utilizando peldaños de hierro u hormigón.

Cámaras a nivel: La puerta de acceso se abrirá hacia afuera; tendrá 2,30 m por 1,40 m de altura y ancho, respectivamente. Se construirá en lámina metálica de espesor 1,5 mm y con una resistencia al fuego mínimo de 3 horas (NEC 450.43).

Las puertas deberán ser metálicas con una cerradura que impida el ingreso a personal no autorizado. Asimismo establece que deberá tener rendijas para ayudar a la ventilación de la cámara eléctrica.

▪ **Acceso de los equipos eléctricos a las cámaras eléctricas.**- Para el ingreso de los equipos a la cámara eléctrica se deben disponer de espacio físico, los mismos que pueden ser:

- Losas de hormigón móviles (2 losas).
- Tapas de acceso metálicas de dimensiones apropiadas.

▪ **Diseño para el sistema de ventilación de las cámaras eléctricas.**- La ventilación debe ser adecuada para disipar la temperatura producida por las pérdidas a plena carga del transformador.

El incremento máximo admisible de temperatura será de 15 °C. Todo sistema de ventilación debe contar con:

- Pozos de acceso y evacuación de aire.
- Ductos de acceso y evacuación de aire.
- Sistema mecánico de ventilación.
- Ventanas de acceso y evacuación de aire dentro de la cámara eléctrica.

Es así que para el dimensionamiento del sistema de ventilación, según lo indica el manual de construcción del anterior Ministerio (MEER), se requiere el uso de la norma INEN 2114³¹ o 2115³². Entre las especificaciones técnicas, tenemos:

- Las cámaras eléctricas se debe disponer de una entrada de aire fresco exterior por medio de un ducto circular conectado desde el pozo de acceso que llegará a la pared subyacente donde se ubica el transformador, para mantener la temperatura de la cámara en los niveles establecidos. En la Figura 30 se presenta el esquema de un circuito de ventilación eficiente.

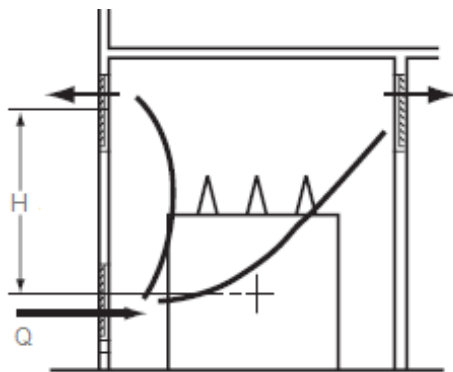


Figura 30: Circuito de ventilación eficiente.

Fuente: (Grupo Schneider, 2004).

- El área mínima del ducto debe ser 1250 cm² (ducto de 40 cm de diámetro).
- El material del tubo deberá ser de PVC corrugado.
- Sera necesario disponer de una ventilación forzada mediante un ventilador de inyección de aire a temperatura ambiente del exterior de la cámara y un ventilador de extracción del aire caliente producido en el interior de la misma.

³¹ Disponible en: <https://archive.org/details/ec.nte.2114.2004>

³² Disponible en: <https://archive.org/details/ec.nte.2115.2004>

- Se dispondrá de un sistema de control automático para la operación de los ventiladores.
- Los cálculos para el dimensionamiento y tipo de los ventiladores se lo realizará mediante un estudio específico.
- Las áreas de abertura para la ventilación denominadas S y S' pueden ser calculadas utilizando las siguientes formulas:

$$S = \frac{1,8 * 10^{-4} P}{\sqrt{H}} \quad \text{Ecuación 2.}$$

$$S' = 1,10 * S \quad \text{Ecuación 3.}$$

Donde:

S = Entrada de aire. Parte inferior [m²]

S' = Salida de aire. Parte superior [m²]

P = Potencia total disipada. (Pérdidas totales del transformador) [W]

H = Altura medida entre los puntos medidos de cada abertura (m)

- La entrada de aire deberá situarse a una altura mínima de 0,30 m sobre el piso de la cámara (ver Figura 30).
- La distancia vertical entre los puntos medios de cada ventana será de 1,30 m.

▪ **Pozos de drenaje.**- El pozo de drenaje servirá para recoger todas las infiltraciones de agua que puedan llegar a la cámara, ubicado en un punto estratégico de manera que esté conectado al colector público si es posible, caso contrario, mediante un sistema de evacuación de agua conformado por un bomba eléctrica automática se expulsará el agua al colector público a través de un ducto de 2 pulgadas de diámetro como mínimo.

▪ **Canales para ingreso y salida de cables.**- En las esquinas de las cámaras se construirán canales para el ingreso y salida de los conductores con las medidas de: 60 cm de largo por 60 cm de ancho y 70 cm de profundidad. En la Figura 31 se presenta el esquema de los canales de ingreso y salida de los cables contemplada en el documentos de Homologación.

La ubicación específica, dimensiones y número de ductos pueden variar en función del número de alimentadores instalados o proyectados.

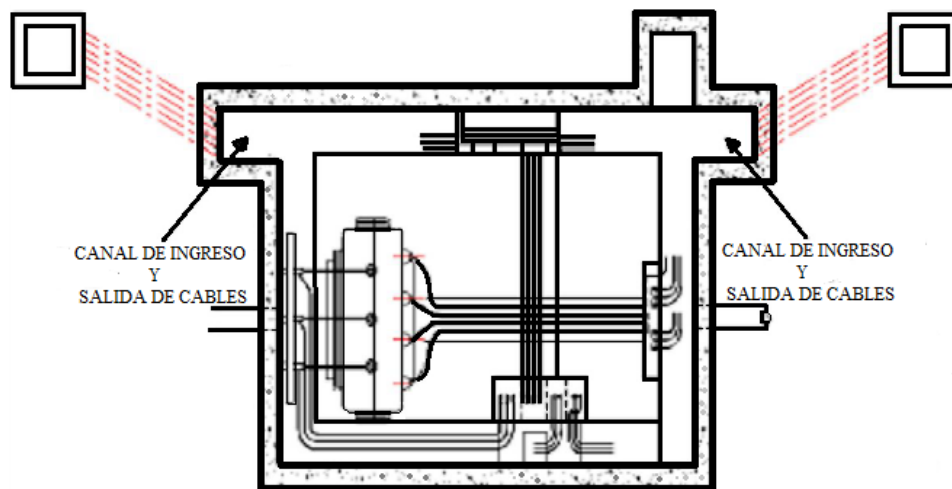


Figura 31. Esquema de los canales de ingreso y salida de los cables.

Fuente: (MEER, 2013).

▪ **Malla electrosoldada.**- Las armaduras de las paredes como la losa se construirán con doble malla electrosoldada formada con varillas de hierro negro de 6 ó 10 mm, a excepción de la losa superior que se la realizará con doble armadura de varilla de 12 mm cada 10 cm.

❖ **Bases de hormigón para instalación de equipos.**

Todo equipo pedestal deberá contar con una base de hormigón armado, con una resistencia mínima de $f'c = 210 \text{ kg/cm}^2$, cuyas dimensiones dependerán del equipo a instalar. La altura de la base sobre el nivel de piso terminado, no debe ser menor a 10 cm.

4.2.2.2. Homologación de Unidades de Propiedad (UP) y Unidades de Construcción (UC) para la selección de equipos eléctricos en sistemas de soterrado de redes de distribución de electricidad

En la sección 2 del documento presentado por el anterior Ministerio (MEER) se detallan las especificaciones técnicas de todos los equipos y elementos.

Para la selección de equipos eléctricos que forman parte de la red se debe establecer de manera general su uso, lugar de aplicación y en algunos casos sus principales valores admisibles de carga (voltaje, amperaje, nivel de aislamiento, etc.).

❖ **Transición de red aérea – subterránea**

Para la transición de una línea aérea a subterránea, el MEER establecía que: la altura mínima del poste para media tensión es de 12 m y de 10 m para baja tensión; los cables utilizados en las transiciones se alojaron en tubería rígida de acero galvanizado.

En toda transición se instalara puntas terminales de uso exterior para los extremos de los cables monoplares de baja tensión, debidamente instalados con todos los elementos que los proveedores recomiendan. Las puntas terminales serán seleccionadas adecuadamente para el voltaje y el calibre del conductor (MEER, 2013).

❖ *Transición subterránea de Media Tensión.*

En los puntos de transición subterránea de media tensión que se derivan de las redes aéreas deberán incluirse los siguientes elementos:

- Estructuras con dos crucetas para instalación de seccionadores tipo abierto y pararrayos; asimismo para la sujeción de los cables de media tensión.
- Cable de cobre desnudo, cableado suave #2 AWG 7 hilos, para puesta a tierra.
- El conductor de puesta a tierra de los pararrayos se alojará dentro del poste.
- Punta terminal tipo exterior, seleccionada según el voltaje de la red y el calibre del cable monopolar de media tensión.
- Conector de cobre tipo espiga u ojo, seleccionado según el calibre del cable monopolar de media tensión.
- Sellar la tubería en su punto superior con codo metálico reversible o tapón de salida múltiple, seleccionado en base al número y diámetro de los conductores de la transición.
- Tubería rígida de acero galvanizado con un diámetro mínimo de 4", asegurada al poste con cinta metálica y hebillas, de acero inoxidable. La tubería deberá ser aterrizada con un conector de aterrizamiento tubo-cable.
- Codo metálico rígido con una curva amplia de 90°, de igual diámetro que la bajante, para unir al pozo que se instala al pie del poste.
- La puesta a tierra estará conformada por una varilla de acero recubierta de cobre de 1,80 m por 15,87 mm (5/8") de diámetro. La conexión será mediante suelda exotérmica.

❖ *Cámaras eléctricas*

El manual de construcción del sistema de distribución eléctrica en redes subterráneas establecido por el MEER; en el capítulo 2 se especifica dos variables a tomar en consideración en el marco de la obra eléctrica, las mismas que detallan a continuación:

▪ **Iluminación interior y tomacorriente.**- deben cumplir con los siguientes parámetros:

- La cámara eléctrica dispondrá de un circuito de fuerza con tomacorrientes de 220V. 20 A. y 110V. 20 A.
- El nivel medio será como mínimo de 270 lux. Según Norma NEC 924-5.
- Se debe disponer de un punto de luz de emergencia de carácter autónomo de una hora de duración como mínimo que señalizara los accesos al centro de transformación.
- Las instalaciones eléctricas de la cámara deberán colocarse en tubería metálica EMT o rígida, empotradas o sobrepuestas en las paredes y losas fijas.
- Los puntos de luz deberán estar instalados en losas fijas o paredes, y dispuestos de tal forma que se mantenga la máxima uniformidad posible de iluminación (ver Figura 32).

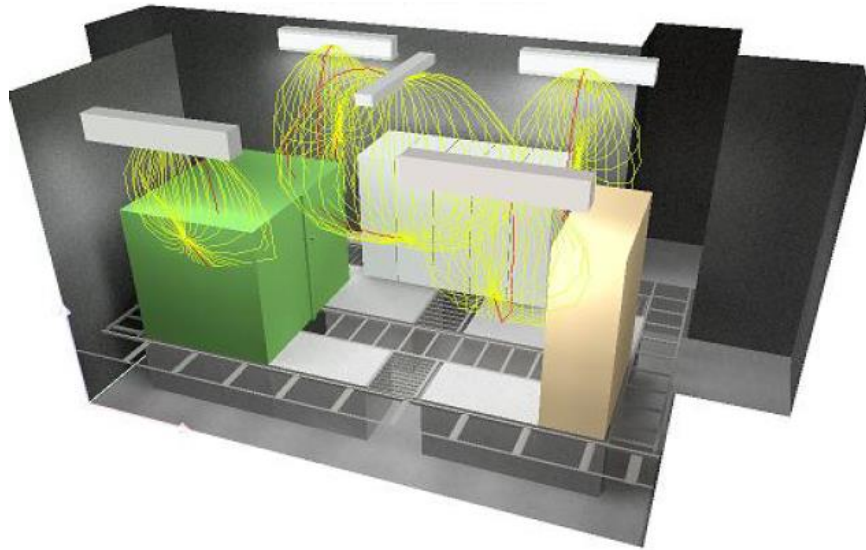


Figura 32. Ubicación de luminarias en el interior de las C.T.

Fuente: (MEER, 2013).

▪ **Sistema de puesta a tierra.**- Las partes metálicas de la cámara eléctrica que no transporten corriente se conectarán a tierra en las condiciones y en la forma prevista en la sección 250 de la norma NEC.

La malla de puesta a tierra se debe construir antes de fundir el piso destinado a la cámara. Esta será construida con cable desnudo de cobre suave #2/0 AWG. Se deberán utilizar soldadura exotérmica. A la malla de tierra se deberán instalar varilla de acero recubierta de

cobre de 2,40 m por 5/8” de diámetro. El número de varillas dependerá de la resistividad del terreno y de la resistencia de la malla a tierra. La resistencia de la malla de puesta a tierra medida de la cámara debe ser menor o igual a 5 ohmios (para subestaciones de M.T. pequeñas según norma IEEE).

Los elementos considerados su conexión a tierra en una cámara son los siguientes:

- La pantalla metálica de los cables de M.T.
- Los herrajes de soporte de los cables.
- Las celdas e interruptores de M.T.
- El tanque y neutro del transformador.
- Los tableros de B.T.
- Equipos de medición.
- Puertas metálicas.
- Ventanas.
- Rejillas.
- Escaleras.

❖ **Transformadores.**

Los diferentes tipos de transformador y las zonas de utilización para el funcionamiento de los transformadores establecido en el documento de Homologación, se detallan a continuación en la Tabla 18:

Tabla 18.

Tipo de transformadores y zona de utilización en redes eléctricas subterráneas.

TRANSFORMADORES	
Tipo	Zona de utilización
Seco	A partir del primer piso alto.
Convencional con frente muerto	Cámaras a nivel ubicadas en el primer piso, planta baja o subsuelos.
Sumergible	Cámaras subterráneas.
Pedestal	Lugares abiertos o a la intemperie.

Fuente: (MEER, 2013).

▪ **Transformadores tipo seco.**- Dentro de las especificaciones constructivas se establece que el bobinado se lo realiza con materiales de clase térmica H, de bajas pérdidas en el núcleo y mínimo nivel de ruido. Asimismo se recomienda que la entrada de los cables de M.T. sea en forma lateral y la salida de los cables de B.T. por la parte inferior. En la Figura 33 se presenta el interior (bobinado) de este tipo de transformador.



Figura 33. Transformador tipo seco.

Fuente: (MEER, 2013)

▪ **Transformador convencional con frente muerto.-** Los transformadores convencionales con frente muerto se caracterizan por no disponer de elementos expuestos en M.T. que puedan significar riesgos de contacto accidental (ver Figura 34). Entre sus características constructivas se establece que los bushings de M.T. serán tipo elastómeros de accionamiento bajo carga y frente muerto. Su refrigeración debe ser natural en aceite.



Figura 34. Transformador convencional con frente muerto.

Fuente: (MEER, 2013)

▪ **Transformador tipo sumergible.-** Para los transformadores del tipo sumergible utilizados en cámaras subterráneas, los valores del nivel de aislamiento dependen principalmente del voltaje de media tensión nominal del equipo. Como se puede apreciar en la Figura 35, todas las partes vivas del transformador: fusibles, instrumentos y boquillas son montadas en la tapa superior del mismo.



Figura 35. Transformador tipo sumergible.

Fuente: (Rymel, 2019).

▪ **Transformador tipo pedestal.**- El documento de homologación establece su uso principalmente para aquellos sitios donde la distribución de M.T. es subterránea tales como: urbanizaciones, parques, áreas verdes, plazas, etc. La estructura de los tanques es construida con láminas de acero al carbón.



Figura 36. Transformador tipo pedestal.

Fuente: (GRUPO CVA ELÉCTRICO, 2017).

Sus principales características constructivas a cumplir del transformador tipo pedestal presentado en la Figura 36, son que los bushings de M.T. serán de tipo elastómeros bajo carga y frente muerto, contar con un fusible de expulsión tipo bay-o-net en serie como protección de media tensión, entre tanto que para baja tensión será un interruptor automático.

❖ **Equipos de seccionamiento y protección.**

▪ **Celdas de media tensión aisladas en hexafluoruro de azufre (SF₆).**- Las celdas de aislamiento en SF₆ están diseñadas para las siguientes aplicaciones:

- Las celdas son exclusivamente diseñadas para la conexión y desconexión y la distribución de la energía eléctrica en corriente de hasta 630 A y en voltajes hasta 38 kV.
- Entre las características constructivas que deben cumplir esta que debe presentar resistencia al arco eléctrico, dimensiones reducidas y resistencia a las condiciones atmosféricas proporcionando máxima seguridad de operación.
- Interrupción automática de corrientes de falla en media tensión.

▪ **Interruptor para redes subterráneas.**- Es un dispositivo eléctrico que proporciona seccionamiento de carga e interrupción de fallas monopolar y tripolar en lugares a la intemperie. Los interruptores estarán conectados con codos y encerrados en un tanque de acero soldado, con aislamiento en SF₆ y tener certificación de resistencia a los arcos eléctricos según la norma IEC 298. Las especificaciones técnicas que deben cumplir para su uso en cámaras a nivel de piso y cámaras subterráneas se detallan a continuación:

Tabla 19.

Principales especificaciones técnicas para interruptor de redes subterráneas

Descripción técnica	Frecuencia	Corriente	Voltaje	Nivel de
	nominal	nominal	máx. (Ur)	aislamiento (BIL)
	Hz	A	kV	kV (valor pico)
Interruptores para 15 kV	60	630	15,5	95
Interruptores para 27 kV	60	630	27	125



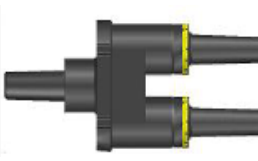



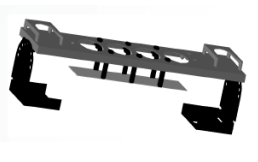

Fuente: (MEER, 2013).

▪ **Conectores aislados separables.**- Los conectores separables según la definición del Comité Europeo de Normalización Electrotécnica (CENELEC), son terminaciones aisladas para instalar en los extremos de los cables, permitiendo además la conexión y desconexión a su pasatapas correspondiente.³³ En la Tabla 20 se detallan las principales especificaciones de los conectores establecidos en el documento de Homologación:

³³ (PRYSMIAN GROUP, 2011)

Tabla 20.

Principales especificaciones particulares de los conectores aislados separables.

DESCRIPCIÓN TÉCNICA	ILUSTRACIÓN	APLICACIÓN
Boquilla tipo pozo		<ul style="list-style-type: none"> • Tiene la función de servir de enlace entre el bobinado primario del transformador o el terminal del equipo en el que se encuentre instalado (interruptor, celdas o barrajes desconectables) y la boquilla tipo inserto.
Boquilla tipo inserto		<ul style="list-style-type: none"> • Sirve para operación con carga y cumple con las especificaciones ANSI correspondiente a la compatibilidad de la interface para el acoplamiento de las boquillas tipo pozo y conectores tipo codo.
Boquilla tipo inserto Doble (Feet Thru Insert)		<ul style="list-style-type: none"> • Para instalar pararrayos tipo codo en transformadores. • Para derivación desde un transformador a otro (convertir un transformador radial en malla).
Conector tipo codo		<ul style="list-style-type: none"> • Especificado para transformadores tipo pedestal, frente muerto, interruptores, celdas, barras desconectables y otras aplicaciones.
Conector tipo T		<ul style="list-style-type: none"> • Especificados para salidas y/o derivaciones de circuitos en M.T y posibilidad de acoplamiento a conectores separables.
Codo Portafusible		<ul style="list-style-type: none"> • Proporciona medios convenientes, para adicionar la protección de los fusibles a los sistemas de distribución subterránea, y conectar cables subterráneos a transformadores, gabinetes de seccionamiento y barrajes desconectables equipadas con boquillas para operación con carga de 200 A, clase de 15 y 25 kV.
Barrajes desconectables		<ul style="list-style-type: none"> • Usados en cámaras eléctricas o pozos de derivación de redes subterráneas donde se requiere seccionar, establecer anillos y derivaciones, facilitando el mantenimiento y cambio de elementos en los circuitos.
Descargador o pararrayos tipo codo		<ul style="list-style-type: none"> • Utilizados para protección de sobrevoltaje en redes subterráneas.

Fuente: (MEER, 2013).

▪ **Accesorios.-** Las especificaciones particulares de los diferentes accesorios contemplados en la norma del anterior MEER, que forman parte del sistema se detallan a continuación:

Tabla 21.

Principales especificaciones particulares de los accesorios

DESCRIPCIÓN TÉCNICA	ILUSTRACIÓN	APLICACIÓN
Terminales		<ul style="list-style-type: none"> • Para transición de red aérea - subterránea • Para conexión en medio voltaje de transformadores tipo seco
Empalmes de M.T.		<ul style="list-style-type: none"> • Para lograr una longitud más larga del cable de medio voltaje. • Para reparar el cable cuando este tenga falla.
Empalmes de B.T.		<ul style="list-style-type: none"> • Para lograr una longitud más larga del cable de bajo voltaje. • Para reparar el cable cuando este tenga falla • Para conexión de acometidas domiciliarias. • Para derivación de la red de bajo voltaje.
Bushing de parque aislado		<ul style="list-style-type: none"> • Se usa como elemento de soporte temporal o permanente, permitiendo realizar mantenimiento de una red o de un transformador colocando al codo conector en un sitio seguro. <p>Nota: En caso de que se requiera aterrizar un cable desenergizado en lugar de usar el bushing aislado se utilizará el bushing de aterrizamiento.</p>
Tapón aislado		<ul style="list-style-type: none"> • Se usa como elemento de aislamiento y protección contra el ingreso de humedad a la boquilla.

Fuente: (MEER, 2013)

❖ **Cables eléctricos.**

▪ **Cables para red de media tensión (M.T.).-** En el capítulo 4 de la sección 2 del manual de construcción, se establece las especificaciones técnicas que se deben cumplir:

Tabla 22.

Especificaciones técnicas del cable para red de M.T.

NIVEL DE AISLAMIENTO	APLICACIÓN	NIVEL TENSIÓN (KV)	TIPO DE AISLAMIENTO
Nivel de 100 %	<ul style="list-style-type: none"> ● En sistemas con neutro conectado sólidamente a tierra y provistos con dispositivos de protección. 	15	<ul style="list-style-type: none"> ● Polietileno reticulado termoestable (XLPE)
	<ul style="list-style-type: none"> ● Para sistemas con neutro aislado. 	25	<ul style="list-style-type: none"> ● Polietileno reticulado retardante a la arborscencia (TRXLPE)
Nivel de 133 %	<ul style="list-style-type: none"> ● Se pueden usar cuando es posible un aislamiento adicional superior a la categoría del nivel del 100 %. 	35	

Fuente: (MEER, 2013).

▪ **Cables para red de baja tensión (B.T).**- Para la red secundaria subterránea se utilizarán cables con conductor de cobre, aislamiento de 2 kV con polietileno (PE) y chaqueta de policloruro de vinilo (PVC) resistente a la humedad (MEER, 2013).

▪ **Alumbrado público.**- El calibre de conductor a utilizar para alumbrado público será de 6 AWG y el tipo de tubo a utilizar será PVC II pesado (diámetro de 500 mm).³⁴

▪ **Acometidas domiciliarias.**- Se utilizara cable tipo TTU de calibre mínimo #6 AWG para las fases y el neutro, el mismo que llegará al medidor que estará ubicado en la fachada del inmueble.

Cuando desde un pozo salgan más de una acometida domiciliaria, se instalará un barraje aislado de B.T. el cual se alimentara desde la red principal y de este se derivarán las mismas. Adicional se utilizará empalmes de resina o gel con sus respectivos conectores de compresión de cobre; en los casos que se llegue a efectuar una derivación desde el cable principal de B.T. hacia la barra o al medidor.

³⁴ Item 1.7.3 y 1.7.4 de la Sección 2 del documento de Homologación.

4.2.2.3. Normas técnicas de la EERSSA para el diseño del sistema de soterramiento de redes de distribución eléctrica.

La Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. es la encargada de prestar el servicio público de energía eléctrica al consumidor final, a través de las actividades de la generación, distribución y comercialización, con alta calidad, confiabilidad y seguridad en la Región Sur del Ecuador (RSE).

❖ Normas técnicas para el diseño de redes eléctricas urbanas y rurales.

Se establece que los diseños que se presenten para su aprobación, deben cumplir previamente lo que establece el “Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad”³⁵, la regulación de “Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución”³⁶, el documento “Homologación y Estandarización de las Unidades de Propiedad y Unidades Constructivas del Sistema de Distribución Eléctrica”³⁷.

La EERSSA utiliza los siguientes niveles de tensión en su área de concesión, los mismos que se detallan a continuación:

Tabla 23.

Niveles de tensión utilizados por la EERSSA.

ZONA	ALTA TENSIÓN (kV)	MEDIA TENSIÓN (kV)	BAJA TENSIÓN (V)	
			SIST. MONOFÁSICOS	SIST. TRIFÁSICOS
Loja	69	13,8/7,97	240/120	220/127
Oriental		22/12,7		

Fuente: (EERSSA, 2012).

Las especificaciones técnicas para la construcción de redes subterráneas se detallan en el Capítulo VI de la norma establecida por la EERSSA, las cuales son:

- El cable para utilizarse para las fases en media tensión será monopolar, con aislamiento XLPE y para el neutro conductor de cobre desnudo cableado.
- Las acometidas subterráneas diseñadas para servir a una cabina de transformación o a un transformador tipo pedestal se lo protegerá con una tubería EMT.

³⁵ Disponible en: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/reglamentos/>

³⁶ Disponible en: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/regulaciones/>

³⁷ Para acceder al contenido del documento de Homologación revisar las Notas al Pie 18, 19, 20 21, 22 y 23.

- En el poste de arranque de la acometida se instalaran los seccionadores fusibles tipo abiertos, pararrayos y puntas terminales tipo exterior. Para el caso de sistemas trifásicos las protecciones se montarán sobre crucetas ubicadas bajo la estructura de arranque.
- Las cabinas de transformación ubicadas fuera del área de influencia deberán tener un área mínima rectangular de 9 m² con una longitud y ancho no menor a 3 metros, la altura mínima será de 2,2 metros. La puerta de entrada tendrá una altura mínima de 1,80 metros por 1,20 metros de ancho. Los transformadores a instalarse serán de tipo convencional con sus respectivas protecciones.
- Las cabinas de transformación ubicadas dentro del área de influencia deben contar con el espacio suficiente para permitir la adecuada instalación de los equipos. Los transformadores a instalar serán de tipo pedestal, cuyo diseño deberá cumplir con las especificaciones establecidas en esta norma³⁸.
- La cabina deberá contar con un sistema de ventilación que garantice que la temperatura en el interior de la misma no exceda los 40 °C con el transformador funcionando a plena carga.
- En la norma en mención se normalizaron los siguientes tipos de pozos:

Tabla 24.

Normalización de pozos.

Tipo	Dimensiones Netas Pozos (cm)	Paredes (Material)	Aplicación
A	150 x 80 x 150	H° simple	Media y Baja Tensión
B	68 x 68 x 120	Ladrillo	Media y Baja Tensión
C	50 x 50 x 40	Ladrillo	Baja Tensión y Alumbrado Público
D	30 x 30 x 40	Ladrillo	Baja Tensión y Alumbrado Público

Fuente: (EERSSA, 2012).

❖ ***Especificaciones de distribución eléctrica de redes subterráneas en el proyecto de regeneración urbana – EERSSA.***

Las circunstancias que demandaba la ejecución del sistema de soterramiento de redes de electricidad dentro del proyecto de Regeneración Urbana de la ciudad de Loja; conllevaron

³⁸ En el capítulo VI de la norma en mención se encuentran establecidas las características de diseño.

a la realización del análisis de los rubros de construcción civil y eléctrica creando el documento denominado: “*Especificaciones técnicas para construcción del sistema de distribución eléctrica de redes subterráneas en el proyecto de regeneración urbana de la ciudad de Loja*”, en la cual establece las disposiciones, requisitos, condiciones e instrucciones para la ejecución del proyecto de soterramiento. Es un documento complementario en la que abarca todos los parámetros de diseño y construcción de un sistema eléctrico subterráneo contemplado en el documento de homologación presentado por el anterior Ministerio (MEER). Sin embargo contiene algunas particularidades referente a las disposiciones, condiciones e instrucciones establecidas para la ejecución de la obra; las mismas que no se contemplan en el documento del MEER. A continuación se detallaran las particularidades más relevantes contempladas en este documento. Entre las consideraciones más importantes tenemos:

- Se realizará la transición aéreo-subterránea utilizando poste de H.A. vibrado de una altura de 14 m, de sección circular hueca con la finalidad de colocar los diferentes accesorios tales como crucetas, juegos de pararrayos, seccionadores, fusibles, puntas terminales.
- La instalación de los equipos eléctricos deberán sujetarse a las normas del Código Eléctrico Nacional y a las regulaciones de las empresas eléctricas.
- El tipo de ducteria estará establecido según la Norma NTE INEN 2227 y NTE INEN 1869. Para la red de media y baja tensión será tubo PVC de pared exterior estructurada e interior lisa tipo B (d. 110 y 160 mm) y para alumbrado público y acometidas domiciliarias será tubo PVC de tipo II pesado (d. 50 mm).
- El límite de caída de voltaje permitido por la EERSSA es de 3% para la red subterránea de medio voltaje con cables constituidos por conductores de aluminio, compactados de sección circular de varios alambres cableados y pantalla metálica constituida por corona de alambres de cobre; de calibre 500 MCM para ramales principales y redes troncales y el cable calibre 2/0 AWG para derivaciones.
- Para las especificaciones de construcción de las cámaras eléctricas serán tomando en cuenta el lugar: el hormigón para la losa superior en calzadas (maciza) y parques (alivianada) tendrá una resistencia de $f_c=300 \text{ kg/cm}^2$.

- Celdas modulares en SF₆ con la configuración: dos seccionadores de carga y dos interruptores de falla. Se debe tener una RTU (Unidad Terminal Remota) por cada cámara de transformación para utilizar en la configuración de las celdas.
- El tipo de conductor a utilizar para las acometidas de baja tensión será de aluminio aislado TTU, 6 AWG 2 kV.
- Para el suministro e instalación de luminarias, se utilizarán lámparas LED debido a criterios de ahorro energético y de prestaciones fotométricas. El tipo de conductor a utilizar para energizar el sistema de alumbrado público será de aluminio aislado 600, TTU Nro 6 AWG.

▪ **Obra civil.**- las especificaciones contempladas para la ejecución de la obra civil, son:

Materiales: Se sujetarán a las reglamentaciones del INEN.

Maquinaria y equipos: El fiscalizador será el encargado de realizar una inspección periódica del estado de las maquinarias con el fin de verificar su buen funcionamiento.

Obras preliminares: El contratista efectuará con previa aprobación por parte de la fiscalía, el desbroce y limpieza del terreno; desalojando cualquier material u objeto que pudiese hallarse enterrado, para el comienzo de cualquier excavación. El municipio es el dueño del material de excavación, el mismo que dispondrá su desalojo, acopio o su reutilización. Las excavaciones de zanja para tuberías se efectuarán de acuerdo con la alineación, niveles y dimensiones indicados en los planos o por la Fiscalización.

Cimentaciones: Se construirán en los pozos y en las cámaras eléctricas subterráneas del sistema de distribución eléctrica de redes subterráneas. El hormigón cumplirá con lo indicado en la especificación técnica de “Preparación, traslado, vertido y curado del hormigón” contemplada en el presente documento.

Contrapisos: Se fundirá una loseta de hormigón de $f'c = 210 \text{ Kg/cm}^2$ de 10 cm de espesor sobre un suelo debidamente compactado. Se empleará malla metálica de 100x100x5 mm, o de la especificación que se indique en los planos estructurales.

Enlucidos: Será de paletado fino que terminará con llana de madera en sentido vertical y horizontal. Para este tipo de enlucido se utilizará codal de hierro.

Pozos: Las dimensiones interiores de los pozos establecidos en el documento de especificaciones técnicas de la EERSSA, se detallan a continuación:

Tabla 25.

Dimensiones mínimas de pozos eléctricos.

Tipos	Largo (m)	Ancho (m)	Profundidad (m)	Aplicación
Tipo C	1,20	1,20	1,20	MT-BT-AP
Tipo D	1,60	1,20	1,20	MT-BT-AP
Tipo E	2,50	2,00	2,00	MT-BT-AP

1. Los pozos tipo C serán utilizados para derivaciones en B.T.
2. Los pozos tipo C y D se construirán con dos tapas que cubran el área del mismo.
3. En el pozo tipo E se podrán colocar módulos premoldeados para derivación y seccionamiento. Este tipo de pozo irá con una tapa de hierro esferoidal.
4. Los pozos tipo D y E se construirán normalmente en las esquinas.

Fuente: (EERSSA, 2015).

Canales de recolección y conducción: Los canales de recolección y conducción de las aguas ingresada a la cabina de transformación contarán con dos rejilla de hierro, una inferior para separar los cables eléctricos del piso, y una superior a nivel del piso de la cabina.

Cárcamo de bombeo: Las dimensiones interiores son de 50 x 50 x 100 cm, que contará con tubería y accesorios de PVC de presión, tipo roscable para el sistema de extracción de agua. En el interior se ha provisto de una bomba eléctrica sumergible con control de nivel incorporado, la cual tendrá una salida de 2 pulgadas, una potencia de 1,5 hp, de 220 V, trifásica con un caudal de 90 litros/minuto y una altura por lo menos de 6 metros.

Sistema de ventilación: Dos ventiladores de 500 mm de diámetro de 220 V, trifásico.

Tablero para instalaciones eléctricas (tripolar) para usos generales: Tendrá una capacidad para 8 a 12 interruptores termomagnéticos.

Tableros con PLC: Contara con tres tableros PLC para el control del funcionamiento de las dos bombas sumergibles, el de los dos ventiladores y alumbrado público.

Pasamano tipo metálico: Se construirá en las cámaras eléctricas tanto de calzada como en parques con un tubo de diámetro de 1,5" de hierro galvanizado.

▪ **Instalaciones eléctricas en el interior de las cámaras subterráneas.-** A continuación se resumen las especificaciones contempladas para la ejecución de la obra eléctrica.

Tubería, accesorios y cajas de salida: La instalación eléctrica será canalizada dentro de tubo metálico EMT (Electrical Metallic Tubing - Tubería Eléctrica Metálica) liviano con diámetros de ½, ¾ y 1 pulgada, uniones y conectores galvanizados.

Las cajas para las salidas de luz (octogonales) y para las salidas de tomacorrientes (rectangulares), serán conduit metálicas galvanizadas de 4" x 2" x 1/16" de espesor. Las cajas de salida de los tomacorrientes irán colocadas a 0,40 metros del piso, y las de los interruptores a 1,40 metros del piso.

Conductores: Serán solidos de cobre, revestidos con aislamiento tipo TW para 600 V, temperatura máxima de 60 °C.

Luminarias: Empotradas sobre la losa, serán sobrepuestas para dos tubos de T8 de 32 Watts con balastro electrónico de alto factor de potencia difusor de aluminio especular triangular. Además se contará con luces de emergencia que estarán ubicadas de acuerdo a los planos y serán del tipo 2x1 lámpara LED, 120 V – 60 Hz, pila recargable (3,6 V), con control de encendido y medidor de carga.

❖ *Automatización de redes.*

Es el proceso técnico y lógico que se aplica a un sistema o conjunto de sistema, que lo utilizan las empresas o proveedores de servicio eléctricos para dotarlo de una mayor eficiencia, comodidad, seguridad, sentido práctico, ahorro... sin incrementar significativamente los costes operativos a largo plazo.

▪ **Sistema SCADA.**- El sistema de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA-Survalent) implementado por la EERSSA tiene como finalidad monitorear, controlar y optimizar el proceso de transmisión y distribución de energía eléctrica. Este proceso se fundamenta en las comunicaciones de datos entre el centro de control y los dispositivos primarios a ser operados.

El sistema SCADA-Survalent emplea el protocolo DNP versión 3.0³⁹ mediante el cual controla y supervisa los datos adquiridos por la Unidad de Transmisión Remota (RTU-Remote Terminal Unit). Este sistema contempla posibilidad de expansión y compatibilidad de sus recursos, permitiendo la integración de componentes a ser parte de este sistema ya existente.

▪ **Telegestión.**- La tecnología de la telegestión maximiza la disponibilidad de la infraestructura de alumbrado público al tiempo que se disminuyen los costos de

³⁹ Es un protocolo industrial para comunicaciones entre equipos inteligentes (IED) y estaciones controladores, componentes de sistemas SCADA.

mantenimiento y consumo eléctrico. Se basa en herramientas informáticas, eléctricas, electrónicas y de telecomunicaciones.

La implementación de la telegestión como nueva tecnología ha avanzado de manera tal, que los equipos utilizados son capaces de adoptar cualquier tipo de cambio; solo basta con modificar la programación y adicionar el equipo adecuado al sistema de telegestión.

4.2.2.4. Reglamentos, regulaciones y normas vigentes para el diseño de redes de alumbrado público.

❖ Reglamento Técnico Ecuatoriano RTE INEN 069.

Se establecen los requisitos que deben cumplir los equipos y elementos constituyentes del sistema de alumbrado público general con el objetivo de garantizar los niveles y calidad de la energía lumínica. Los requisitos de los materiales y equipos, deben estar de acuerdo a las especificaciones técnicas homologadas por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables, y la Regulación No. ARCONEL 006/18, emitida el ARCONEL.

❖ Regulación Nro. ARCONEL 006/18.

La Regulación Nro. ARCONEL 006/18 “*Prestación del Servicio de Alumbrado Público General*” tiene por objetivo normar las condiciones técnicas, económicas y financieras que permitan a las Distribuidoras de energía eléctrica prestar el servicio de alumbrado público general con calidad, eficiencia y precio justo; estableciendo la obligatoriedad del cumplimiento de la presente regulación a las empresas eléctricas, como distribuidoras; consumidores regulados y no regulados; los GAD municipales como entidades responsables del espacio público y seguridad ciudadana entre otras entidades gubernamentales (ARCONEL, 2018).

Previo a la instalación de los sistemas de alumbrado público general, semaforización, ornamental e intervenido se debe coordinar la provisión del servicio eléctrico con las empresas distribuidoras.

A continuación se definen algunas definiciones específicas contempladas en la aplicación de la Regulación No. ARCONEL 006/18:

Alumbrado público general: Contempla la iluminación de vías públicas, para tránsito de personas y/o vehículos. El sistema de alumbrado público general comprende las luminarias, redes, transformadores y postes, así como también los equipos de control.

Los responsables de la prestación del servicio de alumbrado público general son las empresas distribuidoras, las mismas que tienen la facultad de aprobar los estudios y diseños de los sistemas de alumbrado público intervenido, ornamental, semaforización y seguridad ciudadana.

Alumbrado público intervenido: Es la iluminación de vías públicas, para tránsito de personas y/o vehículos que, debido a planes o requerimientos específicos de los gobiernos autónomos descentralizados, o por la entidad competente, difiere de los niveles de iluminación establecidos por regulación, y/o requieren de una infraestructura constructiva distinta de los estándares establecidos para el alumbrado público general (ARCONEL, 2018).

Alumbrado público ornamental: En la presente regulación se contempla que es la iluminación de áreas públicas como parques, plazas, espacios deportivos abiertos, iglesias, piletas, monumentos y similares, que difiere de los niveles establecidos por regulación para alumbrado público general, dado que éstos obedecen a criterios estéticos determinados por el gobierno autónomo descentralizado (ARCONEL, 2018).

Los sistemas de alumbrado público ornamental e intervenido son competencia del Ministerio de Transporte y Obras Públicas (MTO), así como también de los Gobiernos Autónomos Descentralizados (GAD); quienes en coordinación con las empresas eléctricas distribuidoras deben coordinar la aprobación de los estudios y diseños, y el suministro eléctrico para estos sistemas. Se exceptúa la responsabilidad de pago de esa energía, pues la misma es incluida como parte del sistema de alumbrado público general.

▪ ***Consideraciones técnicas del diseño para alumbrado público general (APG).***- En el capítulo III de la presente regulación en estudio se contemplan los aspectos técnicos que deben cumplir el sistema de alumbrado público clasificándolas por el tipo de vía.

Las clases de alumbrado tanto para tráfico vial como peatonal dependerán de la función de la vía, densidad de tráfico, complejidad, separación entre carriles y existencia de medios para el control del tráfico. En el Anexo 1. “Descripción de los tipos de vías para alumbrado público”, se detallan la designación del tipo de vía con su respectiva descripción.

Los requerimientos de alumbrado para tráfico vial y para peatones, basados en la luminancia se detallan a continuación en la Tabla 27 y 27, respectivamente:

Tabla 26.

Requerimientos de alumbrado para tráfico vial

Clase de Alumbrado	Mantenimiento	Uo mín.	TI máx. (%)	UL mín.	SR mín.
	mín. L (cd/m ²)				
M1	2,00	0,4	10	0,7	0,5
M2	1,50	0,4	10	0,7	0,5
M3	1,00	0,4	10	0,7	0,5
M4	0,80	0,4	10	NR	NR
M5	0,60	0,4	10	NR	NR

NR: no es requerido

Fuente: (ARCONEL, 2018).

Tabla 27.

Requerimientos mínimos de iluminación para tráfico peatonal.

Clase de Alumbrado	Iluminación Horizontal (lx)	
	En completo uso de la superficie mantenida	
	Promedio	Mínimo
P1	20	7,5
P2	10	3
P3	7,5	1,5
P4	5	1
P5	3	0,6
P6	1,5	0,2

Fuente: Regulación ARCONEL No. 006/18.⁴⁰

❖ ***Normas técnicas para el diseño de redes eléctricas urbanas y rurales.***

En la norma se contempla que las luminarias a instalar en el área de concesión de EERSSA deben poseer un alto rendimiento fotométrico, determinada por el conjunto óptico compuesto por lámpara-proyector-protector y las pérdidas de energía propias de la luminaria deben ser mínimas (EERSSA, 2012).

▪ ***Propósito del alumbrado público.***- En la Norma técnica para el diseño de redes eléctricas urbanas y rurales establecido por la EERSSA contempla como objetivo fundamental del alumbrado público proporcionar una visibilidad adecuada durante el desarrollo de las

⁴⁰ Disponible en:

<https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/01/ARCONEL-006-18-ALUMBRADO-PUBLICO.pdf>

actividades de tránsito vehicular como peatonal en vías públicas, parques públicos y demás espacios de libre circulación; garantizando factores de seguridad, comodidad y velocidad para transitar en la noche como en el día (EERSSA, 2012).

▪ **Disposición de luminarias-** Las disposiciones de las luminarias en las vías recomendadas por la EERSSA se presentan a continuación en la Figura 37.

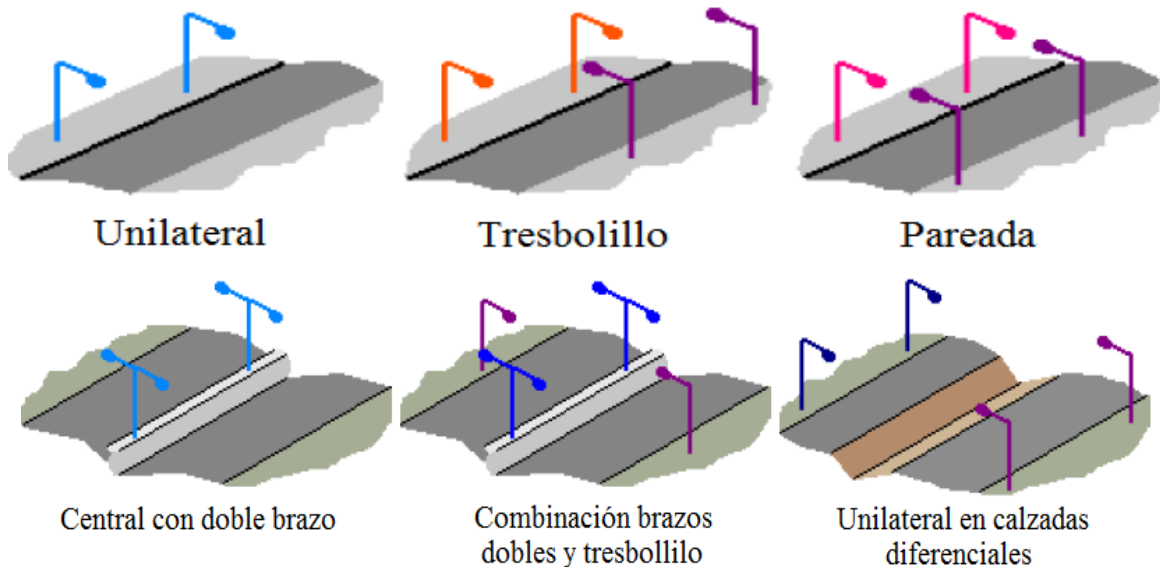


Figura 37. Disposición de luminarias.

Fuente: (EERSSA, 2012).

Los cálculos para determinar la iluminación se realizarán siguiendo los criterios establecidos en las publicaciones **CIE 115 – 1995**. “Recomendaciones para el Alumbrado de Carreteras con Tráfico Motorizado y Peatonal” y **CIE 140 – 2000**. “Método de Cálculo para la iluminación de carreteras” (EERSSA, 2012).

En el capítulo 7 de la norma: *NORMAS TÉCNICAS PARA EL DISEÑO DE REDES ELÉCTRICAS URBANAS Y RURALES*” estable que:

- Los circuitos para el alumbrado público en sistemas soterrados debe ser independiente, conformados por dos conductores de fase, aislamiento tipo TTU.
- Toda luminaria a ser instalada en el área de concesión de la EERSSA debe tener la siguiente información fotométrica: la curva Isolux, la curva polar de intensidades luminosas y la matriz de intensidades.

En el marco del documento denominado: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA CONSTRUCCION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE REDES SUBTERRÁNEAS EN EL PROYECTO “REGENERACIÓN DE LA CIUDAD DE LOJA”, establece los requisitos, condiciones e instrucciones que debe cumplir el alumbrado público:

- Se deberá instalar tubo PVC de tipo II pesado (50 mm de diámetro).
- El tipo de conductor será de aluminio aislado 600, TTU Nro 6 AWG.
- Establece la utilización de lámparas de LED con fines de ahorro energético y de prestaciones fotométricas.
- Las estructuras metálicas a utilizar dependerán del lugar de instalaciones, siendo estas; sobre brazos cuando estén instaladas en fachadas y báculos cuando estén instaladas sobre la acera.
- Los báculos a instalar para sujeción de las luminarias serán de 6, 10 y 12 m. de altura. Estos serán troncocónicos metálico galvanizado en caliente.

4.3. Levantamiento de información para procesos de operación y mantenimiento en redes subterráneas de distribución de la electricidad.

En el presente estudio se pretende identificar los posibles riesgos laborales así como las medidas técnicas necesarias a adoptar para evitar los mismos. En cualquier caso se especifican las medidas preventivas, correctivas y protecciones técnicas a controlar y reducir dichos riesgos.

4.3.1. Definición de términos básicos de electricidad

4.3.1.1. *La electricidad es peligrosa.*

La electricidad siempre fluye a través del camino que ofrezca la menor resistencia. El cuerpo humano presenta poca resistencia a las corrientes eléctricas debido a su alto contenido de agua y electrolitos. El riesgo es mayor en el trabajo también porque en muchas ocupaciones se usan herramientas eléctricas. El contacto con el voltaje eléctrico puede ocasionar que la corriente fluya a través del cuerpo, lo cual resulta en descargas eléctricas y quemaduras. Esto puede provocar lesiones graves e incluso la muerte (Fowler & Miles, 2009).

4.3.1.2. Riesgo eléctrico.

Para evaluar un potencial riesgo eléctrico se debe evaluar la naturaleza de los peligros; ya que la combinación de diferentes peligros aumenta el riesgo. Los riesgos más frecuentes son las caídas, los contactos y arcos eléctricos.

4.3.1.3. ¿Por qué ocurren los accidente eléctricos?

Los expertos afirman que son tres las principales fallas que pueden generar un accidente.

- **Sobrecargas.-** voltajes superiores a lo previsto producen sobrecalentamiento excesivo en los conductores. Esto ocasionara la destrucción del aislamiento o a una inflamación que provoque un incendio.

- **Cortocircuitos.-** si se llega a fundir algún punto de los conductores debido a altos valores en el nivel de corriente, se producirá calor, chispas e incluso flamas, hechos que generan un alto riesgo de incendio.

- **Fallas de aislamiento.-** conductores eléctricos envejecidos, uniones o artefactos en mal estado pueden ocasionar que se energice la carcasa metálica de un equipo, poniendo en peligro la vida del usuario.

4.3.2. Sistemas de Gestión de Seguridad y Salud en el ámbito del campo eléctrico.

A continuación se detallan los instrumentos de gestión que contribuyen con la prevención, en el marco de los Sistemas de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo vigentes en el Ecuador, promoviendo la instauración de una cultura de prevención de riesgos laborales en aras de garantizar el funcionamiento de los sistemas y precautelar la integridad física de las personas involucradas en actividades eléctricas.

❖ Código de Práctica Ecuatoriano CPE INEN 19:2001 “Código Eléctrico Nacional”.

Mediante Acuerdo Ministerial No. 01-245 de 13 de julio de 2001, se expidió con carácter de obligatorio el Código de Práctica Ecuatoriano CPE INEN 19 (Código Eléctrico Nacional). El objetivo fundamental de este código, es la salvaguardia de las personas y de los bienes contra los riesgos que pueden surgir por el uso de la electricidad. Este código contiene disposiciones que se consideran necesarias para la seguridad. El cumplimiento de las mismas y el mantenimiento adecuado darán lugar a una instalación prácticamente libre de riesgos, pero no necesariamente eficiente, conveniente o adecuada para el buen servicio o para ampliaciones en el uso de la electricidad (INEN, 2001).

❖ ***Reglamento de seguridad y salud de los trabajadores y mejoramiento del medio ambiente de trabajo.***

El objetivo de este Reglamento es el de regular las relaciones entre empleadores y trabajadores y se aplican a las diversas modalidades y condiciones de trabajo. Entre sus artículos podemos encontrar: Obligatoriedad del trabajo, libertad de trabajo y contratación, contrato individual, concepto de trabajar, concepto de empleador, formas de remuneración, periodo de prueba, obligaciones del empleador, obligaciones del trabajador, etc.

El cumplimiento del presente Reglamento tiene como prioridad coordinar las acciones ejecutivas de todos los organismos del sector público con atribuciones en materia de prevención de riesgos del trabajo.

▪ ***Obligaciones del promotor.***- Las empresas eléctricas tiene la obligación de incluir un Estudio de Seguridad y Salud, como documento del Proyecto de Obra con el fin de garantizar la correcta capacitación al personal pertinente.

Cuando en la ejecución de trabajos de operación y mantenimiento intervengan más de una empresa o trabajadores autónomos, se debe designar un coordinador en materia de seguridad y salud.

▪ ***El coordinador.***- La finalidad es sugerir que la persona encargada de la coordinación gestione adecuadamente los principios generales de prevención y de seguridad, tomando las decisiones técnicas y de organización con el fin de planificar los distintos trabajos o fases que vayan a desarrollarse simultáneamente o sucesivamente. Es competencia suya la aprobación de un Plan de Seguridad y Salud elaborado por las empresas eléctricas y, en su caso, las modificaciones introducidas en el mismo.

▪ ***Contratista y subcontratista.***- Los contratistas y subcontratista serán responsables de la ejecución correcta de las medidas preventivas fijadas en el plan de seguridad y salud en lo relativo a las obligaciones que les corresponda a ellos directamente o, en su caso, a los trabajadores autónomos por ellos contratados. Para ello deberá comprobar, bajo su responsabilidad, que se cumplan las Prescripciones de Seguridad Laboral y que el personal bajo su mando cuenta con las capacitaciones obligatorias por ley para las tareas que debe asignarle.

▪ **Obligaciones de los trabajadores.-** Cada trabajador es responsable de su propia seguridad en el grado que le compete, debiendo en todos los casos, proceder en forma segura, respetando los procedimientos de trabajo definidos por la autoridad laboral, evitando ocasionar accidentes a sí mismo, a otros trabajadores, a terceros o a equipos e instalaciones.

En el Capítulo IV del “Reglamento de Seguridad del Trabajo contra Riesgos en Instalaciones de Energía Eléctrica” se establece mediante el Art. 29 que el personal que realice actividades de instalaciones eléctricas, deberán obtener una certificación de competencias laborales en prevención de riesgos laborales.

▪ **Derechos de los trabajadores.-** Los contratistas y subcontratistas deberán garantizar que los trabajadores reciban una información adecuada y comprensible de todas las medidas que hayan de adoptarse en lo que se refiere a seguridad y salud en los trabajos de operación y mantenimiento. Es por ello que se debe dotar de una copia del plan de seguridad y salud a los representantes de los trabajadores con el fin de dar conocimiento y seguimiento.

❖ ***Reglamento de Seguridad del Trabajo contra Riesgos en Instalaciones de Energía Eléctrica.***

Es aprobado en sesión del 28 de febrero de 1996 en cumplimiento de lo establecido en el Art. 2, numeral 2, literal c) del Reglamento de Seguridad y Salud de los Trabajadores y Mejoramiento del Medio Ambiente. La última modificación realizada al presente Reglamento fue el 14 de junio del año 2017.

En el Art. 1 establece las condiciones generales en el ámbito de las instalaciones para la generación, transformación, transporte, distribución y utilización de energía eléctrica, deben ser planificadas y ejecutadas en todas sus partes, en función de la tensión que define su clase, bajo las siguientes condiciones:

1. Con personal calificado;
2. Con material adecuado;
3. Con aislamiento apropiado;
4. Con suficiente solidez mecánica;
5. Con la aplicación de las medidas necesarias para que las personas queden protegidas contra riesgos de contacto accidental, mediante:
 - Puesta a tierra de las estructuras metálicas y masas;

- Conexiones equipotenciales;
- Conductores de protección (CISHT, 2019).

❖ ***Reglamento interno de seguridad y salud – EERSSA***

Con efecto de dar cumplimiento con lo establecido en el Art. 434 del Código de Trabajo, la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. cuenta con la aprobación y vigencia del Reglamento interno de seguridad y salud por parte del Ministerio de Trabajo. Los objetivos del presente reglamento son:

- Poner en conocimiento de los trabajadores las normas y procedimientos para disminuir o evitar los accidentes del trabajo y enfermedades profesionales.
- Establecer clara y públicamente las obligaciones y prohibiciones de todo servidor(a), trabajador(a) y empleador debe conocer y cumplir en los aspectos de Seguridad y Salud en el trabajo.

La política se establece en la aplicación de cuatro principios fundamentales:

- No existe nada tan importante como para sufrir un daño al hacerlo.
- La Seguridad y la Salud, se pueden gestionar.
- Toda enfermedad o daño relacionado con el trabajo se podría haber prevenido.
- La Seguridad y Salud laboral es responsabilidad de todos.

❖ ***Regulación Nro. ARCONEL 001/18.***

Determina las franjas de servidumbre para líneas de medio y alto voltaje, con el objeto de prevenir y reducir afectaciones a la confiabilidad de dichas instalaciones; y, definir las distancias de seguridad entre las redes eléctricas y las edificaciones, a fin de reducir y prevenir los riesgos de contacto y acercamiento de las personas, con el propósito de salvaguardar su integridad física (ARCONEL, 2019).

4.3.2.1. Medidas de seguridad.

En el ámbito de las medidas de seguridad a ejecutarse, la mayoría de personas involucradas en el ámbito laboral de la electricidad hacen hincapié en la aplicación de las 5 Reglas de Oro. La aplicación de las cinco reglas de oro en actividades relacionadas con la electricidad constituye el procedimiento más común para trabajar sin tensión en instalaciones eléctricas. En la Figura 38 se presenta en resumen las acciones a realizar contempladas en las cinco Reglas de Oro.



Figura 38. Las 5 Reglas de Oro.

Fuente: Web.

Las consideraciones técnicas a tomar en cuenta para la aplicación de las 5 Reglas de Oro, se detallan a continuación:

- ***Abrir con corte visible todas las fuentes de tensión.***- Mediante los elementos y equipos de protección personal adecuados, se debe abrir con corte visibles los equipos de manobra que desconectan la instalación a intervenir de las fuentes de energía.

- ***Enclavar o bloquear, si es posible, de los aparatos de corte y señalización en el mando de estos.***- De tal forma de asegurarnos que los equipos de maniobras que abrimos para desconectarnos de la fuente de energía no se conecten, ya sea en forma fortuita o intencional, mientras se interviene en ella, es necesario que nos aseguremos con candados, letreros o el retiro de los bastones y/o fusibles.

- ***Reconocimiento de la ausencia de tensión.***- Se debe verificar con los detectores acústicos en el caso de la media tensión y mediante la medición con instrumentos en el caso de la baja tensión para asegurarnos de que realmente la energía eléctrica se ha desconectado.

- ***Puesta a tierra y en cortocircuito todas las posibles fuentes de tensión.***- Una instalación esta desenergizada y apta para poder intervenir en ella, solo si está debidamente cortocircuitada y puesta a tierra, de los contrario, la instalación debe considerarse energizada.

- ***Delimitar la zona de trabajo.***- Se deben colocar todas las señalizaciones correspondientes para que terceras personas o trabajadores que no tengan relación en la faena no ingresen a la zona de seguridad o a la zona de fuego.

4.3.2.2. *Equipo de protección personal*

El equipo de protección personal son una serie de artículos que están diseñados para proteger a los empleados de lesiones o enfermedades que puedan ser originadas por el contacto con radiaciones, con sustancias químicas, con peligros físicos, eléctricos, mecánicos entre otros. Solo personal capacitado y autorizado debe realizar trabajos eléctricos con sus respectivos métodos específicos (trabajo a distancia, trabajo en contacto con protección aislante de las manos y trabajo a potencial). En la Tabla 28 se detallan las zonas corporales de protección, sus respectivos elementos de protección y los riesgos que podrían ser evitados:

Tabla 28.

Equipo de protección personal.

Zona de protección	Elemento de protección	Riesgos cubiertos
Cabeza	Casco	Lesiones en la cabeza contra: <ul style="list-style-type: none"> ● Choques e impactos. ● Contactos eléctricos. ● Salpicaduras de metal fundido.
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"> ● Máscara ● Gafas 	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"> ● Golpes. ● Perforaciones. ● Rasgaduras.
	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: (CCOO de Castilla y León, 2019).

4.3.3. Desglose de procedimientos para el proceso de mantenimiento en redes subterráneas de distribución de la electricidad.

Se deberán considerar criterios óptimos para la ejecución de actividades ya preestablecidas que se realizarán con una frecuencia basada en la criticidad de las instalaciones y antecedentes históricos de incidencia con objeto de prever posibles fallos antes de que sucedan y dar tiempo de corregirlos sin perjuicio al servicio o instalaciones.

El estudio detallado de todos los fallos que puede haber en una instalación estudiada y la determinación de las medidas correctivas o preventivas a ejecutar, requerirán de tiempo y conocimiento especializados. Es conveniente definir en primer lugar que objetivos se pretende alcanzar para la correcta implantación de tareas o actividades de mantenimiento que son la base de un plan de mantenimiento. A continuación se describen las diferentes tareas que determinan el tipo de mantenimiento realizado.

4.3.3.1. Mantenimientos aplicables a sistemas de distribución de energía.

Existen diversas metodologías para realizar maniobras de mantenimientos en los sistemas de distribución de energía basándose en diversas situaciones o formas de ver. Sin embargo es necesario diferenciar entre técnicas organizativas como el Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM), Análisis de Modos de Falla y Efectos (AMFE) y metodologías tecnológicas como el mantenimiento predictivo, etc. A continuación se presenta una breve revisión del concepto de las técnicas-metodologías aplicadas en mantenimiento:

❖ *Mantenimiento correctivo.*

Implica no realizar ningún tipo de mantenimiento de los equipos hasta que estos fallen. Esta estrategia puede ser perjudicial en términos de confiabilidad y puede dar lugar a la exposición de cubrir costosas sanciones reglamentarias.

❖ *Mantenimiento predictivo.*

Se enfoca en supervisar, conocer e informar permanentemente del estado y operatividad de las instalaciones mediante el conocimiento de los valores de determinadas variables, representativas de tal estado y operatividad. Para aplicar este tipo de mantenimiento, es necesario identificar variable físicas (temperatura, vibración, consumo de energía, etc.) cuya variación sea indicativa de problemas que puedan estar apareciendo en el equipo. Es considerado el tipo de mantenimiento más tecnológico, pues requiere de medios técnicos

avanzados, y en ocasiones, de fuertes conocimientos matemáticos, físicos y/o técnicos (RENOVETEC, 2019).

❖ ***Mantenimiento preventivo basado en el tiempo.***

Es el mantenimiento que tiene por misión mantener un nivel de servicio determinado en los equipos, programando las intervenciones de sus puntos vulnerables en el momento más oportuno. Suele tener un carácter sistemático, es decir, se interviene aunque el equipo no haya dado ningún síntoma de tener un problema (RENOVETEC, 2019).

❖ ***Mantenimiento preventivo basado en la condición.***

Es tipo de mantenimiento asigna recursos mediante el uso de información sobre el estado actual de los equipos, determinando cuando y que tipo de mantenimiento debe ser hecho. Estos métodos requieren un control y vigilancia para estimar el estado y la condición actual del equipo y su vida útil restante antes del mantenimiento.

❖ ***Mantenimiento preventivo basado en la confiabilidad (RCM).***

El mantenimiento centrado en confiabilidad (Reliability Centered Maintenance-RCM), es una estrategia preventiva en la cual se utilizan mediciones basadas en la condición del sistema para determinar los diversos componentes que requieren mantenimiento. El mantenimiento centrado en confiabilidad se fundamenta en:

- Evaluación inicial de componentes, estado y sus funciones.
- Identificación de componentes críticos.
- Aplicación de técnicas de mantenimiento predictivo y proactivo.
- Revisión en sitio del estado funcional de los elementos, mediante revisiones permanentes.

La norma SAE JA1011, de ago 2009, es un estándar basado en el informe de F. Stanley Nowlan y Howard F. Heap publicado por el departamento de Defensa de los Estados Unidos, donde se provee la discusión del RCM. En esta norma se establece que para un proceso sea reconocido como RCM debe seguir los siete pasos en el orden que se muestra a continuación:

- Delimitar el contexto operativo, las funciones y los estándares de desempeño deseados asociados al activo (contexto operacional y funciones).
- Determinar cómo un activo puede fallar en el cumplimiento de sus funciones (fallas funcionales).

- Definir las causas de cada falla funcional (modos de falla).
- Describir qué sucede cuando ocurre cada falla (efectos de falla).
- Clasificar los efectos de las fallas (consecuencias de la falla).
- Determinar qué se debe realizar para predecir o prevenir cada falla (tareas e intervalos de tareas).
- Decidir si otras estrategias de gestión de fallas pueden ser más efectivas (cambios de una sola vez).

A diferencia de los programas tradicionales de mantenimiento, el mantenimiento basado en confiabilidad proporciona un método para integrar una variedad de programas y tareas con un único objetivo global; el de mejorar el rendimiento del sistema.

❖ **Análisis de modos de falla, efectos y criticidad (AMFEC).**

Es normalmente empleada para la planeación del mantenimiento centrado en confiabilidad en combinación con una calificación o jerarquización del grado de criticidad del riesgo permitiéndonos lograr un entendimiento global del sistema, así como del funcionamiento y la forma en la que pueden presentarse las fallas de los equipos que componen este sistema.

En la Figura 39 se presenta el proceso de análisis de criticidad y las actividades correspondientes a la definición de tareas de mantenimiento; del cual se desprende el diagrama de bloques para una metodología de Análisis de Modos de Falla, Efectos y Criticidad.

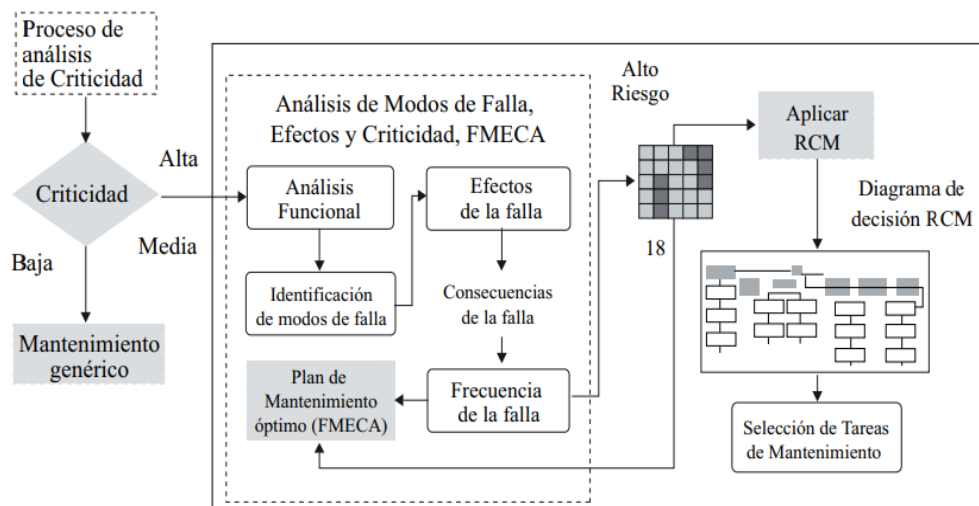


Figura 39. Proceso de Gestión del Mantenimiento aplicando el AMFE.

Fuente: (Aguilar, Torres, & Magaña, 2010).

Las acciones de recomendación derivadas de un AMFEC quedan definidas como acciones o tareas de mantenimiento. Lo que permite diseñar una estrategia completa de mantenimiento aplicando criterios de riesgo para cada activo o equipo considerado en la evaluación, para de esta forma poder evaluar el impacto del plan de mantenimiento en el riesgo de la instalación, así como también, asegurar que el plan de mantenimiento es aplicado en los equipos que representan un mayor riesgo para las personas, medio ambiente, producción e instalación (Aguilar, Torres, & Magaña, 2010).

4.3.3.2. Verificaciones y ensayos en cables eléctricos subterráneos.

A continuación se presentan un resumen de verificaciones y ensayos contemplados en la norma UNE 211006 y el Manual Técnico MT 2.33.15 de la compañía Distribuidora Iberdrola S.A. Analizaremos las técnicas utilizadas más comunes que permiten optimizar y medir las redes eléctricas de cables subterráneos en base a diversas mediciones en campo y la visión global del mercado eléctrico.

❖ Verificación de continuidad y orden de fases.

▪ **Verificación de la continuidad del cable.-** Se forma un bucle puenteando los conductores de las fases en uno de sus extremos, y en el otro se conecta un megóhmetro entre conductores de dos fases y se mide su resistencia. Se comprueba la continuidad de los tres bucles posibles, fases: 1-2, 2-3 y 1-3, para ello en uno de sus extremos se deben unir entre sí los tres conductores y en el otro, se colocará el medidor entre cada pareja posible de los mismos. Una medición elevada de impedancia en dos bucles, indicaría la discontinuidad de la fase común.

▪ **Verificación orden de fases.-** Para identificar cada fase, se conecta una de las fases a tierra en un extremo y en el otro extremo de la misma fase se conecta el megóhmetro. Entre cada fase y tierra se aplica sucesivamente una tensión de 500 V. la menor de las tres medidas corresponderá a la misma fase en ambos extremos.

❖ Colocación de etiquetas de identificación de cable y circuito.

Antes de realizar la siguiente secuencia de ensayos, se realizara el proceso de colocación de la identificación de las fases y de su circuito, mediante:

- La colocación en ambos extremos de cada cable del circuito bajo ensayo una cinta de color (un color diferente por cada fase) de identificación de fase.

- Colocar las correspondientes pegatinas de identificación y señalización tanto para la red de B.T. como para la red de M.T.

❖ **Medida de resistencia del aislamiento.**

Con la ayuda de un megóhmetro, con diferentes rangos de escala, (el fondo de escala debe de ser adecuado a la longitud del cable a ensayar), se aplicará una tensión continua de 500 V, durante un tiempo suficiente (1 a 2 min.), para que se obtenga una lectura estable. La medición de la resistencia del aislamiento se efectuara entre el conductor y tierra. En el caso de la medida del neutro, se deberá desconectar la pica de tierra y la medida será realizada contra uno de los conductores anteriormente medidos.

Los elementos de la instalación, ajenos al cable (interruptores, seccionadores, etc.), deberán permanecer en posición abierto, con el fin de no falsear los resultados de los ensayos.

La resistencia de aislamiento de calcular mediante la fórmula siguiente:

$$R_a = \frac{R_m \cdot L}{1000} \quad \text{Ecuación 4.}$$

Donde:

R_a : resistencia de aislamiento en $M\Omega/km$

R_m : resistencia medida en el ensayo en $M\Omega$

L: longitud del cable, en m.

▪ **Criterio de aceptación.**- los valores obtenidos no deben ser inferiores a los indicados en la Tabla 29.

Tabla 29.

Valores mínimos de R_a según la sección del conductor.

Tensión nominal U_o/U kV	Sección del conductor mm^2	Resistencia del aislamiento (R_a) $M\Omega/km$
0,6/1	≤ 25	30
	> 25 y ≤ 95	20
	> 95	15

Fuente: (Iberdrola S.A., 2010).

❖ **Ensayo de rigidez dieléctrica del aislamiento en cables de B.T.**

Se deberá disponer de un equipo generador en tensión continua, el cual se conectara la salida del equipo a una de las fases y la otra salida mediante una conexión de puesta a tierra.

El valor de tensión irá incrementándose progresivamente hasta alcanzar el valor de 2,5 kV; dicho incremento se realizara lentamente de tal manera que se pueda controlar la intensidad de carga sin que existan bruscos incrementos de la misma.

Una vez alcanzado el nivel de tensión de prueba se mantendrá esta durante 5 minutos, observando el nivel de tensión y la intensidad de fuga.

▪ **Criterio de aceptación.-** Se considera el ensayo superado si no se produce ninguna perforación (se mantiene la tensión a 2,5 kV) y, una vez efectuadas las reparaciones el número de las mismas, fuera menor a dos por fase y/o no supere el número de seis por línea.

❖ **Medida de la continuidad y resistencia óhmica de pantalla.**

La pérdida del campo radial por rotura de la pantalla o el calor generado por las elevadas corrientes de cortocircuito, caso de disminución de la sección efectiva de la misma, pueden causar deterioros en el aislamiento que lo incapacitarán para el servicio.

El procedimiento para realizar dicho análisis es el siguiente:

- Las pantallas de los tres cables se unirán entre sí en un extremo y se dejaran desconectadas de tierra.
- *Medida de continuidad:* En el otro extremo se conectara el medidor correspondiente entre dos pantallas formando las tres combinaciones suficientes para garantizar la medida en las tres fases (los resultados son correctos cuando los valores sean próximos a cero).
- *Medida de resistencia óhmica:* Al igual que se ha descrito anteriormente, se procederá a medir con un óhmetro de calidad, que proporcione valores de resistencias de –al menos-, unidades de Ohmio con una cifra decimal, con resolución mínima de 0,1 Ohmio.

Si llamamos A, B y C a los tres valores (en Ohmios), obtenidos en las correspondientes mediciones de resistencia:

$$A = \text{Valor medido entre las fases } 1 + 2$$

$$B = \text{Valor medido entre las fases } 2 + 3$$

$$C = \text{Valor medido entre las fases } 3 + 1$$

Los resultados de las resistencias correspondientes a cada fase, se obtendrán de las siguientes expresiones:

$$R1 = (A + C - B) / 2 \quad \text{Ecuación 5.}$$

$$R2 = (B + A - C) / 2 \quad \text{Ecuación 6.}$$

$$R1 = (C + B - A) / 2 \quad \text{Ecuación 7.}$$

- Si en las mediciones anteriores se detectaran defectos, se procederá a la reparación de los mismos aplicando el procedimiento específico y a su reparación.

▪ **Criterio de aceptación.**- Se considerara que las pantallas están correctas cuando el valor de la resistencia referenciada a 20 °C sea menor o igual a lo indicado en la siguiente tabla:

Tabla 30.

Resistencias en Ω/km en funcion de las diferentes secciones de pantallas.

Sección de la pantalla mm ²	Resistencia a 20 °C Ω/km	Tolerancia Ω/km
16	1,240	
25	0,779	+ 0,010
75	0,259	

Fuente: (Iberdrola S.A., 2010).

❖ **Ensayo rigidez dieléctrica de la cubierta.**

El objeto de este ensayo es para comprobación del buen estado de la cubierta después de un tendido o cuando se sospeche que puede haber deterioro del cable tras una obra cercana o presencia de roedores, tal y como marca la norma UNE 211006. El procedimiento para realizar el ensayo de rigidez dieléctrica de la cubierta es:

- Se desconectarán las pantallas de los tres cables entre sí, comprobando que no existe posibilidad de contacto accidental durante la medida.
- Se le aplicará de forma progresiva una tensión de 8 kV, con una duración de 1 minuto, entre cada fase y la red de tierra de la instalación o en su defecto se instalara una toma de tierra provisional.

La cubierta se dará por correcta cuando la tensión aplicada permanezca estable durante el tiempo de prueba, estando asimismo estable la corriente de fuga, siendo ésta inferior o sensiblemente parecida a $1,5 \text{ mA}/\text{km}$.

- Si la cubierta no soporta la tensión de ensayo, o la corriente de fuga fuera superior a la indicada, se procederá a localizar de la o las averías de la misma, y a su posterior reparación.

❖ *Ensayo de descargas parciales.*

Los fenómenos de descargas parciales (DP) son roturas dieléctricas locales de una pequeña parte del aislamiento eléctrico sólido o líquido que está sometido a sobretensiones. Las descargas parciales a menudo preceden a una rotura del aislamiento de los cables eléctricos y de los accesorios de los cables, como empalmes y terminaciones, que pueden provocar importantes costes de reparación y posiblemente cortes prolongados de suministro. La magnitud en descargas parciales se expresa en picocoulombios (pC).

Tabla 31.

Tipos de descargas parciales.

DESCARGA PARCIAL	LOCALIZACIÓN	CONSECUENCIAS
Interna	Son normalmente debidas a cavidades (mala fabricación o envejecimiento del material) dentro del aislamiento eléctrico. La humedad y los contaminantes ambientales son factores negativos ya que pueden formar capas sobre el aislante.	Este proceso se desarrollara con el tiempo y eventualmente llevará a una descarga disruptiva y una falla completa del aislamiento. Se generan grandes diferencias de potencial debido a la formación de capas sobre el aislante.
Superficial	Puede ocurrir en superficies de materiales aislantes si el campo eléctrico es alto, y puede provocar “tracking” (carbonización y erosión superficial del aislamiento o vela del conductor).	Este proceso se desarrollara con el tiempo y eventualmente llevará a una descarga disruptiva y una falla completa del aislamiento.
Corona	La corona es un tipo de descarga que ocurre alrededor de puntos de conducción agudos a alta tensión cuando el gradiente de tensión, excede un valor crítico. El efecto Corona es un proceso de baja energía pero, durante un período de tiempo prolongado, puede degradar sustancialmente el aislamiento, causando fallas debido a la ruptura dieléctrica.	Puede reducir la confiabilidad de un sistema de aislamiento. Además se debe destacar que los efectos coronas son acumulativos y permanentes, y la falla puede ocurrir sin previo aviso.

Fuente: Autor.

A continuación en base al Manual Técnico MT 2.33.15 de la compañía Distribuidora Iberdrola S.A., analizaremos las técnicas utilizadas más comunes que permiten detectar descargas parciales debidos a una mala ejecución del tendido del cable o de los accesorios de conexión o por sometimiento a condiciones de estrés de alta tensión.

▪ **Análisis TDR o reflectometría.**- El análisis de Reflectometría en el Dominio del Tiempo-TDR sirve para medir la longitud del cable bajo ensayo y localizar la posición de los cambios de impedancia, suponiendo una cierta velocidad de propagación para el cable bajo ensayo.

La Reflectometría en el Dominio del Tiempo (TDR) transmite pulsos de salida de baja tensión y frecuencia alta, que viajan por el cable. Cuando cambia la impedancia del cable, algo o toda la energía transmitida es reflejada de nuevo al TDR, visualizándose en su pantalla.

Una manera clara de identificar la reflexión correspondiente al extremo final del cable es cortocircuitar dicho extremo, con lo que la reflexión correspondiente al extremo final cambiara de polaridad.

▪ **Niveles de ruido y sensibilidad.**- Consiste en realizar un análisis de ruido en el sistema conectado pero sin tensión en el cable con el fin de escoger convenientemente los filtros. El filtrado del ruido puede realizarse en el extremo próximo (el del punto de medida), se procederá a inyectar carga de forma progresiva y en aumento, hasta que el número de pulsos detectados sean de al menos dos, de manera que la amplitud del segundo pulso sea al menos el doble de la amplitud del ruido de fondo (Ver Figura 40). Se anotara el valor de carga y el valor de carga del calibrador inmediatamente inferior.

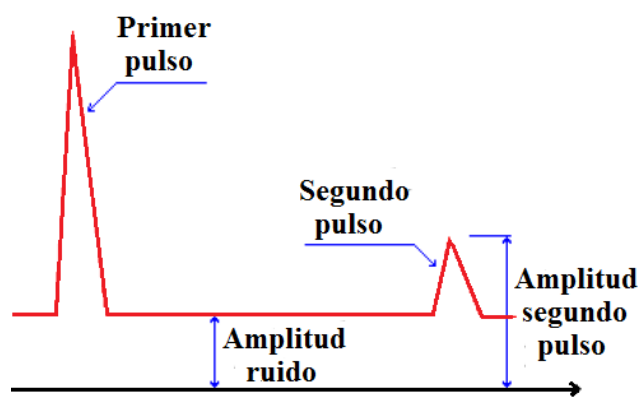


Figura 40. Determinación de la sensibilidad.

Fuente: (Iberdrola S.A., 2010).

La sensibilidad de un cable instalado depende de la atenuación del propio cable, de la cantidad de accesorios de conexión instalados, de la relación de impedancias del cable con sus accesorios de conexión, así como también del ruido provocado por el propio sistema de medida (ruido proveniente de las fuentes de AT, condensadores de inyección y de medida, conexiones, coronas, etc.) y del ruido externo.

El Manual Técnico MT 2.33.15, plantea como criterio de validación de la sensibilidad en la medida los umbrales máximos a utilizar (por encima de estos valores y aplicada la tolerancia no se debe iniciar el ensayo).

Tabla 32.

Valores de sensibilidad máximos medidos con filtros para diferentes longitudes de cable.

Longitud cables (m)	≤15	15<d≤1000	1000<d≤1500	>1500<d≤2000	>2000
Sensibilidad con filtros					
(Tolerancia admisibles +10%)	10 pC	100 pC	200 pC	500 pC	1000 pC

Fuente: (Iberdrola S.A., 2010).

Para longitudes superiores a 1.500 m, y en caso de niveles de ruido altos o dudas en la sensibilidad obtenida, es posible mejorar la sensibilidad realizando el ensayo de descargas parciales por ambos extremos, siempre que esto sea posible.

4.3.3.3. *Uso de termografía para inspecciones de mantenimiento sistemas de distribución de energía.*

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 cuando y donde 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 (FLIR, 2019).

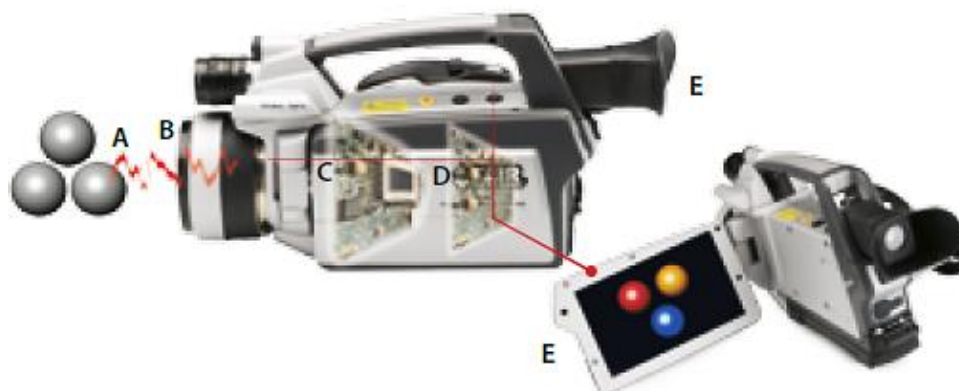


Figura 41. Principio de operación de la cámara termográfica.

Fuente: (FLIR, 2019).

La Figura 41 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. Y 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.

4.3.3.4. Formas de elaborar un plan de mantenimiento.

La empresa de ingeniería y de formación técnica RENOVETEC especializada en Mantenimiento Industrial, plantea la elaboración de un plan de mantenimiento de tres formas:

Modo 1: Recopilando las instrucciones de los fabricantes de los diferentes equipos que componen el sistema, y agrupándolas en gamas de mantenimiento.

Modo 2: Realizando un plan de mantenimiento basado en protocolos de mantenimiento, que parten de la idea de que los equipos se pueden agrupar por tipos, y a cada tipo le corresponde la realización de una serie de tareas con independencia de quien sea el fabricante.

Modo 3: Realizando un plan basado en un análisis de fallos que pretenden evitarse. Es sin duda el modo más completo y eficaz de realizar un plan de mantenimiento (Requiere de tiempo y conocimientos especializados). Este modo de elaborar un plan de mantenimiento toma en consideración la experiencia de los técnicos que habitualmente trabajan en el área de actuación, y las obligaciones legales de mantenimiento que tienen algunas instalaciones.

En definitiva la implementación de un plan de mantenimiento tiene como principal objetivo su localización (mediante la evaluación del sistema para prevenir futuras fallas o en su caso la respectiva reparación, según el problema lo amerite) ante cualquier emergencia y, a ser posible, su eliminación, reduciendo al mínimo sus efectos sobre las personas y las instalaciones. Es por ello de la importancia de contar con un plan de mantenimiento mediante la sistematización de la información respecto al estado de los equipos con el fin de garantizar el servicio eléctrico y la seguridad al personal de mantenimiento y operaciones con un costo mínimo y máxima seguridad.

▪ **Regulación Nro. ARCONEL 001/18.-** En el ítem 7 de la presente regulación, se establece que para el mantenimiento de las franjas de servidumbre y garantizar la confiabilidad de las líneas eléctricas del servicio público, establece el cumplimiento de las siguientes actividades:

- *Monitoreo de construcciones:* La finalidad es la identificación de los potenciales riesgos a los que se exponen los propietarios de las redes eléctricas debido a la construcción de bienes inmuebles u otras instalaciones.
- *Desbroce de vegetación:* Se controle el crecimiento de la vegetación a través del desbroce por parte de los operadores de las redes eléctricas de tal manera que no se comprometan las distancias de seguridad ni la confiabilidad de la línea.

❖ ***Frecuencias de las tareas de mantenimiento.***

La empresa RENOVETEC especializada en mantenimiento industrial establece que existen dos formas de indicar la frecuencia con la que debe realizarse una tarea de mantenimiento:

- Siguiendo periodicidades fijas, es decir, indicando el espacio de tiempo que debe transcurrir entre intervenciones.
- Determinándolas a partir de las horas de funcionamiento.

Es necesario tomar en cuenta el aspecto de la periodicidad en la atención de los equipos y dispositivos que conforman el soterramiento del sistema eléctrico. A continuación se exponen las periodicidades y bajo qué circunstancias son pertinentes realizar de las tareas de mantenimiento.

Tabla 33.

Periodicidad de la frecuencia para las tareas de mantenimiento.

FRECUENCIA	APLICACIÓN
Diaria	Se reserva a las actividades de mantenimiento realizadas por el personal de operación, que son casi exclusivamente de dos tipos: inspecciones sensoriales y tomas de datos.
Mensual	Se reservan exclusivamente para aquellas tareas mecánicas o eléctricas que no pueden realizarse con periodicidades mayores. En muchas ocasiones están relacionadas con elementos que sufren ensuciamiento o desajustes.
Trimestral	Es la más utilizada cuando se trata de establecer la periodicidad con la que realizar tareas de mantenimiento predictivo.
Anual	Es la más utilizada para trabajos mecánicos, eléctricos y de instrumentación.
Bienal	Se reserva casi exclusivamente para la calibración de instrumentación y para verificación de lazos de control.

Fuente: (RENOVETEC, 2019).

5. MATERIALES Y MÉTODOS

A continuación se detallan los elementos y criterio para el procedimiento utilizados en la revisión, análisis y descripción: de los planos de los aspectos constructivos de obra civil y de los planos constructivos de recorridos de las redes de media y baja tensión, centros de transformación y alumbrado público; los mismos que sirvieron de base para la elaboración del proyecto, también se podrá observar el área donde se va a trabajar.

5.1. Materiales para la elaboración del proyecto

En la siguiente tabla se detallan los principales materiales utilizados para el reconocimiento de las instalaciones de la red subterránea de distribución de la electricidad, así como los componentes y elementos que constituyen el interior de las cámaras de transformación, con la respectiva identificación de sus principales características de operación, además del planteamiento de lineamientos generales para el proceso de operación y mantenimientos del sistema subterráneo de la red de distribución de la electricidad. Es importante señalar la constante verificación de los planos constructivos eléctricos ya que por motivo de encontrarse en etapa de ejecución se exponían a varias actualizaciones.

Tabla 34.

Materiales necesarios para el reconocimiento y elaboración del proyecto.

CANTIDAD	MATERIAL
1	Cámara fotográfica.
	Planos de construcción:
1	Obra civil.
	Obra eléctrica.
1	Casco de protección.
1	Chaleco refractivo.
1	Par de zapatos con piso de cuero aislante.
1	Computadora portátil.
1	Software de diseño: AutoCAD 2018
1	Paquete Office.
1	Programa editor de imágenes.
1	Memoria USB (pendrive).

Fuente: Elaboración del Autor.

5.2. Flujograma

A continuación se presenta un flujograma (Figura 42) para esquematizar la forma en la que se ha procedido para el cumplimiento de los objetivos del presente proyecto:

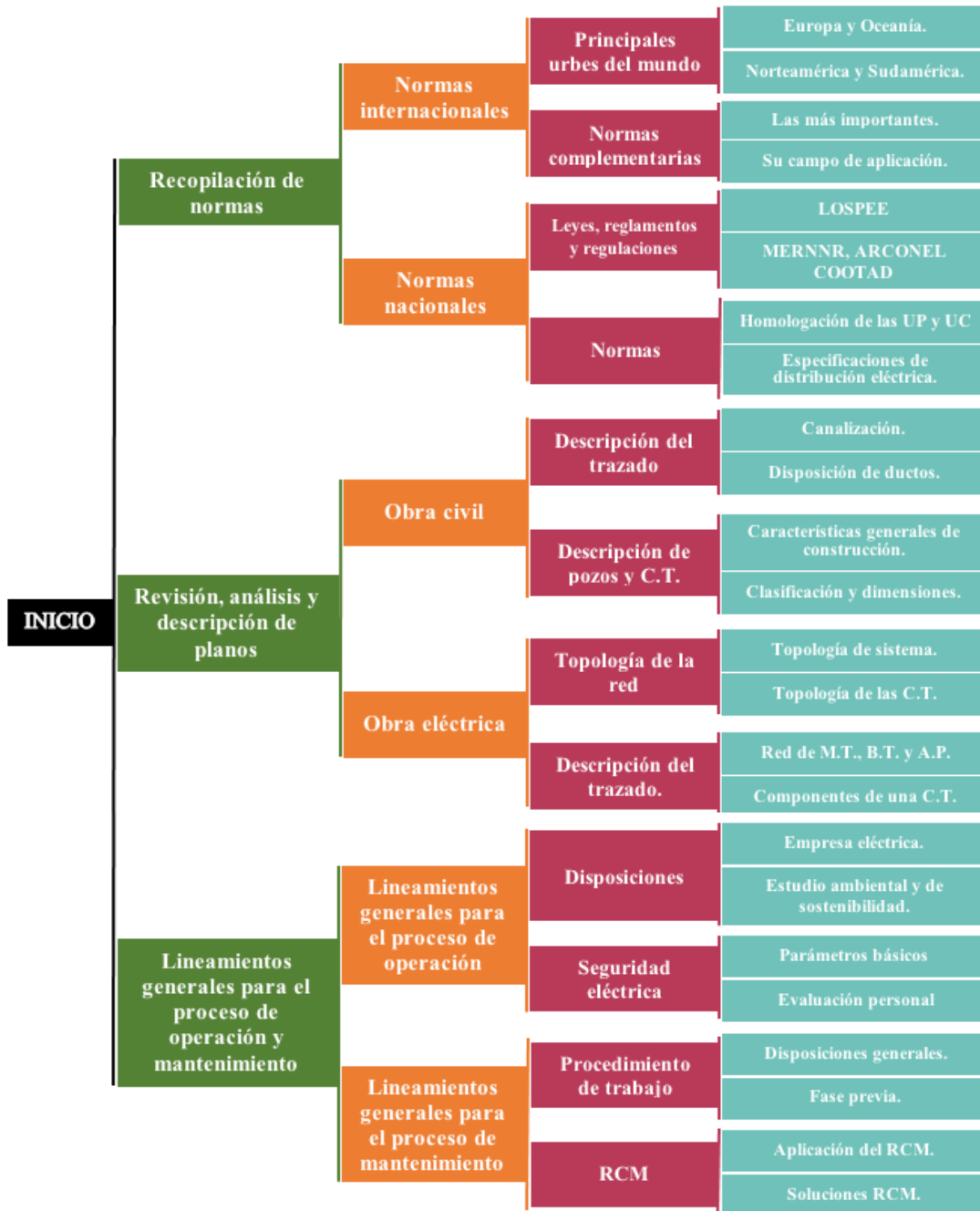


Figura 42. Esquematización del cumplimiento del proyecto de tesis.

Fuente: Autor.

5.3. Hipótesis

Ejecutado el sistema de soterramiento de las redes de distribución de la electricidad dentro del proyecto de Regeneración Urbana del casco céntrico de la ciudad de Loja, se garantizará un mejor servicio en la continuidad y calidad del suministro eléctrico así como aspectos de bienestar social en cuestión de seguridad para la sociedad.

5.4. Levantamiento Eléctrico

Se lo realizó con el fin de tener un mayor conocimiento de los elementos y equipos instalados en el proyecto del soterramiento de las redes eléctricas.

El material solicitado comprendió planos constructivos, los manuales del fabricante de los equipos, registros de mantenimiento, fichas técnicas del equipo así como especificaciones técnicas por parte de empresa distribuidora para la manipulación de los mismos.

5.4.1. Ubicación

El presente estudio contempla la intervención de las redes eléctricas en el ámbito del proyecto de Regeneración Urbana de la ciudad de Loja (ver Figura 43) impulsado por las autoridades municipales; que por su alcance, complejidad y expectativa ciudadana se constituye en un proyecto sin referentes en la historia de la ciudad.

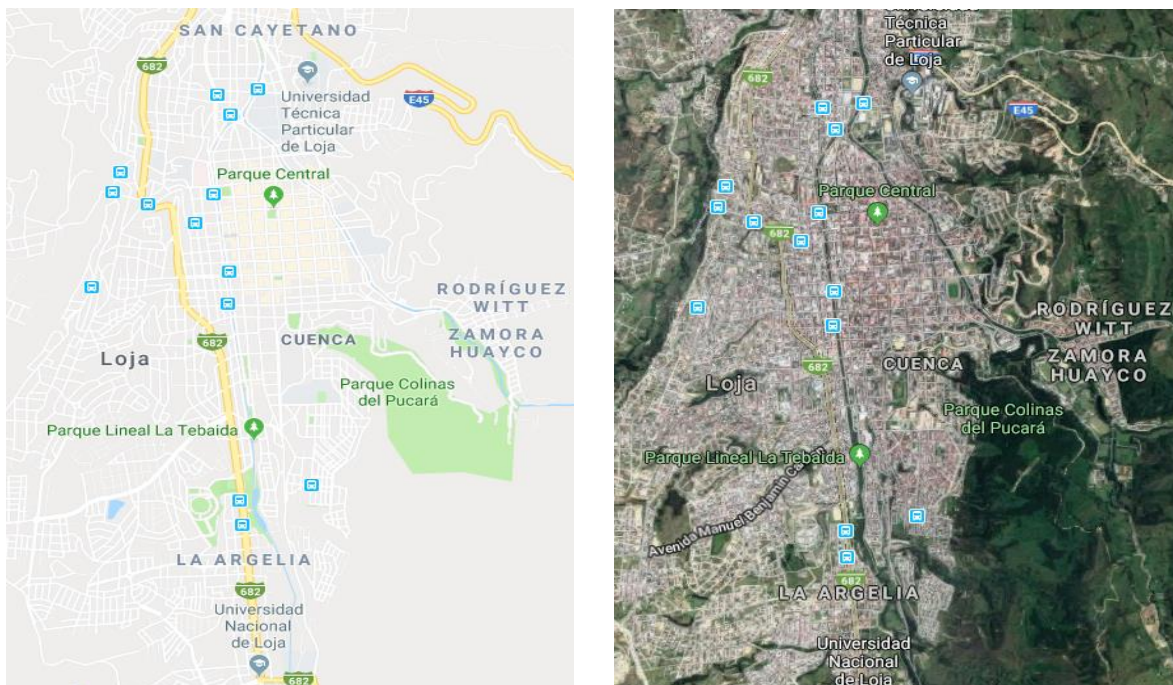


Figura 43. Ubicación del Proyecto.

Fuente: Google Maps.

5.6. Descripción del sistema eléctrico actual del área de estudio

El proyecto de soterramiento de las redes de distribución de electricidad es en la zona centro de la ciudad de Loja, con una superficie total de 170 hectáreas para la intervención de las redes eléctricas existente cuyas características se exponen a continuación:

5.6.1. Red de Media Tensión (M.T.)

Las subestaciones de transformación que distribuyen la energía eléctrica en media tensión al proyecto de soterramiento del centro histórico de la ciudad de Loja, son:

Tabla 35.

Subestaciones de la EERSSA.

Nomenclatura	Tensión (kV)		Capacidad (MVA)	Ubicación
	Primario	Secundario		
Obrapía	69	13,8	20	Obrapía
San Cayetano	69	13,8	20	San Cayetano
Sur	69	13,8	10	Colinas Lojanas

Fuente: (EERSSA, 2015).

En la Tabla 36 se presentan las transiciones de alimentación desde la red aérea hacia la red soterrada de media tensión para el centro histórico de la ciudad de Loja:

Tabla 36.

Primarios que alimentan la zona de actuación.

Subestación	Alimentador	Ubicación
Obrapía	Celi Román 01-14	Av. Universitaria y Juan de Salinas
San Cayetano	Juan de Salinas 02-13	Av. Orillas del Zamora y Daniel Álvarez
San Cayetano	S/E Centro 02-15	Av. Orillas del Zamora y Segundo Puertas
Obrapía	Hospital 01-13	Av. Manuel Agustín Aguirre y Colon
San Cayetano	Juan de Salinas 02-13	Av. Orillas del Zamora y 24 de Mayo
San Cayetano	Sur 02-11	Matilde Hidalgo y Av. Emiliano Ortega
Obrapía	IV Centenario 01-12	Av. Manuel Agustín Aguirre y Venezuela
Obrapía	IV Centenario 01-12	Av. Manuel Agustín Aguirre y Chile
Sur	Yahuarcoma 20-13	Catamayo y Av. Eduardo Kingman

Fuente: Autor.

Asimismo dentro del proyecto se contempló la construcción de dos puntos de transición subterráneo-aérea como puntos estratégicos, en caso de presentarse una falla sea en el sistema subterráneo o aéreo en la zona, poder abastecer del suministro eléctrico sin desenergizar el sistema hasta la solución de la falla. Los puntos de transición subterráneo-aérea proyectados

se interconectan entre el centro de reflexión (C.T # 22⁴¹) con la red aérea. La ubicación de estos puntos de transición se detalla a continuación:

- Transición subterráneo-aérea 1: Andrés Bello y Juan José Peña.
- Transición subterráneo-aérea 2: Máximo A. Rodríguez y Gonzalo Suarez.

En los diferentes puntos donde se realiza la transición es habitual el uso de estructuras en horizontes en “volado” para alejar los conductores de las fachadas de los inmuebles, para evitar posibles electrocuciones de los vecinos de la población.

5.6.2. Red de Baja Tensión (B.T.)

Las redes de baja tensión de 220/127 voltios son alimentados desde los transformadores ABB tipo pedestal ubicados en las diferentes cámaras de transformaciones hacia los barrajes ubicados en los pozos a lo largo de las calles del área de actuación, con acometidas hacia los domicilios y locales comerciales.

5.6.3. Redes de Alumbrado Público (A.P.)

Las redes de alumbrado público se encuentran distribuidas por las diferentes calles con determinadas configuraciones. Las luminarias con tecnología LED instaladas son de diferentes tipos y potencia de 53, 70, 106, 139 y 201 W, ubicadas en postes metálicos que armonizan con la estética de la ciudad. El voltaje nominal de estas luminarias es de 120 V.

⁴¹ Centro de Transformación numero 22 ubicado en el parque infantil de la ciudad de Loja.

6. RESULTADOS

A continuación se detallan paso a paso la revisión, análisis y descripción: de los planos de los aspectos constructivos de obra civil y de los planos constructivos de recorridos de las redes de media y baja tensión, centros de transformación y alumbrado público; los mismos que sirvieron de base para la elaboración del proyecto, también se podrá observar el área donde se va a trabajar, se tomó en cuenta los elementos existentes.

6.1. Estudio Inicial

6.1.1. Distribución en etapas del proyecto

Para la ejecución de la obra eléctrica del proyecto de soterramiento de las redes de distribución eléctrica se ha dividido en 5 etapas. A continuación en la Tabla 37 se detallan cada una de las etapas:

Tabla 37.

Etapas del proyecto de Regeneración Urbana.

PRIMERA ETAPA (JUNIO – AGOSTO 2017)		
Nro.	Cámara Nro.	Dirección
1	CT - 08	Av. 24 de Mayo y José Antonio Eguiguren
2	CT - 14	Av. 24 de Mayo y Miguel Riofrío
3	CT - 32	Azuay y Macará (Estadio)
4	CT - 18	Mercadillo y Av. 24 de Mayo
5	CT - 23	Catacocha y Av. 24 de Mayo
6	CT - 24	Av. Emiliano Ortega y Manuel Cañizares
SEGUNDA ETAPA (SEPTIEMBRE – NOVIEMBRE 2017)		
7	CT - 29	Eduardo Kingman y Catamayo
8	CT - 28	Eduardo Kingman y Saraguro
9	CT - 26	Eduardo Kingman y Célica
10	CT - 21	Bolívar y Catacocha
11	CT - 27	Chile y 18 de Noviembre (Los Molinos)
12	CT - 25	18 de Noviembre y Célica
13	CT - 20	18 de Noviembre y Catacocha
14	CT - 16	Mercadillo y 18 de Noviembre
TERCERA ETAPA (DICIEMBRE 2017 – ENERO 2018)		
15	CT - 22	Andrés Bello y Bernardo Valdiviezo (Parque Infantil)
16	CT - 19	Lourdes y Olmedo
17	CT - 15	Azuay y Bernardo Valdiviezo
18	CT - 05	Olmedo e Imbabura (Existente)
19	CT - 09	José Antonio Eguiguren y Olmedo (La Dolorosa)
20	CT - 13	Rocafuerte y Olmedo (Existente - EERSSA)

CUARTA ETAPA (FEBRERO – ABRIL 2018)		
21	CT - 17	Mercadillo y Bolívar (Existente)
22	CT - 12	Bolívar y Rocafuerte (Existente - Parque Santo Domingo)
23	CT - 31	Bernardo Valdiviezo entre Rocafuerte y 10 de Agosto (Existente - IESS)
24	CT - 10	José Antonio Eguiguren y Bolívar (Municipio)
25	CT - 11	10 de Agosto y 18 de Noviembre (Existente)
26	CT - 30	Sucre entre J.A. Eguiguren y Colón (Existente)
27	CT - 07	18 de Noviembre entre Imbabura y Colón (Existente)
28	CT - 06	Colón y Bolívar (Existente – San Francisco)
29	CT - 33	Colón y Bolívar (San Francisco)
QUINTA ETAPA (MAYO – JUNIO 2018)		
30	CT - 04	Quito y Bolívar
31	CT - 02	Bolívar y Juan de Salinas
32	CT - 03	Quito y 18 de Noviembre
33	CT - 01	Juan de Salinas y 18 de Noviembre

Fuente: (INCA SERVICIOS Y PROYECTOS DE INGENIERÍA CIVIL S.A., 2019)

Las fechas asignadas a cada etapa hacen mención al plazo para la culminación del proyecto en las respectivas etapas, sin embargo mencionados periodos se han visto postergados por diferentes factores de carácter administrativo, planificación, acuerdos entre las empresas contratista y subcontratista, financieros entre otros.

6.2. Descripción general del proyecto (Obra civil)

6.2.1. Descripción del trazado de obra civil

Los parámetros constructivos de la obra civil del proyecto en estudio cumplen con lo establecido en la sección 2. “Manual de construcción del sistema de distribución eléctrica de redes subterráneas” del documento de Homologación y con las disposiciones, requisitos, condiciones e instrucciones para la ejecución de la obra establecidos en el documento de especificaciones técnicas elaborado por la EERSSA.

Según las especificaciones técnicas establecidas por la empresa eléctrica en conformidad con el documento: “Homologación de las UP y las UC en sistemas de distribución de energía eléctrica de redes subterráneas”, la obra civil comprendió la ejecución de los trabajos en base a las alineaciones y cotas indicadas en planos, los mismos que se resumen a continuación:

- **Movimientos de tierras.-** Comprendió el desbanque, excavaciones, desbroce, nivelación y limpieza del terreno con el fin de conformar espacios para la colocación de la tubería o

fundición de los elementos estructurales. En la Figura 45 se puede observar el proceso de remoción de la tierra para la construcción de la cámara de transformación 10.



Figura 45. Movimiento de tierra para construcción de cámaras eléctricas en el parque central.

Fuente: Municipio de Loja.

▪ **Cimientos y zócalos.-** Incluyo la construcción de la cimentación y zócalos de las cámaras. Las piedras empleadas en cimientos fueron graníticas, andesitas y otras con características de resistencia adecuada.

▪ **Hormigón armado y simple.-** La construcción de todos los elementos de hormigón armado (resistencia a la compresión $f'c = 210 \text{ kg/cm}^2$, $f'c = 240 \text{ kg/cm}^2$ y $f'c = 300 \text{ kg/cm}^2$) de cimentaciones, muros y losas. El hormigón simple (resistencia a la compresión $f'c = 180 \text{ kg/cm}^2$) se utilizó en la construcción de canales de ventilación, replantillo de cimentaciones, gradas, pisos interiores, etc. (ver Figura 46).



Figura 46. Hormigón armado para las losas de las cámaras eléctricas.

Fuente: Municipio de Loja.

▪ **Paredes.-** Comprendió la construcción de la totalidad de las paredes de las cámaras eléctricas (ver Figura 47) y los pozos (en calzada) con hormigón armado, o de mampostería de ladrillo o bloque de hormigón pesado de las paredes de los pozos construidos bajo acera.



Figura 47. Hormigón armado para la pared de la C.T. 16.

Fuente: Municipio de Loja.

▪ **Ductos para cables.-** Tanto los ductos con conductores como los de reserva fueron taponados con espuma de poliuretano y tapones plásticos, a fin de mantenerlos libres de basura, roedores, agua, etc. En la Figura 48 se presenta la disposición de los elementos utilizados para el taponamiento de ductos.



Figura 48. Taponamiento de ductos.

Fuente: Autor.

▪ **Malla electrosoldada.**- En la construcción de las cámaras subterráneas tanto las paredes como la losa de piso; las armaduras están construidas con doble malla electrosoldada formada con varilla de hierro negro.

▪ **Revestimiento.**- El acabado de las paredes garantiza que las cámaras sean resistentes al agua y a la humedad.

▪ **Puertas y cerrajería.**- El acceso a los diferentes pozos y cámaras de transformación es a través de tapas de fundición de acero dúctil o grafito esferoidal, los mismos que cuentan con el respectivo dispositivo de seguridad.

▪ **Instalaciones eléctricas.**- Las cámaras cuentan con un tablero auxiliar, tubería EMT, cajetines de distribución y demás elementos para el funcionamiento de los sistemas de drenaje, de comunicación, de ventilación y el de iluminación.

▪ **Ventanas de ventilación.**- Los pozos de ventilación cuentan con una rejilla horizontal de grafito esferoidal a nivel del piso y en el interior del pozo una rejilla vertical a la entrada y salida del ducto.

▪ **Pintura.**- Para proceder a pintar todos los equipos y accesorios, previamente fueron limpiados de todo polvo, grasa, aceite, óxido y otros materiales inaceptables mediante el uso de cepillo de alambre y lavado con diluyente de pintura.

6.2.2. Canalización del trazado de obra civil

Se entiende por canalización a la excavación efectuada dentro del área del proyecto, para la colocación de los ductos (tubos PVC lisos) donde están instalados los conductores; los mismos que se encuentran suspendidos en soporte metálicos en el interior de los pozos eléctricos, según lo indica el documento de homologación del MEER.

La canalización general depende de los cables de energía a canalizar, siendo estos:

- Canalización subterránea de media tensión.
- Canalización subterránea de baja tensión.
- Canalización subterránea mixta.

El proyecto contempla diferentes tipos de canalización que dependen del número y tipo de redes que discurren por una determinada calle (ver Figura 49). Otro factor que determina el tipo de canalización está relacionado con la ubicación de esta, es decir, si está bajo calzada o bajo acera. En este apartado únicamente se describen las pautas seguidas para su diseño.



Figura 49. Colocación de ductos en las canalizaciones.

Fuente: Autor.

En el diseño se abarcan 8 tipos de zanjas: 4 tipos de zanjas para acera (1, 2, 3, 4) y 4 zanjas para calzada (1C, 2C, 3C, 4C). Las dimensiones constructivas se detallan a continuación:

Tabla 38.

Dimensiones de los diferentes tipos de zanjas

ZANJA		DIMENSIONES
Tipo	Ubicación	(cm)
1	En acera	105 x 160
1C	En calzada	105X165
2	En acera	85 x 140
2C	En calzada	85 x 145
3	En acera	70 x 114
3C	En calzada	70 x 130
4	En acera	50 x 95
4C	En calzada	50 x 110

Fuente: (EERSSA, 2015).

En el Anexo 2. “Detalles constructivos de los tipos de zanjas” se presentan los detalles de las disposiciones de los tipos de zanjas en acera y calzada construidas en el proyecto de regeneración urbana. Se detallan los planos de diseño para las zanjas, donde se especifica el

espesor del material de relleno, ancho de la zanja, los diámetros y números de ductos del banco, entre otros requerimientos establecidos por el MERNNR.

6.2.2.1. Disposición de ductos

Es importante mencionar que las disposiciones de los ductos eléctricos conservan una separación mínima de 25 cm con los de otros servicios. En la Figura 50 se presenta a manera de ejemplo la disposición de ductos en todo el trayecto de una zanja construida bajo acera.



Figura 50. Disposición de ductos en canalización bajo acera.

Fuente: (Jiménez, 2019).

▪ **Banco de ductos bajo acera.**- El material de relleno para los bancos de ductos bajo acera es de tierra procedente de excavación y en lugares donde se requiere mayor resistencia mecánica es de hormigón armado de 210 kg/cm^2 .

La profundidad mínima en las que se encuentran instalados es de 0,60 m.

▪ **Banco de ductos bajo calzada.**- El material de relleno para los bancos de ductos bajo calzada es de hormigón de resistencia mínima 180 kg/cm^2 hasta 10 cm por encima del ducto superior. Sobre el banco se colocaran 2 capas de 45 cm de material de relleno compactado y una capa de 10 cm de base de grava compactada.

La profundidad mínima en las que se encuentran instalados es de 0,80 m.

❖ **Configuración de ductos.**

La configuración de los ductos dentro de una zanja, está dada al número de filas por el número de columnas; está definida según se describe en el documento de especificaciones técnicas de la EERSSA.

Tabla 39.

Matriz de designación de ductos

ZANJA	ACERA	CALZADA
TIPO 1	EU0_0B2X4C1+1X4B1	EU0_0B2X4C2+1X4B2
TIPO 2	EU0_0B2X3C1+1X4B1	EU0_0B3X4C2+1X4B2
TIPO 3	EU0_0B2X3C1	EU0_0B2X3B2
TIPO 4	EU0_0B1X2C1	EU0_0B1X2B2

Fuente: (EERSSA, 2015).

NOTA: Todos los bancos de ductos llevan 1x5 tubos de polietileno de 2 pulgadas. A modo de ejemplo, en la Figura 51 se presenta a manera de ejemplo la configuración zanja tipo 3 en acera, en la cual se puede apreciar por un lado la disposición de los ductos en el interior de los pozos eléctricos (izquierda) y por otro las características constructivas (derecha).

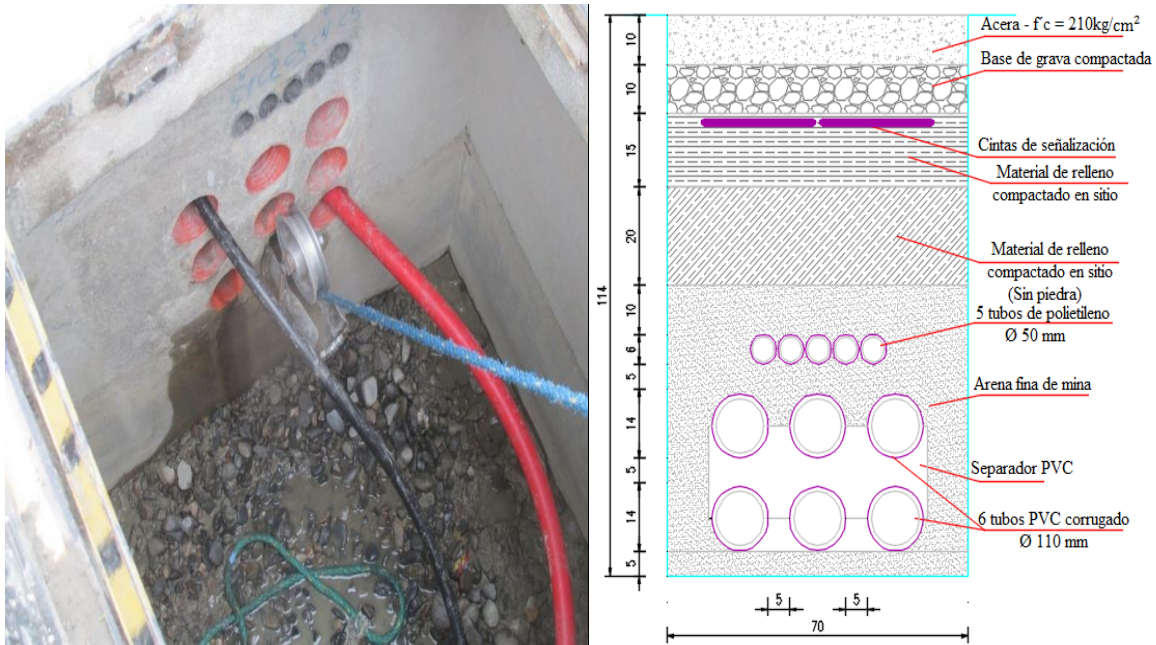


Figura 51. Ejemplo de configuración 2x3 de banco de ductos.

Fuente: Autor.

Los detalles constructivos de los tipos 1, 2, 3 y 4 de zanja se pueden encontrar en el Anexo 2 “Detalles constructivos de los tipos de zanjas” donde se especifica el número de ductos,

sus diámetros, material de relleno del banco de ductos, ancho de zanja, entre otras especificaciones técnicas establecidos en el documento de Homologación.

❖ **Señalización de ductos.**

Se encuentran instaladas 2 cintas de señalización (color amarillo con un ancho de 250 mm) en cada zanja como aviso de la existencia de canalización eléctricas a una profundidad de 20 cm, con la advertencia de peligro eléctrico. En la Figura 52 se puede observar la instalación de la cinta de señalización con el fin de identificar la presencia de cables eléctricos en la zona.



Figura 52: Cinta de señalización

Fuente: (Jiménez, 2019).

6.2.3. Descripción de pozos y cámaras eléctricas

A continuación se describe los aspectos constructivos contemplados en la construcción de pozos y cámaras eléctricas.

6.2.3.1. Pozos.

❖ **Características generales.**

Se utilizan pozos en los cambios de dirección, en la transición aérea-subterránea y en los tramos rectos con una distancia máxima de 40 metros. Según el ángulo que forma el banco de ductos los pozos son de forma cuadrada, rectangular y pentagonal.



Figura 53. Disposición de pozo eléctrico en forma cuadrada.

Fuente: (Jiménez, 2019).

Como se puede apreciar en la Figura 53, en una misma zona se construyeron varios pozos para los servicios eléctricos y de telecomunicaciones. Sin embargo, es importante señalar que dentro de las propuestas técnicas iniciales se planteó que, en esquinas donde el espacio físico no permitía la implantación de pozos separados para cada institución se debía tener un “pozo común”, es decir, existen sitios en los cuales comparten el pozo entre la EERSSA, CNT EP y Municipio de Loja.

❖ Dimensiones.

Las dimensiones dependen del tipo de pozo. En la Tabla 40 detalla los tipos, dimensiones, aplicaciones y formas de los pozos construidos en el proyecto:

Tabla 40.

Detalle de los pozos construidos en el proyecto.

TIPOS	FORMA	DIMENSIONES			APLICACIÓN
		Largo (m)	Ancho (m)	Profundidad (m)	
C	Cuadrada	1,44	1,44	1,40	BT y AP
D	Octogonal	1,84	1,44	1,70	MT, BT y AP
E	Rectangular	2,74	2,24	2,20	MT, BT y AP

Los pozos tipo C son utilizados para derivaciones en bajo voltaje.

Los pozos tipo E son utilizados para alojar equipos de protección para la red de media tensión, especialmente donde existen derivaciones.

Los pozos tipo D y E están construidos normalmente en las esquinas.

Fuente: (EERSSA, 2015).

❖ **Método constructivo.**

Los pozos construidos bajo calzada tienen paredes de hormigón armado de 210 kg/cm^2 , o de mampostería de ladrillo o bloque de hormigón pesado para los pozos construidos bajo acera, de acuerdo al documento de homologación, con un espesor mínimo de las paredes de 12 cm.

Las paredes están construidas con bloque de hormigón, enlucidas con mortero 1:3 y aisladas con cemento.

Los pisos de los pozos están constituidos por una capa de material filtrante (grava) de 10 cm como mínimo que ocupara toda su área o en otros de los casos solo el 10 %, según lo establecido en el documento de Homologación.

Los pozos fueron construidos tomando en consideración el proporcionar un espacio de trabajo limpio, suficientemente cómodo que permite desempeñar las labores de mantenimiento (Ver detalles de construcción en el plano adjunto correspondiente al Anexo 3). Es por ello que en su interior cuenta con la instalación de soportes de acero galvanizado con la finalidad de ordenar los conductores. En la Figura 54 se puede observar en detalle el proceso de instalación de soportes y “peinado” de cables en un pozo eléctrico.

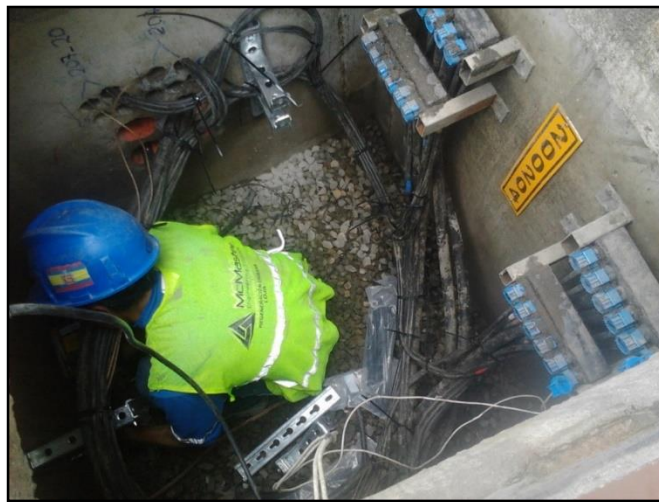


Figura 54. Instalación de soporte metálico para cables.

Fuente: Autor.

En los casos en los cuales desde los pozos se realizan derivaciones en baja tensión, ésta se realiza mediante conectores de compresión (acometidas) o de gel (para alumbrado público).

En la Figura 55 se aprecia los conectores de conexión utilizados para las derivaciones en Baja Tensión planteados en los planos constructivos de la obra eléctrica.

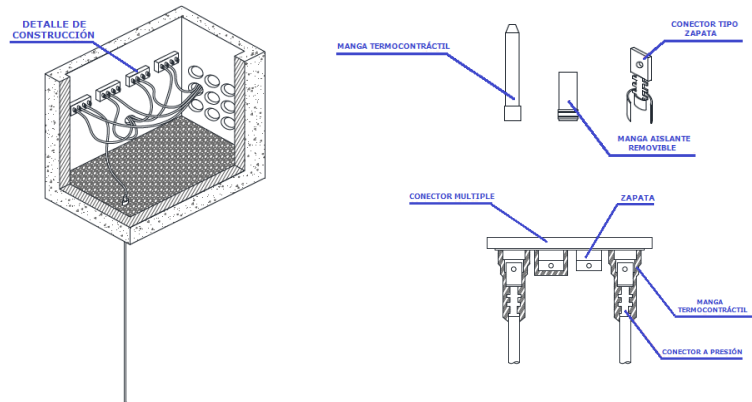


Figura 55. Configuración de las derivaciones en B.T. en los pozos.

Fuente: (EERSSA, 2015).

❖ *Tapas.*

El material de las tapas está determinado en base a la ubicación del pozo, es decir, si está ubicado bajo calzada o bajo acera. Asimismo el uso de las tapas diferirá dependiendo del tipo de zona (dos zonas diferenciadas) en la que se encuentren. Las tapas de los pozos son de hormigón armado, acero dúctil y de grafito esferoidal.

Las tapas de hormigón ($f'c=210 \text{ kg/cm}^2$) tienen un marco metálico construido de pletina de acero de espesor de 4 mm y 50 mm de base por 75 mm de alto con una abertura de 110 grados. Las dimensiones de las tapas de hormigón se detallan en la Figura 56.

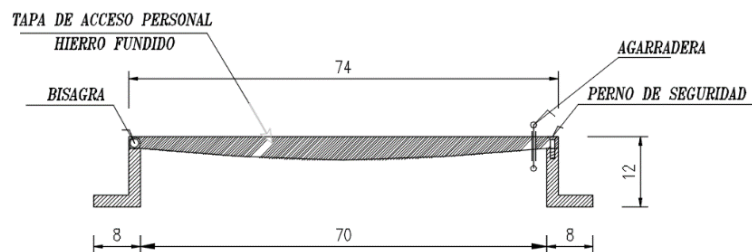


Figura 56. Tapa de hormigón de los pozos eléctricos.

Fuente: (EERSSA, 2015).

En base a la obligatoriedad del anterior Ministerio (MEER) que, establecía el uso de tapas de grafito esferoidal o acero dúctil clase D400-400kN en los pozos ubicados en calzada y acera. Están soportadas en un marco de acero galvanizado, que provee el soporte y bisagras. En la Figura 57 se presenta las características de la tapa de acero dúctil.

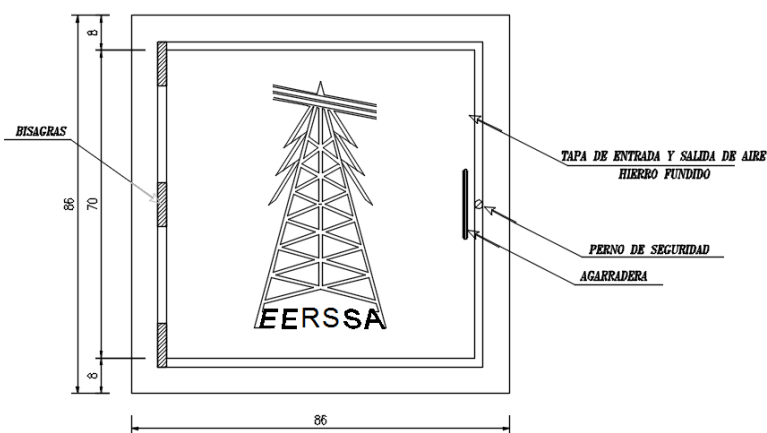


Figura 57. Tapas de acceso de acero dúctil.

Fuente: (EERSSA, 2015).

6.2.3.2. Cámaras eléctricas.

❖ Características generales.

Las cámaras de transformación fueron diseñadas bajo nivel del suelo (subterráneas) con el objetivo de liberar el espacio público. Su diseño contempla las características necesarias para la adecuada utilización, parámetros eléctricos, la adecuada selección de materiales de construcción, iluminación interior, luces de emergencia, pasamanos metálicos, ventilación, drenaje con la finalidad de brindar seguridad, operatividad y responder a la necesidad eléctrica. En el Anexo 4 se puede observar las características generales de construcción.

▪ **Especificaciones constructivas del hormigón utilizado en las cámaras eléctricas.**- El diseño estructural de las cámaras eléctricas se realizó con hormigón armado. Las resistencias del hormigón armado se detallan a continuación:

Tabla 41.

Especificaciones del diseño estructural de las camaras electricas.

ESTRUCTURA	TIPO DE HORMIGÓN	RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN (kg/cm ²)
Replanteo	Simple	180
Piso	Armado	210
Paredes		
Losa superior maciza fija o móvil (Calzada)	Armado	300
Losa superior alivianada fija o móvil (Parques)	Armado	300

Fuente: (EERSSA, 2015).

▪ **Dimensiones.**- El diseño de la cámara está condicionada por el tamaño del transformador y del número de celdas. Las medidas mínimas que puede tener una cámara, según el documento de Homologación, son:

Largo = 3 m

Ancho = 2,2 m (Trafo Monofásico)

Alto = 3 m

Ancho = 3,7 m (Trafo Trifásico)

▪ **Canalizaciones.**- En su interior las cámaras cuentan con canales perimetrales y rejillas a nivel del piso con una ligera inclinación hacia un pozo recolector de posibles filtraciones de agua. Las dimensiones son de 0,40 a 0,50 m de ancho y de 0,60 m de profundidad.

La finalidad de las canalizaciones es albergar los cables de media y baja tensión colocados sobre bandejas portacables.

▪ **Acceso en las cámaras eléctricas para el ingreso o extracción de equipos.**- Las cámaras eléctricas cuentan con espacio físico para el ingreso o extracción (en casos de mantenimiento) de los equipos. Los tipos de acceso para los ingresos de equipos eléctricos son dos formas:

- Dos losas de hormigón armado ($f'c=240 \text{ kg/cm}^2$) móviles con dimensiones de 0,70 ancho x 2,30 m de largo, reforzadas alrededor con un perfil metálico galvanizado.
- Tapas de acceso metálicas.



Figura 58. Acceso hacia el interior de las C.T. para el ingreso o extracción de equipos eléctricos.

Izquierda: Tapas metálicas. Derecha: Losas de hormigón armado.

Fuente: Autor.

Los tipos de acceso presentados en la Figura 58 se encuentran ubicadas sobre el área (interior de la C.T.) de instalación del transformador.

❖ *Acceso.*

Las cámaras eléctricas cuentan con boquetes de 70x70 cm para el ingreso del personal de mantenimiento, en los cuales se encuentran colocadas tapas de acero dúctil. Debajo de estas tapas se encuentra instalada una rendija con su respectivo dispositivo de seguridad (ver Figura 59).

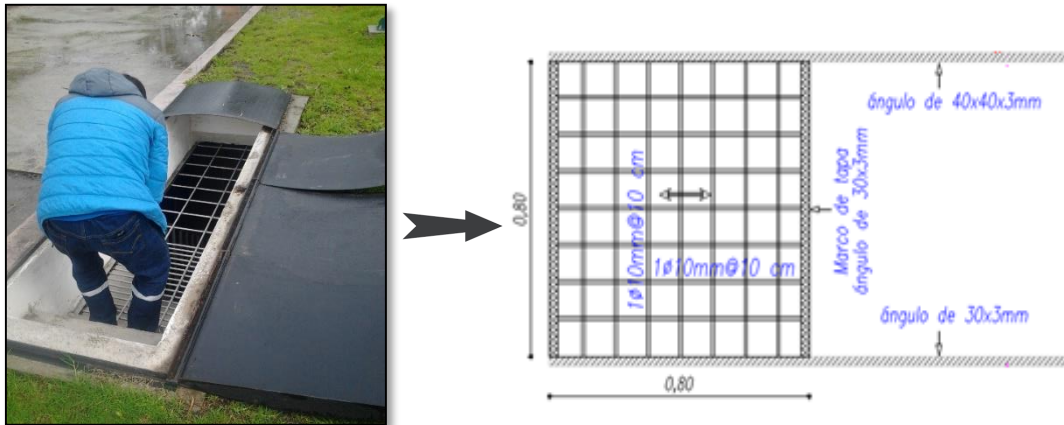


Figura 59. Rejilla deslizante para acceso del personal.

Fuente: Autor.

Para el ingreso y salida del personal, las cámaras eléctricas cuentan con la instalación de escaleras telescópicas verticales de hierro galvanizado y mediante gradas.



Figura 60. Acceso a cámaras de transformación mediante gradas.

Fuente: Autor.



Figura 61. Acceso a cámaras de transformación con escalera telescópica.

Fuente: Autor.

Los detalles constructivos de los accesos hacia las diferentes cámaras de transformación ubicadas en parques y aceras se detallan en el Anexo 5 “Detalles constructivos de los accesos hacia las C.T.”.

❖ ***Ductos de acceso y evacuación de aire.***

Las cámaras eléctricas disponen de una entrada de aire fresco exterior por medio de un ducto circular conectado desde el pozo de acceso que llega a la pared adyacente donde se ubica el transformador, esto con la finalidad de mantener la temperatura de la cámara en los niveles establecidos. El ducto de salida de aire caliente se encuentra colocada en la parte superior de la pared contraria al ducto de ingreso y llega hasta el pozo de evacuación.

El sistema de ventilación será forzada; cuenta con ventiladores axiales. Puede verse el esquema en el plano del Anexo 4 “Características generales de construcción de las C.T.”.

❖ ***Drenaje.***

Asimismo cada cámara cuenta con un sistema de drenaje con un tubo dren longitudinal (160 mm de diámetro) conectado a un pozo de drenaje con dos bombas (1 hp c/u): una principal y otra de reserva, con funcionamiento alternativo. El pozo de drenaje está ubicado en un punto estratégico que tiene por dimensiones 60 x 60 cm más 10 cm de espesor de pared, la profundidad del mismo tiene 60 cm. Los detalles generales del sistema de drenaje se puede

observar en el plano del Anexo 4 y su disposición en el interior de las cámaras de transformación se puede observar en el Anexo 6.

❖ ***Iluminación.***

La iluminación del interior de las cámaras subterráneas está garantizada a través de 6 puntos de luz, dos instalados encima de la ubicación donde se instalan el/los transformador/es, uno encima del tablero de Baja Tensión, dos sobre las celdas de protección de Media Tensión y próximo a la entrada de la cámara. En el Anexo 6 a manera de ejemplo se presenta la disposición de las instalaciones interior en la cámara de transformación 08.

❖ ***Malla electrosoldada.***

Tanto las paredes como la losa de piso, las armaduras se encuentran construidas con doble malla electrosoldada formada con varilla de hierro de 6 a 10 mm, la losa superior contiene doble armadura de varilla de 12 mm cada 10 cm en las cámaras ubicadas en lugares donde no existe presencia vehicular, en caso contrario se realizaron los respectivos cálculos para determinar el tipo de hierro y espesores de las losas.

6.3. Descripción general del sistema de distribución de electricidad subterránea del proyecto de regeneración urbana en la ciudad de Loja

El diseño de la infraestructura eléctrica en el centro histórico de la ciudad de Loja se realizó de acuerdo con los criterios de normalización establecida por el antiguo MEER y la EERSSA anteriormente ya estudiadas, para la electrificación de la zona de actuación. En el Anexo 7 “Proyección de la red de media tensión” se presenta el plano de distribución de energía en media tensión.

La red actual está formada por líneas trifásicas con una línea cero que se conecta entre el centro de reparto y neutro construidas con cables unipolares con conductor de aluminio. Los cables transcurren en tubos dispuestos en zanjas bajo acera y calzada.

6.3.1. Alimentación para el sistema subterráneo de distribución primario

La alimentación para el sistema de distribución primario subterráneo se realiza a partir de seis alimentadores primarios trifásicos aéreos en nueve puntos de transición, que tienen un sistema de conexión radial, los mismos que se derivan de las tres subestaciones de transformación que distribuyen la energía eléctrica en media tensión, que se detallan en la Tabla 42.

Tabla 42.

Subestaciones y primarios del área de estudio.

SUBESTACIONES			PRIMARIOS QUE INTERVIENEN EN
NÚMERO	NOMBRE	POTENCIA INSTALADA	EL ÁREA DEL PROYECTO
1	Obrapía	20 MVA	Hospital y IV Centenario.
2	San Cayetano	20 MVA	Juan de Salinas, Centro y Sur.
20	Sur	10 MVA	Yahuarcoma.

Fuente: Autor.

Referencia: GeoPortal EERSSA.

Los seis alimentadores, dada su topología, pueden hacer transferencia de carga entre sí, ya que, mantienen seccionadores normalmente abiertos (NA) para, según sea el caso, sea por mantenimiento o por falla, poder atender a los usuarios del área de actuación.

En la Figura 62 presentada a continuación, se detalla los seis alimentadores con las respectivas subestaciones desde las cuales éstos se derivan hasta los puntos de transición desde los cuales suministran de energía en media tensión a la red de distribución de electricidad subterránea principal.

Asimismo, se puede observar e identificar las respectivas cámaras de transformación que se alimentan desde las transiciones aéreas-subterráneas.

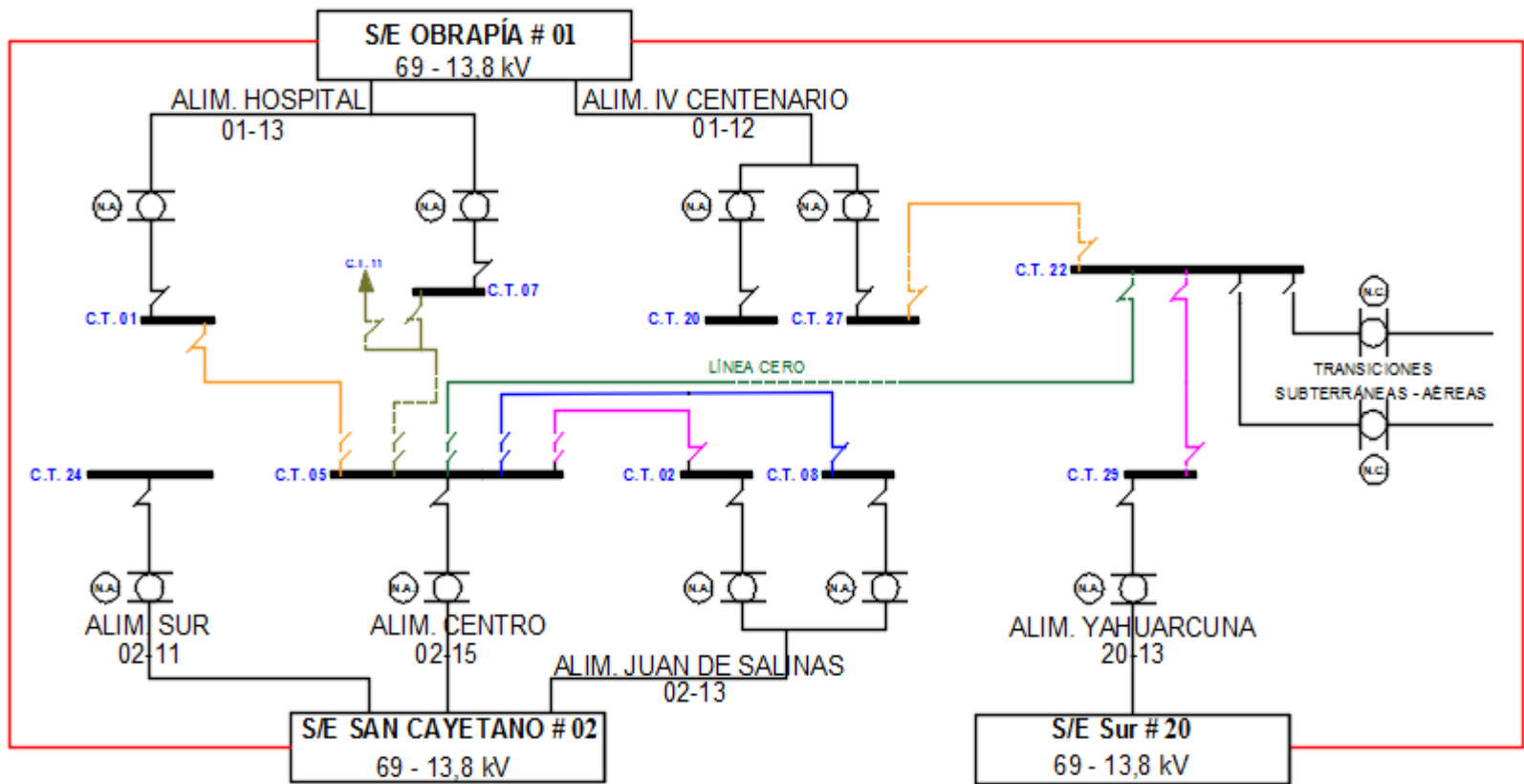


Figura 62. Diagrama unifilar del suministro de energía en media tensión desde las subestación al sistema eléctrico de distribución primario subterráneo.

Fuente: Autor.

Referencia: Planos constructivos de la obra eléctrica.

❖ **Subestación Obrapía.**

Ésta subestación (ver Figura 63) con niveles de tensión de 69 kV a 13,8 kV y con una potencia de 20 MVA, alimenta a un nivel de tensión de 13,8 kV, mediante tres alimentadores:

- ✓ Alimentador Hospital (0113) que alimenta a la cámara de transformación número 01 y 07.
- ✓ Alimentador IV Centenario (0112) que alimenta a las cámaras de transformación número 20 y 27.

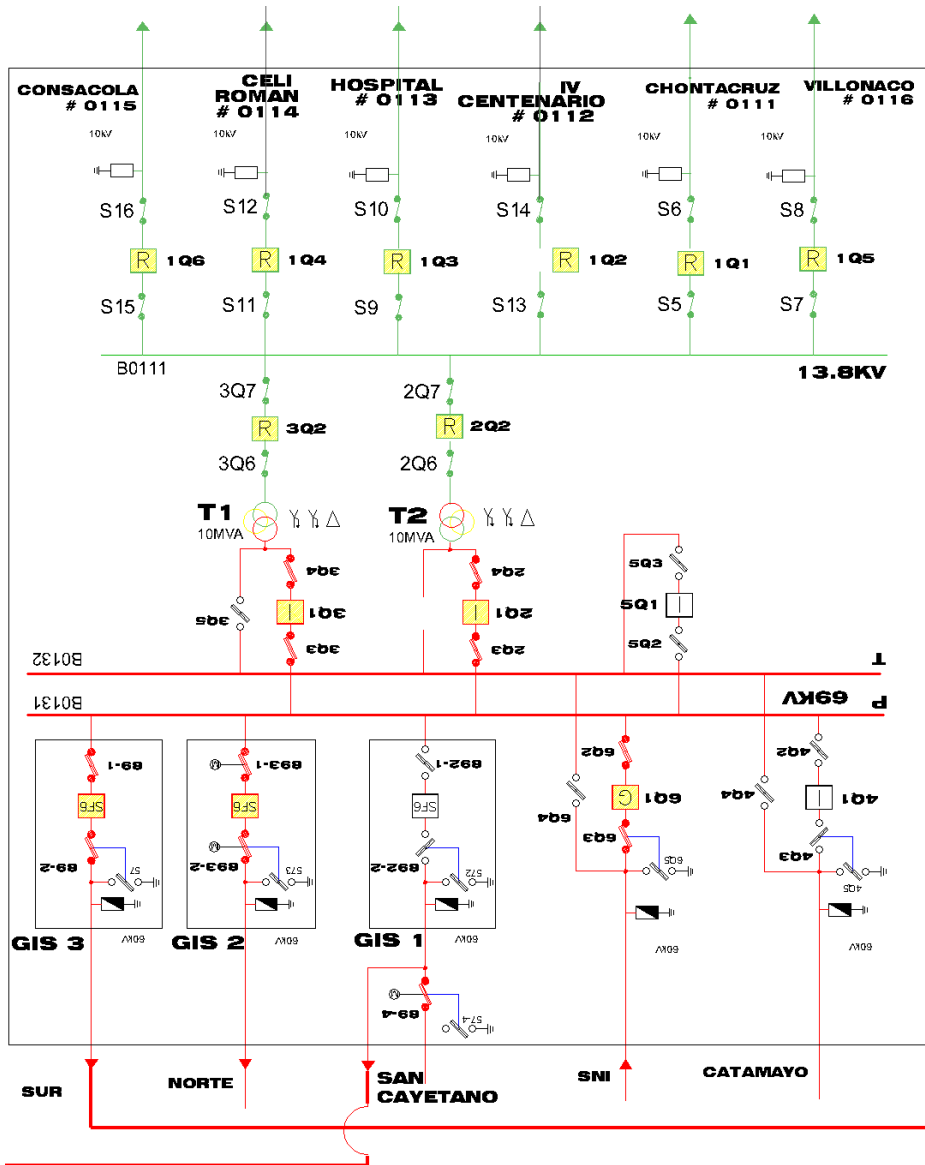


Figura 63. S/E de distribución Obrapía de la EERSSA, diagrama unifilar.

Fuente: (EERSSA, 2015).

❖ **Subestación San Cayetano.**

La disposición eléctrica es de barra simple tanto en el lado de 69 kV como en el lado de 13,8 kV, dispone de dos transformadores con una potencia de 10 MVA cada uno (ver Figura 64). La barra de 69 kV se conecta a dos posiciones de línea para la interconexión con la subestación Obrapía y otra de reserva. Alimenta a un nivel de voltaje de 13,8 kV, mediante tres alimentadores:

- ✓ Alimentador Juan de Salinas (0213) que alimenta a las cámaras de transformación número 02 y 08.
- ✓ Alimentador Centro (0215) que alimenta a la cámara de transformación número 05.
- ✓ Alimentador Sur (0211) que alimenta a las cámaras de transformación número 24.

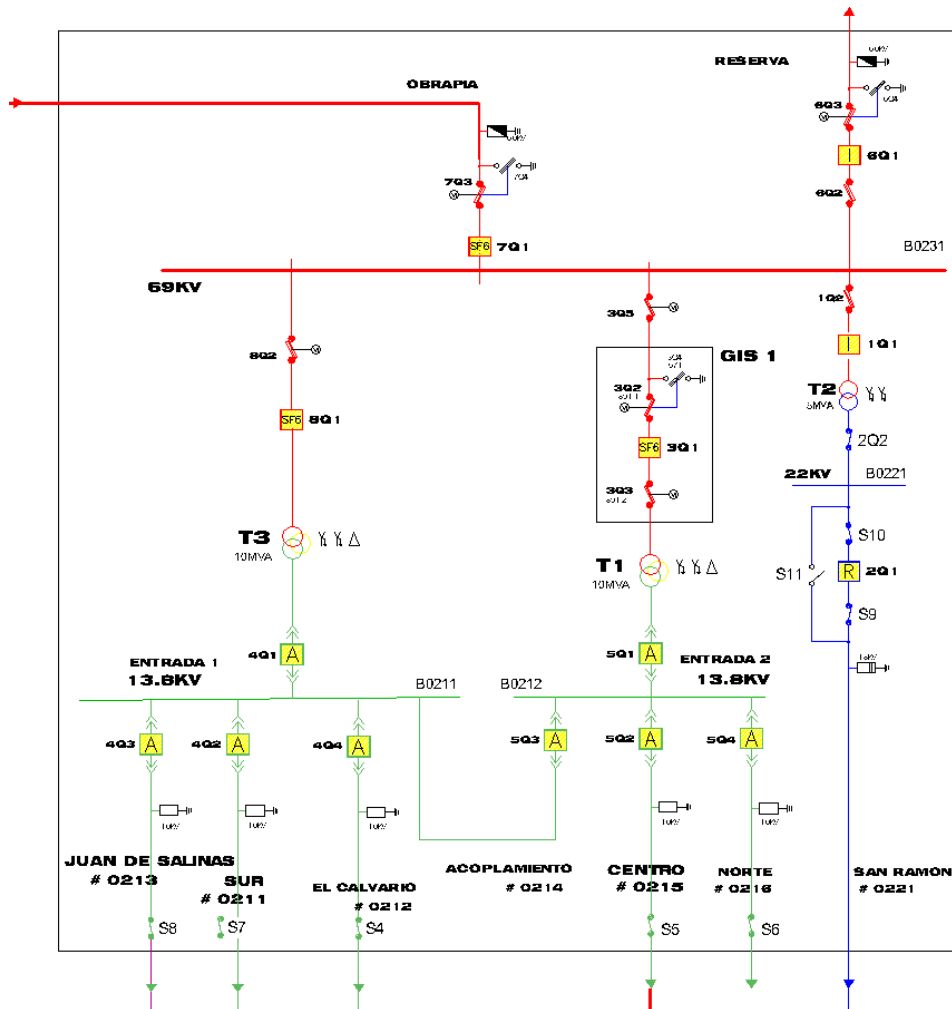


Figura 64. S/E de distribución San Cayetano de la EERSSA, diagrama unifilar.

Fuente: (EERSSA, 2015).

❖ **Subestación Sur.**

La disposición eléctrica es de barra simple tanto en el lado de 69 kV como en el lado de 13,8 kV, dispone de un transformador con una potencia de 10 MVA. La barra de 69 kV se conecta a dos posiciones de línea para la interconexión con la subestación Obrapia y Vilcabamba (Figura 65). Alimenta a un nivel de voltaje de 13,8 kV, mediante un alimentador:

- ✓ Alimentador Yahuarcoma (2013) que alimenta a las cámaras de transformación número 29.

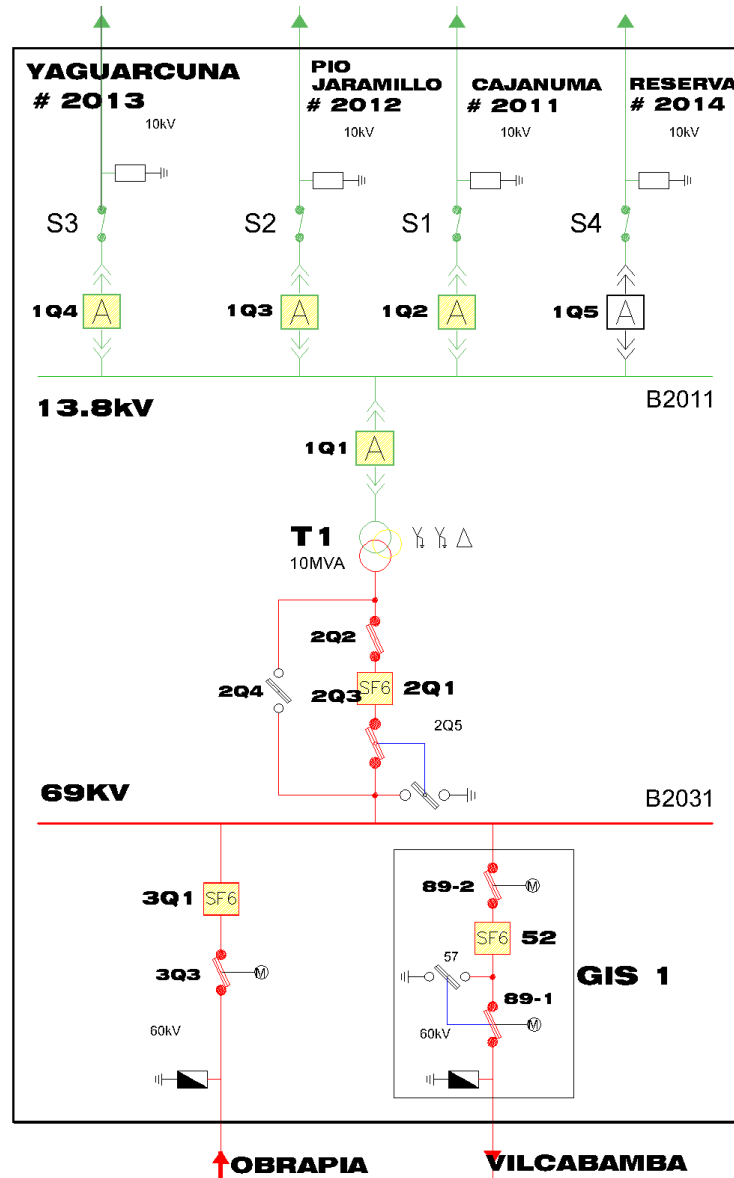


Figura 65. S/E de distribución Sur de la EERSSA, diagrama unifilar.

Fuente: (EERSSA, 2015).

6.3.1.1. Transiciones de redes eléctricas en media tensión.

Se contempló la construcción de 9 puntos de transiciones aéreo-subterráneos que sirven de alimentadora para la red de distribución eléctrica primaria subterránea y 2 puntos de transición subterráneo-aérea que sirven de respaldo para la subestación Sur en caso de falla.

Todo punto de transición contiene los siguientes elementos:

Tabla 43.

Elementos que constituyen un punto de transición.

Nro.	ELEMENTO	Nro.	ELEMENTO
1	Poste de hormigón	10	Herraje seccionador
2	Cruceta de fibra de vidrio	11	Herraje tipo botella
3	Aislador amarre	12	Cono de ajuste
4	Horquilla bola	13	Cable aislado
5	Rotula larga	14	P.A.T. autoválvula
6	Grapa tipo amarre	15	Conductor ACSR 2/0
7	Tirafusible tipo T	16	Tubo protección
8	Botella terminal	17	Abrazadera de ajuste
9	Autoválvula		

Fuente: Autor.

En el Anexo 8 “Detalle constructivo de transiciones” se presenta mediante plano constructivo el montaje de cada elemento descrito en la Tabla 43. A continuación se detallan las características constructivas de estas estructuras:

- Las transiciones se encuentran realizadas en postes de H.A. vibrado con una altura de 14 m, de sección circular hueca que permiten la colocación de diferentes accesorios tales como crucetas, juegos de pararrayos, seccionadores, fusibles, puntas terminales.
- Los conductores se encuentran protegidos mediante tubos rígidos de acero galvanizado un diámetro interno de 111,4 mm.
- Herraje seccionador: Voltaje máximo de 15 kV. BIL 125 kV, capacidad interruptiva 40 kA. Corriente nominal de operación continua de 600 A.
- Todo poste lleva una cinta preventiva de polietileno de banda amarilla, con dimensiones de 250 mm de ancho, 0,175 mm de espesor y con una nota de advertencia: “**¡PELIGRO! – RIESGO ELÉCTRICO**” en letras de color negro.

- Pararrayos tipo codo 15 kV, 200 A: fabricado de un aislado de caucho EPDM para un MCOV de 10 kV en 8,4 rms y un rango de voltaje máximo (Fase-Tierra/Fase-Fase) de 8,3/14,4 kV rms.
- Terminales resistentes a las radiaciones ultravioleta, contaminantes como lluvias ácidas, polvos abrasivos o minerales, con operación en forma continua en ambientes con rangos de temperaturas de -30 a 40°C. Son del tipo contraíble en frío o termocontraíble, con un aislamiento de hule siliconado, voltaje nominal de 15 kV, BIL 110 kV, para uso exterior, deberá contar con su respectivo soporte para montaje, resistente a la corrosión. La corriente nominal que soportará el terminal, debe ser igual o mayor que la corriente nominal de los cables para los cuales se han diseñado los terminales, de acuerdo a las normas de conductores NEMA.
- Puesta a tierra. En la base del poste se instaló una puesta a tierra en una dirección diferente a la que posea la canalización de media tensión, éste se realizó con varillas recubiertas de cobre de 2,44 m. de largo y 19 mm de diámetro, normativas UL/CSA interconectadas con conductor de cobre desnudo calibre mínimo 1/0 AWG. El valor de la puesta a tierra en este punto no será mayor a 10 ohmios. El tubo metálico para la protección de los cables de M.T. deberá de quedar aterrizado.
- La puesta a tierra está conformada por una varilla de acero recubierta de cobre de 1,80 m por 15,87 mm (5/8") de diámetro. La conexión se encuentra realizada mediante suelda exotérmica.
- Cuentan con la instalación de todos los herrajes necesarios para el montaje de todos los accesorios. Los tubos se encuentran sellados con una mezcla de silicón para evitar que penetre el agua, polvo o animales.

❖ ***Transición de redes aéreas-subterráneas en Media Tensión.***

Los alimentadores primarios trifásicos alimentan a los diferentes sitios donde se realiza la transición de red aérea a soterrada, desde allí lo que se denomina troncal de Media Tensión deriva a la red soterrada hacia las cámaras, la red será a nivel de tensión de 13,8 kV. Los alimentadores principales funcionan como circuitos radiales, pero con vínculos normalmente abiertos a los alimentadores adyacentes. A continuación se detalla la ubicación de los diferentes puntos de transición aéreo-subterránea del proyecto:

Tabla 44.

Ubicación de las transiciones aéreo-subterráneas de M.T.

Nro.	Calle	Alimentador
1	Av. Universitaria y Juan de Salinas	Hospital
2	Av. Orillas del Zamora y Daniel Alvarez	Juan de Salinas
3	Av. Orillas del Zamora y Segundo Puertas	Centro
4	Av. Manuel Agustín Aguirre y Colon	Hospital
5	Av. Orillas del Zamora y 24 de Mayo	Juan de Salinas
6	Matilde Hidalgo y Av. Emiliano Ortega	Sur
7	Venezuela y Av. Manuel Agustín Aguirre	IV Centenario
10	Chile y Av. Manuel Agustín Aguirre	Cont. IV Centenario
11	Catamayo y Av. Eduardo Kingman	Yahuarcuna

NOTA: las transiciones 8 y 9 son subterráneas-aéreas (ver Tabla 46)

Fuente: Autor.

Referencia: (EERSSA, 2015).

En la Figura 66 se puede apreciar el punto de transición aéreo-subterráneo ubicado en la Av. Manuel Agustín Aguirre y Juan de Salinas.



Figura 66. Transición aérea – subterránea.

Fuente: Autor.

❖ **Transición de redes subterráneas-aérea en Media Tensión.**

Dentro del proyecto se planteó realizar dos puntos de transición subterráneo-aérea que tiene por finalidad servir de respaldo para la subestación Sur (10 MVA), el cual entregaría apoyo continuo en caso de existir alguna falla en mencionada subestación, debido a que la red aérea está más expuesta que una red subterránea. La ubicación de estos puntos de transición se detalla a continuación:

Tabla 45.

Ubicación de las transiciones subterráneas-aéreas de M.T.

Nro.	Calle	Alimentador
8	Máximo Rodríguez y Gonzalo Suarez	Cámara de transformación 22
9	Andrés Bello y Juan José Peña	Cámara de transformación 22

Fuente: Autor.

En la Figura 67 se puede apreciar el punto de transición subterráneas-aérea ubicado en las calles Máximo Rodríguez y Gonzalo Suarez.



Figura 67. Transición subterránea – aérea.

Fuente: Autor.

6.3.2. Topología de la red subterránea

6.3.2.1. Topología de la red subterránea de distribución de electricidad.

El sistema primario subterráneo está formado por una serie de circuitos trifásicos, pozos de distribución y cabinas subterráneas. La red secundaria subterránea se alimenta desde los diferentes transformadores ubicados en las cabinas subterráneas llamadas cámaras de transformación. Los transformadores son trifásicos con su respectivo equipo de maniobra y sus dispositivos protectores asociados, que incluyen interruptores para proteger la red.

Los sistemas de distribución secundaria subterránea se extienden desde los bornes de baja tensión del transformador hacia los cuadros de distribución, de la cual se derivan los circuitos en baja tensión hasta los barrajes ubicados estratégicamente en pozos eléctricos; del cual se derivan las acometidas para el suministro de electricidad al sistema de alumbrado público y a los consumidores.

La topología de la red subterránea de la electricidad comprende un sistema primario en anillo. En el cual, mediante dispositivos seccionadores en los puntos de transición se conectan los centros o cámaras de transformación a la troncal de la red de media tensión aérea que se derivan desde las subestaciones.

Los circuitos de media tensión aérea están conformados por alimentadores radiales que se derivan de las tres subestaciones para la alimentación de la zona de red subterránea, subestación Obrapía, San Cayetano y Sur.

Además como se puede observar en la Figura 68, la topología de la red subterránea de distribución de la electricidad presenta una característica particular de un sistema de red en huso normal; el cual está constituido por líneas distribución en Media Tensión conectada por un extremo a una subestación o un centro de reparto, y por otro, a un centro de reflexión. Esta topología comúnmente utilizada en sistema subterráneo está formada por un circuito cero (también llamadas líneas de socorro o interconexión), los cuales unen en los extremos de la red; lo cual lo convierte en un sistema de alta confiabilidad ante fallos en la red.

A continuación se presenta la topología principal (Media Tensión) de la red eléctrica subterránea del proyecto de Regeneración Urbana:

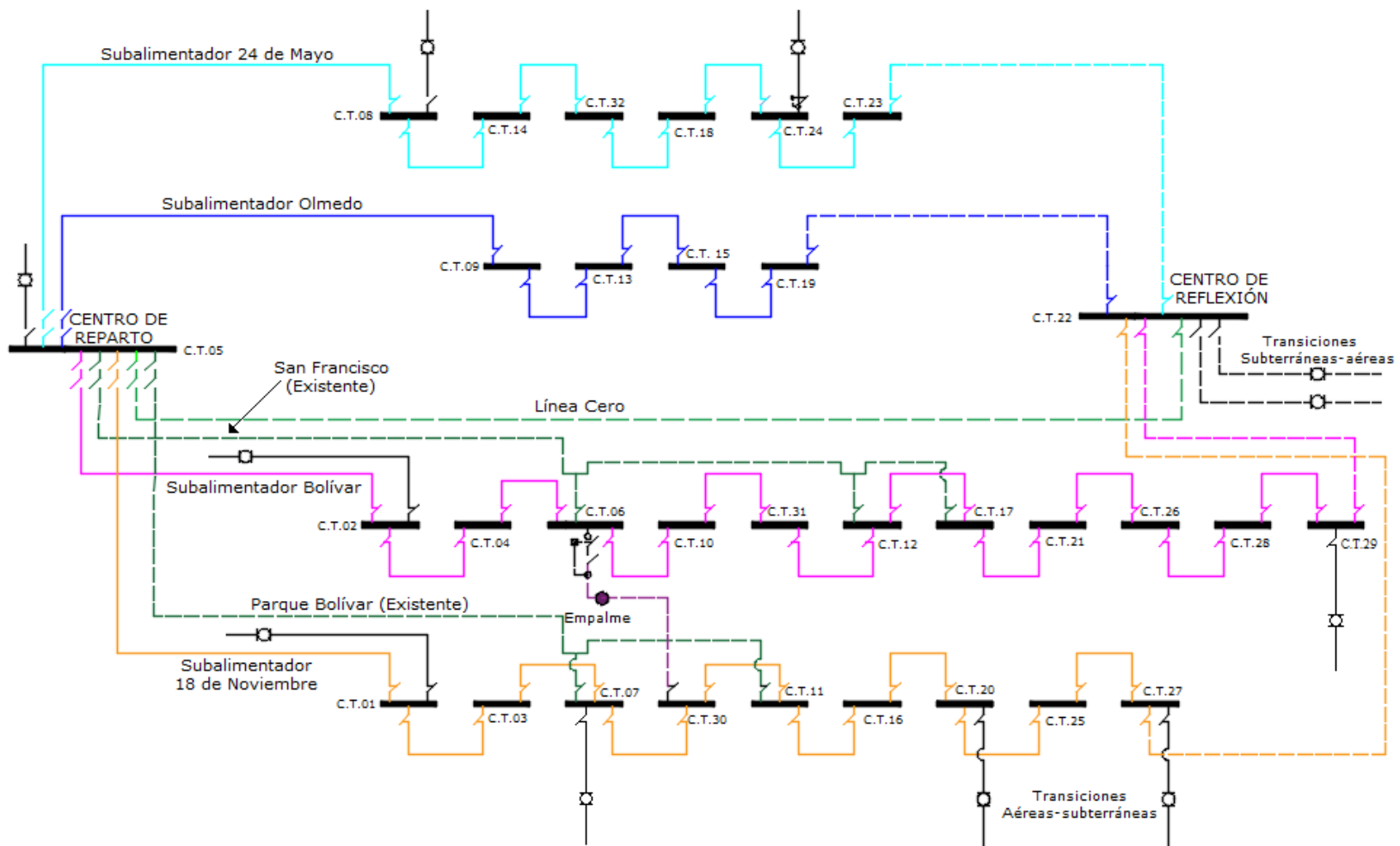


Figura 68: Topología de la red eléctrica subterránea.

Fuente: Autor.

Referencia: Planos constructivos de obra eléctrica.

Como se puede observar en la Figura 68, el sistema subterráneo de distribución de la electricidad cuenta con: centro de reparto, centros de transformación y un centro de interconexión.

Es importante mencionar que dentro del proyecto del soterramiento de la red de distribución de la electricidad existía una infraestructura de alimentación en forma subterránea a seis cámaras de transformación en la zona y energizadas a 13,8 kV, tal infraestructura se dejó inamovible y solamente se escogieron las salidas para conectar la nueva red con esos circuitos existentes.

❖ **Centro de reparto.**

El centro de reparto o distribución es asignado al centro de transformación 05 (ver Figura 69) ubicado en las calles Olmedo e Imbabura en la cual ingresa la línea primaria subterránea del alimentador Centro que se deriva de la subestación San Cayetano.

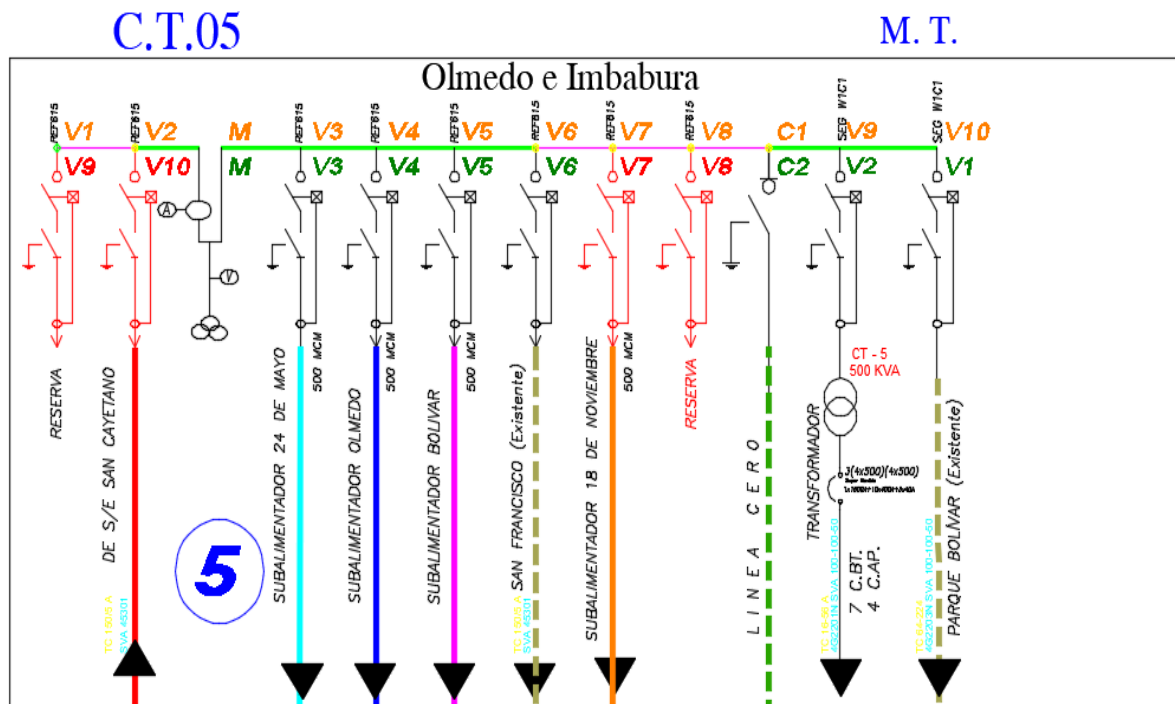


Figura 69. Centro de reparto.

Fuente: (EERSSA, 2015).

Se efectuó un análisis del número de subalimentadores subterráneos a derivar del centro de reparto, utilizados exclusivamente para la energización a través de cuatro subalimentadores específicamente proyectados en el área de actuación, mediante operaciones

de transferencia de cargas en caso de falla de alguna cámara de transformación por situaciones de emergencia, con el fin de proveer al sector de un alto nivel de confiabilidad en el servicio.

Los ramales de cada uno de los subalimentadores se encuentran dimensionados con el criterio de cubrir las operaciones de transferencia entre subalimentadores mediante la interconexión entre ellos con el Centro de Reflexión.

▪ **Subalimentador 24 de Mayo.-** se ha proyectado este subalimentador para distribuir la energía en Media Tensión de 13,8 kV desde el Centro de Reparto (C.T. 05) hacia las siguientes cámaras de transformación:

Tabla 46.

Subalimentador 24 de Mayo.

C.T.	Potencia (kVA)	Ubicación
08	500	24 de Mayo y José A. Eguiguren
14	500	24 de Mayo y Miguel Riofrio
32	500	Azuay y Macará
18	500	Mercadillo y 24 de Mayo
24	500	Av. Emiliano Ortega y M. Cañizares
23	750	24 de Mayo y Catacocha

Fuente: Autor.

▪ **Subalimentador Olmedo.-** desde el Centro de Reparto (C.T. 05) se deriva hacia las siguientes cámaras de transformación:

Tabla 47.

Subalimentador Olmedo.

C.T.	Potencia (kVA)	Ubicación
09	500	Olmedo y José A. Eguiguren (La Dolorosa)
13	750	Rocafuerte y Olmedo (EERSSA)
15	750	Azuay y Bernardo Valdivieso (P. Flores)
19	750	Lourdes y Olmedo
22	500	Andrés Bello y Bernardo Valdivieso

Fuente: Autor.

▪ **Subalimentador Bolívar.-** se ha proyectado este subalimentador para distribuir la energía en Media Tensión de 13,8 kV desde el Centro de Reparto (C.T. 05) hacia las siguientes cámaras de transformación:

Tabla 48.

Subalimentador Bolívar.

C.T.	Potencia (kVA)	Ubicación
02	500	Bolívar y Juan de Salinas
04	750	Quito y Bolívar
06	750	Plaza de San Francisco
10	500	José A. Eguiguren y Bolívar (Municipio)
31	500	Bernardo Valdivieso y Rocafuerte (IEES)
12	3x167	Plaza de Sto. Domingo
17	3x167	Plaza de San Sebastian
21	750	Bolívar y Catacocha
26	500	Eduardo Kingman y Celica
28	500	Eduardo Kingman y Saraguro
29	500	Eduardo Kingman y Catamayo

Fuente: Autor.

▪ **Subalimentador 18 de noviembre.-** desde el Centro de Reparto (C.T. 05) se deriva hacia las siguientes cámaras de transformación:

Tabla 49.

Subalimentador 18 de noviembre.

C.T.	Potencia (kVA)	Ubicación
01	500	Juan de Salinas y 18 de Noviembre
03	750	Quito y 18 de Noviembre
07	3x167	18 de Noviembre e Imbabura (P. Bolívar)
30	3x167,5	Sucre y José A. Eguiguren
11	500	10 de Agosto y 18 de Noviembre
16	750	18 de Noviembre y Mercadillo
20	500	18 de Noviembre y Catacocha
25	500	18 de Noviembre y Celica
27	500	18 de Noviembre y Saraguro (P. Molinos)

Fuente: Autor.

❖ **Centros de transformación.**

Los centros o cámaras de transformación subterráneo permiten reducir por medio del transformador de distribución, la tensión a niveles y utilización en baja tensión. En la Anexo 9 “Diagramas unifilares de las cámaras de transformación” se puede presentar detalles como la capacidad del transformador, numero de circuitos que se derivan tanto para Baja Tensión como para el sistema de Alumbrado Público.

▪ **Interconexión de los centros de transformación.-** Los centros o cámaras de transformación se encuentran interconectados bajo un sistema de bucle o anillo abierto.

Sistema en bucle o anillo abierto: La alimentación de los centros de transformación está diseñada con estructura de bucle o anillo abierto con lo cual tiene entradas y salidas en cada C.T. con la finalidad de que cualquier centro pueda recibir alimentación alternativa.

La explotación de este tipo de red se realiza de forma que siempre existirá un nodo del anillo abierto (celda de línea de un centro de transformación) creando un punto de frontera.

En la red en bucle de Media Tensión, en cada centro de transformación contienen dos interruptores, uno de entrada y otro de salida de la línea. Este interruptor de salida conecta con otro interruptor de entrada, y así sucesivamente. Con la salvedad que se debe instalar una celda de más para el cierre del anillo. En este sistema se puede dejar cualquier tramo de la red subterránea sin servicio desplazando el punto de frontera a otra celda de línea.

❖ **Centro de reflexión.**

El centro de reflexión o de interconexión es asignado al centro de transformación 22 ubicado en el parque Infantil. En la Figura 70 se presenta el diagrama unifilar del centro de reflexión (C.T. 22).

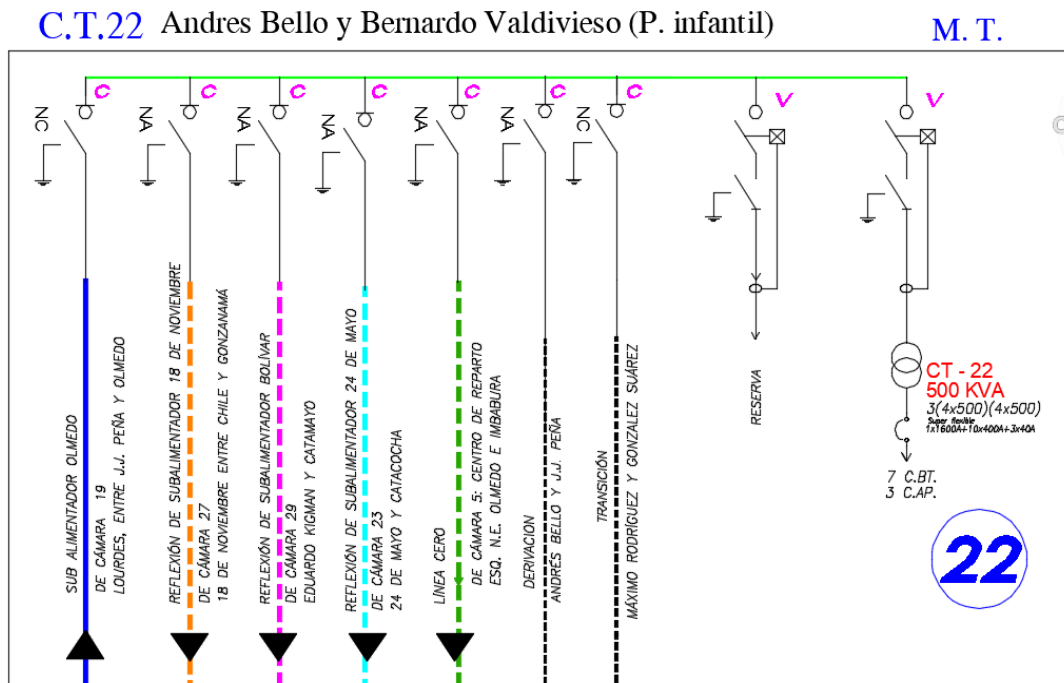


Figura 70. Centro de reflexión.

Fuente: (EERSSA, 2015).

Este centro permite seccionar la red subterránea de media tensión por medio del interruptor-seccionador de interconexión y conecta a las líneas con las otras líneas de los subalimentadores.

Tabla 50.

Cámaras de transformación que permiten la reflexión de los subalimentadores subterráneos

Subalimentador	C.T. de interconexión
24 de Mayo	23
Bolívar	29
18 de Noviembre	27

Fuente: Autor.

El centro de reflexión permite asegurar el funcionamiento de toda la red de distribución en media tensión, mediante la línea cero (en condiciones normales de funcionamiento se encuentra desenergizada) que es alimentada directamente desde el centro de reparto.

6.3.2.2. Características eléctricas de la red subterránea en Media Tensión.

El tramo de línea subterránea inicia en el entronque aéreo-subterráneo del último apoyo de la línea eléctrica y que transcurre a través de la superficie destinada a albergar el centro histórico de la ciudad de Loja, que abastecerá en media tensión (13,8 kV) a los diferentes centros de transformación distribuidos por el aérea de actuación. La distribución de la red eléctrica subterránea en Media Tensión constituye un sistema de ramales interconectados a través de las diferentes cámaras de transformación con la finalidad de que en el caso de haber alguna falla en unos de los circuitos de la red distribuidora, la red eléctrica de la ciudad no quede sin servicio eléctrico, es decir que la red de Media Tensión está construida con una topología en uso abierto proyectado para un horizonte de diseño a 30 años para conductores y obra civil y de 25 años para transformadores⁴².

▪ **Pozos de registro de Media tensión.-** Están debidamente contruidos en lugares donde existen cambios de dirección, así como a lo largo de todos los tramos rectos de la ruta normal del circuito. Corresponden a los pozos tipo E que cumplen con características constructivas particulares detalladas en el Anexo 3 “Detalle constructivo de los tipos de pozos”.

⁴² (EERSSA, 2015)

❖ *Línea subterránea en Media Tensión.*

Está constituida por un solo tipo de línea subterránea con cables unipolar con conductores de aluminio (ver Figura 71) y aislamiento seco extruido, sus características están fijadas por características del tipo de aislamiento del cable. Las características principales son:

- Voltaje de servicio: 25 kV.
 - Calibre: 500 MCM y 2/0 AWG.
1. Chaqueta: Material termoplástico Polietileno retardante a la llama, resistente a la abrasión, calor y humedad.
 2. Tipo de pantalla electrostática: Alambres de cobre en disposición helicoidal.
 3. Semiconductor externo: Semiconductor de polietileno reticulado (Extruida sobre el aislante).
 4. Aislamiento: Seco extruido tipo polietileno reticulado XLPE.
 5. Semiconductor interno: Semiconductor de polietileno reticulado (Extruida sobre el conductor).
 6. Conductor: Aluminio.

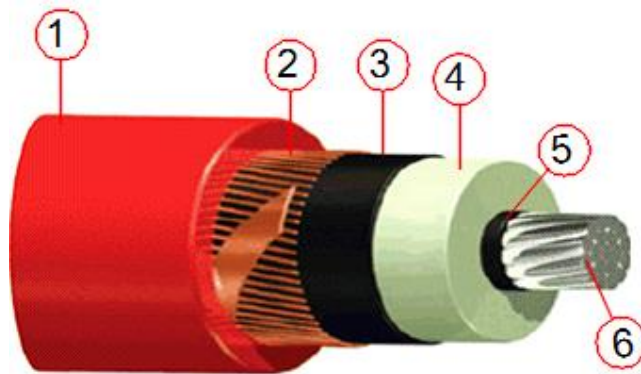


Figura 71. Cable conductor unipolar de media tensión.

Fuente: (CENTELSA, 2019).

Se mantiene una sección constante en las líneas que están construidas en base a una red en anillo con cables constituidos por conductores de calibre 500 MCM para ramales principales y calibre 2/0AWG para derivaciones y redes troncales.

Las conexiones de la red subterránea de media tensión se realizan mediante celdas situadas en las respectivas cámaras de transformación.



Figura 72. Procedimiento de conexión del cable conductor de M.T. en las celdas.

Fuente: Autor.

Como se puede apreciar en la Figura 72, las celdas para el conexionado de cables están equipadas con pasatapas normalizadas. Todos los pasatapas están situados a la misma altura del suelo y están protegidos por tapas o cubiertas metálicas.

En la Figura 73 se presenta la terminación entre los puentes de las líneas de media tensión para la conexión en las celdas de transformación con tipo conector enchufable acodada de la marca Kabeldon.

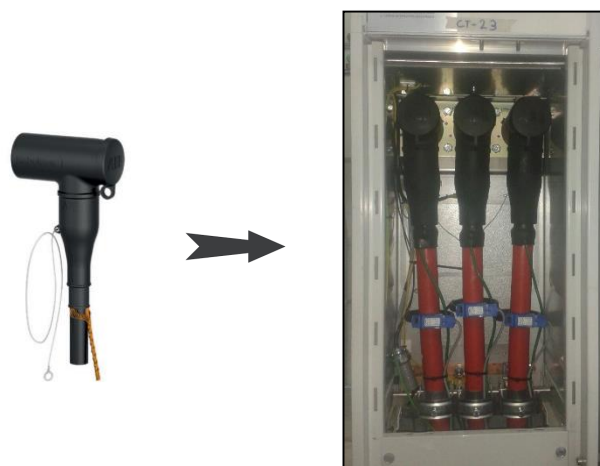


Figura 73. Conexionado del cable de media tensión a las celdas con terminal enchufable acodado 630 A.

Fuente: Autor.

❖ **Seccionamiento de conductores de media tensión.**

El conjunto de componentes y elementos que junto a este cumplen la función de seccionamiento de líneas de M.T. se detalla en la Figura 74.

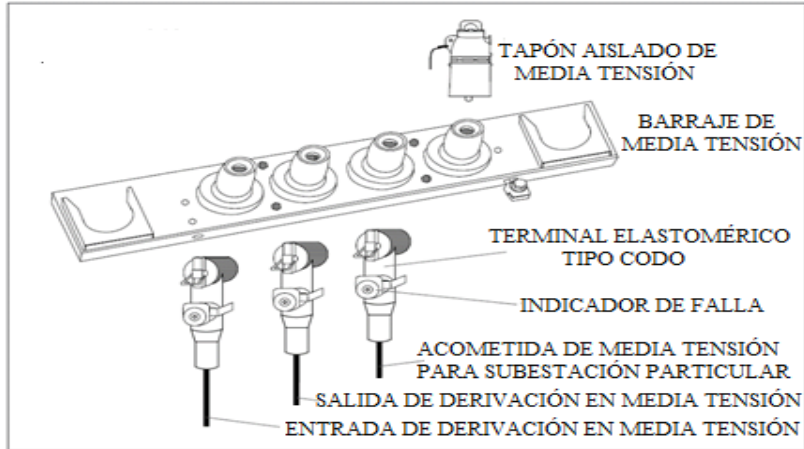


Figura 74. Detalle de barraje para el seccionamiento de líneas de M.T. en pozo y cámara eléctrica.

Fuente: (EERSSA, 2015).

El barraje en media tensión es utilizado en pozos tipo E y cámaras de transformación (7, 8, 10 y 13) para el seccionamiento de líneas de media tensión de la cual se derivan las acometidas para la distribución subterránea residencial, comercial, industrial y más instituciones. En la Figura 75 se presenta el equipamiento de los barrajes para el seccionamiento de conductores en media tensión en el interior de la C.T. # 8.

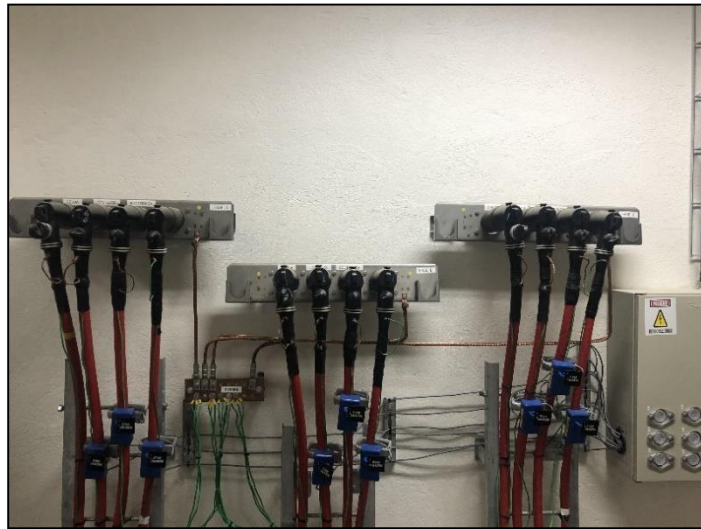


Figura 75. Barrajes en la C.T. # 08 para el seccionamiento de conductores en media tensión.

Fuente: Autor.

En la Figura 76 se puede apreciar con la ayuda de un diagrama unifilar general las acometidas con conectores múltiples para el servicio trifásico en media tensión.

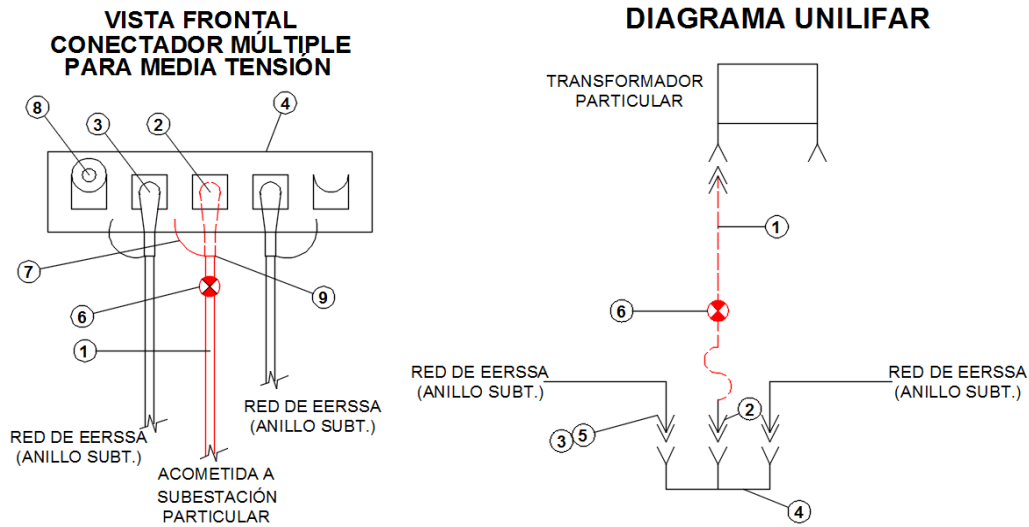


Figura 76. Acometida red subterránea con conectores múltiples, servicio trifásico en Media Tensión.

Fuente: Autor.

La descripción de cada uno de los elementos indicados en la Figura 76, se la realiza en la siguiente tabla.

Tabla 51.

Componentes y elementos eléctricos instalados en los barrajes de Media Tensión.

Nro.	DESCRIPCIÓN
1	Cable de potencia Al XLPE, 2/0 AWG.
2	Conectador tipo codo porta fusible MT 200 A.
3	Cable de cobre Cu, 2 AWG.
4	Conector tipo codo.
5	Adaptador para aterrizar pantallas.
6	Indicador de falla monofásico tipo sumergible de restablecimiento automático s/r.
7	Cable de cobre Cu, 2 AWG.
8	Boquilla estacionaria sencilla M.T.200 A.
9	Adaptador para aterrizar pantallas 1/0

Fuente: Autor.

▪ **Puesta a tierra.**- Todos los componentes y elementos que cumplen la función de seccionamiento de líneas de media tensión cuentan con un sistema de puesta a tierra garantizando que ante cualquier falla en el aislamiento, las partes metálicas y conectores descarguen la corriente eléctrica a tierra.

▪ **Indicadores de falla.-** En los seccionadores y conectadores múltiples de media tensión en los pozos eléctricos tipo E así como en el conexionado del cable de media tensión de 500 MCM (ramales principales) con las celdas modulares, se utilizan indicadores de falla que se encuentran instalados sobre el cable de media tensión, los mismos que perciben el campo magnético producido por la corriente que fluye a través del conductor. Los indicadores de falla montados en el punto de prueba de las terminales (ver Figura 77) consisten en un sensor de corriente conectado a un visualizador de circuito, lo que permite ubicar rápidamente cables de energía y equipos con alguna falla en el sistema de distribución subterránea.

Para el funcionamiento del sistema de interfaz, los indicadores de falla cuentan con un software en el cual se normalizo una corriente de carga en función de la carga del circuito. El software utiliza esta corriente de carga normalizada para distinguir entre la corriente de carga de la corriente de descarga del circuito. Es importante mencionar que la energía requerida para operar el microprocesador del indicador de falla viene de la corriente de carga monitoreada.



Figura 77. Barrajes de Media Tensión con indicadores de falla en pozos eléctricos tipo E.

Fuente: Autor.

Las señales de los indicadores de falla instalados en los barrajes de media tensión ubicados en el interior de la cámaras de transformación 7, 8, 10 y 13 (ver [Figura 75](#)) se encuentran cableadas hacia entradas digitales de la Unidad de Transmisión Remota (RTU) de las celdas.

En el caso de los indicadores de falla de la Figura 78, instalados en los pozos eléctricos tipo E están equipados con un sistema Radio RANGER, que consiste en:

- Una interface inalámbrica con antena.
- Lector de fallas remoto (handheld).
- Indicadores de falla.

La interfaz inalámbrica y los indicadores de falla son a prueba de agua. En la Figura 78 se presenta el funcionamiento del sistema inalámbrico de Radio RANGER.



Figura 78. Funcionamiento del sistema inalámbrico del indicador de falla.

Fuente: (SEL, 2019).

❖ **Puesta a tierra.**

El sistema eléctrico de distribución subterráneo de media tensión que alimenta a las redes de baja tensión urbana por medio de las cámaras de transformación (conexión delta en el primario y estrella en el secundario), disponen de sistemas de puesta a tierra que tienen por objetivos garantizar la seguridad, la calidad y la continuidad del suministro de energía eléctrica a los usuarios. El sistema de puesta a tierra utilizado consiste en la interconexión de las distintas mallas a tierra dispuestas a los largo de la red. El valor de la resistencia resultante del arreglo de las mallas a tierra está por debajo de 10Ω (valor establecido por la EERSSA en las “Normas Técnicas para el Diseño de Redes Eléctricas Urbanas y rurales”).

6.3.3. Cámaras de transformación

Las cámaras de transformación suministran energía al sector, son del tipo cámaras subterráneas de construcción “in situ” normalizado por el MERNNR.

El montaje de las cámaras de transformación, está realizada con materiales normalizados (ver Figura 79), y consta de los siguientes elementos fundamentales:

- Celdas modulares con configuración de entrada y salida para los cables de media tensión, equipadas con interruptor-seccionador y seccionador de puesta a tierra; y una celda de protección por cada transformador instalado, equipada con interruptor-seccionador, fusible limitador, y seccionador de puesta a tierra.
- Un transformador (trifásico) y en algunas cámaras tres transformadores (monofásicos) instalados para atender el suministro demandado. Las capacidades de los transformadores trifásicos instalados son de 500 y 750 kVA y la capacidad de los bancos de transformadores monofásicos es de 501 kVA.
- Un cuadro de baja tensión, por cada transformador.
- Instalación de servicios auxiliares.



Figura 79. Componentes principales instalados en el interior de las cámaras de transformación.

Fuente: (Jiménez, 2019).

En el Anexo 9 “Disposición de los componentes eléctricos en el interior de C.T. 08”, en el cual se puede observar detalles los componentes eléctricos instalados en el interior de las cámaras de transformación, en particular a manera de ejemplo se presentan los detalles de los componentes instalados en la cámara de transformación 08.

Como característica importante de destacar es que las cámaras de transformación para trabajar en configuración anillo abierto cuentan con un sistema de entrada-salida en M.T., lo que permite tener doble alimentación en 13,8 kV a los transformadores de distribución, característica que incrementa la confiabilidad del sistema de distribución.

La disposición de los equipos principales (celdas de M.T., transformadores, cuadros de B.T.) y equipos para el SCADA dentro del mismo, están adecuadamente ubicados con el fin de prever espacios en los que se encuentran instalados los equipos de automatización y supervisión, comunicaciones, alimentación auxiliar, etc., según proceda en cada caso, así como el cumplimiento de los requisitos necesarios para la instalación de comunicaciones (canalización, cajas metálicas, tablero de comunicación, etc.). En la Figura 80 se presenta el esquema típico de todas las cámaras de transformación.

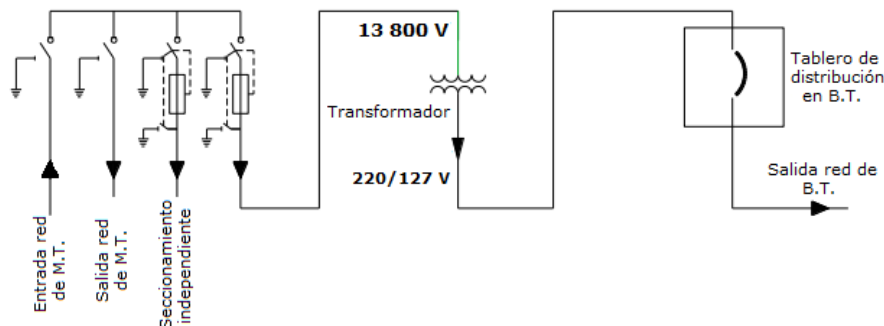


Figura 80. Esquema típico de las cámaras de transformación.

Fuente: Autor.

Las cámaras de transformación tienen distintos acabados superficiales esto debido a las condiciones geológicas que presentaba el terreno, frente a esto se consideró el mejoramiento de la integración estética de las instalaciones en el entorno, tomando en consideración las características funcionales (tales como la ventilación, drenaje, puesta a tierra, etc.).

6.3.3.1. Diagrama unifilar de las cámaras de transformación.

El sistema eléctrico subterráneo es alimentado desde las subestaciones: Obra Pía, San Cayetano y Sur, a un nivel de tensión de 13 800 voltios – 60 Hz. En la Figura 81 se puede

observar a manera de ejemplo el diagrama unifilar de la cámara de transformación 8 perteneciente a la Etapa 1 (ver detalles de las demás cámaras en el Anexo 10).

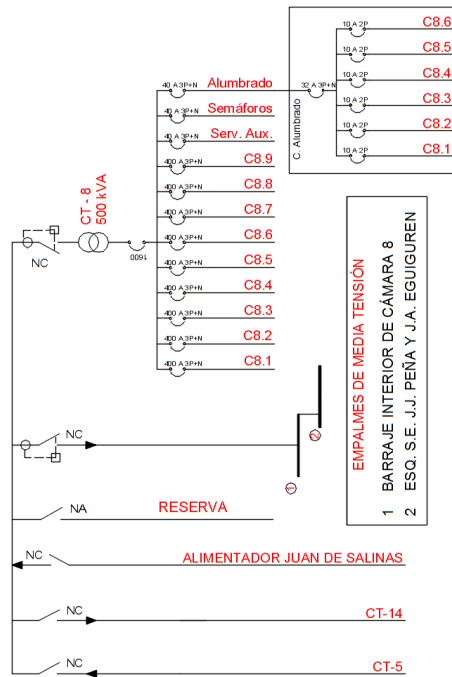


Figura 81: Distribución de energía eléctrica de la C.T. 8

Fuente: (EERSSA, 2015).

Las celdas de seccionamiento en el interior de las cámaras de transformación; reciben y distribuyen el voltaje de Media Tensión a otra celda de otra cámara del mismo alimentador mediante conductores subterráneos de Media Tensión, también en algunas cabinas se encuentran interconectados con otros alimentadores con el objetivo de transferir la carga en caso de alguna contingencia. Asimismo desde las celdas de seccionamiento se alimenta directamente a determinados clientes que cuentan con centros de transformación particulares.

El tablero de distribución es el equipo que recibe el voltaje en Baja Tensión suministrada por el transformador. Éste es el encargado de distribuir la energía a los diferentes circuitos subterráneos. Para proteger los circuitos de Baja Tensión; cada tablero cuenta con protectores termomagnéticos.

6.3.3.2. Celdas modulares.

La implementación de celdas modulares está orientada en garantizar el sistema de operación y protección cumpliendo características particulares como el tipo de aislamiento que es en SF₆ (con valor nominal de presión de llenado 1,18 bar.) y la tecnología de corte del

arco en vacío para cortar corrientes de carga o de defecto en media tensión. El voltaje de operación es de 24 kV, capaces de soportar una corriente de cortocircuito de 21 kA y despejar fallas en un tiempo de 1 segundo, con accionamiento de cierre-apertura motorizada.

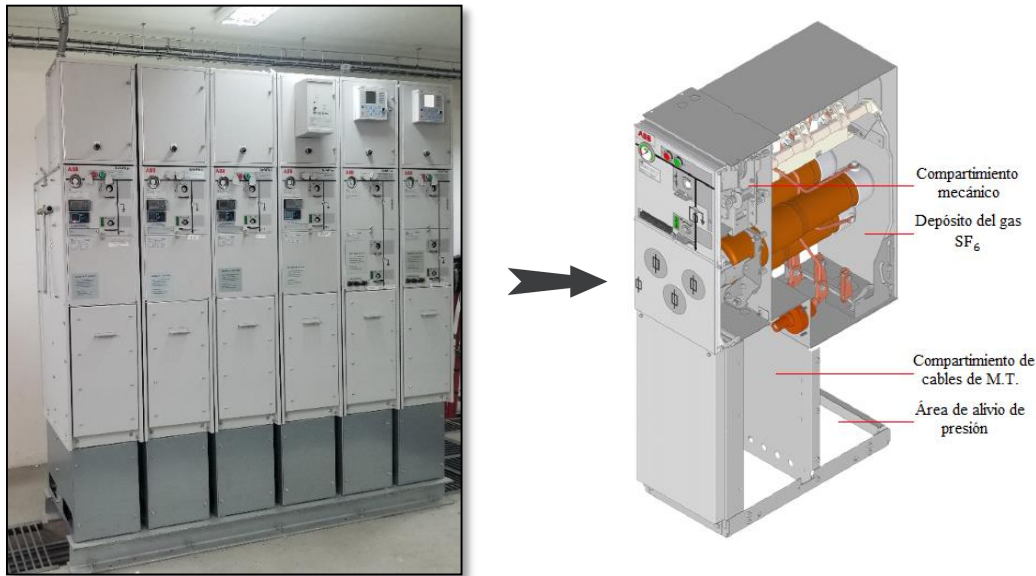


Figura 82. Celda modular en cámara de transformación 8.

Fuente: Autor.

Las celdas que se observan en la Figura 82 son modelo SafePlus de la compañía ABB que tienen las siguientes aplicaciones:

- Maniobras de conexión y desconexión de redes de distribución en M.T.
- Conexión y desconexión del transformador de distribución.
- Centro de seccionamiento para el suministro del servicio eléctrico en M.T.

Las celdas de seccionador de carga cuentan con dispositivos de detección de paso de falla.

Las celdas SafePlus en todas las cámaras de transformación tienen una configuración totalmente modular de circuitos C y V.

C → Línea (Interruptor-seccionador).

V → Protección (Interruptor-seccionador con fusibles).

Asimismo las celdas de la Figura 82 representan un cuadro compacto de celdas SafePlus totalmente modular compuesto por:

- 3 módulos de interruptor de línea.
- 1 módulo de reserva.

- 2 módulos de interruptor automático de vacío con protecciones REC-615.

Además estas celdas SafePlus se encuentran montadas sobre zócalos de soporte entre el suelo y la base de las celdas. Este zócalo soporte tiene una altura de 290 mm.

Este zócalo soporte adicional sirve de espacio para el montaje de transformadores toroidales (ver Figura 83) para monitorización de faltas a tierra en las tres fases de las celdas de línea (V).



Figura 83. Transformador toroidal instalado en el interior de los zócalos.

Fuente: (ABB, 2018).

▪ **Embarrado principal.**- el sistema de embarrado principal se encuentra instalado en la parte superior de los cuadros compactos de celdas mudlares SafePlus. Tiene como finalidad distribuir la potencia a las diversas secciones que componen el cuadro. La intensidad del embarrado es de 1250 A.

La interconexión del embarrado es con adaptadores en cruz y terminales, aislados con caucho de silicona. En la Figura 84 se puede observar el interconexionado del embarrado.



Figura 84. Embarrado de Celdas SafePlus.

Fuente: Autor.

❖ *Celdas de línea (C).*

Las celdas modulares con funcionalidad de seccionadores son usadas para la interconexión y derivación de los troncales de los primarios de distribución, con operación bajo carga de 630 A.

La celda ABB de interruptor-seccionador, o celda de línea, está constituida por un módulo metálico, con aislamiento y corte en SF₆, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un interruptor-seccionador rotativo, con capacidad de corte y aislamiento, y posición de puesta a tierra de los cables de acometida inferior-frontal mediante bornes enchufables.

❖ *Celdas de protección (V).*

Las celdas con funcionalidad de interruptores de falla están destinadas para los transformadores de las cámaras eléctricas y derivaciones hacia transformadores privados, con operación bajo carga de 200 A. La protección del transformador de potencia se efectúa por medio del interruptor automático de vacío. El interruptor automático de vacío está dotado con ampollas de vacío⁴³ como elemento de interrupción.

El circuito principal se compone del interruptor automático y del seccionador/puesta a tierra de 3 posiciones conectado en serie, el cual es idéntico al interruptor-seccionador de línea excepto que no dispone de capacidad de interrupción.

❖ *Centros de seccionamiento independiente.*

Existen cámaras de transformación de las cuales se derivan la alimentación a centros particulares a través de la red subterránea; dicha alimentación se realiza mediante la disposición de celdas de protección (salida). La celda de salida de las cámaras de transformación están equipadas con interruptor-seccionador combinado con fusibles, limitadores y seccionador de puesta a tierra.

La derivación es privada en todos los casos, formando parte de la instalación del cliente a partir de los terminales del cable subterráneo derivado de las cámaras de transformación, incluyendo dichos terminales.

⁴³ Es una técnica de corte en vacío. El mismo que trabaja constantemente de forma fiable durante toda su vida útil (sin mantenimiento alguno).

En la Figura 85 se presenta un bosquejo de diagrama unifilar donde se indica la prestación del servicio de suministro eléctrico en media tensión a centros de transformación particulares.

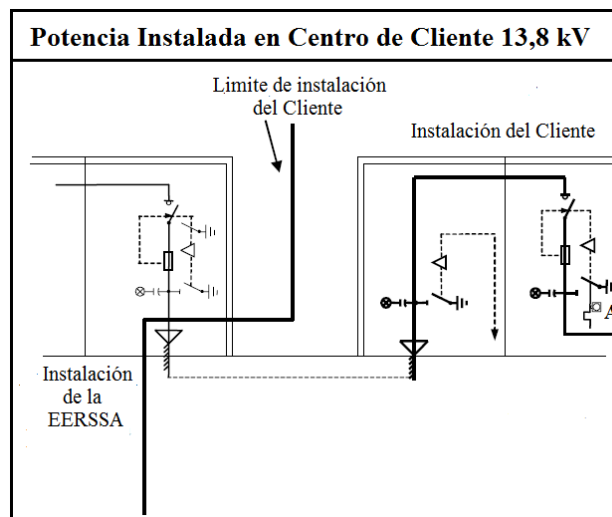


Figura 85. Centro de transformación particular conectado a un centro de transformación de la Empresa Eléctrica mediante línea subterránea.

Fuente: Autor.

El Centro de Seccionamiento estará formado por celdas con dos unidades funcionales de línea para la entrada y salida de las ramas del anillo de alimentación de la red general, y una unidad funcional para la alimentación y seccionamiento de la instalación del cliente.

La Empresa Eléctrica tiene acceso directo, fácil y permanente desde la vía pública a las celdas de entrada y salida de la red, y a la alimentación y seccionamiento al cliente.

❖ *Interconexión celda-transformador.*

La interconexión entre la celda de protección y el transformador está realizada con cable con cable unipolar con conductores de aluminio y aislamiento seco extruido de 500 mm², empleándose la tensión de la red de 13,8 kV.

La terminación entre los puentes de media tensión para la conexión en las celdas y los pasatapas de transformador son del tipo enchufable acodada de la marca Kabeldon.

6.3.3.3. Transformadores de potencia.

La capacidad de los transformadores se determinó en base la suma de la potencia de todos los circuitos en baja tensión que salen del transformador, incluidos los de alumbrado público.

Los transformadores instalados en los centros de transformación son, transformadores trifásicos ABB reductores de tensión, con neutro accesible en el secundario. Con potencias

de 500 y 750 kVA, tipo ONAN, con una tensión primaria de 13,8 kV, y una tensión secundaria de 220 V entre fases y 120 V en cada fase.

Adicionalmente se determinó el continuar con el uso de transformadores monofásicos que pertenecían al sistema de soterramiento eléctrico ya existente perteneciente a la cuarta etapa.

En definitiva, son denominados transformadores reductores ya que reducen la tensión de 13,8 kV a 220/ 127 V, que es el nivel apropiado para la distribución de energía.

La conexión presente entre la red trifásica subterránea y los transformadores trifásicos son del tipo Delta-Estrella.

▪ **Protección contra sobrecargas y cortocircuitos.**- Los transformadores están protegidos tanto en media tensión como en baja tensión. En M.T. la protección la efectúan las celdas asociadas a esos transformadores, mientras que en B.T. la protección se incorpora en los cuadros de las líneas de salida.

En el caso de los transformadores trifásico ABB disponen de un codo conector portafusible (200 A) y un codo descargador pararrayos para cada fase, con sus respectivas boquillas de conexión hacia el equipo.

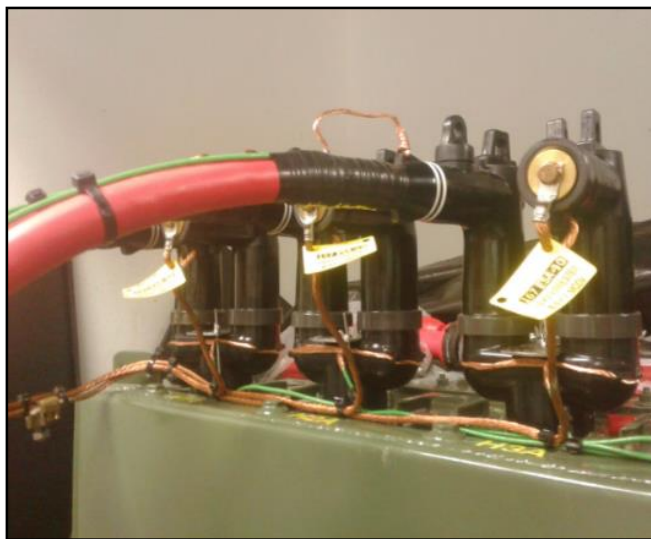


Figura 86. Protección del transformador contra sobrecargas y cortocircuitos.

Fuente: Autor.

Como se puede apreciar en la Figura 86, para la protección del transformador se encuentra colocada en una boquilla tipo pozo que se encuentra en el equipo de la red mediante una terminal tipo inserto doble.

La característica principal que presenta el codo descargador pararrayos presentado en la Figura 87 (a) es una resistencia infinita en las tensiones menores a las de operación y bajar rápidamente el valor de su resistencia al presentarse un nivel de tensión mayor al de operación. La boquilla tipo inserto doble presentado en la Figura 87 (b) se utiliza para conectar el codo descargador pararrayos al transformador. Este tipo de boquilla dispone de dos terminales en paralelo que permite la conexión a otros equipos.



Figura 87. a) Codo descargador pararrayos. b) Boquilla tipo inserto.

Fuente: Web.

❖ *Banco de transformadores.*

Los bancos de transformadores constan de tres transformadores monofásicos con capacidad de 167 kVA cada uno, para un total de 501 kVA de capacidad total de la cámara de transformación. En la Figura 88 se puede observar el banco de transformadores instalados en la C.T. 12 ubicada en las calles Bolívar y Rocafuerte (Plaza de Santo Domingo).



Figura 88. Transformadores monofásicos instalados en cámara de transformación.

Fuente: Autor.

En la Tabla 52 se detallan las cámaras de transformación en las que se determinó el uso de este tipo de banco monofásico de transformadores. Se debe hacer énfasis que el uso de estos tipos de transformadores pertenecía a la red existente. Se determinó seguir utilizándolos ya que presentaban buenas condiciones para seguir funcionando.

Tabla 52.

Características de operación de los bancos de transformadores monofásicos de 167 kVA en el proyecto.

C.T.	ABONADOS	LUMINARIAS	SUBALIMENTADOR	UBICACIÓN
7	319	85	18 de Noviembre	18 de Noviembre e Imbabura (P. Bolívar).
12	414	143	Bolívar	Bolívar y Rocafuerte (P. Sto. Domingo).
17	454	130	Bolívar	Bolívar y Mercadillo (P. San Sebastián).
30	174	3	Bolívar	Sucre y José A. Eguiguren.

Fuente: Autor.

Referencia: Geoportal EERSSA.

❖ **Transformador de 500 kVA.**

Se instalaron 19 transformadores que alimentan al sector con una potencia instalada de 500 kVA. En la Figura 89 se puede observar el tipo de transformador con capacidad de 500 kVA instaladas en las cámaras de transformación.



Figura 89. Transformador trifásico de 500 kVA instalado en cámara de transformación.

Fuente: Autor.

Se elaboró una tabla (ver Tabla 53) en la que se puede observar la ubicación, el subalimentador subterráneo al que pertenecen, el número de abonados y el número de luminarias que alimenta cada cámara de transformación.

Tabla 53.

Características de operación de los transformadores trifásicos de 500 kVA en el proyecto.

C.T.	ABONADOS	LUMINARIAS	SUBALIMENTADOR	UBICACIÓN
1	306	45	18 de Noviembre	Juan de Salinas y 18 de Noviembre.
2	283	53	Bolívar	Bolívar y Juan de Salinas.
5	190	40	Centro de reparto	Olmedo e Imbabura.
8	244	44	24 de Mayo	24 de Mayo y José A. Eguiguren.
9	289	26	Olmedo	Olmedo y Juan A. Eguiguren.
10	272	34	Bolívar	Juan A. Eguiguren y Bolívar (P. Central).
11	412	65	18 de Noviembre	10 de Agosto y 18 de Noviembre (Mercado).
14	277	48	24 de Mayo	24 de Mayo y Miguel Riofrío.
18	216	22	24 de Mayo	Mercadillo y 24 de Mayo.
20	302	28	18 de Noviembre	18 de Noviembre y Catacocha (Esquina).
22	162	57	Centro de reflexión	Andrés Bello y Bernardo Valdivieso (P. Infantil).
24	62	32	24 de Mayo	A. Emiliano Ortega y M. Hidalgo (Plazoleta).
25	356	44	18 de Noviembre	18 de Noviembre y Cética (Esquina).
26	236	27	Bolívar	Eduardo Kingman
27	152	63	18 de Noviembre	18 de Noviembre (P. los Molinos)
28	264	42	Bolívar	Eduardo Kingman y Saraguro.
29	188	46	Bolívar	Eduardo Kingman y Catamayo
31	164	-	Bolívar	Bernardo Valdivieso y Rocafuerte (BIESS)
32	111	14	24 de Mayo	Azuay y Macará (Estadio).

Fuente: Autor.

Referencia: Geoportal EERSSA.

❖ **Transformador de 750 kVA.**

Se instalaron 8 transformadores con esta capacidad de potencia. En la Figura 90 se puede observar el tipo de transformador con capacidad de 750 kVA instaladas en las C.T.



Figura 90. Transformador trifásico de 750 kVA instalado en cámara de transformación.

En la siguiente tabla (ver Tabla 54) se detallan las cámaras de transformación en las que se determinó el uso de transformadores con una capacidad de potencia de 750 kVA.

Tabla 54.

Características de operación de transformadores trifásicos de 750 kVA en el proyecto..

C.T.	ABONADOS	LUMINARIAS	SUBALIMENTADOR	UBICACIÓN
3	305	34	18 de Noviembre	18 de Noviembre e Imbabura (P. Bolívar).
4	345	27	Bolívar	Quito y Bolívar.
6*	176	68	Bolívar	Plaza de San Francisco.
33	87	23	Bolívar	
13	227	30	Olmedo	Olmedo y Rocafuerte.
15	449	72	Olmedo	Azuay y Olmedo.
16	528	60	18 de Noviembre	18 de Noviembre y Mercadillo.
19	325	22	Olmedo	Lourdes y Olmedo
21	470	49	Bolívar	Bolívar y Catacocha.
23	389	43	24 de Mayo	24 de Mayo y Catacocha.

* La C.T. 06 tiene una capacidad de 225 kVA.

Fuente: Autor.

Referencia: Geoportal EERSSA.

❖ *Transformadores particulares.*

En casos particulares se mantienen transformadores privados (ver Figura 91), quienes reciben de la dotación de servicio desde la red de M.T. Asimismo, la EERSSA dispone que para demandas futuras mayores a 15 kW se deben solicitar una estación de transformación autónoma.



Figura 91. Conexión de transformador particular (Estadio “Reina del Cisne”) a la red de media tensión.

Fuente: (Jiménez, 2019).

6.3.3.4. *Tableros de distribución en baja tensión.*

Los cuadros de distribución o tableros de distribución están constituidos por un bastidor metálico (ver Figura 92), el cuyo interior van montados los elementos de protección.



Figura 92. Tablero de distribución de baja tensión.

Fuente: Autor.

Los componentes eléctricos en baja tensión se encuentran correctamente dimensionados para el montaje de las protecciones y medidores de los circuitos de baja tensión. Está dotado de 4 bases tripolares de tamaño ½ con unidad funcional de control para fuerza y alumbrado de la cámara de transformación y unidad de seccionamiento por pletinas deslizantes. Adicionalmente, cada tablero de distribución cuenta con una adecuada iluminación interior. En la siguiente tabla se detalla las especificaciones técnicas de los tableros de distribución:

Tabla 55.

Especificaciones técnicas de los tableros de distribución.

Tablero de distribución de baja tensión.	
Barras	Cobre electrolítico
Voltaje de operación	0,6 kV
Frecuencia	60 Hz
Barras para las fases	3
Barras para el neutro	2
Barras para tierra	1 barra de mínimo 50 % de las fases

Fuente: (EERSSA, 2015).

▪ **Interrupor termomagnético principal.-** Cada tablero dispone de un interruptor termomagnético manual para seccionamiento y protección de la barra principal del tablero de posibles sobrecargas y cortocircuitos, equipado con contactos auxiliares para señalización de estado remota, indicadores digitales de corriente de carga y voltaje, proporcionando un correcto funcionamiento de las instalaciones y de los equipos (ver Figura 93).

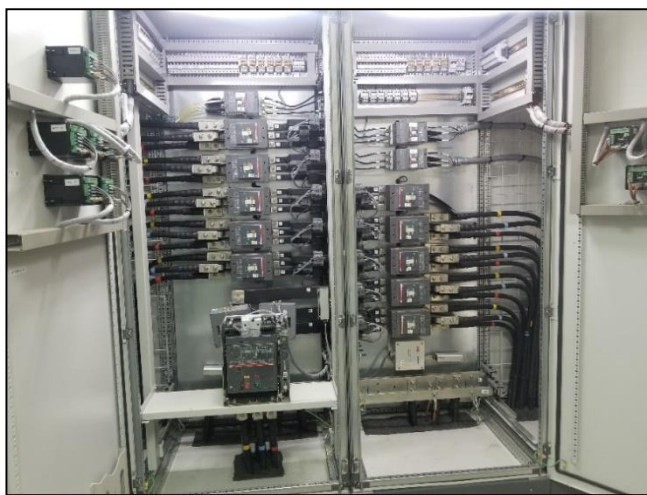


Figura 93. Interior del tablero de Baja Tensión.

Fuente: Autor.

▪ **Instrumentos y medidores.-** Los cuadros de distribución cuentan con medidores de potencia e instrumentos indicadores tipo digital como se aprecia en la Figura 94, provistos de una pantalla iluminada que permiten una lectura clara, teclas que permiten el movimiento a las diferentes pantallas gráficas para la verificación de parámetros y magnitudes eléctricas.



Figura 94. Pantalla digital indicador de parámetros y magnitudes eléctricas.

Fuente: Autor.

❖ **Interconexión transformador-cuadro de distribución de baja tensión.**

La interconexión eléctrica entre los pasatapas de B.T. del transformador y las pletinas del cuadro de distribución se encuentran realizadas por medio de conductores de Cu en cable flexible monopolar superflex, asilamiento XLPE con chaqueta en PVC, 500 MCM 2 kV.



Figura 95. Cable de Cu previo a la conexión entre el transformador (500kVA) y el cuadro de distribución.

Fuente: Autor.

Los transformadores están previstos de terminales en el lado secundario para cada una de las fases y el neutro. La instalación de los terminales se encuentra protegida contra el paso de la humedad hacia el interior del transformador. Los terminales para los devanados de Baja Tensión son del tipo de conectores espiga (500 kVA) o tipo paleta (750 kVA).

6.3.3.5. Instalaciones auxiliares.

Cada cámara de transformación contiene la instalación de sistemas auxiliares que garantizan el adecuado ambiente para el correcto funcionamiento de los componentes y elementos instalados en el interior de las mismas (ver Figura 96). Estos sistemas auxiliares eléctricos son: tablero el control del sistema de Alumbrado Público, tablero para el control de bombas sumergibles, tablero para el control de los ventiladores, medidor eléctrico, iluminación interior, luces de emergencia y el gabinete de telecomunicaciones. Cada uno de ellos con sus respectivas medidas de protección contra cortocircuitos y sobretensiones.



Figura 96. Instalaciones auxiliares.

Fuente: Autor.

❖ Iluminación interior.

El sistema de alumbrado cuenta con la instalación de lámparas tipo LED debido a criterios de ahorro energético y de prestaciones fotométricas. Esta tecnología permite mejorar la iluminación al aportar una luz blanca de alta calidad.

El interruptor se encuentra debidamente ubicado en los accesos hacia las cámaras de transformación, de forma que su accionamiento no representa peligro alguno.

La iluminación de la cámara está distribuida a través de 6 puntos de luz como se puede apreciar en la Figura 97, dos instalados encima de la ubicación donde se instalan el/los transformadores, uno encima del tablero de baja tensión, dos sobre las celdas de protección de media tensión y próximo a la entrada de la cámara (Ver Anexo 6).



Figura 97. Ubicación estratégica de las lámparas tipo LED.

Fuente: Autor.

• **Luces de emergencia.**- las luces de emergencia están ubicadas de acuerdo a los planos y son del tipo 2x1 lámpara LED, 120 V-60 Hz, con pila recargable de 3,5 V y control de encendido y medidor de carga.

❖ **Instalaciones eléctricas.**

Las cámaras subterráneas cuentan con un tablero para instalaciones eléctricas (tripolar) para uso generales con capacidades de 8 a 12 breakers.

❖ **Protección de ductos.**

Como ya se mencionó en el ítem 6.2.1. Descripción del trazado de obra civil, los ductos de la red de distribución de media tensión que no tienen instalados cables se encuentran tapones plásticos taponados y con espuma de poliuretano a los espacios dejados en los ductos con cables (Ver [Figura 48](#)) con el fin de evitar la proliferación de roedores que puedan dañar los aislamientos de los cables.

❖ **Sistema de ventilación.**

Las cámaras disponen de un sistema de ventilación forzada con ventiladores axiales, integrados en las paredes de la misma (ver Figura 98). La entrada de aire desde el exterior se realiza desde las veredas o parques.



Figura 98. Sistema de ventilación en la C.T. 08.

Fuente: Autor.

El sistema de ventilación cuenta con un tablero PLC para el control de funcionamiento de los dos ventiladores de 500 mm de diámetro de 220 V, trifásico.

❖ *Sistema de drenaje.*

Todas las cámaras subterráneas disponen de un sistema de drenaje con un tubo dren perimetral conectado a un pozo de bombeo con dos bombas, una principal y otra de reserva, con funcionamiento alternativo (ver Figura 99).



Figura 99. Bombas sumergibles utilizadas para el sistema de drenaje.

Fuente: Autor.

El sistema de drenaje cuenta con un tablero PLC para el control de funcionamiento de las dos electrobombas sumergibles de 1,5 HP.

6.3.3.6. Puesta a tierra.

Cada cámara de transformación cuenta con la instalación del sistema de puesta a tierra, en función de las características de la red (13,8 kV) a la que se conecta y resistividad del terreno.

La construcción de la malla a tierra es con cable desnudo de cobre número 2/0 AWG, la cual cuenta con varillas Copperweld. En la Figura 100 se puede observar sus características constructivas:

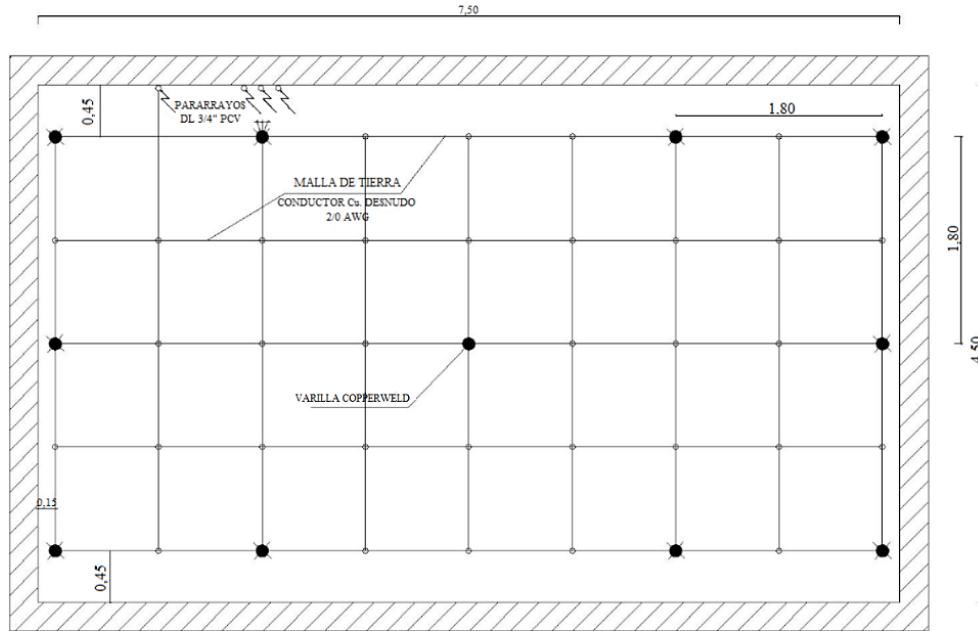


Figura 100. Dimensiones de malla de puesta a tierra en C.T.

Fuente: (EERSSA, 2015).

El número de varillas Copperweld está en función de la resistividad del suelo. En la Figura 101 se puede apreciar los parámetros de instalación de estas varillas:

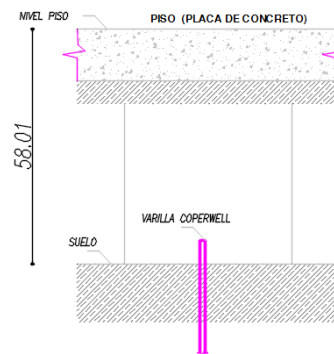


Figura 101. Instalación de varilla de Copperweld de 5/8" x 1,8 m.

Fuente: (EERSSA, 2015).

❖ **Tierra de protección.**

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.

❖ **Tierra de servicio.**

Con objeto de evitar tensiones peligrosas 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 (ver Figura 102) 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.

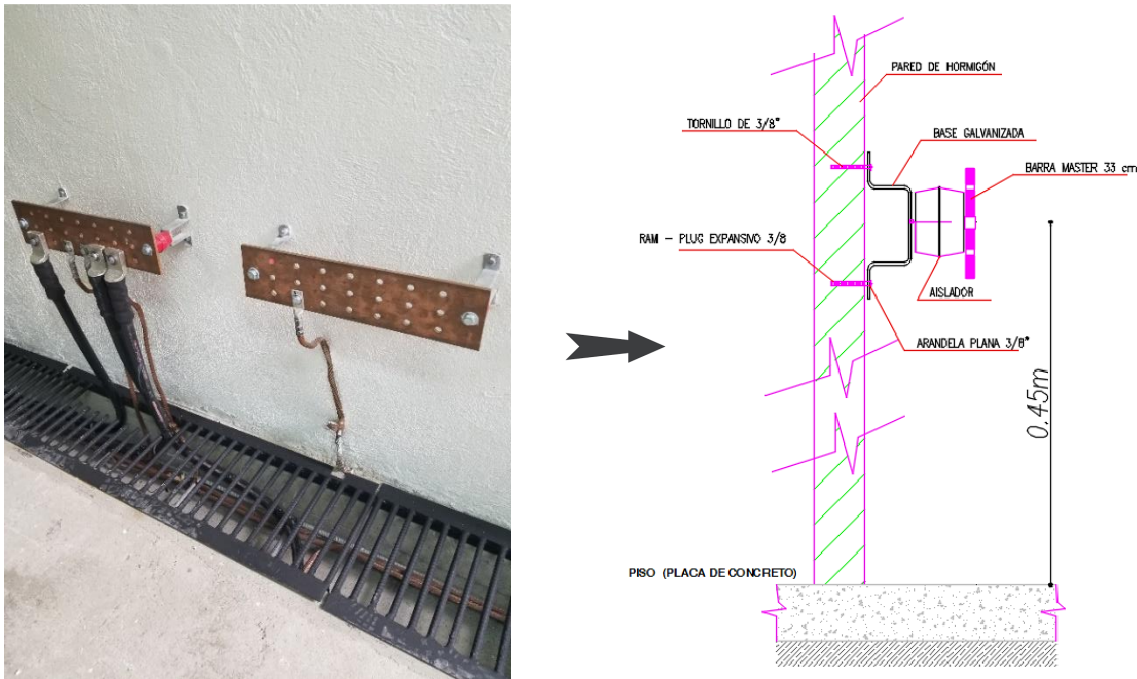


Figura 102. Instalación barra master MGB 1 en pared.

Fuente: Autor.

6.3.3.7. Integración de las cámaras de transformación al sistema SCADA de la EERSSA.

Con el objetivo de operación la interconexión entre cámaras de transformación y el centro de control (edificio matriz EERSSA). El Proyecto contempla 32 cámaras de transformación subterráneas; las cuales cada cámara cuenta en general con los equipos y elementos

anteriormente detallados, sin embargo se ha considerado únicamente a las celdas de M.T. como parte de la integración al sistema SCADA.

La arquitectura de comunicaciones para el sistema de automatización SCADA está conformada por cuatro niveles jerárquicos que se exponen en la Figura 103.

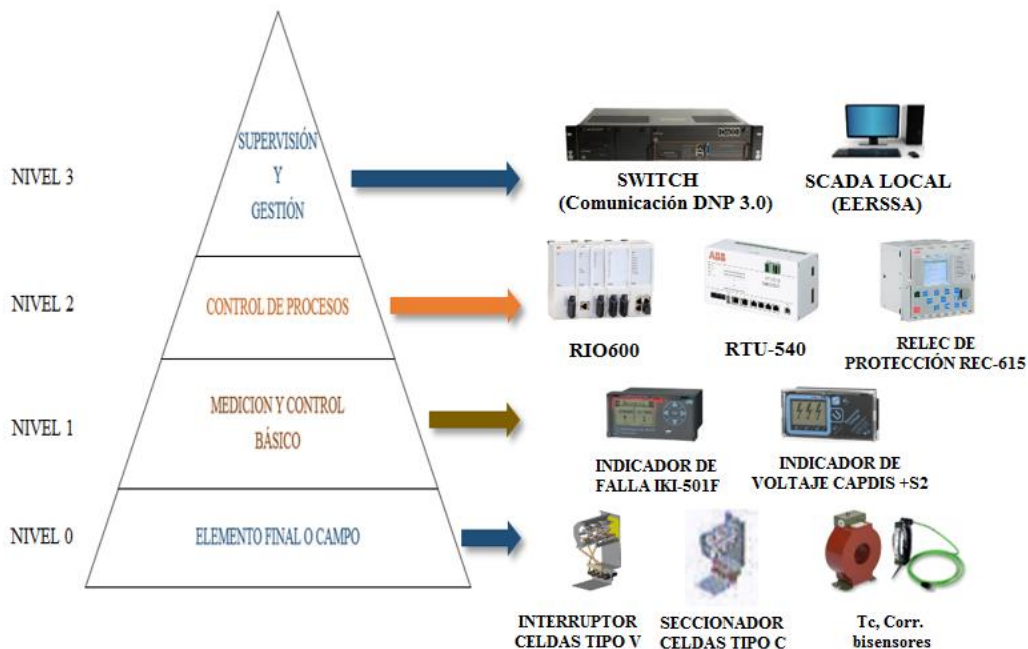


Figura 103. Arquitectura de automatización.

Fuente: Autor.

La red de comunicación (ver Anexo 11“Diagrama de empalmes para la red de comunicación SCADA”) se encuentra proyectada mediante fibra óptica (12 hilos) con topología en anillo conformada con los componentes para la comunicación de la red.

La red de comunicación contempla la normativa técnica referente al tendido de redes de fibra óptica, en la cual se consideran criterios de reserva como del 2 % de la longitud total del alcance, 15 metros de reserva por cada tramo de fibra óptica entre cámaras con un total de 30 m de reserva por cámara, reservas de 30 m de cables cada 500 m de longitud aproximada a lo largo del alcance. La longitud total aproximada del enlace es de 15 km.

❖ **Integración de celdas de media tensión al sistema SCADA.**

Como ya se mencionó anteriormente, estas se componen de celdas tipo C y celdas tipo V.

▪ **Celdas de línea.**- Las celdas tipo C se componen de: seccionador, seccionador de tierra, detector de fallas IKI-501F, relé de protección para arco interno y tarjeta REA107 e indicador

de voltaje CAPDIS +S2. Las señales del seccionador y seccionador de tierra se encuentran cableadas hacia entradas digitales de la RTU. Los detectores de falla IKI-501F se conectan en serie y se integran mediante comunicación MODBUS hacia el módulo RIO600. El relé de protección REA101 a través de la tarjeta REA107 recibe mediante cable de fibra óptica la señal de detección de arco de cada una de las celdas tipo C y V. De manera adicional el relé de protección REA101 tiene dos señales cableadas a la RTU, la señal de disparo y la señal de falla relé IRF. El indicador de voltaje CAPDIS +S2 integra la señal de presencia de voltaje a una entrada digital de la RTU.

▪ **Celdas de protección.-** Las celdas tipo V se componen de: interruptor/seccionador, seccionador de tierra, relé de protección REC-615. Las señales de interruptor/seccionador y seccionador de tierra se encuentran cableadas a las entradas digitales de la RTU. Todas las señales del relé de protección REC-615 se envían por protocolo de comunicación DNP3.0 vía ethernet a la RTU.

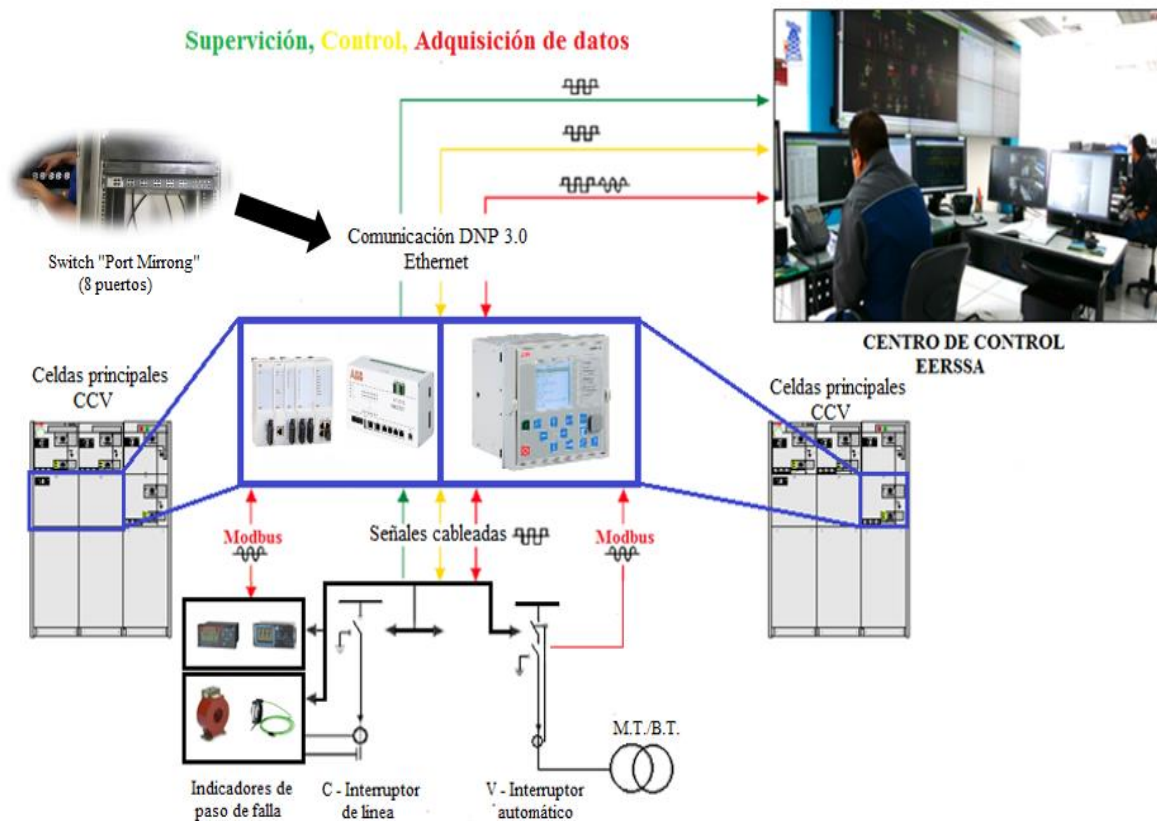


Figura 104. Arquitectura de la red Ethernet.

Fuente: Autor.

En la Figura 104 se presenta la arquitectura de control y telecomunicaciones utilizada para la integración de las celdas de media tensión al sistema SCADA de la EERSSA

▪ **Switch “Port Mirroring”**.- Se cuenta con un switch de 8 puertos montado en un gabinete de telecomunicaciones (instalado en el interior de cada una de las C.T.) para la conexión con los elementos de control instalados en las celdas de media tensión; 2 de estos puertos interconectan los 2 relés de protección REC-615, 1 puerto para conexión de la RTU y un puerto para la conexión del dispositivo electrónico inteligente RIO600.

El switch de 8 puertos cumple la función de “Port Mirroring” (Puerto espejo). El Port mirroring se utiliza para monitorear los paquetes entrantes y salientes de un puerto específico (cámara de transformación) y envía los paquetes de datos a un puerto de observación (edificio matriz EERSSA) para su análisis y monitoreo.

6.3.4. Red subterránea en Baja Tensión

La red subterránea se ha diseñado siguiendo las prescripciones indicadas en el documento de “Homologación de las Unidades de Construcción y la Unidades de Propiedad en sistemas de distribución de energía eléctrica de redes subterráneas” y “Especificaciones técnicas para construcción del sistema de distribución eléctrica de redes subterráneas en el proyecto de Regeneración de la ciudad de Loja” establecido por el MEER y la ERSSA, respectivamente.

La red subterránea de Baja Tensión se distribuye desde las diferentes cámaras de transformación a lo largo del área de actuación con el fin de suministrar del servicio eléctrico a los diferentes usuarios. En el Anexo 12 “Proyección de las redes de baja tensión” se presenta el plano del tendido eléctrico de la red de Baja Tensión.

❖ Tensión de suministro.

La tensión normalizada es 220/127 V con frecuencia de 60 Hz. El número de circuitos en baja tensión están definidos por el número de celdas para líneas de media tensión, y por la potencia del transformador instalado.

6.3.4.1. Línea subterránea en baja tensión.

El conductor esta dimensionado para soportar la corriente de cortocircuito que se origine.

Las derivaciones de estas redes están realizadas directamente de las líneas de distribución desde los cuadros o tableros de distribución. En la Figura 105 se presenta el diagrama unifilar en el que se permite una fácil comprensión de las derivaciones de los circuitos en B.T.

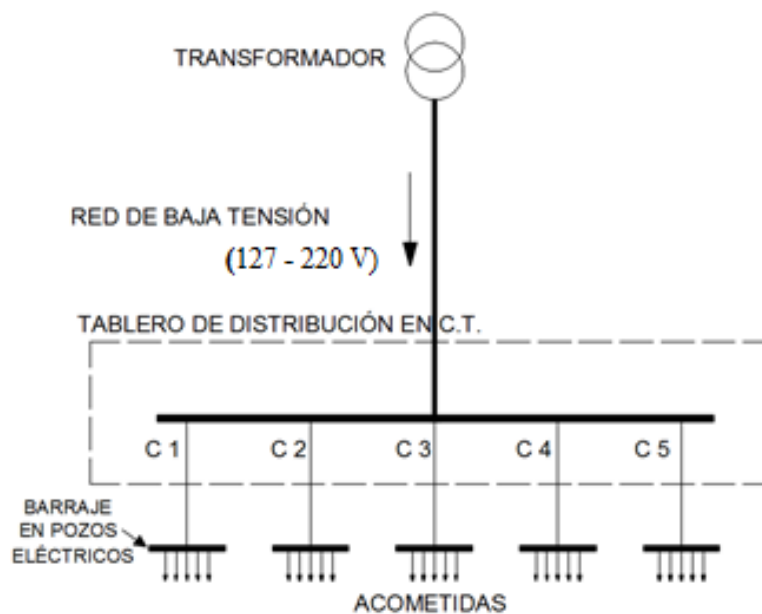


Figura 105. Diagrama unifilar de la derivación de los circuitos en B.T.

Fuente: Autor.

La red subterránea de baja tensión está conformada por cables con conductores de aluminio, aislado TTU, 500 kcmil compactos de sección circular de varios alambres con nivel de aislamiento de 2 kV y aislamiento de polietileno reticulado XLPE y chaqueta de PVC, enterrados bajo tubo de PVC con diámetro de 110 mm.

Tabla 56.

Características eléctricas del cable eléctrico de baja tensión.

CONDUCTOR / NORMA	AI-1350	ASTM
Calibre	500	kcmil
Área	253,35	mm ²
Resistencia D.C. A 20°C (Nom.)	0,1134	ohmios/km.
Carga de rotura (min.)	4134	Kg.
AISLAMIENTO / NORMA	PE	ICEA S-95-658
Espesor (Mín. Prom.)	1,91	mm
Diámetro	24,03	mm
Resistencia de aislamiento a 15,6°C (Mín.)	1198	Mohm-km.
Temperatura (°C) / tensión de operación (V)	75	2000
Tensión de prueba (kV)	9,5 AC	29 DC
CHAQUETA / NORMA	PVC	ICEA S-95-658
Espesor	1,65	mm

Fuente: (CENTELSA, 2019).

En la Figura 106 se puede apreciar el conductor con sus características principales.

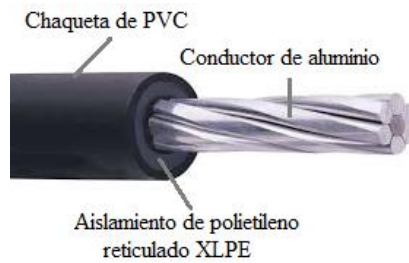


Figura 106. Cable subterráneo de baja tensión.

Fuente: Web.

El cálculo de la sección de los conductores se realizó teniendo en cuenta que el valor máximo de la caída de voltaje establecido por el MEER no debe ser superior a 3,5% del voltaje nominal y verificando que la máxima intensidad admisible de los conductores que garantizada en todo momento. En el caso de las acometidas, la caída de voltaje máxima establecida es de 1,5 %.

El conductor neutro tiene la misma sección que el resto de conductores de fase.

Las redes de baja tensión se disponen en una configuración radial; los mismos que alimentan varios circuitos desde las cámaras de transformación.

❖ **Protección y maniobra.**

Las líneas se encuentran protegidas contra sobrecargas mediante fusibles instalados en bases tripolares verticales cerradas para fusibles del tipo de cuchilla (ver Figura 107) dispuestas en el tablero de distribución de baja tensión.



Figura 107. Fusibles tipo cuchilla dispuestas en el cuadro de distribución.

Fuente: Autor.

6.3.4.2. Seccionamiento de conductores de baja tensión (Acometidas).

A continuación se detalla los elementos constructivos utilizados para la derivación de acometidas domiciliarias.

❖ *Elementos constructivos.*

▪ **Barrajes de baja tensión.**- Estos dispositivos presentan características técnicas que les permiten estar ocasionalmente sumergidos en agua o directamente enterrados.

Las características generales de este tipo de barraje utilizado en los pozos para las derivaciones de las acometidas domiciliarias se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 57.

Características generales de los barrajes de distribución sumergibles.

CARANTERISTICAS GENERALES	
Nro. de entradas	6
Rango de aplicación	14 AWG hasta 350 MCM
Aislamiento	EPDM, resistente a contaminantes, hongos, rayos UV.
Sellante	Silicona reticulada
Norma aplicable	ANSI C119.1 2011
Corriente nominal a 90°C	525 A

Fuente: (TE Connectivity Colombia, 2017).

Su uso está especificado (ver Figura 108) para la alimentación de acometidas para usuarios residenciales, comerciales, circuitos de iluminación y plantas industriales.



Figura 108. Barrajes de baja tensión en pozos eléctricos.

Fuente: Autor.

. ▪ **Derivaciones.**- Las acometidas domiciliarias se empalman al circuito de baja tensión mediante el empleo de conectores de compresión. Las derivaciones para acometida domiciliar se realizan desde los barrajes instalados en los pozos eléctricos.

▪ **Terminales.**- En base a la Figura 109 se puede apreciar que el cable que se deriva (acometida) de los barrajes de B.T. que en los extremos disponen de terminales metálicos de aluminio que se conectan a los barrajes de B.T. mediante apriete mecánico.



Figura 109. Terminales usados para derivaciones de acometidas domiciliarias.

Fuente: Autor.

❖ **Conductor.**

Para las acometidas se ha empleado el conductor TTU de aluminio de voltaje 2 kV y aislamiento XLPE, de diámetro 1/0, 4 y 6 AWG.

Tabla 58.

Características eléctricas del cable eléctrico para acometidas.

CONDUCTOR / NORMA	Al-1350		ASTM	
Calibre	6	4	1/0	AWG
Área	13,3	21,15	53,51	mm ²
Resistencia D.C. A 20°C	2,1612	1,3587	0,5370	ohmios/km.
Carga de rotura (min.)	256	400	980	Kg.
AISLAMIENTO / NORMA	PE		ICEA S-95-658	
Espesor (Mín. Prom.)	1,40	1,40	1,65	mm
Diámetro	7,45	8,63	12,63	mm
Resistencia de aislamiento a 15,6°C (Mín.)	3292	2733	2104	Mohm-km.
Temperatura (°C) / tensión de operación (V)	75 / 2000	75 / 2000	75 / 2000	-
Tensión de prueba (kV)	7 AC – 21 DC	7 AC – 21 DC	8 AC – 24 DC	-
CHAQUETA / NORMA	PVC (Negro)		ICEA S-95-658	
Espesor	0,76	0,76	1,14	mm

Fuente: (CENTELSA, 2019).

En la Figura 110 se puede apreciar el detalle de la acometida que llega hasta el usuario. Esta se deriva como ya se mencionó de los barrajes que se encuentran en el pozo más cercano hasta el medidor. Los conductores se encuentran en dos tubos de polietileno de 50 mm de diámetro.

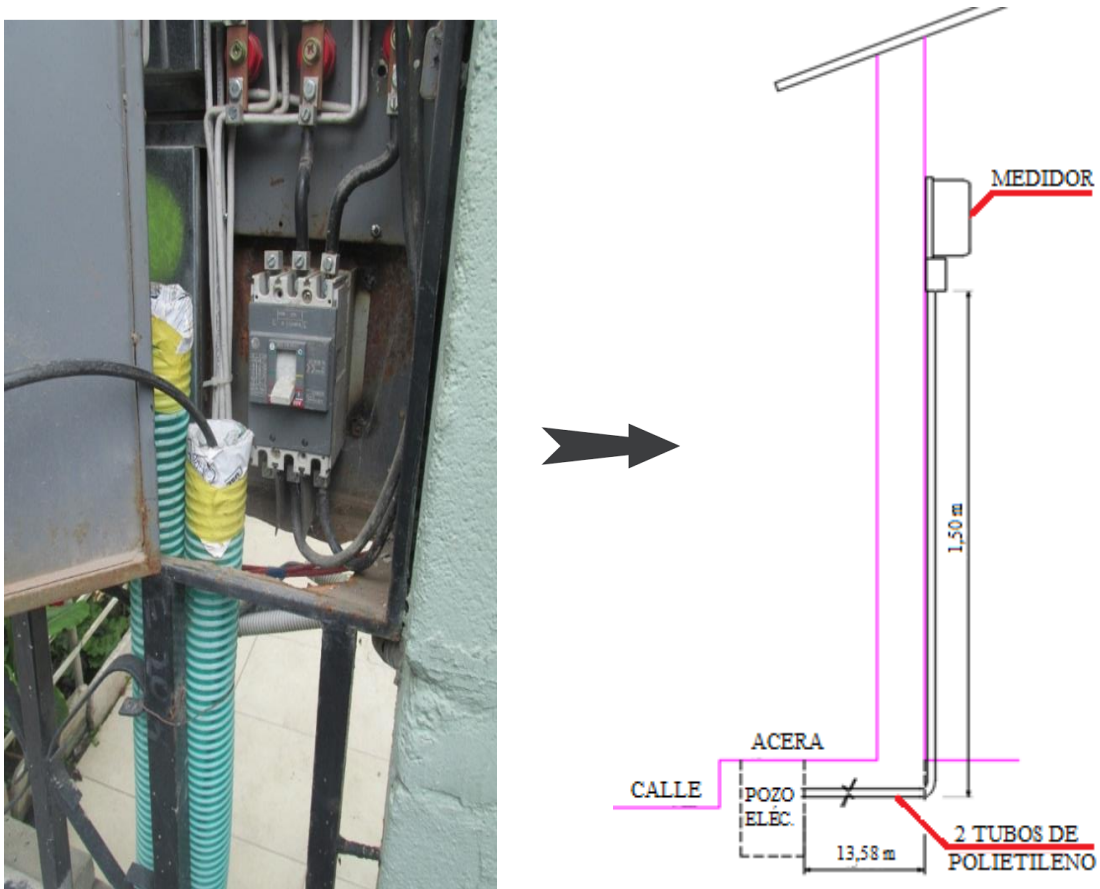


Figura 110. Detalle de acometida en domicilio.

Fuente: Autor.

▪ **Sistema de medición.-** El uso de medidores monofásicos, bifásicos o trifásicos se encuentra instalados con el fin de medir el consumo de energía en baja tensión.

Cabe destacar que por disposición de la Empresa Eléctrica Regional de Sur S.A., se exigió a todos los usuarios el cambio de sus medidores y la adecuada instalación en gabinetes o muebles metálicos, para realizar la respectiva migración y poder ser beneficiarios del suministro eléctrico. Estos se encuentran instalados de forma vertical y de libre acceso con el propósito de tener una mejor exactitud en la lectura del consumo de energía y la demanda establecida.

▪ **Señalización de las fases de acometida.**- La señalización es de vital importancia para identificar las fases de los circuitos con mayor facilidad, y distinguir el tipo de circuito. La señalización de los conductores no solamente es con la identificación del circuito sino también por el color que se debe indicar en los conductores.

Tabla 59.

Señalización de las fases de acometidas por color.

FASE	COLOR
Fase 1	Azul
Fase 2	Rojo
Fase 3	Amarillo
Neutro	Blanco

Fuente: Autor.

❖ **Puesta a tierra.**

Las derivaciones de las acometidas domiciliarias se encuentran conectadas a tierra con el fin de garantizar el correcto funcionamiento de las protecciones en las instalaciones eléctricas. El sistema de conexión a tierra para cada una de las acometidas domiciliarias se puede apreciar en la Figura 111, está realizado con cable de cobre desnudo 600, TTU Nro. 8 AWG; él mismo que se conecta a una barra de puesta tierra mediante terminales.

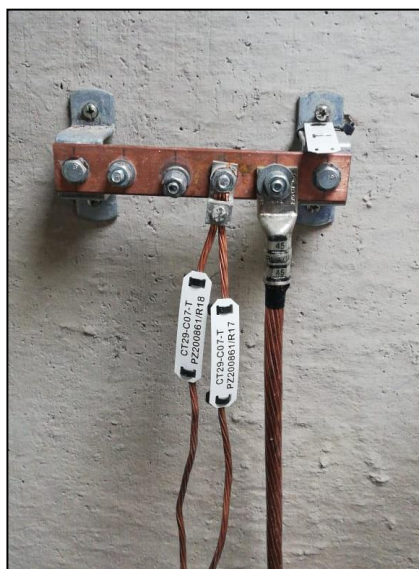


Figura 111. Barra de puesta a tierra para acometidas en B.T. en pozos eléctricos.

Fuente: Autor.

La barra de puesta a tierra se conecta mediante cable de cobre desnudo Nro. 2/0 AWG con un conector a compresión directamente al conductor de protección o a una varilla Copperweld de 5/8 x 1,8 m como se muestra en la Figura 112. Todo el sistema de puesta a tierra para las acometidas se interconecta mediante el conductor de protección (Cu Nro. 2/0 AWG) con las distintas mallas a tierras dispuestas a lo largo de la red.



Figura 112. Conexión del cable Cu Nro. 2 WGA con conector H a la varilla Copperweld.

Fuente: Autor.

Su instalación se efectúa de manera sencilla del cable desnudo de cobre con un conector H mediante pinza de compresión.

6.3.5. Alumbrado público

Los circuitos de alimentación para el alumbrado público están previstos para transportar la carga debida a los propios receptores, a sus elementos asociados y a sus corrientes armónicas y de arranque. El suministro es monofásico mediante la distribución de las tres líneas eléctricas, por lo tanto, el conductor neutro tiene la misma sección que los de fase.

Los circuitos de alimentación se derivan desde las diferentes cámaras de transformación.

6.3.5.1. Características de la disposición del alumbrado público.

La disposición de los puntos de luz están distribuidas en cumplimiento con la Regulación ARCONEL 006/18 con luminarias de tecnología LED. En la Tabla 60 se detalla la configuración de puntos de luz:

Tabla 60.

Configuración de la red de alumbrado público.

CALLE	DISPOSICIÓN	CÓDIGO ESTRUCTURA	ALTURA (m)	POTENCIA (W)
10 de Agosto	Tresbolillo	PEC6	6	53
	Tresbolillo	PEO3	4,30	70
	Unilateral	PEC12	12	106
	Unilateral	PEC10	10	106
18 de Noviembre	Unilateral	PEC10	10	139
	Unilateral	PEC12	12	139
Alamor	Unilateral	PEC10	10	106
Amaluza	Unilateral	PEC10	10	106
Andrés Bello	Unilateral	PEC12	12	106
Av. 24 de Mayo	Unilateral	PEC10	10	139
Av. Eduardo Kingman	Tresbolillo con central	PEC12	12	139
Av. Emiliano Ortega	Tresbolillo	PEC12	12	139
Av. Universitaria	Tresbolillo	PEC12	12	139
	Tresbolillo	PEC12	12	201
Azuay	Unilateral	PEC10	10	106
Bolívar	Unilateral	PEC10	10	106
	Unilateral	PEC12	12	106
	Unilateral	Fachada	6	106
	Unilateral	PEC10	10	139
Bernardo Valdiviezo	Unilateral	PEC12	12	139
	Unilateral	Fachada	6	106
Cariamanga	Unilateral	PEC10	10	106

Catacocha	Unilateral	PEC10	10	139
Catamayo	Unilateral	PEC10	10	106
Celica	Unilateral	PEC10	10	139
Chile	Unilateral	PEC10	10	139
Colon	Unilateral	PEC10	10	139
Enrique Aguirre	Unilateral	PEC10	10	106
Gobernación de Mainas	Pareada	PEC12	12	106
Gonzanamá	Unilateral	PEC10	10	106
Gonzales Suarez	Unilateral	PEC12	12	139
Imbabura	Unilateral	PEC10	10	139
J. A. Eguiguren	Unilateral	PEC10	10	106
J. Felix de Valdiviezo	Unilateral	PEC10	10	106
Olmedo	Unilateral	PEC10	10	106
José María Egas	Unilateral	PEC10	10	106
Juan de Salinas	Tresbolillo	PEC10	10	139
Juan José Peña	Unilateral	PEC10	10	139
Leopoldo Palacios	Unilateral	PEC10	10	139
Lourdes	Unilateral	PEC10	10	139
	Tresbolillo	Fachada	3	-
Macara	Unilateral	PEC10	10	139
Manuel Toledo	Unilateral	PEC10	10	106
Matilde Hidalgo	Unilateral	PEC10	10	139
Mercadillo	Unilateral	PEC10	10	106
Miguel Riofrio	Unilateral	PEC10	10	106
Parqueo estadio	Unilateral	PEC12	12	139
Pasaje C 10-15	Unilateral	Fachada	6	106
Pasaje Espindola	Unilateral	PEC10	10	106
Pasaje Sinchona	Unilateral	PEC10	10	106
Pasaje Vivar	Unilateral	PEC10	10	106
Pasaje Chorrillos	Unilateral	PEC10	10	106
Pasaje Rodríguez	Unilateral	PEC10	10	106
Quito	Unilateral	PEC10	10	106
Sabiango	Unilateral	PEC10	10	106
Saraguro	Unilateral	PEC10	10	106
Sozoranga	Unilateral	PEC10	10	106
Sucre	Unilateral	PEC10	10	106
	Unilateral	Fachada	6	106
Rocafuerte	Unilateral	PEC10	10	139
Zapotillo	Unilateral	PEC10	10	106

Fuente: Geoportail EERSSA.

❖ *Trazado de la red.*

La red de alumbrado tiene su inicio en los cuadros de protección y maniobra situados en los centros de transformación. El diseño de los circuitos son independientes con dos conductores de fase aluminio: una fase y el neutro, calibre 6 AWG. Las tres fases y el neutro que se derivan en baja tensión de cada centro de transformación destinado al servicio de alumbrado público están proyectado con el uso de una fase y neutro para cada circuito tomando en consideración el uso alternativo de cada fase para evitar un desbalance de cargas.

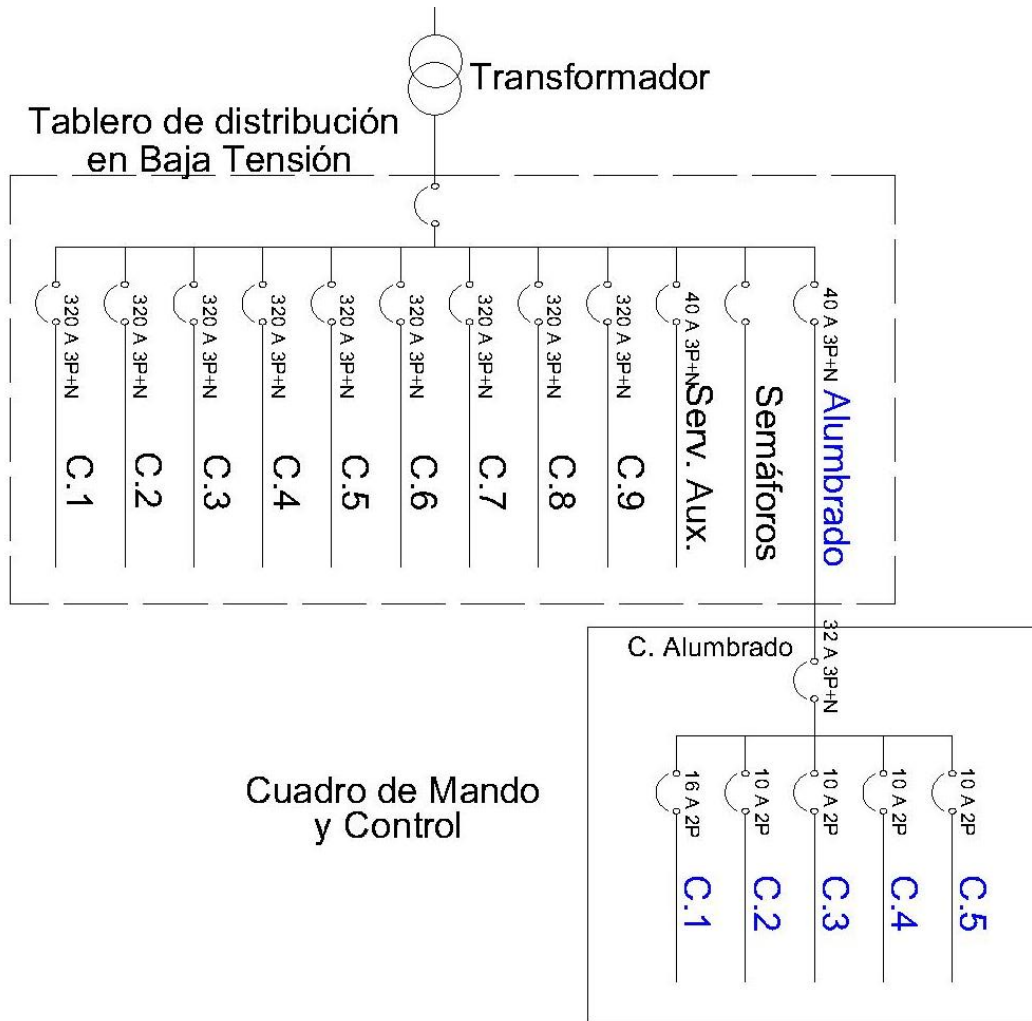


Figura 113. Diagrama unifilar del sistema de distribución eléctrica para alumbrado público.

Fuente: (EERSSA, 2015).

El número de circuitos que se deriva de cada centro de transformación queda completamente descritos en el plano del Anexo 10 “Diagrama unifilar de las cámaras de

transformación”, no obstante en la Figura 113 se presenta a manera de ejemplo la derivación del 5 circuitos de la cámara de transformación 29 (Av. Eduardo Kingman y Catamayo) para el servicio de alumbrado público.

Asimismo en el Anexo 13 “Circuito de alumbrado público” se presentan los planos de la red de distribución de los circuitos de alumbrado público que se deriva de cada centro de transformación, los destinos y los puntos de utilización que contiene un croquis del área de actuación para su fácil identificación, se muestran también un cuadro con la simbología de los elementos que conforman el diseño, como son: cámaras de transformación, rutas de los circuitos de alumbrado público, altura de los báculos, potencias de las luminarias y ubicación de los segmentos controladores SeCo (el mismo que analizaremos más adelante).

6.3.5.2. Luminarias.

Se trata de luminarias tipo LED debido a criterios de ahorro energético y de prestaciones fotométricas, certificados de calidad. Tecnología que permite mejorar la iluminación al aportar una luz blanca de alta calidad. Esto conlleva a reducidos costes de energía y mantenimiento.

Tomando en consideración lo establecido por la [Regulación Nro. ARCONEL 006/18](#) analizada en el ítem 4.2.2.4. “Reglamentos, regulaciones y normas vigentes para el diseño de redes de alumbrado público.” del presente proyecto, se analizará los tipos de luminarias instaladas en base a tres tipos: alumbrado público general, ornamental e intervenido.

❖ Luminaria para alumbrado público general.

Las luminarias instaladas para alumbrado público general contemplan las que están destinadas para la iluminación de calles y avenidas. La luminaria instalada es el modelo Ampera MINI y MIDI de la compañía europea Schröder, la misma que viene en dos piezas independientes de aluminio: una base sobre la pieza de fijación que incluye el sistema de ajuste del ángulo de inclinación y una parte superior que integra los componentes electrónicos y el motor fotométrico que aporta 23 fotometrías escénicas diferentes con múltiples corrientes de funcionamiento con una protección contra sobretensiones de 10 kV (Schröder S.A., 2018).

Las especificaciones técnicas de funcionamiento de las luminarias Ampera MINI y MIDI instaladas en el proyecto de Regeneración Urbana se exponen a continuación:

Tabla 61.

Especificaciones eléctricas de funcionamiento.

Nº LEDs	Voltaje (V)	Capacidad corriente (mA)	Frecuencia (Hz)	Potencia (W)	Vida útil (h)
24	120-277	700	50/60	53	100 000
48	120-277	700	50/60	106	100 000
64	120-277	700	50/60	139	100 000
96	120-277	700	50/60	201	100 000

El flujo luminoso y la potencia consumida de la luminaria son valores a una temperatura ambiente de 25°C. Grado de protección IP-66 del bloque óptico y compartimento auxiliares.

Fuente: (Schröder S.A., 2018).

En la Figura 114 se presenta los modelos de luminarias Schröder, sin embargo como ya se ha mencionado anteriormente, los dos modelos que se han instalado para el sistema de Alumbrado Público son la MINI y MAXI.



Figura 114. Luminaria Ampera MAXI, MIDI y MINI.

Fuente: (Schröder S.A., 2018).

El sistema de control para telegestión ofrecido por Schreder es el Owlet que permite gestionar la red de alumbrado público, ofreciendo datos precisos de control en tiempo real y un ahorro energético de hasta el 85 %.

❖ ***Luminaria para alumbrado público intervenido.***

Las luminarias instaladas para alumbrado público intervenido contemplan las que están destinadas para la iluminación de calles peatonizadas, específicamente la calle 10 de Agosto

entre Bolívar y 18 de Noviembre, y la Lourdes entre Bolívar y Sucre del proyecto de Regeneración Urbana de la ciudad de Loja. Es importante señalar que este tipo de alumbrado es competencia del GAD Municipal, por lo tanto, los costos de inversión, administración, operación y mantenimiento son asumidos por el Municipio de Loja en base a lo estipulado en la Regulación Nro. ARCONEL 006/18.

La luminaria instalada particularmente en la calle 10 de Agosto en el marco del Proyecto de Regeneración Urbana del Casco Céntrico de la Ciudad de Loja; es el modelo Neovilla-alu LED de la compañía europea Benito Urban (ver Figura 115), que consiste en un farol tradicional compuesto de un cuerpo en inyección de aluminio de alta resistencia y vidrio plano templado, con un grado de hermeticidad IP 66 del bloque óptico.



Figura 115. Luminaria clásica LED Neovilla-alu .

Fuente: (BENITO-Light, 2019)

En la Tabla 62 se exponen las especificaciones eléctricas de funcionamiento de este modelo de luminaria:

Tabla 62.

Especificaciones eléctricas de funcionamiento.

N° LEDs	Voltaje (V)	Capacidad corriente (mA)	Frecuencia (Hz)	Potencia (W)	Flujo luminoso (lm)	Vida útil (h)
32	120-277	700	50/60	71	7161	100 000

El flujo luminoso y la potencia consumida de la luminaria son valores a una temperatura ambiente de 25°C. Grado de protección IP-66 del bloque óptico y compartimiento auxiliares.

Fuente: (BENITO-Light, 2019).

Los sistemas Smart Lighting (iluminación inteligente) diseñados por BENITO tiene estrecha relación con sistemas telegestionados punto a punto, desde los más sencillos autónomos hasta los más complejos:

- Smart Node
- Smart Lux
- Smart Night
- Smart Sense

En base al catálogo BENITO se estima que una correcta programación de los sistemas Smart Lighting conllevaría a ahorrar hasta un 80 % de energía consumida (BENITO-Light, 2019).

En el caso de la calle Lourdes entre Sucre y Bolívar se determinó que se continuaría utilizando las luminarias instaladas

❖ ***Luminaria para alumbrado público ornamental.***

El GAD Municipal de Loja a través del departamento de Gestión Ambiental presta al cantón Loja y en particular al céntrico histórico dentro del proyecto de Regeneración Urbana el servicio de alumbrado ornamental de parques, plazas, monumentos, piletas, puentes, edificaciones patrimoniales, alumbrado navideño y de festividades; todo esto bajo el cumplimiento de normas nacionales de iluminación y los requerimientos en cuanto a niveles de iluminancia, luminancia y uniformidad. A manera de ejemplo, en la Figura 116 se puede apreciar la aplicación del tipo de alumbrado público ornamental en la plaza de San Sebastián (un de las plazas icónicas de la ciudad de Loja).



Figura 116. Iluminación ornamental de la plaza de San Sebastián.

Fuente: Autor.

Entre las características que presenta el sistema de alumbrado público ornamental en parques tiene dos circuitos de iluminación, de tal forma que, en situaciones de falla de uno de los circuitos, con el otro se puedan obtener niveles aceptables de iluminación.

6.3.5.3. *Emplazamiento y apostación.*

El sistema de alumbrado público esta estratégicamente instalado en calles principales, avenidas, zonas peatonales, parques, plazas; con configuraciones de: unilateral, tresbolillo y tresbolillo con central. Las lámparas se encuentran instaladas en base al tipo de sujeción en: báculos y brazos metálicos para anclar en fachadas.

❖ *Postes metálicos o báculos en aceras.*

Los postes metálicos o báculos son de 6, 10 y 12 metros, troncónicos metálico galvanizado en caliente, instalados a una interdistancia aproximada de 40 m. La cimentación de las columnas es de hormigón, con pernos embebidos para anclaje y con comunicación a columna por medio de codo. Los detalles de la cimentación se pueden apreciar en la Figura 117.

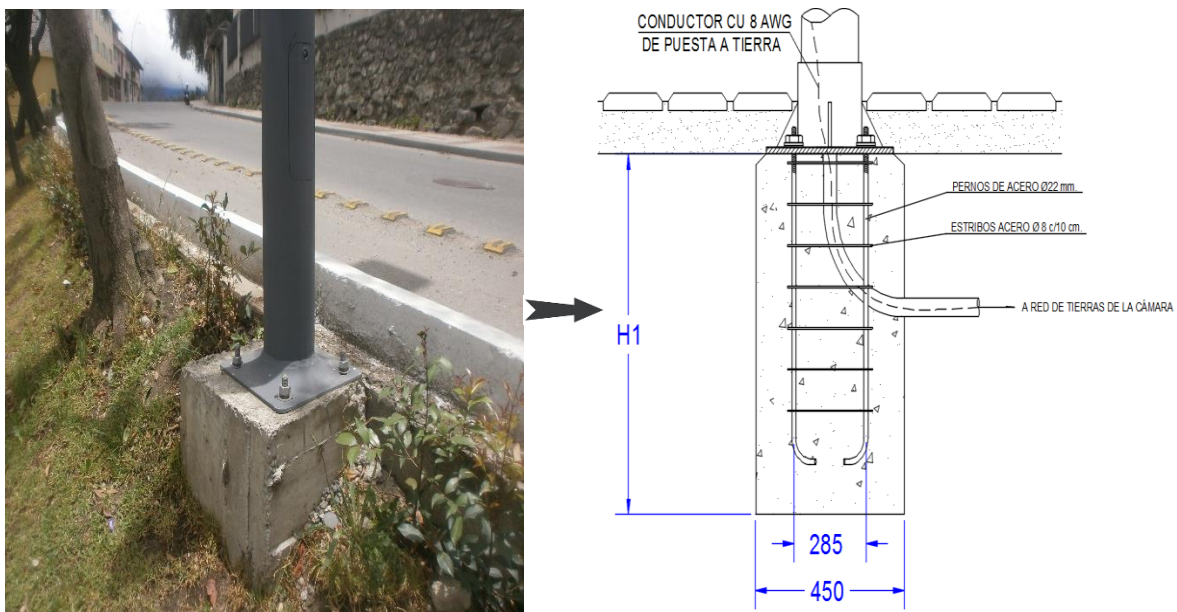


Figura 117. Detalle de cimentación de báculos.

Fuente: (EERSSA, 2015).

La profundidad de la cimentación y la longitud del perno de anclaje en los báculos son diferentes ya que dependerá de la altura del báculo. En la Tabla 63 se expone los detalles de la profundidad de la cimentación y la longitud del perno de anclaje en base a la altura del báculo.

Tabla 63.

Detalles de la profundidad y cimentación de los báculos en metros.

Altura (H)	Profundidad de la cimentación (H1)	Longitud del perno de anclaje
8	1,1	1,2
10	1,1	1,2
12	1,3	1,5

Fuente: (EERSSA, 2015).

Asimismo dispone de una caja de conexión con sistema de llave antivandalismo en la parte inferior a una altura de 44 cm y una placa base que se encuentra ubicada a una profundidad suficientemente adecuada que permite que la cabeza de los pernos de amarre se ubique siempre por debajo del nivel del pavimento. En el Anexo 14 se presenta los tipos de baculos instalados para el sistema de Alumbrado Público.

❖ ***Brazos metálicos en fachadas.***

Se encuentran adosadas con brazos metálicos a las fachadas de las viviendas y edificios particulares, esto debido a que se determinó que existen casos puntuales en donde los volados de las viviendas no permitían colocar los postes metálicos. Se encuentran instaladas a una interdistancia aproximada de 26 m.



Figura 118. Luminaria en fachada.

Fuente: Autor.

Como se puede apreciar en la Figura 118, las luminarias se encuentran adosadas a las fachadas de edificios y viviendas particulares mediante brazos metálicos a una altura de 6 m. Las zonas en donde las luminarias se encuentran adosadas a las fachadas son en las calles: Bolívar: desde la José Antonio Eguiguren hasta la Mercadillo, José Antonio Sucre: de la Jose Antonio Eguiguren hasta la Mercadillo y la Bernardo Valdivieso: desde la 10 de Agosto hasta la Mercadillo (Ver Anexo 13).

En la Figura 119 se presenta el detalle constructivo que se contempló para alimentar estas luminarias. En el interior de una caja metálica de 20x20cm empotrada en la pared de la fachada, el cable concéntrico de la luminaria se conecta mediante bornera a los cables conductores del servicio de alumbrado público. Para el sistema de puesta a tierra, la caja trae un perno soldado en la carcasa que mediante terminales ojo se conecta las tierras del mallado con la bajante de la luminaria.

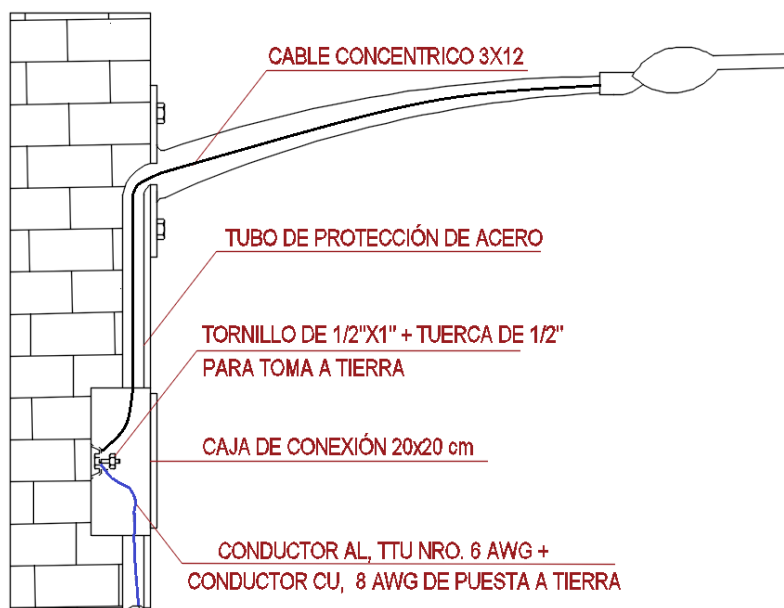


Figura 119. Detalle de instalación de luminaria en fachada.

Fuente: (EERSSA, 2015).

Es importante mencionar que la calle Lourdes entre Bolívar y Sucre (ver Figura 120) es otra zona donde se optó por seguir utilizando las luminarias que ya se encontraban funcionando con alimentación subterránea; éstas se encuentran adosadas a las fachadas de las viviendas particulares mediante brazos murales ornamentales y farolas hexagonales de estilo clásico. La fuente de alimentación para este tipo de luminaria es de 120 V.



Figura 120. Luminarias ornamentales adosadas a las fachadas.

Fuente: Autor.

❖ *Postes ornamentales.*

Particularmente se encuentran instalados 21 postes ornamentales y faroles con tecnología LED en parques, plazas, puentes y calles peatonizadas. En el proyecto de Regeneración Urbana de Loja se contempló la peatonización de la calle 10 de Agosto, instalados a una interdistancia aproximada de 11 m.



Figura 121. Columna Naranja en fundición.

Fuente: (BENITO-Light, 2019)

La cimentación de las columnas de la Figura 121, es de hormigón con pernos embebidos para anclaje. Asimismo dispone de una puerta de registro y una placa base que se encuentra ubicada a una profundidad suficientemente adecuada que permite que la cabeza de los pernos de amarre se ubique siempre por debajo del nivel del pavimento. Las especificaciones técnicas de la columna modelo Naranja utilizado como postes ornamentales se detallan en la ficha técnica del Anexo 15 “Ficha técnica del poste ornamental Naranja de Benito”.

6.3.5.4. Instalación eléctrica para el alumbrado.

❖ Conductores.

Los cables se encuentran disponibles en canalizaciones enterradas bajo tubos PVC de tipo II pesado. Cada circuito de alumbrado público se encuentra instalado en tubos diferentes.

El conductor utilizado en instalación para el suministro eléctrico es de Aluminio aislado 600, TTU Nro. 6 AWG.

Tabla 64.

Características eléctricas del cable eléctrico para el sistema de Alumbrado Público.

CONDUCTOR / NORMA	AI-1350	ASTM
Calibre	6	AWG
Área	13,3	mm ²
Formación	7	ALAMBRES
Resistencia D.C. A 20°C	2,1612	ohmios/km.
Carga de rotura (min.)	256	Kg.
AISLAMIENTO / NORMA	PE	ICEA S-95-658
Espesor (Mín. Prom.)	1,14	mm
Diámetro	6,91	mm
Resistencia de aislamiento a 15,6°C (Min.)	2794	Mohm-km.
Temperatura (°C) / tensión de operación (V)	75	600
Tensión de prueba	5,5 kV AC	17 Kv DC
CHAQUETA / NORMA	PVC	ICEA S-95-658
Espesor	0,76	0,76

Fuente: (CENTELSA, 2019).

Los empalmes de derivación se realizan mediante empalme tipo gel, los mismos que se encuentran aislados y hermetizados evitando la exposición a la humedad y por ende de corrosión y contaminación. En la Figura 122 se puede apreciar el proceso de derivación mediante empalmes tipo gel encapsulado que se realizó para el sistema de alumbrado público.



Figura 122. Empalme tipo Gel para alumbrado público.

Fuente: Autor.

Los conductores se encuentran conectados con terminales punteras huecas en el interior de los báculos y cajas metálicas de 20x20 (fachada) cm a través de borneras al cable concéntrico de las luminarias instaladas en báculos y fachadas, respectivamente.

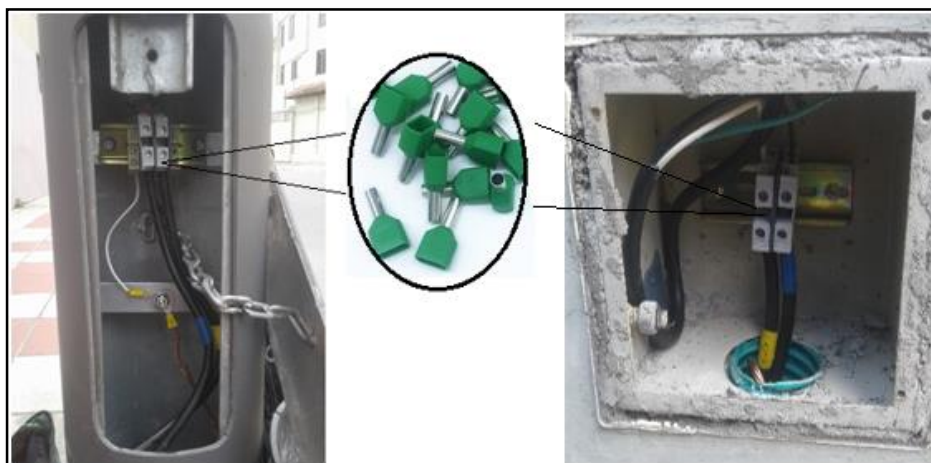


Figura 123. Conexión en poste y fachadas del conductor de alimentación al cable concéntrico de las luminarias.

Fuente: Autor.

❖ ***Puesta a tierra.***

El sistema de puesta a tierra se encuentra instalado en base a dos esquemas: T-T y TN-S.

- **Esquema T-T.-** Se basa en que el equipo (luminarias) tienen una puesta propia a tierra, no conectada a la del suministro; él mismo que posee características de protección a las personas y un buen costo operacional.

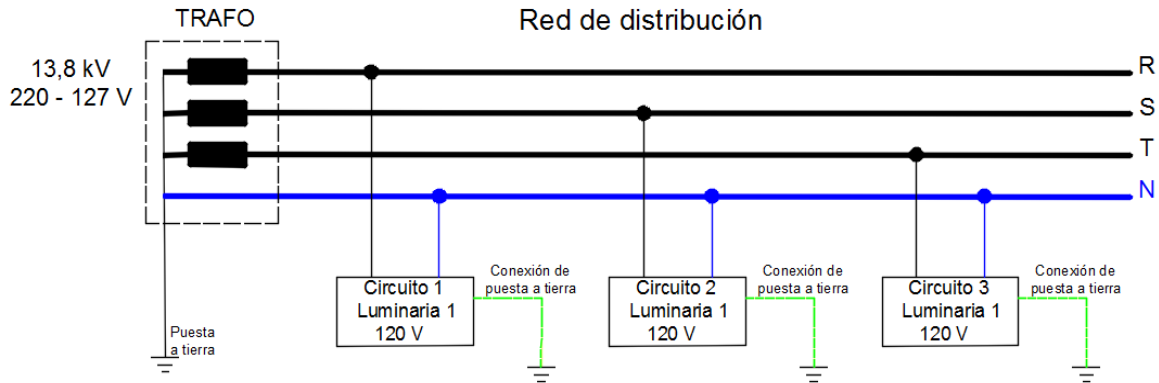


Figura 124. Esquema T-T de conexión del sistema de puesta de alumbrado público.

Fuente: Autor.

Para el esquema T-T mostrado en Figura 124, en caso de un defecto o falla circula una corriente a través del terreno hasta el punto neutro del transformador, provocando una diferencia de corriente entre los conductores de fase y neutro, que al ser detectada por el interruptor diferencial provoca la desconexión automática de la alimentación.

- **Esquema TN-S.-** Tiene un conductor de protección CPE (Conexión Protective Earth o “cable verde”) distribuido junto a la línea, y conectado al conductor al neutro en el punto de conexión a tierra del transformador de alimentación. Este arreglo estándar es utilizado debido a que en la zona de actuación ya se encontraban redes soterradas, las mismas que optaron por no cambiar. El diagrama unifilar del esquema TN-S se presenta a continuación:

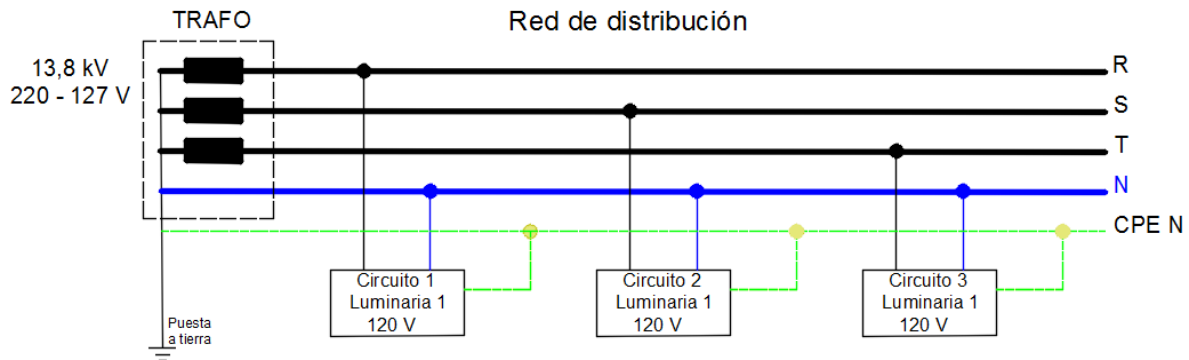


Figura 125. Esquema TN-S de conexión del sistema de puesta de alumbrado público.

Fuente: Autor.

El sistema de conexión a tierra de cada equipo está realizado con cable de cobre desnudo 600, TTU Nro. 8 AWG; él mismo que se conecta a una barra de puesta tierra mediante terminales. La barra de puesta a tierra se conecta mediante cable de cobre desnudo Nro. 2/0 AWG con un conector a compresión: a la varilla Copperweld de 5/8 x 1,8 m en el caso del esquema T-T (ver [Figura 112](#)) y directamente al conductor de tierra de protección para el esquema TN-S.

❖ ***Composición de los cuadros de mando y control.***

La red de alumbrado público se encuentra protegida contra los efectos de las sobreintensidades (sobrecargas y cortocircuitos), que puedan presentarse en la misma, para lo cual cuentan con cuadros de mando. Los cuadros de mando y control están situados en el interior de los centros de transformación que permiten la conexión y desconexión de los circuitos, tanto automática como manualmente. Los circuitos son controlados por dispositivos automáticos (Controlador Lógico Programable-PLC), y tiene interruptores termomagnéticos e interruptores diferenciales para su operación y protección eléctrica.



Figura 126. Cuadro de mando y control de los circuitos del alumbrado público.

Fuente: Autor.

• ***Interruptores diferenciales.-*** Saltan o cierran el paso de corriente eléctrica cuando alguna de las fases del circuito eléctrico se deriva a tierra. Cumplen la misión de evitar, principalmente, electrocuciones y daños en la instalación eléctrica (ver [Figura 127](#)).



Figura 129. Controlador Lógico Programable (PLC).

Fuente: Web.

6.3.5.5. Red de telegestión de las luminarias-EERSSA.

El enfoque de la red de telegestión de la EERSSA es proyectar a la ciudad de Loja que sea sostenible en cuanto al consumo del recurso energético, respetando al medio ambiente y que además incremente el bienestar de la sociedad lojana. Mediante el simple uso de la conexión de internet y un software sencillo que permita controlar cada punto de luz en la zona de regeneración urbana de la ciudad. La instalación se encuentra realizada de forma gradual, lo que permite a su vez adaptar nuevos servicios sin añadir nuevas líneas de tensión.

El funcionamiento del sistema de telegestión de luminarias de una manera general es el siguiente:

- a) El sistema de control se inspecciona mediante puntos ubicados estratégicamente que permiten el control (Red inalámbrica mallada).
- b) La transmisión de información es bidireccional con el fin de poder recibir y enviar desde cualquier punto.

El sistema de telegestión implementado en la ciudad de Loja cuenta con el soporte y asesoría de la compañía Schröder Ecuador S.A. Los estudios y diseños lumínicos se basaron en las especificaciones técnicas originales y las condiciones reales de instalación, es decir, cumpliendo con normas nacionales e internaciones como la Regulación del ARCONEL 006/18, el RTE 069, CIE 140 y la CIE 115.

La telegestión de Schröder como parte de la intervención integral del proyecto solo contempla el control inteligente de las luminarias propias de la empresa.

❖ *Luminarias.*

Las luminarias usadas en el diseño lumínico son modelos Ampera Mini y Ampera Midi de Schröder. Entre sus diferentes características de funcionamiento del sistema de control para la red de telegestión se destaca que cuenta con un perfil de regulación personalizado que permite programar drivers de luminarias inteligentes. El sistema de regulación personalizado supone un ahorro de energía máximo, respetando a su vez los niveles de iluminación requeridos y la uniformidad durante toda la noche (Schröder S.A., 2018).

El driver modular de la luminaria es vital para establecer constante la tensión eléctrica, lo que hace mantener estable el flujo lumínico y la temperatura de la luminaria. Básicamente el driver LED cumple dos funciones:

- Transformar la corriente de alterna (CA) a continua (CC).
- Adaptan el voltaje de salida a las necesidades del LED.

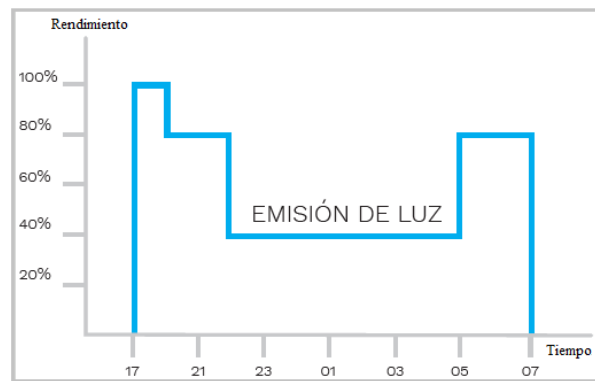


Figura 130. Ahorro de energía con perfil personalizado en la luminaria.
(Schröder S.A., 2018)

❖ *Sistema de telegestión.*

El sistema de telegestión implementado es el Owlet del Grupo Schröder. Las soluciones independientes Owlet comprenden la integración de células fotoeléctricas para encender y apagar la luminaria según el nivel de luz natural así como también sensores de detección de movimiento y presencia que permiten una regulación interactiva. La arquitectura está conformada por varias partes:

1. Luminaria LED con driver dimerizable.
2. Controlador de luminaria instalado al interior de la luminaria.
3. Controlador de segmento.

4. Sistema de Control de Telegestión Nightshift (Aplicación server de control y Base de datos).

La arquitectura del sistema de telegestión de Schröder implementa el sistema de comunicación inalámbrica Zigbee que utiliza la banda ISM y por lo general, adopta la banda 2.4 GHz para comunicarse con el resto de dispositivos con el fin de proporcionar una regulación de perfil dinámico.

El controlador de luminaria (LuCo-NX) cuenta con una antena para la comunicación de radio frecuencia Zigbee a 2.4 GHz, instalada en la parte superior de la luminaria con su protección (110-277V, 50/60Hz, 0-10V señal de atenuación).

El LuCo-NX recibe comando de entrada desde el SeCo perteneciente a su red y adapta la emisión lumínica a través del control del driver de la luminaria en base a la configuración.

La arquitectura del sistema de telegestión se puede apreciar en la Figura 131.

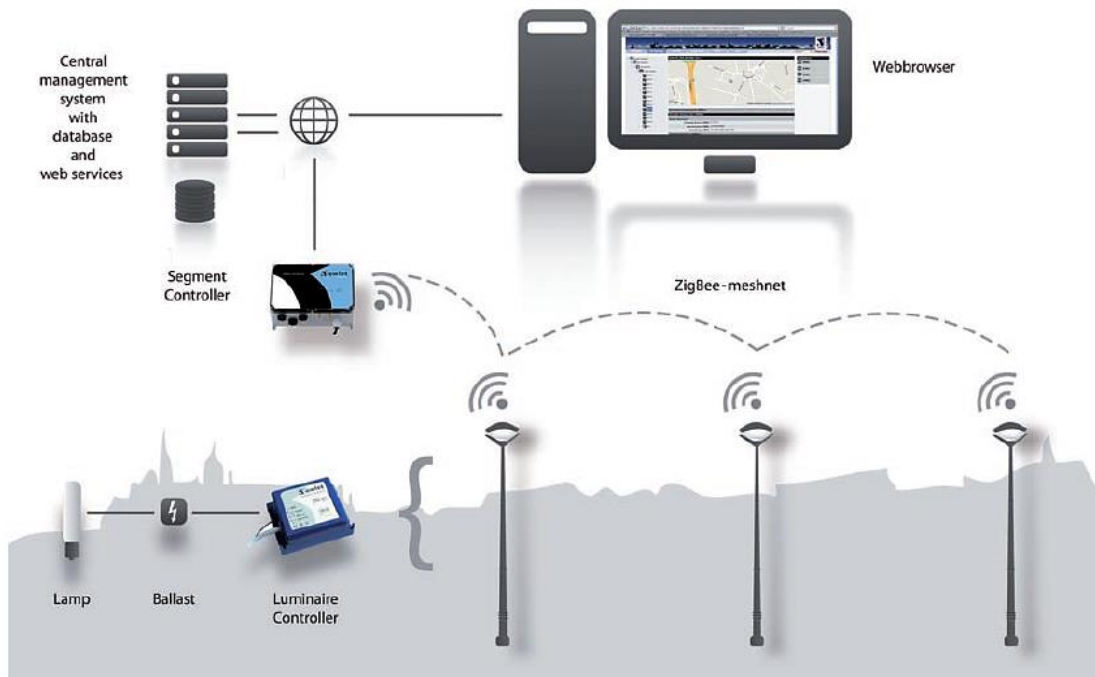


Figura 131. Arquitectura de telegestión Owlet.

Fuente: (Schröder Ecuador S.A., 2018)

En el caso del controlador LuCo-NX, está diseñado para encajar en el compartimiento de la luminaria. En la Figura 132 se puede observar el montaje de este controlador en el interior del balasto electrónico de la luminaria.

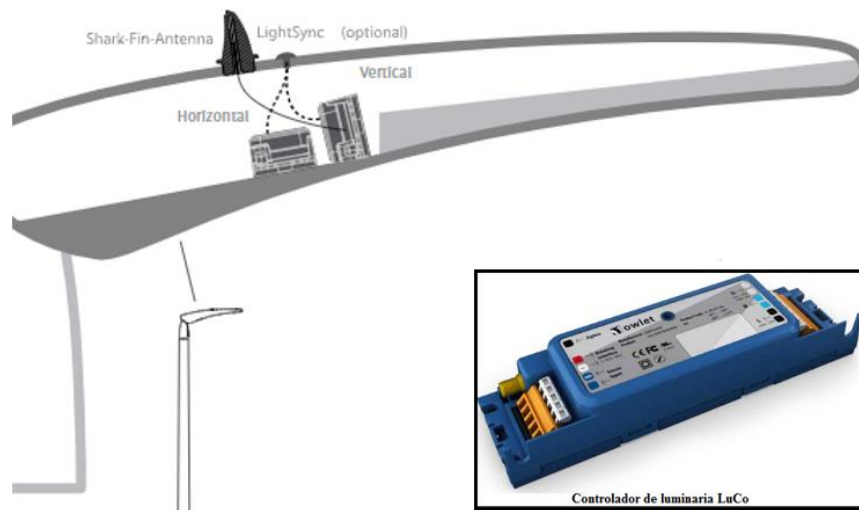


Figura 132. Montaje del controlador de la luminaria, El LuCo-NX.

Fuente: (Schröder S.A., 2014)

El controlador de segmento (SeCo) recolecta los datos de la red Zigbee (Luminarias) y envía comandos hacia ella, estos datos son recibidos o enviados a los servidores Nightshift a través de internet y su gestión es de forma remota desde cualquier computador. Los segmentos controlados son de 16 a 40 luminarias.

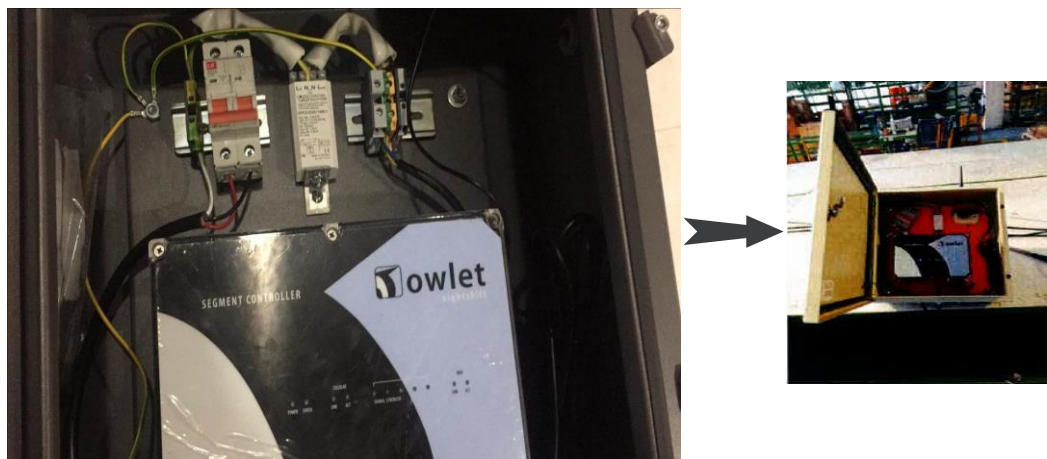


Figura 133. Montaje del controlador de segmento SeCo.

Fuente: (Schröder Ecuador S.A., 2018)

El sistema de control Nightshift se prevé alojar en la nube, e incluye todo el hardware y software de servidor necesario para cumplir todas las funciones de almacenamiento, seguridad de la información, respaldo, etc. El software de telegestión es controlado por los servidores propios de la EERSSA a través de un enlace seguro.

El software comprende una interfaz web con servidor Owlet Nightshift que puede ser utilizado con cualquier navegador, ya sea en dispositivos fijos o móviles. Todos los datos se guardan en una base de datos MySQL. Para el sistema de backup (copia y archivos de datos) se mantiene una copia en la nube de Owlet, donde se incluye el hosting (alojamiento web) y el espacio de base de datos con licencia perpetua. Para el encendido y apagado de las luminarias el sistema cuenta con un sistema redundante de reloj astronómico que se va igualando constantemente, iniciando con el servidor, el controlador de segmento y los controladores de luminaria (Schröder Ecuador S.A., 2018).

❖ ***Estudios de propagación.***

El estudio de propagación se compuso de varias actividades y mediciones como:

- Medición de la densidad de tráfico por cada cuadra donde se implemente el proyecto.
- Verificación de las condiciones de instalación.
- Asignación de segmentos de control.
- Perfiles de dimerización.

▪ ***Medición de la densidad de tráfico.***- estas mediciones se basaron en analizar por cada cuadra el uso de los canales inalámbricos, densidad de uso del espectro y picos de transmisión. Los resultados fueron que, dependiendo del segmento y los SeCos adyacentes, se pueden usar todos los canales que permite Zigbee PRO, de tal forma que la comunicación sea libre y no genere congestión.

▪ ***Verificación de las condiciones de instalación.***- esta verificación se basó en el análisis de los siguientes factores:

- Verificación de las “Líneas de vista” entre luminarias.
- Verificación de la Arborización.
- Análisis de uso de repetidores.

Los resultados obtenidos determinaron que la poda de árboles debe ser un plan de mantenimiento constante y el uso de repetidores en dos puntos críticos debido a la perdida de señal (Línea de vista) como son:

- Av. Universitaria entre las calles Azuay y Mercadillo: debido a la presencia de un puente peatonal y la arborización en la zona que bloquean la “Línea de vista” hacia el norte y sur, respectivamente.
- Pasaje C-10-15: las dos luminarias instaladas sobre fachadas en este pasaje no tiene línea de vista con el controlador SeCo ubicado en la esquina 18 de Noviembre, razón por la cual se determinó el uso de un repetidor.

Los repetidores no son más que LuCos sin carga (no van en luminarias), instalados en una caja hermética (IP 66) y con un dispositivo de protección de sobretensiones (SPD) para protegerlo.

▪ **Asignación de posición de Controladores de Segmentos.-** para la asignación de la posición de los Controladores de Segmento (SeCo) se tomaron en cuenta los siguientes aspectos:

- Segmentos de hasta 40 luminarias por SeCo como máximo.
- La geometría de las vías.
- Triangulación de la señal en las transversales.
- Arborización.
- Barreras en la línea de vista.
- Cámaras de transformación.

En el Anexo 13 “Circuito de Alumbrado Público”, se encuentran detallados la posición de los 29 controladores SeCo en la zona céntrica regenerada de la ciudad de Loja.

▪ **Perfiles de dimerización.-** una de las características más importantes de un sistema de telegestión es su capacidad de generar perfiles de dimerización o perfiles de atenuación, los mismos que permitirán a los administradores del alumbrado público generar ahorros energéticos importantes (Schröder Ecuador S.A., 2018).

Los perfiles de dimerización de Nightshift tomando en cuenta el tipo de vía, se basan en base a dos perfiles definidos:

- Perfil de semana laboral de lunes a jueves.
- Perfil de fin de semana de viernes a domingo.

Según estas dos formas de interpretar a los días de la semana, los perfiles de dimerización para el sistema de alumbrado público se plantearon de la siguiente manera:

Tabla 65.

Perfiles de dimerización de Nightshift para el sistema de alumbrado público.

Calle	Tráfico vehicular	Tráfico peatonal	Horario	Iluminación (%)	Nivel de vía
Principal	Alto	Bajo	18h00-02h00	100	M3
			02h00-06h00	75	M4
Secundaria	Bajo	Bajo	18h00-22h00	100	M3
			22h00-00h00	70	M4
			00h00-05h00	50	M5
			05h00-06h00	100	M3
Urbana	Alto	Alto	18h00-00h00	100	M2 o M3
			00h00-02h00	75	M3 o M4
			02h00-05h00	50	M4 o M5
			05h00-06h00	75	M3 o M4

Fuente: (Schröder Ecuador S.A., 2018).

6.4. Lineamientos generales para el proceso de operación y mantenimiento

El planteamiento de lineamientos generales para el proceso de operación y mantenimiento en el presente proyecto tiene como objeto servir de base para la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A., empresas contratistas, subcontratistas y personal técnico en general lleven a efecto acciones preventivas en las mejores condiciones con el fin de garantizar el mantenimiento de la salud, la integridad física y la vida de los trabajadores.

6.4.1. Lineamientos generales para el proceso de operación.

La descripción del contexto operacional contempla aspectos fundamentales que permiten delimitar las funciones que se deben definir para así acotar la metodología al caso particular del sistema de la red eléctrica de distribución subterránea.

6.4.1.1. La empresa eléctrica de distribución.

La Empresa Eléctrica Regional de Sur S.A., tiene como finalidad prestar el servicio público de energía eléctrica al consumidor final, a través de las actividades de generación, distribución y comercialización, con alta calidad, confiabilidad y seguridad; así como el servicio de alumbrado público general, dentro de su área de servicio (EERSSA, 2019).

❖ Actividad del área técnica.

En el ámbito de competencias, para ejercer sus facultades, la EERSSA desarrolla sus actividades en el marco de los siguientes aspectos:

- Equipo técnico, multidisciplinario, calificado y competente.
- Personal proactivo y comprometido con la Institución.
- Relaciones interinstitucionales positivas.

❖ Proyecto constructivo de electrificación.

La EERSSA, se ajusta a las políticas de gestión impartidas por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables (MERNNR), además de las regulaciones establecidas por el ARCONEL y demás instrumentos legales emitidos en acuerdos del Ministerio del Ambiente, Ministerio de Trabajo, Instituto Ecuatoriano y Seguridad Social, entre otros.

6.4.1.2. Estudio ambiental y de sostenibilidad.

Las características climáticas de la provincia de Loja tales como temperatura ambiente, viento, polvo, humedad, nieve, salinidad, influyen en el comportamiento de una instalación eléctrica, limita el uso o forma de instalación de los equipos y materiales eléctricos. Existen

otros agentes externos como la radiación solar, erosión eólica, sustancias corrosivas, impactos mecánicos de objetos, etc.

La exposición a diferentes eventos naturales y riesgos antrópicos conlleva a que todos los materiales eléctricos y dieléctricos estén sometidos a potencial contaminación, sufriendo estrés térmico mecánico dieléctrico y hasta químico durante su vida útil.

Es muy importante el cuidado y mantenimiento de las instalaciones que en este caso compete para garantizar el uso eficiente de las mismas, la seguridad de las personas y bienes en la vía pública, y el reciclado o deposición final de los materiales en desuso. Por ello se hace necesaria la intervención de mantenimiento para el aseguramiento de la calidad de los equipos instalados para las mediciones de parámetros eléctricos y lumínicos, además del reacondicionamiento de otros equipos e instalaciones.

En el proyecto se contempla prioritariamente el análisis de la ubicación de estructuras metálicas donde van las luminarias para la prestación de servicio de alumbrado público en fachadas, calzada y, particularmente en plazas y parques; encontrándose alineados en coincidencia con la línea de árboles existente a fin de reducir el impacto ambiental y la interferencia a la circulación por aceras y solados. En definitiva no implica ningún tipo de impacto ambiental o crea riesgos antrópicos.

6.4.1.3. Parámetros básicos para la Seguridad Eléctrica.

Es indispensable para la prevención de riesgos profesionales contar con las respectivas protecciones tanto individuales como colectivas.

❖ *Protecciones individuales.*

- Cascos: para todas las personas, incluidos visitantes.
- Guantes de uso general.
- Guantes de goma.
- Guantes dieléctricos.
- Botas de agua.
- Botas de seguridad de cuero con protección en puntera.
- Trajes de agua.
- Gafas contra impacto y antipolvo.
- Mascarillas antipolvo.
- Protectores auditivos.
- Prendas reflectantes.
- Pértigas de maniobra tipo exterior de 30 kV.
- Cinturón anticaída en casos necesarios.

- Mandiles u overoles.

▪ **Ensayos periódicos.**- Todos los materiales deben someterse a ensayos de recepción. Todas las herramientas, útiles y accesorios, que afecten a la seguridad de los operarios e instalaciones durante la ejecución de los trabajos y/o maniobras, deben someterse a ensayos periódicos de aislación y resistencia mecánica, realizados y certificados en laboratorios oficiales habilitados por autoridad competente. A continuación se presentan la frecuencia de ensayos a las que se debe exponer los EPP.

Tabla 66.

Frecuencia de los ensayos de recepción de los EPP.

EQUIPO	TIPO DE ENSAYO	FRECUENCIA (meses)
Guantes	Estanqueidad	3
Protector de brazo	Aislación	6
Zapatos dieléctricos	Dieléctrico	12
Casco dieléctrico	Dieléctrico	12
Gafas	No requiere ensayo	Tipo para el uso apropiado
Protectores o mantas aislantes	Aislación	12
Pértiga, tensores, escaleras aisladas	Aislación	12

Fuente: Autor.

Referencia: Conferencia dictada en las instalaciones de EERSSA por aniversario (2019).

En la Tabla 66 se presenta como referencia, la frecuencia de ensayos a las que deben ser sometidos los equipos de protección del personal. Estos datos fueron obtenidos de la asistencia a las conferencias dictadas en las instalaciones de la EERSSA por motivo de aniversario de la mencionada institución.

❖ **Protecciones colectivas.**

En calles y veredas:

- Vallas de limitación y protección.
- Señales de tráfico.

- Señales de seguridad.
- Cinta de balizamiento.
- Barandillas.
- Jalones o conos de señalización.

Riesgos eléctricos:

- Comprobadores de ausencia de tensión.
- Interruptores diferenciales.
- Tomas de tierra.
- Mantas y dispositivos aislantes.

Riesgos por meteoros atmosféricos:

- Doblar las tomas de tierra.
- Realizar las conexiones equipotencial apoyo-conductores de línea.
- Cancelar los trabajos en todos los casos que se observe posible riesgo.

❖ *Operación segura.*

Para disminuir en el posible los riesgos se plantea tomar medidas preventivas que permitan actuar sobre factores que, por observado o en conjunto, determinen las causas que producen los accidentes, es decir los factores humano y técnico.

Observar el correcto estado de las herramientas eléctricas de mano siguiendo las siguientes sugerencias:

- Inspeccionar las herramientas antes de comenzar el trabajo para determinar desgastes o defectos.
- Revisar que las herramientas asegurándose de que todos los protectores de seguridad o protecciones estén en su lugar.
- Inspeccionar los cables eléctricos e interruptores para determinar si tiene cortes, el aislante desgastado, terminales expuestos y conexiones sueltas.

▪ **Señalización de riesgos.-** En los trabajos de operación y mantenimiento se deberá realizar la señalización oportuna según el tipo de trabajo que se está realizando, el tiempo de ejecución y el lugar del mismo. Las señalizaciones serán temporales, durarán el tiempo que se prolongue los trabajos. Estos deberán ser: triángulos, cintas, banderolas, etc. Esta señalización será clara y sencilla, prohibiéndose el acceso de personas a los lugares donde

estén instalados los equipos eléctricos, así como el manejo de aparatos eléctricos a personas no designadas para ello.

❖ *Normas higiénicas y de conducta.*

Las normas básicas de comportamiento e higiene a tomar en cuenta para la manipulación de equipos e instalaciones eléctricas son:

- No manipular ningún equipo e instrumento eléctrico con las manos mojadas, en ambientes húmedos o mojados accidentalmente.
- No llevar objetos de metal mientras trabajas con electricidad. Cadenas, pulseras, relojes o anillos pueden ocasionar un cortocircuito o atraer el arco eléctrico.
- Evitar el uso de celular en actividades de alto riesgo ya que genera distracción y una conducta de cuasi dependencia que IMPIDE realizar las tareas de prevención en forma adecuada.
- Trabajar preferiblemente sin suministro de energía. La mayoría de las instalaciones están seccionadas, por lo que podemos controlar el paso de electricidad mediante un interruptor.
- Analizar el circuito y las conexiones. Estudiar la composición y las características del circuito antes de comenzar a trabajar, de esta manera se podrá establecer normas de seguridad adaptadas al tipo de circuito con el que se está trabajando.
- Hacer uso responsable de las herramientas personales. Trabajar con un equipo completo de herramientas y no correr riesgos.
- Evitar el estrés laboral con el fin de no exponer la integridad física personal ni la de sus compañeros de trabajo.
- Deben evitarse los mal llamados “actos de valentía” que entrañan siempre un riesgo evidente. Se recomienda evitar bromas, juegos, comunicaciones con dispositivos electrónicos, etc., que puedan distraer a los demás operarios en su trabajo (excluyendo aquellos dispositivos autorizados y facilitados por la empresa con el fin de utilizarlos como medio de comunicación al momento de emitir o recibir una orden de trabajo y/o maniobra colacionados).

6.4.1.4. Evaluación de la Experiencia Especifica del Equipo Técnico.

Es indispensable valorar la experiencia del personal técnico; para ello se debe acreditar la experiencia obtenida en situación de dependencia laboral tanto en el ámbito público como en el privado. La evaluación debe encaminarse en determinar el cumplimiento de los requisitos técnicos del personal para los procesos de operación y mantenimiento.

En el servicio de “Acompañamiento para el diseño de redes soterradas y consolidación de la normativa nacional asociada” de la CNEL EP se establece la preparación profesional del equipo técnico principal, la misma que se detallan a continuación:

Tabla 67.

Preparación del equipo técnico principal.

NRO.	DESGINACIÓN	REQUISITO SOLICITADO
1	Jefe de Proyecto Líder en el Ámbito de la Gestión de Proyectos de redes aéreas y soterradas en MV y BV	Título de tercer Nivel
1	Líder Técnico en el Ámbito de Ingeniería Eléctrica en: Diseño, Fiscalización, Construcción, Operación Mantenimiento de Redes de Distribución Aéreas y Subterráneas	Ingeniero Eléctrico/Electromecánico
1	Líder Técnico en el Ámbito de las Telecomunicaciones	Ingeniero en Telecomunicaciones/ Electrónico o afín
1	Líder Técnico en el Ámbito de la Ingeniería Civil	Ingeniero Civil o afín
1	Líder Técnico en el uso de herramientas de análisis técnico y GIS.	Ingeniero Eléctrico/Civil/Sistemas/Topógrafo o afín
1	Líder Técnico en el Ámbito de Normalización y Capacitación en el sector eléctrico	Ingeniero Eléctrico/Electromecánico

Fuente: (CNEL EP, 2019).

❖ *Estructuración de las cuadrillas de trabajo.*

No existe una regla fija que determine la estructuración de las cuadrilla de mantenimiento. Sin embargo existen criterios prácticos, que conjuntamente con la experiencia y “sentir” de los líderes, se puede conducir a resultados óptimos.

Los criterios a tener en cuenta para la conformación de los equipos, serán en base a:

- Procurar siempre subdimensionar los equipos. Por cuanto es más factible completar el equipo más tarde a tener que “conseguir” trabajo para el personal extra, o tener que despedir personal.
- Cuanto más detallada sea la descripción de actividades, tanto más precisa será la estructuración de las cuadrillas.

Es por ello que en base a las disposiciones generales de formación de equipo técnico principal establecidos por la CNEL EP, a continuación se sugiere el personal que deberían conformar parte de las cuadrillas o grupo de trabajadores para realizar los trabajos de mantenimiento en el sistema eléctrico subterráneo.

Tabla 68.

Cuadrilla para la realización de trabajos de mantenimiento en el sistema eléctrico.

PERSONAL	RESPONSABILIDAD
Jefe de cuadrilla	Coordina y ejecuta las órdenes de trabajo entregadas por el Líder Técnico en el Ámbito de Ingeniería Eléctrica para los procesos de operación y mantenimiento.
Linieros	Cumplir con las disposiciones del jefe de cuadrilla. Uso obligatorio de EPP en las tareas de mantenimiento.
Auxiliares de electricistas	Ayudar a los Linieros desempeñando tareas de menor destreza. Uso obligatorio de EPP en las tareas de mantenimiento.
Chofer	Responsable del traslado del personal a los puntos de trabajo, así como también informar de las necesidades de mantenimiento del mismo. Colaborar con las actividades de señalización del área de trabajo.

Fuente: Autor.

6.4.1.5. Plan de seguridad y salud.

El plan de Seguridad y Salud que elabore la Empresa adjudicataria de los trabajos de operación y mantenimiento debe establecer su forma particular de ejecutarlos. Una vez

aprobado debe ser el documento aplicable en los trabajos de operación y mantenimientos, para lo cual debe permanecer en poder del Jefe de Trabajo y del Coordinador de Seguridad.

Es necesario que reflexionemos sobre nuestra actitud hacia la seguridad y que nos propongamos algunas simples líneas de acción. Para ello es indispensable crear un ambiente de trabajo seguro tomando acciones de seguridad en el trabajo y la identificación de peligros comunes. Los siguientes procedimientos brindan una forma efectiva de reducir accidentes relacionados con la electricidad:

- Usar procedimientos de cierre/etiquetado antes de comenzar a trabajar en circuitos y equipos eléctricos.
- Evitar trabajar cerca de fuentes eléctricas cuando exista humedad en las prendas de vestir, los alrededores y en las herramientas.
- Suspender cualquier trabajo de electricidad al aire libre en situaciones climatológicas adversas (lluvia, tormentas, viento fuerte, etc.).
- Mantener constante ventilación en las áreas de trabajo para reducir peligros atmosféricos como polvo, vapores inflamables o exceso de oxígeno.
- Mantener un ambiente limpio y ordenado, libre de obstáculos que pongan en riesgo la integridad física de las personas.
- Disponer ordenadamente las herramientas y equipos, colocando todo en su debido lugar después de cada uso.
- Limpiar puntualmente los líquidos que se hayan derramado y mantener los pisos completamente secos.
- Evitar usar cables eléctricos cerca del calor, agua y materiales inflamables o explosivos que puedan dañar su constitución física.
- Los conductores, si van por el suelo, evitar pisarlos y evitar colocar materiales sobre ellos, protegiéndose adecuadamente al atravesar zonas de paso.

❖ *Evaluación de la metodología de trabajo.*

La evaluación de la metodología de trabajo es prioridad para garantizar el cumplimiento de las condiciones generales y particulares del servicio, metodologías, cronograma de actividades y participación del personal en un ambiente de trabajo seguro. La CNEL EP establece que para calificar un Plan de Trabajo se utilicen los siguientes elementos:

Tabla 69.

Elementos para calificar un Plan de Trabajo.

PTS.	CRITERIO	EVALUACIÓN
2	Gobierno del Proyecto	0 No se describe cómo va a realizarse el Gobierno del Proyecto o bien se describe de forma poco precisa o no convincente.
		1 Se identifican cuáles son los órganos de gobierno pero no se describen en detalle aspectos como: frecuencia de las reuniones, herramientas para llevar el seguimiento, el plan de comunicación, etc.
		2 Se identifican los órganos de gobierno del proyecto indicando en detalle la frecuencia de las reuniones, las herramientas para llevar a cabo el seguimiento, el plan de comunicación, etc.
2	Plan de Calidad	0 No se propone un plan concreto para garantizar la calidad, o bien se realiza de forma poco precisa o no convincente.
		1 Se propone un plan de calidad pero no se detalla cómo se va a articular la ejecución.
		2 Se propone y se describe cuál es el Plan de Calidad, se indica que las personas que llevarán el seguimiento del plan no forman parte del equipo de ejecución y disponen de la experiencia necesaria. La empresa cuenta con certificados emitidos por organismos de reconocido prestigio en materia de calidad.
2	Plan de Capacitación y Formación	0 No se describe el Plan de Formación, o bien en este no se identifican claramente los cursos que se van a ofertar, o no se determinan los perfiles de usuarios.
		1 Se describe el Plan de Formación y se identifican claramente los cursos y los perfiles de usuarios.
		2 El Plan de Formación identifica los cursos y los perfiles de usuarios, y detalla íntegramente el contenido, los materiales a entregar, los objetivos de aprendizaje y mecanismos de transferencia de conocimiento, la entrega de certificados de asistencia y/o evaluación a los asistentes, el número de sesiones de cada curso, los requisitos materiales para impartir el curso, etc.

2	Plan de Gestión de Riesgos	0	No se describe el Plan de Gestión de Riesgos o bien se indica de forma poco precisa o no convincente.
		1	El Plan de Gestión de Riesgos define la metodología a seguir indicando cómo se van a detectar los riesgos y definiendo la necesidad de establecer las medidas preventivas.
		2	El Plan de Gestión de Riesgos define la metodología a seguir, el análisis cualitativo y cuantitativo de riesgos, la priorización y la evaluación de las medidas preventivas. Además incluye un análisis preliminar de los riesgos existentes (esta identificación de los riesgos determina la experiencia del oferente en proyectos similares).
2	Plan de Trabajo	0	No se determina un cronograma o bien este se limita a identificar y describir fases a alto nivel y su duración.
		1	Se determina un cronograma y profundiza en las actividades y tareas de cada una de las fases.
		2	Además de identificar actividades y tareas, se identifican los productos de cada una de las fases y los hitos más relevantes, estableciendo puntos de evaluación del grado de cumplimiento del cronograma. Se determina, para cada una de las fases el equipo del oferente y de las entidades involucradas que deben participar y el perfil de ese equipo.

Fuente: (CNEL EP, 2019).

6.4.2. Lineamientos generales para el proceso de mantenimiento.

Antes de iniciar los trabajos de mantenimiento, y una vez recibida la línea o parte de la misma en consignación o descargo, se debe verificar la usencia de tensión eléctrica mediante aparatos de medición y comprobación; poner la misma en corto circuito y a tierra, a ambos lados, lo más cerca posible del lugar de trabajo, asegurándose de que las tomas de tierra mantengan continuidad.

6.4.2.1. Procedimientos de trabajo.

Una vez identificada la zona de ubicación donde se realizara actividades de mantenimiento, así como las acciones preventivas, predictivas o correctivas (sean estos en centros de transformación, pozos eléctricos o sitios de seccionamiento) se procede a definir alternativas de ruta, las cuales serán evaluadas posteriormente para decidir la mejor opción.

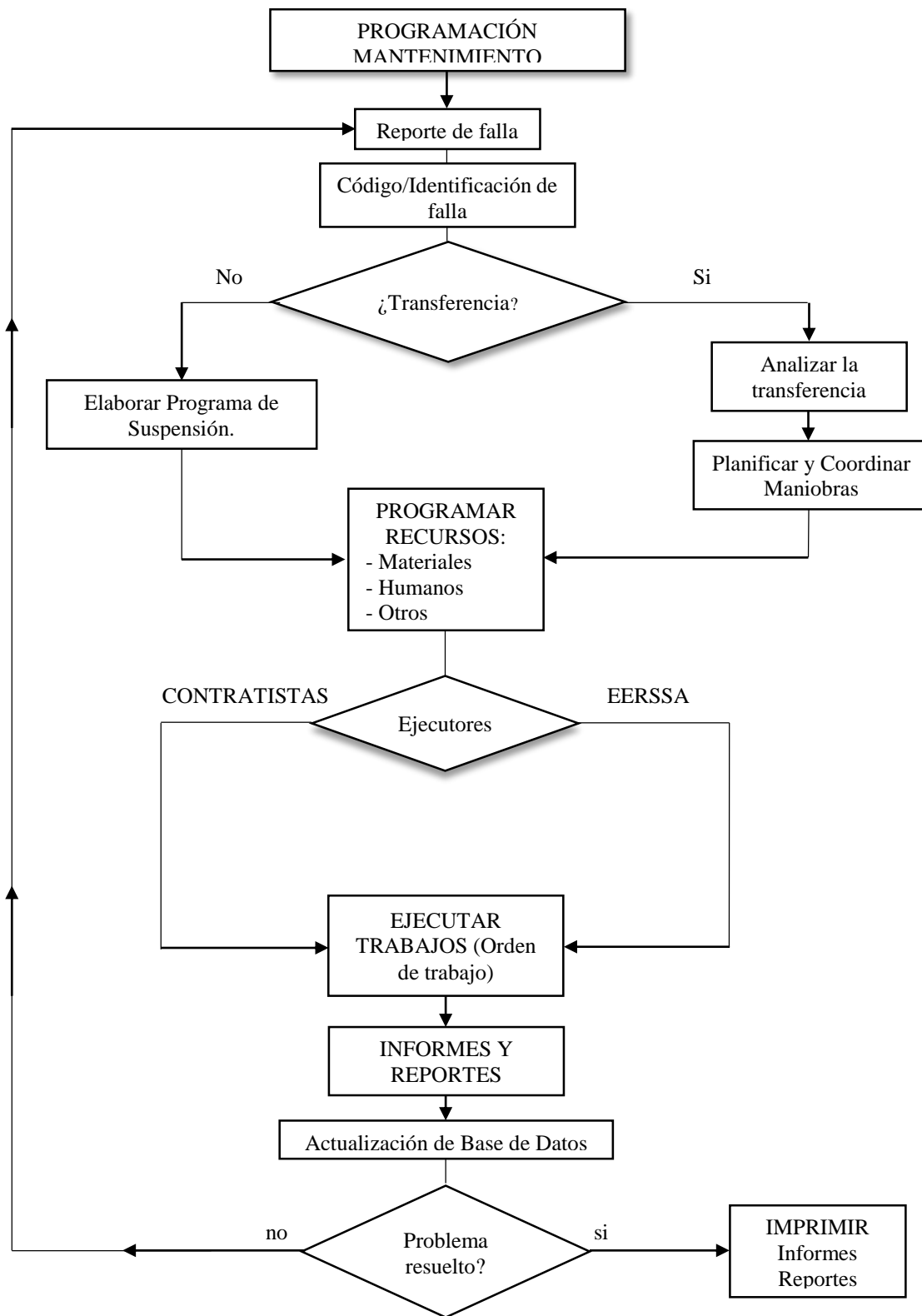


Figura 134. Organigrama para evaluación de las acciones a tomar frente a un proceso de mantenimiento.

Fuente: Autor.

Para una correcta programación del Mantenimiento, se sugiere al personal encargado de la Programación y Control seguir paso a paso el diagrama de flujos de la Figura 135.

❖ ***Fase previa.***

Antes de comenzar la ejecución de los trabajos de mantenimiento, el Líder Técnico solicitara al Jefe del Proyecto (Director de obra) una reunión, en la que al menos se trataran los siguientes puntos:

- Recogida de la documentación.
- Situación administrativa de la obra.
- Suministro de materiales.
- Designación de los responsables para la obra y para la ejecución.

Es importante la disposición de una orden de trabajo en la cual se describan las características en forma organizada de la ejecución de los trabajos de mantenimiento a realizar con el fin de respaldar las acciones realizadas por el personal de operación y mantenimiento. En el Anexo 16 se presenta un formato de una orden de trabajo.

6.4.2.2. Mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM) aplicado al sistema eléctrico subterráneo.

Se plantea aplicar el tipo de mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM), el cual se basa en considerar que ninguna tarea o procedimiento de mantenimiento escape de la constante revisión, por lo que este tipo de mantenimiento está enfocado básicamente como un proceso de mejoramiento continuo. Esto es de gran relevancia ya que permitirá documentar los procesos, enfocar sus esfuerzos en las funciones, facilitar la optimización de los planes de mantenimiento; haciendo más fácil el trabajo común y la organización del historial de activos, así como el uso de un sistema de gestión de mantenimiento sistematizado.

Es por ello, la importancia de aplicar el mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM) a la red subterránea de distribución eléctrica, basándonos en:

- Minimizar las consecuencias en caso de fallos con la aplicación de una serie de medidas.
- Los posibles fallos analizados permitirán crear una serie de procedimiento de operación y mantenimiento.

- Las modificaciones que sean necesarias llevar a cabo en la instalación, asumiendo que un buen mantenimiento no soluciona un mal diseño, y por lo tanto, se debe cambiar si la causa de un posible fallo reside en el diseño.
- Una lista de repuestos que es necesario mantener en stock en la instalación para la reposición con el objetivo de minimizar los tiempos de parada y sus consecuencias.

Para la adecuada aplicación del proceso, se sustentó en responder a las siete preguntas básicas, las cuales, al obtenerse sus respuestas, resumen la esencia misma del RCM aplicado al sistema eléctrico subterráneo, las mismas que se describen a continuación:

Tabla 70.

Preguntas básicas del proceso RCM.

PREGUNTAS	VARIABLES A ANALIZAR
¿Cuáles son las funciones y los parámetros de funcionamiento asociadas al activo en su actual contexto operacional?	Funciones
¿De qué manera falla el activo en satisfacer dichas funciones?	Fallas funcionales
¿Cuál es la causa de cada falla funcional?	Modos de falla
¿Qué sucede cuando ocurre la falla?	Efectos de falla
¿Cuál es la importancia de la falla asociada al efecto sobre la funcionalidad del sistema?	Consecuencias de falla
¿Qué puede hacerse para prevenir o predecir cada falla?	Tareas proactivas
¿Qué debe hacerse si no se encuentra una tarea proactiva adecuada?	Acciones a falta de

Fuente: Elaborado por el Autor.

El objetivo fundamental de la implementación del mantenimiento centrado en confiabilidad es aumentar la fiabilidad de la red eléctrica subterránea, es decir, disminuir el tiempo de parada del sistema por averías imprevistas que impidan cumplir con los planes de servicio. Los objetivos secundarios pero igualmente importantes son aumentar la disponibilidad y disminuir al mismo tiempo los costes de mantenimiento.

Para desarrollar en análisis RCM se consideró dividir al sistema eléctrico subterráneo en subsistemas con el fin de establecer un nivel intermedio donde el número de modos de fallas y el análisis provean la mayor información posible. Teniendo en cuenta lo anterior, en la Figura 135 se puede apreciar el planteamiento para realizar el proceso.

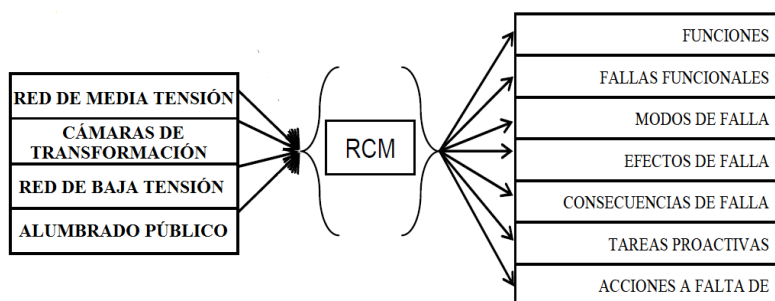


Figura 135. Subsistemas para aplicar el análisis RCM.

Fuente: Autor.

Los equipos y elementos considerados como más críticos en cada subsistema están definidos en la siguiente tabla:

Tabla 71.

Componentes más importantes del sistema eléctrico subterráneo.

RED DE MEDIA TENSIÓN	
Transiciones	Poste hormigón, crucetas, aisladores, etc.
Cables	De aluminio 500 MCM y 2/0 AWG.
Seccionamiento en pozos y cámaras de transformación	Barrajes de media tensión, conectores, indicadores de falla, etc.
Puesta a tierra	Conductor de Cu desnudo Nro 2 AWG.
CÁMARAS DE TRANSFORMACIÓN	
Celdas	Sistema SCADA, celdas de medida, protección y seccionamiento.
Transformador	Trifásicos y monofásicos.
Cuadro de baja tensión	Interruptores termomagnéticos, barras, etc.
Instalaciones auxiliares	Ventilación, drenaje, iluminación interior, etc.
Sistema de protección.	Malla de puesta a tierra.
RED DE BAJA TENSIÓN	
Cables	De aluminio 500 MCM, 2kV.
Suministro e instalación	Barajes de baja tensión, empalmes, etc.
Acometidas	Conductor de aluminio, 6 AWG, 2 kV.
Puesta a tierra	Conductor de Cu desnudo Nro 8 AWG, etc.
Medidores	Monofásicos, bifásicos y trifásicos.
ALUMBRADO PÚBLICO	
Luminarias	Lámpara tipo LED.
Cables	De aluminio, 6 AWG, 600 V.
Equipo de control	Tablero de control, sistema de telegestión, etc.
Estructura	Metálica.
Puesta a tierra.	Conductor de Cu desnudo Nro 8 AWG, empalmes, etc.

Fuente: Autor.

❖ *Descripción de funciones y las fallas funcionales.*

Tal y como se ha descrito en el presente proyecto, la función primordial del sistema de soterramiento de las redes eléctricas subterráneas es transportar la energía eléctrica a través de conductores que se encuentran ubicados bajo tierra permitiendo obtener una mayor confiabilidad y reduciendo al mínimo los accidentes; constituyéndose en una necesidad por diversos factores, uno el impacto ambiental visual que este tipo de redes generan sobre su entorno y dos por necesidades técnicas de las instalaciones.

Las funciones de los subsistemas dentro del entorno del soterramiento de las redes eléctricas subterráneas bajo estudio, han sido definidas de acuerdo con su relación hacia este objetivo. Seguidamente se determinaron el tipo de fallas funcionales que estos presentan considerando la ausencia de los resultados que de ellos se esperan. En este sentido el enfoque se ha dirigido hacia las funciones propiamente dichas, sin desviar la atención en las causas de fallas o los modos en que se presentan dichas fallas.

Los parámetros de funcionamiento de los subsistemas del soterramiento de las redes eléctricas subterráneas, como lo son las características de diseño y los rangos de operación; permitieron definir con claridad cuando un componente se encuentra en estado de falla.

Tabla 72.

Descripción de funciones y fallas funcionales de los subsistemas.

SUBSISTEMA		FUNCIÓN	FALLAS FUNCIONALES
1	Red de media tensión	Transportar la energía eléctrica en forma continua a una tensión de 13800 V, desde los puntos de transición hasta las cámaras de transformación, pozos tipo E y usuarios.	1.1. No transporta energía eléctrica a través del cable subterráneo.
			1.2. No interconecta ni secciona tripolarmente el circuito con otro circuito.
			1.3. No permite la operación de las conexiones localmente.
2	Cámaras de transformación	Centro de distribución cuya función es la de transformar los niveles de media tensión a baja tensión.	2.1. Errores de relación y fase.
			2.2. Interrupción de sistema de datos.
			2.3. No permite la operación de los equipos localmente.
			2.4. Elevación de temperatura en el interior.
3	Red de baja tensión	Transportar la energía eléctrica a una tensión de 220/127, desde las cámaras de transformación hasta los usuarios y locales comerciales.	3.1. No transporta energía eléctrica en baja tensión a través del cable subterráneo.
			3.2. No interconecta ni secciona tetrapolarmente las acometidas.
			3.3. Desbalances de fases.
4	Alumbrado público	Iluminación de vías públicas, para tránsito de personas y/o vehículos.	4.1. No transporta energía eléctrica en los cables subterráneos.
			4.2. Interrupción de sistema de datos (No se puede monitorear el sistema de telegestión).
			4.3. Niveles de iluminación baja.

Fuente: Autor.

❖ **Elaboración del AMFE.**

Con el fin de responder a las dos siguientes preguntas del proceso RCM se busca identificar aquellos modos de falla que sean posibles causantes de cada falla funcional, y determinar los efectos de falla asociados con cada modo de falla. Esto se realiza a través de un análisis de modos de falla y efectos (AMFE) para cada falla funcional (Código).

Tabla 73.

Modos y efectos de falla.

CÓD.	MODO DE FALLA	EFFECTOS DE FALLA
1.1	1.1.1. Desconexión de la red área en los puntos de transición.	Se interrumpe el suministro de energía generando alarmas visuales y sonoras en el Centro de Control.
	1.1.2. Falta de coordinación de gestión.	
	1.1.3. Reducción de la capacidad dieléctrica del aislamiento del cable.	Se produce arco eléctrico por la presencia de un punto caliente.
1.2	1.2.1. Error en el montaje del cable causando un incremento del gradiente eléctrico en empalmes y terminaciones.	Se produce arco eléctrico por la presencia de un punto caliente y se interrumpe el suministro de energía.
	1.2.2. Tensión mecánica externa debido a cambios en el suelo, expansión o contracción térmica, malos ajustes.	
	1.2.3. Indicadores de falla defectuosos.	
1.3	1.3.1. Precipitaciones pluviales.	No se puede efectuar trabajos de mantenimiento.
	1.3.2. Acumulación de residuos no deseados.	
2.1	2.1.1. Variaciones de los valores de línea durante el servicio.	Suministro de energía defectuoso.
2.2	2.2.1. Fallos en la comunicación del SCADA.	Perdidas de supervisión del proceso.
	2.2.2. Fallo en el suministro de energía.	
2.3	2.3.1. Cortes de energía no programados (riesgos antrópicos).	Desenergización del sistema eléctrico.
	2.3.2. Sobrecargas y cortocircuitos.	
	2.3.3. Reconector no opera manualmente por falla en el mecanismo de operación (Celdas).	
	2.3.4. Sistema de drenaje defectuoso.	
2.4	2.4.1. Sistema de ventilación defectuoso.	Aumento de temperatura en el interior de las C.T. que puede llegar a ocasionar riesgos por explosiones.

	3.1.1. Anomalías en las C.T.	
3.1	3.1.2. Reducción de la fuerza dieléctrica del aislamiento del cable.	Se interrumpe el suministro de energía.
	3.2.1. Daños externos en la cubierta metálica. Corrosión o envejecimiento.	
3.2	3.2.2. No usar terminales adecuados para las derivaciones de las acometidas. 3.2.3. Hurto de conductor de Cu (Puesta a tierra). 3.2.4. Falta de identificación de fases y neutro.	Ocasionar riesgos por explosión por la presencia de un punto caliente.
3.3	3.3.1. Eliminación del neutro.	Desequilibrios de carga y provoca peligrosas sobretensiones.
	4.1.1. Anomalías en las C.T.	
4.1	4.1.2. Reducción de la fuerza dieléctrica del aislamiento del cable. 4.1.3. Afectaciones a los postes metálicos.	Luminarias apagadas.
	4.2.1. Desajuste de los encendidos y apagados (encendidos prematuros y apagados retardados).	
4.2	4.2.2. Fallos en la comunicación del sistema de telegestión (Fallos en la conexión a internet). 4.2.3. Controlador de luminarias (LuCo) y de segmento (SeCo) defectuosos.	Perdida de supervisión del sistema de telegestión
	4.3.1. Incorrecta orientación de las luminarias.	
4.3.	4.3.2. Fluctuaciones de la red externa. 4.3.3. Arborescencia	Espacios públicos, calles, avenidas en parcial o total oscuridad.

Fuente: Autor.

❖ *Evaluación de consecuencias.*

Este proceso de valoración lo debe realizar el grupo encargado de mantenimiento y operación del sistema eléctrico subterráneo, a partir de su experiencia conjunta y fundamentada en el historial de eventos, y los antecedentes que se tienen de planes de mantenimiento elaborados por la EERSSA.

Las consecuencias que puede tener cada modo de falla se clasifican de las misma forma que son definidas en la metodología general RCM y son: a) Consecuencias ambientales y

para la seguridad, b) Consecuencias operacionales, c) Consecuencias no operacionales, d) Consecuencias de fallas ocultas.

Es importante hacer énfasis en que se debe determinar las prioridades con las que se programan las tareas de mantenimiento para el sistema eléctrico subterráneo, ya que están estrechamente relacionadas con la importancia del modo de falla que se desea prevenir. Si las consecuencias son graves entonces se deberán hacer esfuerzos considerables para eliminar o minimizar su probabilidad de falla. En caso contrario, si la falla solo presenta consecuencias menores, es posible que no se tome ninguna acción proactiva y que simplemente la falla sea reparada una vez que ésta ocurra.

Una vez definido si el modo de falla está asociado a una función oculta o evidente, la valoración de las consecuencias sería el paso introductorio en el diagrama de decisión RCM. Cuando se ha ubicado el modo de falla dentro de una categoría de importancia se pueden definir las tareas de mantenimiento.

❖ *Tareas proactivas.*

Es importante tomar en consideración la correcta aplicación de una gestión técnico-administrativa a fin de evitar errores en los tiempos de estimación para mejoras de las redes a consecuencia de las afectaciones que puede sufrir la red y los clientes a raíz de equipos obsoletos o que ya cumplieron su vida útil.

Para trabajos de mantenimiento en líneas subterráneas, la desconexión de líneas o equipos de la fuente de energía eléctrica se debe hacer abriendo primero los equipos diseñados para operar con carga. A continuación se exponen las siguientes medidas preventivas a considerar:

- Antes de empezar la excavación de una zanja, efectuar un estudio completo de todo el trayecto, verificar la existencia de planos, modificaciones, etc.
- Los cables subterráneos de la red de distribución pueden considerarse como libres de mantenimiento, sin embargo las pruebas periódicas de los diferentes componentes del sistema permiten asegurar su total confiabilidad.
- Localizar las instalaciones eléctricas subterráneas que pasen por el trayecto propuesta o cerca de este, que pueden ser de otros servicios.
- Solicitar antecedentes a la EERSSA de distribución del sector.

❖ *Acciones a falta de.*

En respuesta a la séptima pregunta del proceso RCM se procedió a la identificación de tres tipos de actividades:

- Búsqueda de falla.
- Rediseño.
- Ningún mantenimiento programado.

La búsqueda de falla hace referencia a un grupo especial de tareas denominadas tareas defectivas utilizadas para detectar si algo ha fallado, la búsqueda de fallas se aplicó a las fallas ocultas o no reveladas en apartados anteriores del presente proyecto. Es importante mencionar que, las fallas ocultas solo afectan a los dispositivos de protección. De esta manera en el sistema de soterramiento de las redes de distribución de la electricidad este tipo de tareas son orientadas sobre cada elemento que proporcione algún tipo de protección, en este caso la búsqueda de fallas se hizo sobre los cables subterráneos, componentes instalados en el interior de las cámaras de transformación y sistema de alumbrado público, si bien los relés e interruptores son los dispositivos que brindan la protección contra gran variedad de fallas, no se incluyen dentro de este modelo porque se considera que requieren un análisis independiente que incluya todo el sistema de protección.

El rediseño en el sistema de soterramiento de las redes de distribución de la electricidad se considera bajo las siguientes presunciones:

- Con proyección a futuro cuando los procesos de planeación y construcción de la sistema de soterramiento requieran ajustes como resultado de no cumplir con las funciones deseadas.
- En los casos que se necesite modificar los componentes o elementos del sistema ya que no puede encontrarse una tarea preventiva que sea técnicamente factible y que merezca la pena ser realizada para fallas con consecuencias operacionales o no operacionales. En este caso las consecuencias de la falla son netamente económicas y por lo tanto las modificaciones deberán ser justificadas económicamente.

La tercera tarea “Ningún mantenimiento programado “será justificable en los siguientes casos:

- No se puede encontrar una tarea cíclica apropiada para una función oculta, y la falla múltiple asociada no tiene consecuencias para la seguridad o el medio ambiente.
- No puede encontrarse una tarea proactiva con costos relativamente bajos que permitan actuar de manera eficaz en la reparación de fallas evitando consecuencias operacionales o no operacionales.

La metodología descrita anteriormente nos permitió diseñar y definir las acciones a implementar con el fin de administrar el riesgo mediante un plan de mantenimiento y acciones sobre cada uno de los subsistemas que nos permitirán tener un claro entendimiento de funcionamiento del sistema eléctrico subterráneo. Cabe mencionar que a fin de darle consistencia técnica al análisis, los lineamientos generales para el proceso de operación y mantenimiento fueron planteados en base a la experiencia propia obtenida al realizar las pasantías e información obtenida por el personal encargado de la construcción de la obra eléctrica del proyecto de soterramiento. Las acciones planteadas para su ejecución se orientan en acciones preventivas con el fin de administrar los riesgos, son:

- Procedimiento para inspección de redes eléctricas subterráneas con termográfica infrarroja.
- Verificaciones y ensayos a realizar en cables subterráneos (Iberdrola S.A.).
- Frecuencias de las tareas de mantenimiento en cámaras de transformación.
- Gestión de mantenimiento preventivo para el sistema inteligente de alumbrado público.

▪ ***Procedimiento para inspección de redes eléctricas subterráneas con termográfica infrarroja.***- En el presente ítem se plantea una metodología para el análisis y diagnóstico de fallas en un sistema de red subterránea a través del uso de la termografía infrarroja. Teniendo en cuenta como precedentes de que la mayoría de las fallas provocan puntos calientes o incrementos de temperaturas en partes o áreas específicas.

Para realizar el análisis termográfico en la red eléctrica subterránea se recomienda tomar en consideración los siguientes equipos y elementos:

- | | |
|------------------------------|----------------------------------|
| - Celdas modulares. | - Cuadro de distribución de B.T. |
| - Transformador de potencia. | - Barrajes de M.T. y B.T. |

- Cables de M.T. y B.T.
- Empalmes.
- Tableros de control.
- Instalaciones secundarias.

La inspección termográfica se debe realizar durante los periodos de máxima demanda del sistema. Para los análisis termográfico en las redes de distribución se plantea proceder de la siguiente manera:

- Fijar las temperaturas máximas en cada uno de los componentes defectuosos.
- Establecer la temperatura promedio del equipo y elementos en funcionamiento normal.
- Seguir los pasos de la norma ANSI/NETA ATS-2017 que permiten evaluar mediante pruebas de inspecciones de campo la idoneidad de la activación inicial, la aceptación final de los equipos y sistemas de energía eléctrica.

A continuación se presenta la clasificación de las fallas por diferencia de temperatura establecida por la norma ANSI/NETA ATS-2017, la misma que es aplicable para cualquier componente tanto para redes de distribución como también para las cámaras de transformación según sea el caso en que se detecte una anomalía.

Tabla 74.

Clasificación de la fallas por diferencia de temperatura.

Nivel	Diferencia de temperaturas		Clasificación	Acción
1	1°C - 10°C	O/A	Posible	Se requiere mayor información.
	1°C a 3°C	O/S	Deficiencia	
2	11°C - 20°C	O/A	Posible	Reparar en la próxima parada.
	4°C a 15°C	O/S	Deficiencia	
3	21°C - 40°C	O/A	Deficiencia	Reparar tan pronto sea posible.
4	>40°C	O/A	Posible	Reparar inmediatamente.
	>15°C	O/S	Mayor	

Fuente: ANSI/NETA ATS-2017⁴⁴.

Con la finalidad de realizar las respectivas comparaciones es importante fijar las temperaturas máximas individuales de los diferentes equipos y elementos en base a la Tabla 73 y, establecer la temperatura promedio a la que este se encuentra operando. En los casos

⁴⁴ Ver Anexo 18.

en los que existan más de un equipo con anomalías, se recomienda tomar como referencia la temperatura promedio del equipo con menor deficiencia. En el Anexo 17 “Ficha técnica para registro de resultados de inspecciones termográficas” se presenta un modelo de informe para inspección termográfica que puede ser utilizada en los procesos de mantenimiento.

▪ **Verificaciones y ensayos a realizar en cables subterráneos (Iberdrola S.A.).**- Durante el proceso de instalación de los cables o por acciones derivadas de la actuación de terceros, se provocan agresiones o lesiones que pueden afectar a los elementos constitutivos del cable eléctrico, estas agresiones van a ser determinantes para la vida útil de los cables eléctricos. Asimismo, pueden originarse durante la explotación por diversas causas: arborescencia, roedores, obras, máquinas excavadoras, sobre tensión en pantalla, etc.

Las verificaciones y ensayos a los que deben ser sometido los cables eléctricos se detallan en la Tabla 75, tomando como referencia lo establecido en el Manual Técnico MT 2.33.15 de la empresa española Iberdrola S.A.

Tabla 75.

Verificaciones y ensayos en cables eléctricos subterráneos.

Nro.	VERIFICACIONES Y ENSAYOS	BAJA TENSIÓN (B.T.)		MEDIA TENSIÓN (M.T.)	
		Nueva	En servicio	Nueva	En servicio
1	Verificación de continuidad y orden de fases	x		x	
2	Colocación de etiquetas de identificación de cable y circuito	x	x	x	x
3	Medida de la resistencia del aislamiento	x			
4	Ensayo de rigidez dieléctrica del aislamiento en cables de B.T.	x	x		
5	Medida de la continuidad y resistencia óhmica de pantalla			x	
6	Ensayo de rigidez dieléctrica de la cubierta			x	x
7	Ensayo de descargas parciales			x	x*

* A requerimiento o necesidad en el caso de que diera fallo en el ensayo de rigidez de la cubierta.

Fuente: (Iberdrola S.A., 2010).

Para realizar el procedimiento de los ensayos descritos en la Tabla 74 se recurre a la descripción realizada en el ítem [4.3.3.2. Verificaciones y ensayos en cables subterráneos](#), en

donde se detalla el procedimiento de cada verificación y ensayos relativos al tipo de cables instalados.

Es importante que la realización de los ensayos descritos en el presente estudio sean integrados en aplicaciones informáticas, de tal manera que puedan quedar registrados todos los resultados obtenidos y ser analizados con posterioridad con el objeto de verificar la evolución del estado de las líneas.

En nuestro caso particular se ha planteado utilizar el sistema de entrega de resultados creados por la empresa española Iberdrola S.A., el mismo que consiste en:

- *Fichas de ensayos realizados:* Se incluyen hojas que deberán ser cumplidas, firmadas y sellada por la empresa que realiza los ensayos y entrega a la Empresa Eléctrica, previamente pasadas a sistemas informático mediante escáner.

En los Anexo 19 “Fichas técnicas para registro de resultados de ensayos realizados a los cables de la red de Media Tensión” y Anexo 23 “Fichas técnicas para registro de resultados de ensayos realizados a los cables de la red de Baja Tensión” se presenta el formato de la ficha de ensayos para registro de resultados de la inspección de la red de Media Tensión y la red de Baja Tensión, respectivamente.

▪ **Tareas de mantenimiento en cámaras de transformación.-** Para el planteamiento de los protocolos de mantenimiento de un centro de transformación es importante contar con una ficha técnica para su fácil identificación donde se detallen los componentes y elementos instalados en el interior de los centros de transformación. Es por ello que en el Anexos 20 y 21 se presentan unas fichas técnicas para el registro de los componentes instalados en el interior de una C.T. Seguidamente en el Anexo 22 “Ficha de inspección técnica preventiva de un cámara de transformación” se presenta una ficha de inspección técnica preventiva para los componentes y elementos instalados en el interior de las cámaras de transformación.

Como ya se hizo mencionó anteriormente sobre la importancia de tomar en cuenta el aspecto de la periodicidad en la atención de los equipos y dispositivos que conforman el soterramiento del sistema eléctrico. No obstante, no es fácil fijar unos criterios para establecer la frecuencia con las que realizar las diferentes tareas de mantenimiento, sin embargo, en la Tabla 76 se muestran los tiempos recomendados por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en algunos equipos:

Tabla 76.

Recomendación de frecuencias mínimas de mantenimiento en equipo primario.

EQUIPO	ACTIVIDAD	PERIODO
		AÑOS
TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN M.T.	Pruebas eléctricas	2
	Análisis de gases	0,5
	Mantenimiento, secado y cambio de aceite en cambiador de derivaciones	10
	Reemplazo de aceite a cambiador de derivaciones	5
	Mantenimiento a sistema de enfriamiento	1
	Mantenimiento a equipos auxiliares	1
CUCHILLAS DESCONECTORAS EN M.T.	Limpeza, lubricación y engranaje de rodamientos y barras de accionamientos	2
	Pruebas eléctricas	3
PUESTAS DE TIERRAS	Pruebas y mantenimiento	3
BANCO DE BATERIAS Y CARGADORES	Medición de densidades, reposición de niveles y voltajes	1/12
	Limpeza de celdas	1/12
	Reapriete de conexiones y lubricación	1/12
	Revisión y limpieza de cargadores	0,5
INT. DE PEQUEÑO VOLUMEN DE ACEITE (PVA), SF ₆ Y VACIO EN M.T.	Pruebas eléctricas	3
	Mantenimiento a cámaras y mecanismos	3
	Cambio de aceite a cámaras	1
	Medición de humedad residual SF ₆	3
INTERRUPTOR DE GRAN VOLUMEN DE ACEITE (GVA)	Pruebas eléctricas	2
	Mantenimiento a cámaras y mecanismos	4
	Cambio de aceite	4
	Mantenimiento a compresores y auxiliares	0,5
	Mantenimiento a mecanismos hidráulicos, ventilación.	2

Fuente: (CFE, 2015).

▪ ***Gestión de mantenimiento para el sistema de alumbrado público general, ornamental e intervenido.***- Los programas de mantenimiento que se deben aplicar a las instalaciones de alumbrado público general, ornamental e intervenido deben establecer inspecciones y controles periódicos integrales de todos y cada uno de los elementos de la instalación, efectuando las tareas necesarias para evitar averías y/o fallas de la misma. Para ello se debe tener un inventario pormenorizado de elementos a mantener (número de puntos de luz, tipo y ubicación de los mismos, sistema de control, cuadros de mando y protección, etc.) y de un plan de mantenimiento.

Las tareas identificadas que se deben realizar en el sistema de alumbrado público son:

- Verificación del funcionamiento del software y hardware para el control inteligente de telegestión.
- Inspección y comprobación del sistema de programación y/o encendido en los PLC's.
- Inspecciones del tendido eléctrico.
- Inspección del estado de los soportes metálicos.

El sistema de telegestión implementado, es un avanzado sistema de control para monitorizar, controlar, medir y gestionar el alumbrado público. Se considera una herramienta importante ya que entre sus ventajas se destaca la supervisión del estado operativo, pues los fallos son registrados en una base de datos con la marca de tiempo y localización geográfica exacta.

Sin embargo debemos tener en cuenta que el sistema de telegestión solo contempla el control inteligente del alumbrado público general más no el alumbrado público ornamental e intervenido. Es por esto de la importancia de generar acciones para una buena gestión general del mantenimiento. En el Anexo 24 “Ficha de inspección técnica preventiva del sistema de alumbrado público” se presenta un formato de una ficha de inspección técnica preventiva que se deben tener en cuenta para prevenir y evitar averías y/o fallas.

Las recomendaciones finales para cada subsistema evaluado en el sistema eléctrico subterráneo, en cuanto a las acciones a seguir para la planeación del mantenimiento, así como las actividades adicionales para la administración del riesgo, se detallan en las siguientes tablas.

Tabla 77.

Lineamientos generales para el proceso de mantenimiento de la red de Media Tensión.

HOJA DE INFORMACIÓN RCM			Sistema: Sistema eléctrico subterráneo				REALIZADO POR:	HOJA No.:
			Subsistema: Red de Media Tensión				FECHA:	NOMBRE FICHA:
REFERENCIA DE INFORMACIÓN			EVALUACION DE CONSECUENCIA				Tareas de mantenimiento	Acciones de mitigación/Prevención del riesgo
F	FF	MF	AR	MA	M	B		
1	1.1.	1.1.2.	x				Se recomienda un análisis más detallado para los modos de falla de alto riesgo, a fin de seleccionar la mejor estrategia de mantenimiento para administrar el riesgo. En este caso se sugiere aplicar un análisis tipo mantenimiento centrado en confiabilidad.	- Aplicar las “ Cinco Reglas de Oro ” descritas en el ítem 4.3.2.1. Medidas de seguridad.
1	1.1.	1.1.3.	x					- La disposición de un documento (Orden de Trabajo-Ver Anexo 16) con el fin de controlar las condiciones de seguridad, y condiciones técnicas, administrativas.
1	1.2.	1.2.1.	x					- Uso del procedimiento: “ Procedimiento para inspección de redes eléctricas subterráneas con termográfica infrarroja ” descrito en la Pág. 216. Y el uso de la ficha técnica para registro de resultados de inspecciones termográficas planteada en el Anexo 17.
1	1.2.	1.2.2.	x					
1	1.3.	1.3.1.		x			Inspecciones visuales orientadas a determinar el estado de las conexión en los barrajes de M.T.	- Ejecutar los tipos de ensayos de acuerdo a las circunstancias en la que se presente el sistema; descritos en el ítem “ 4.3.3.2. Verificación y ensayos en cables eléctricos ” y hacer el uso de las fichas técnicas de registro de resultados planteadas en el Anexo 19.
1	1.1.	1.1.1.			x			
1	1.2.	1.2.3.			x		Aplicar acciones de medio – bajo riesgo.	- Realizar la limpieza del lugar para evitar la acumulación de residuos que puedan provocar daño al aislamiento del cable y la proliferación de roedores.
1	1.3.	1.3.2.			x			

Fuente: Autor

De donde: F: Función, FF: Falla Funcional, MF: Modo de Falla

AR: Alto Riesgo, MA: Medio Alto, M: Medio, B: Bajo

Tabla 78.

Lineamientos generales para el proceso de mantenimiento de las Cámaras de Transformación.

HOJA DE INFORMACIÓN RCM		Sistema: Sistema eléctrico subterráneo		REALIZADO POR:		HOJA No.:		
		Subsistema: Cámara de Transformación		FECHA:		NOMBRE FICHA:		
REFERENCIA DE INFORMACIÓN			EVALUACION DE CONSECUENCIA				Tareas de mantenimiento	Acciones de mitigación/Prevención del riesgo
F	FF	MF	AR	MA	M	B		
2	2.2.	2.2.1.	x					- La disposición de un documento (Orden de Trabajo-Ver Anexo 16) con el fin de controlar las condiciones de seguridad, y condiciones técnicas, administrativas.
2	2.2.	2.2.2.	x					- Aplicar las “ Cinco Reglas de Oro ” descritas en el ítem 4.3.2.1. Medidas de seguridad.
2	2.3.	2.3.1.	x					- Uso del procedimiento: “ Procedimiento para inspección de redes eléctricas subterráneas con termográfica infrarroja ” descrito en la Pág. 216. Y el uso de la ficha técnica para registro de resultados de inspecciones termográficas planteada en el Anexo 17.
2	2.3.	2.3.2.	x					- Realizar un diligenciamiento de hojas de información que permita plasmar toda la información posible respecto a los equipos instalados en las cámaras de transformación y la disposición de una ficha técnica preventiva. Ver Anexo 20-21 y 22, respectivamente.
2	2.3.	2.3.3.	x					- Realizar las recomendaciones de frecuencias mínimas de mantenimiento en equipo primario establecidas por el CFE descritas en la Tabla 76 de la Pág. 220.
2	2.3.	2.3.4.	x					
2	2.1.	2.1.1.		x				
2	2.4.	2.4.1.		x				Aplicar acciones de medio – bajo riesgo.

Fuente: Autor.

De donde: F: Función, FF: Falla Funcional, MF: Modo de Falla

AR: Alto Riesgo, MA: Medio Alto, M: Medio, B: Bajo

Tabla 79.

Lineamientos generales para el proceso de mantenimiento de la red de Baja Tensión.

HOJA DE INFORMACIÓN RCM		Sistema: Sistema eléctrico subterráneo		REALIZADO POR:		HOJA No.:		
		Subsistema: Red de Baja Tensión		FECHA:		NOMBRE FICHA:		
REFERENCIA DE INFORMACIÓN			EVALUACION DE CONSECUENCIA				Tareas de mantenimiento	Acciones de mitigación/Prevención del riesgo
F	FF	MF	AR	MA	M	B		
3	3.1.	3.1.2.	x				Se recomienda un análisis más detallado para los modos de falla de alto riesgo, a fin de seleccionar la mejor estrategia de mantenimiento para administrar el riesgo. En este caso se sugiere aplicar un análisis tipo mantenimiento centrado en confiabilidad.	- La disposición de un documento (Orden de Trabajo-Ver Anexo 16) con el fin de controlar las condiciones de seguridad, herramientas de trabajo, EPP y condiciones técnicas, administrativas y jurídicas de los contratos.
3	3.2.	3.2.1.	x					- Aplicar las “ Cinco Reglas de Oro ”.
3	3.2.	3.2.2.	x				Inspecciones orientadas a determinar el estado de las conexión en los barrajes de B.T.	- Uso del procedimiento: “ Procedimiento para inspección de redes eléctricas subterráneas con termográfica infrarroja ” descrito en la Pág. 216. Y el uso de la ficha técnica para registro de resultados de inspecciones termográficas planteada en el Anexo 17.
3	3.1.	3.1.1.		x				
3	3.2.	3.2.3.		x				- Ejecutar los tipos de ensayos de acuerdo a las circunstancias en la que se presente el sistema; descritos en el ítem “ 4.3.3.2. Verificación y ensayos en cables eléctricos ” y hacer el uso de las fichas técnicas de registro de resultados planteadas en el Anexo 23.
3	3.2.	3.2.4.				x	Aplicar acciones de medio – bajo riesgo. Dado el nivel de riesgo, se sugiere aplicar la ficha técnica del Anexo 23.	- Realizar la limpieza correspondiente del lugar para evitar la acumulación de residuos que puedan provocar daño al aislamiento del cable y la proliferación de roedores.
3	3.3.	3.3.1.				x		

Fuente: Autor

De donde: F: Función, FF: Falla Funcional, MF: Modo de Falla

AR: Alto Riesgo, MA: Medio Alto, M: Medio, B: Bajo

Tabla 80.

Lineamientos generales para el proceso de mantenimiento del sistema de Alumbrado Público.

HOJA DE INFORMACIÓN RCM			Sistema: Sistema eléctrico subterráneo				REALIZADO POR:	HOJA No.:	
			Subsistema: Alumbrado Público				FECHA:	NOMBRE FICHA:	
REFERENCIA DE INFORMACIÓN			EVALUACION DE CONSECUENCIA				Tareas de mantenimiento	Acciones de mitigación/Prevención del riesgo	
F	FF	MF	AR	MA	M	B			
4	4.1.	4.1.1.	x				Se recomienda un análisis más detallado para los modos de falla de alto riesgo, a fin de seleccionar la mejor estrategia de mantenimiento para administrar el riesgo. En este caso se sugiere aplicar un análisis tipo mantenimiento centrado en confiabilidad.	- La disposición de un documento (Orden de Trabajo-Ver Anexo 16) con el fin de controlar las condiciones de seguridad, herramientas de trabajo, EPP y condiciones técnicas, administrativas y jurídicas de los contratos. - Aplicar las “ Cinco reglas de Oro “, para un trabajo seguro en líneas eléctricas, las mismas que nos permite controlar los riesgos existentes en el desarrollo del trabajo y por consiguiente evitar accidentes.	
4	4.1.	4.1.2.	x						
4	4.1.	4.1.3.	x						
4	4.1.	4.1.4.		x			Aplicar acciones de medio – bajo riesgo. Dado el nivel de riesgo, se sugiere aplicar la ficha técnica de inspección del Anexo 24.	- Uso del procedimiento: “ Procedimiento para inspección de redes eléctricas subterráneas con termográfica infrarroja ”. Y el uso de la ficha técnica para registro de resultados de inspecciones termográficas planteada en el Anexo 17. - Ejecutar las tareas de mantenimiento y hacer el uso de la ficha técnica de registro de resultados del mantenimiento preventivo planteado en el Anexo 24.	
4	4.2.	4.2.1.		x					
4	4.2.	4.2.2.		x					
4	4.2.	4.2.3.		x					

Fuente: Autor

De donde: F: Función, FF: Falla Funcional, MF: Modo de Falla

AR: Alto Riesgo, MA: Medio Alto, M: Medio, B: Bajo

7. DISCUSIÓN

En el presente proyecto de tesis se realizó la descripción de los parámetros de diseño y construcción de la obra civil y eléctrica de las redes de media tensión, baja tensión, centros de transformación y alumbrado público; complementándolo con el planteamiento de lineamientos generales para el proceso de operación y mantenimiento, mediante el uso de normas y guías metodológicas.

Primeramente, se describió las topologías más comunes utilizadas para el diseño de redes de distribución; seguidamente se indago información referente a los elementos y componentes inmersos en los proyectos de soterramiento de las redes de distribución de la electricidad para así definir los parámetros de diseño y construcción. La indagación de información permitió organizar y estructurar el contenido de la revisión literaria en tres partes; en la primera parte se realizó una descripción general de los elementos y componentes inmersos en un sistema de distribución de electricidad subterráneo, seguido de una revisión y descripción de las especificaciones técnicas contempladas en las diferentes normativas nacionales e internacionales relacionadas con el diseño y construcción de sistemas de distribución de electricidad subterráneo y, como tercer parte se realizó un levantamiento relacionada con el mantenimiento y seguridad eléctrica.

En base a la estructuración de la revisión literaria y el propósito concreto de desarrollar el proyecto de tesis en estudio; se esquematizó mediante un diagrama de actividades (flujograma) el procedimiento empleado para el cumplimiento de los objetivos.

Asimismo, se realizó un levantamiento de información de la ubicación geográfica del área de actuación sobre la cual se realizó el soterramiento de las redes de distribución de la electricidad; a la vez se hizo una valoración general de los “subsistemas” como son: red de media tensión, red de baja tensión y de las redes de alumbrado público.

Una vez establecidas todos los factores y variables, se procedió a describir los aspectos constructivos de obra civil y eléctrica relacionada con las redes de media tensión, baja tensión, centros de transformación y alumbrado público, para ello se revisó y analizó los planos constructivos tomando como base de normalización y reglamentación el documento “*Homologación de las unidades de propiedad (UP) y unidades de construcción (UC) en*

sistemas de distribución de energía eléctrica de redes subterráneas” y el documento “Especificaciones técnicas para construcción del sistema de distribución eléctrica de redes subterráneas en el proyecto de regeneración urbana de la ciudad de Loja”.

En la descripción de los aspectos constructivos concernientes a la obra civil de las redes de media tensión, baja tensión, centros de transformación y alumbrado público se detalló el dimensionamiento y el diseño de la infraestructura de los mismos, principalmente en lo que se refiere al tipo de material, clasificación, ubicación, etc. de los bancos de ductos (zanjas), pozos y cámaras eléctricas. Los parámetros de diseño y construcción de estos componentes en el proyecto están diseñados respetando las especificaciones técnicas establecidas por el documento de Homologación.

Para la descripción del recorrido de las redes de media y baja tensión, alumbrado público y centro de transformación concernientes a la obra eléctrica, se inició realizando una descripción de los alimentadores primarios trifásicos aéreos que suministran la energía en media tensión al sistema eléctrico subterráneo. Seguidamente se procede a describir la topología de la red de distribución eléctrica subterránea conformada por redes de media tensión y cámaras de transformación. En el ámbito de estudio de las cámaras de transformación se realiza una descripción de los elementos y componentes instalados, así como las características técnicas de los circuitos que se derivan de éstas, como son: la red de baja tensión y alumbrado público.

Asimismo, en el proyecto se realizó la descripción de los sistemas de automatización utilizadas para la supervisión, control y adquisición de datos; como son el SCADA y telegestión para la red de media tensión y alumbrado público, respectivamente.

Finalmente, se estableció lineamientos generales para los procesos de operación y mantenimiento basándose en una metodología llamada mantenimiento preventivo centrado en la confiabilidad (RCM), él mismo que con pocos recursos pero con buen conocimiento de las instalaciones ofrece excelentes resultados. Los aspectos realizados para planteamiento de un RCM se resumen en:

- Se establecieron parámetros que permitirán mejorar la comprensión del funcionamiento de los subsistemas (red de media tensión, baja tensión, cámaras de transformación y alumbrado público).

- Se analizó las posibilidades de fallo de los subsistemas y por ende se determinó los mecanismos a realizar para evitarlos.
- Se estableció una serie de acciones orientadas en garantizar una alta disponibilidad del sistema eléctrico subterráneo.

8. CONCLUSIONES

- ✓ Con el levantamiento de la información y la revisión de las normas nacionales e internacionales asociado con el análisis de la infraestructura de la obra civil y eléctrica, se pudo concluir que en el proyecto de soterramiento de las redes de distribución de electricidad del centro histórico de la ciudad de Loja se contemplaron diferentes parámetros de diseño y construcción establecidos en las normas analizadas. Sin embargo, las consideraciones constructivas a cumplir a nivel local fueron complementadas por la EERSSA mediante un documento, en el cual se segmentó las especificaciones técnicas que debían cumplir los elementos y componentes del sistema eléctrico subterráneo.
- ✓ Se describió los aspectos constructivos contempladas en el diseño de zanjas (4 tipos para acera y 4 tipos para calzada) que albergan los bancos de ductos con un material de relleno de tierra o hormigón armado de 210 kg/cm^2 (ductos bajo acera) y de hormigón simple 180 kg/cm^2 (ductos bajo calzada). Los pozos (tipo C, D y E) con pisos constituidos por una capa de material filtrante (grava), paredes de hormigón armado de 210 kg/cm^2 y de mampostería de ladrillo (bajo calzada) o bloque de hormigón pesado (bajo acera). Las cámaras eléctricas con dimensiones mínimas de: 3 m de largo, 3 m de alto y 3,7 m de ancho; están construidas con hormigón armado de 210 kg/cm^2 (pisos y paredes) y de 300 kg/cm^2 (losas superiores).
- ✓ El análisis de los planos constructivos de recorridos de las redes de media y baja tensión, alumbrado público y centros de transformación permitió identificar la topología de la red en anillo con un nivel de 13,8 kV para media tensión y red radial con niveles de tensión de 220/127 V para baja tensión. Además, la topología de la red subterránea de distribución de la electricidad en media tensión presenta una característica particular de un sistema de red en huso normal; formada por un circuito cero (desenergizada en condiciones normales de funcionamiento del sistema) que une los extremos de la red, convirtiéndola en un sistema de alta confiabilidad ante fallos en la red.

- ✓ Asimismo, el análisis de los planos constructivos de recorridos de las redes de media y baja tensión, alumbrado público y centros de transformación permitió identificar la adecuada instalación de los diferentes componentes y elementos eléctricos como son: celdas modulares con aislamiento en SF₆ con voltaje de operación hasta 24 kV, transformadores trifásicos (500 y 750 kVA), banco de transformadores (167 kVA c/u), tableros de distribución en B.T., la disposición de los circuitos para la energización de las luminarias (53, 70, 106, 139 y 201 W) del sistema de alumbrado público, etc. en cumplimiento con las especificaciones técnicas, disposiciones, requisitos, condiciones e instrucciones establecidas en las normas nacionales por los organismos de regulación y control.
- ✓ La aplicación de técnica basada en Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) permitió elaborar una base de registros para instaurar con información actual y detallada, las medidas preventivas a tomar en consideración para evitar posibles fallas en el sistema. Además se estableció un flujograma para realizar un mantenimiento correctivo, él mismo que puede ser usado por la empresa distribuidora para corregir las diferentes eventualidades que se presenten en el sistema de distribución de energía eléctrica.

9. RECOMENDACIONES

- ✓ Para proyectos de soterramiento de redes eléctricas se recomienda complementar las normas nacionales con la normativa mexicana, ya que ésta presenta un sólido sistema regulatorio para la construcción de sistemas eléctricos subterráneos.
- ✓ Realizar estudios de investigación de las redes eléctricas subterráneas que permitan calcular de forma óptima en la que opera la red en los diferentes puntos de demanda que permitan obtener la forma de operar presente y futura ante eventualidades que en ella se generen.
- ✓ Implementar un plan de mantenimiento integral Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) en la operación y mantenimiento de los sistemas de telecomunicaciones y otros servicios, ya que es considerado como un procedimiento que identifica las funciones del sistema, la forma en la que estas funciones pueden dejar de cumplirse y que establece a priori una actividades de mantenimiento preventivo aplicables y efectivas basadas siempre en consideraciones que tiene que ver con las consecuencias que la ocurrencia de los fallos traen consigo.
- ✓ Se recomienda que las empresas distribuidoras de energía eléctrica den mayor apertura al acceso de información (base de datos de software, infraestructura de redes, especificaciones de equipo, etc.), con el fin de fomentar e incentivar la investigación en los centros de educación superior, como es la Universidad Nacional de Loja, de esta manera contribuir con soluciones técnicas y científicas que beneficien a la comunidad.

10. BIBLIOGRAFÍA

- ABB. (2018). SafeRing/SafePlus 12-24kV. *Gas-insulated ring main unit SafeRing and Compact switchgear SafePlus*. Obtenido de https://library.e.abb.com/public/59510b0449844bc4bdb663d3473608a2/1VDD006104_Catalogue_SR-SP-24kV_07-2018.pdf
- AEA. (2015). Obtenido de Reglamentación para Líneas Eléctricas Exteriores en general – AEA 95101– Instalación Subterráneas de Energía y Telecomunicaciones: <https://aea.org.ar/>
- Aguilar, J., Torres, R., & Magaña, D. (05 de 25 de 2010). Análisis de modos de falla, efectos y criticidad (AMFEC) para la planeación del manenimiento empleando criterios de riesgo y confiabilidad. Saltillo, Coahuila de Zaragoza, México.
- ARCONEL. (28 de Diciembre de 2018). *AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD*. Obtenido de Regulación CONELEC No. 006/18.: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/regulaciones/>
- ARCONEL. (13 de Abril de 2018). *AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD*. Obtenido de Regulación Nro. ARCONEL 002-18: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/regulaciones/>
- ARCONEL. (Agosto de 2019). *AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD*. Obtenido de <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/regulaciones/>
- Armijos Ramon, A. J., & Suquilanda Ramon, C. A. (Julio de 2011). Rediseño de la red de distribución eléctrica y alumbrado público para las calles regeneradas de Saraguro. Loja, Ecuador.
- ASOCIACIÓN ELÉTRICA ARGENTINA. (Agosto de 2007). AEA 95101. *Reglamentación sobre líneas subterráneas exteriores de energía y telecomunicaciones*. Buenos Aires, Argentina: Asociación Electrotécnica Argentina - AES.
- ASPREL. (03 de Septiembre de 2019). *Verificaciones y ensayos eléctricos*. Obtenido de Ensayos cables: <http://www.asprel.es/>
- BCN. (2012). *Soterramiento de Redes. Experiencia Comparada*. CHILE.

- BENITO-Light. (2019). *BENITO*. Obtenido de BENITO.com:
http://www.benito.com/prod/cat/CAT_BENITO_LIGHT.pdf
- Blind, K., & Gauch, S. (2009). Research and standardisation in nanotechnology: evidence from Germany. *Journal of Technology Transfer*, 34.
- Caicedo, J. (18 de Febrero de 2011). Comisión de regulación de energía y gas - CREG. Bogota, Colombia. Obtenido de
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/0/6bc17180438663350525785a007a7790?OpenDocument>
- Cárdenas, S., & Moreno, P. (2012). Universidad Politecnica Salesiana. *Implementación de la subestación Vilcabamba al sistema SCADA de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.* Cuenca, Ecuador.
- Carreño, J., Morales, J., & Rivas, E. (Febrero de 2019). *Redundancia en Redes de Comunicación para la Automatización y Protección de Sistemas de Potencia Eléctrica con IEC 61850*. Bogotá, Colombia. Obtenido de
https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642019000100075#B3
- CCOO de Castilla y Leon. (2019). *Guia básica para la prevencion del riesgo electrico*. España: Secretaria de Salud Laboral. Obtenido de
https://www.todosobrelasbajaslaborales.com/datos/pdf/normativa/n004/guia_basica_para_la_prevencion_del_riesgo_electrico.pdf
- CENTElsa. (02 de 10 de 2019). *Cables TTU Al*. Colombia. Obtenido de
http://www.centelsa.com/cables_ttu/cables-ttu-al/
- Cesar, C. (2013 de Noviembre de 2013). *Las redes eléctricas en nuevas urbanizaciones*, 1. Guayaquil, Guayas, Ecuador: El comercio. Obtenido de
<https://www.eluniverso.com/opinion/2013/11/08/nota/1694796/redes-electricas-nuevas-urbanizaciones>
- CFE. (Enero de 2015). Obtenido de Comisión Federal de Electricidad:
<https://lapem.cfe.gob.mx/normas>

- CFE. (Enero de 2015). Obtenido de CONSTRUCCIÓN DE SISTEMAS SUBTERRÁNEOS - ESPECIFICACIÓN CFE DCCSSUBT: <https://lapem.cfe.gob.mx/normas/construccion/pdfs/T/DCCSSUBT.pdf>
- CISHT. (Agosto de 2019). *Ministerio del trabajo*. Obtenido de <http://www.trabajo.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2012/12/Reglamento-de-Seguridad-y-Salud-de-los-Trabajadores-y-Mejoramiento-del-Medio-Ambiente-de-Trabajo-Decreto-Ejecutivo-2393.pdf>
- CISHT. (Agosto de 2019). *Ministerio del Trabajo*. Obtenido de <http://www.trabajo.gob.ec/wp-content/uploads/2012/10/AM-13.-REGLAMENTO-DE-RIESGOS-DE-TRABAJO-EN-INSTALACIONES-ELECTRICAS.pdf>
- CLAS Ingeniería Eléctrica S.A. (2015). Obtenido de Sistema modular de celdas de M.T. aisladas en gas FS6, serie CGM: <http://www.web.clas.cl/imgmodulo/archivos1/261.pdf>
- CNEL EP. (Agosto de 2019). Obtenido de CENTROSUR: <http://www.centrosur.gob.ec/?q=redes-soterradas>
- Comisión Nacional de Energía. (Diciembre de 2017). *NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE SERVICIO PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN*. Santiago de Chile, Chile.
- Cuevas Bravo, D. (09 de 03 de 2012). *Repositorio digital de la Facultad de Ingeniería - UNAM*. Obtenido de Calidad de la energía en los sistemas eléctricos de potencia: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/293>
- Díaz Navarro, J. (2007). *Técnicas de Mantenimiento Industrial*. España: CALPE Institute of technology.
- Díaz, T. (06 de Junio de 2018). *elEconomista.es*. Obtenido de Empresas y finanzas: <https://www.eleconomista.es/empresas-finanzas/noticias/9229941/06/18/Las-electricas-cobrarán-por-el-soterramiento-de-las-lineas.html>
- DISPAC. (Marzo de 2015). *dispac*. Obtenido de La energía del Choco: <http://dispac.com.co/wp-content/uploads/2015/05/ANEXO-18-B-MANUAL-DE-MANTENIMIENTO-PARA-REDES-DE-ALTA-MEDIA-Y-BAJA-TENSI%C3%93N.pdf>

- Doyle Michael, S. R. (2011). *Underground Utilities Functional Plan for New Residential Subdivision*. Nova Scotia: Dartmouyht, NS.
- EDF & RTE. (30 de Junio de 2002). Obtenido de RÉSEAUX ÉLECTRIQUES ET ENVIRONNEMENT:
<http://agiragora.free.fr/AAA4/Ligne%20haute%20tension/accordrteedf.pdf>
- educarplus.com. (07 de Septiembre de 2018). Obtenido de EDUCAR PLUS:
<https://educarplus.com/2018/09/codigo-trabajo-2017-obligaciones-beneficios-empleadores-empleados.html>
- EERSSA. (2012). *NORMAS TÉCNICAS PARA EL DISEÑO DE REDES ELÉCTRICAS URBANAS Y RURALES*. Loja, Ecuador.
- EERSSA. (25 de Agosto de 2015). *Municipio de Loja*. Obtenido de Construcción del Proyecto de Regeneración Urbana - Componente de redes eléctricas y subterráneas EERSSA: <https://www.loja.gob.ec/contenido/construccion-reg-urb>
- EERSSA. (28 de Mayo de 2019). *EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A.* Obtenido de <https://www.eerssa.gob.ec/acerca-de-nosotros/>
- FLIR. (2019). *GUÍA DE TERMOGRAFÍA PARA MANTENIMIENTO PREDICTIVO. Guia informativa del uso de cámaras termográficas en aplicaciones industriales*. Bélgica. Obtenido de https://www.flirmedia.com/MMC/THG/Brochures/T820483/T820483_ES.pdf
- Fowler, T., & Miles, K. (Marzo de 2009). *Salud y seguridad para los oficios eléctricos. Manual del estudiante. Seguridad eléctrica*.
- FUNDACIÓN HANNS SEIDEL. (2017). *Soterramiento de cableado eléctrico. Fundación Nuevas Generaciones, 9*.
- Garcia Garrido, S. (2012). *Ingeniería de mantenimiento. Manual práctico para la gestión eficaz del mantenimiento industrial*. Madrid, España.
- GRUPO CVA ELÉCTRICO. (Mayo de 2017). *Instalaciones eléctricas en media y baja tension*. Obtenido de Suministro e instalación de subestaciones eléctricas: <http://www.cvapro.com/wp-content/uploads/2017/05/Subestaciones.pdf>
- Grupo Schneider. (15 de Abril de 2004). Schneider Electric. *PT-004 Centros de Transforación MT/BT*. Barcelona, España. Obtenido de Centro de Formación

- Schneider: https://download.schneider-electric.com/files?p_enDocType=Cahier+Technique&p_File_Name=PT-004V6.pdf&p_Doc_Ref=CT-PT-004-Z002
- Gutiérrez, J., Mora, J., & Pérez, S. (Agosto de 2009). Desarrollo de una estrategia de mantenimiento basada en RCM para líneas de transmisión de 115kV. Pereira, Colombia.
- Hydro-Quebec. (2004). Guide en matière de distribution souterraine. Quebec, Canada. Obtenido de www.hydroquebec.com/quartiersansfil
- Iberdrola S.A. (Noviembre de 2010). *ingenieros y energía*. Obtenido de <http://www.ingenierosenergia.com/normativa/MT%202-33-15.pdf>
- INCA SERVICIOS Y PROYECTOS DE INGENIERÍA CIVIL S.A. (2019). *Informe de fiscalización previo al pago planilla de obra No. 04 contrato complementario*. Obtenido de <https://www.loja.gob.ec/contenido/fiscalizacion-reg-urb3>
- INEN. (2 de Agosto de 2001). Código de Práctica Ecuatoriano CPE INEN 19:2001. *Código Eléctrico Nacional, Primera*. Quito.
- ISO & ONUDI. (2011). Creando confianza. *La caja de herramientas de evaluación de la conformidad*. Ginebra, Suiza. Obtenido de https://www.iso.org/files/live/sites/isoorg/files/archive/pdf/en/casco_building-trust-es.pdf
- Jiménez, N. (08 de Agosto de 2019). Conferencia UNL Fiscalización Regeneración Urbana. Loja.
- Juárez Cervantes, J. D. (1995). *Sistemas de distribución de energía eléctrica* (Primera ed.). México: Sans Serif Editores.
- Llamo Laborí, H. S. (2010). *Sistemas Eléctricos II*. Cuba.
- MEER. (2013). Homologación de las Unidades de Propiedad (UP) y Unidades de Construcción (UC) en sistemas de distribución eléctrica de redes subterráneas. Quito, Ecuador.
- MEER. (2017). *Plan Maestro de Electricidad 2016-2025*. Quito: Media Naranja Publicidad.
- MERNNR. (15 de 05 de 2019). *Plan Estratégico Institucional 2019-2021*. Quito, Ecuador.

- Ministerio de Energía y Minas. (Enero de 2006). Obtenido de CÓDIGO NACIONAL DE ELECTRICIDAD - UTILIZACIÓN:
https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/95858/RM_037_2006_DM.pdf
- Ministerio de Energía y Minas. (4 de Mayo de 2011). Obtenido de CÓDIGO NACIONAL DE ELECTRICIDAD - SUMINISTRO:
https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/95751/RM_214_2011_DM.pdf
- MINMINAS. (30 de Agosto de 2013). Obtenido de REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS:
<https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/1179442/Anexo+General+del+RETE+vigente+actualizado+a+2015-1.pdf/57874c58-e61e-4104-8b8c-b64dbabedb13>
- MINTECO. (9 de Junio de 2014). Obtenido de Boletín Oficial del Estado:
<https://www.boe.es/boe/dias/2014/06/09/pdfs/BOE-A-2014-6084.pdf>
- MINTECO. (30 de Octubre de 2019). Obtenido de Boletín Oficial del Estado:
https://www.boe.es/biblioteca_juridica/codigos/abrir_pdf.php?fich=326_Reglamento_electrotecnico_para_baja_tension_e_ITC.pdf
- Mora Gutiérrez, A. (2009). Mantenimiento. Planeación, ejecución y control. 1, 434. México: Alfaomega Grupo Editor, S.A.
- Palacios, D. (1 de Octubre de 2012). Obtenido de palaciosfp.blogspot.com:
<http://palaciosfp.blogspot.com/2012/10/blog-post.html>
- PRYSMIAN GROUP. (27 de Abril de 2011). Voltimum. *Nuevos conectores separables para M.T. Elascacon. Todo Ventajas.* Barcelona, España. Obtenido de
<https://www.voltimum.es/novedades-producto/nuevos-conectores-separables-mt>
- Ramírez Castaño, S. (2004). *Redes de Distribución de Energía.* Manizales: UN.
- RENOVETEC. (Agosto de 2019). Obtenido de Mantenimiento Industrial:
<http://www.renovetec.com/590-mantenimiento-industrial/110-mantenimiento-industrial>
- RF Torrent. (2008). *Tema 3 - Diseño de una línea subterránea en A.T.* España. Obtenido de
https://www.rftorrent.com/diseño_de_lineas_subterranas_en_mt.pdf
- Rymel. (2019). *Transformadores ocasionalmente sumergibles.* Antioquia, Colombia.

- Samaniego Rojas, P. A. (18 de Enero de 2019). *Sistema de Telegestión para luminarias públicas Led en el casco urbano central de la ciudad de Loja*. Obtenido de eSMARTCITY.es: <https://www.esmartcity.es/comunicaciones/comunicacion-sistema-telegestion-luminarias-publicas-led-casco-urbano-central-ciudad-loja-ecuador>
- Samaniego, P. (4 de Marzo de 2019). *Sistema Scada para 32 cámaras de transformación en el casco urbano central de la ciudad de Loja*. Obtenido de eSMARTCITY.es: <https://www.esmartcity.es/comunicaciones/comunicacion-sistema-scada-para-32-cameras-transformacion-ubicadas-casco-urbano-central-ciudad-loja-ecuador>
- Santana, A., López, D., & Rivas, E. (1 de Noviembre de 2012). *REDES DE COMUNICACIÓN Y AUTOMATIZACIÓN DE SISTEMAS DE POTENCIA - UN PASO HACIA LA TECNOLOGÍA DE LAS REDES INTELIGENTES SMART GRIDS*. Bogotá, Colombia. Obtenido de <https://revistas.udistrital.edu.co/index.php/REDES/article/view/6384/7907>
- Schröder Ecuador S.A. (Agosto de 2018). Construcción del Plan de Ordenamiento y Desarrollo Sostenible del casco Urbano Central de la ciudad de Loja. *Descripción de la metodología*. Loja, Ecuador.
- Schröder S.A. (2014). Sistema de control inalámbrico para alumbrado exterior Owlet. *Controlador de luminaria LuCo-NX*. Obtenido de <https://studylib.es/doc/4489214/luco-nx-ficha-técnica>
- Schröder S.A. (12 de 2018). Schröder: Expert in lightability. *Ampera: Solucion LED para un entorno óptimo de la inversión*. Francia.
- SEC. (Octubre de 2003). Obtenido de ELECTRICIDAD - INSTALACIONES DE CONSUMO EN BAJA TENSIÓN: http://www.sec.cl/sitioweb/electricidad_normastecnicas/Norma4_2003.pdf
- SEL. (16 de Noviembre de 2019). *SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES*. Obtenido de <https://selinc.com/products/RadioRANGER/>
- SENPLADES. (2017). *Plan Nacional para el Buen Vivir 2017-2021*. Quito, Pichincha, Ecuador.

- smarmation. (11 de 07 de 2019). *Tecnología para la telegestión del alumbrado público y privado*. Buenos Aires, Argentina. Obtenido de <https://www.smartmation.com/Smartmation-SistemaTelegestion-V02.pdf>
- Tacle Albán, W. A. (08 de Septiembre de 2017). Análisis de la Evolución Normativa del Sector Eléctrico Ecuatoriano. Guayaquil, Guayas, Ecuador.
- TE Connectivity Colombia. (26 de Diciembre de 2017). Obtenido de dielco.com: http://www.dielco.co/doc/catalogo/tycoElectronics/LISTA_20.pdf
- Terán, G. (5 de Abril de 2019). *Ley Orgánica de Eficiencia Energética*. Ecuador.
- Trashorras Montecelos, J. (2014). *Desarrollo de redes eléctricas y centro de trnasformación*. Madrid: Ediciones Paraninfo S.A.
- Tutillo, K. (2015). Tesis de magister en administracion de empresas con mención en gerencia de la calidad y productividad. *Propuesta de un modelo de infraestructura de calidad para el sector eléctrico: cocinas de inducción*. Quito, Pichincha, Ecuador. Obtenido de: <http://repositorio.puce.edu.ec/bitstream/handle/22000/10637/TESIS%20EVELYN%20TUTILLO.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

PORTALES WEB

GEOPORTAL EERSSA: <http://sig.eerssa.gob.ec/geoportaleERSSA/>

GOOGLE MAP: <https://www.google.com/maps/place/Loja>

11. ANEXOS.

**ANEXOS SE
PRESENTARON EN
FORMATO DIGITAL**