

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

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

### **ESTUDIO TÉCNICO Y PRÁCTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN SOTERRADAS CASO DE ESTUDIO LÍNEA DE TRANSMISIÓN S/E SHUSHUFINDI PAM – S/E SHUSHUFINDI CNEL A 69 kV**

#### **TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**BORIS ALBERTO CASTILLO SANTOS**

**DIRECTOR: MSc. -ING. RAÚL ANTONIO CANELOS SALAZAR**

**Quito, noviembre 2021**

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Boris Alberto Castillo Santos, bajo mi supervisión.

RAUL ANTONIO  
CANELOS SALAZAR

Firmado digitalmente por RAUL ANTONIO CANELOS SALAZAR  
Nombre de reconocimiento (DN): c=EC, o=BANCO CENTRAL DEL ECUADOR, ou=ENTIDAD DE CERTIFICACION DE INFORMACION-ECIBCE, l=QUITO, serialNumber=0000284002, cn=RAUL ANTONIO CANELOS SALAZAR  
Fecha: 2021.11.24 17:58:47 -05'00'

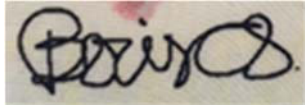
---

**MSc. – ING. RAÚL ANTONIO CANELOS SALAZAR**  
**DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

## DECLARACIÓN DE AUTORÍA

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

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

A handwritten signature in black ink on a light-colored background. The signature is stylized and appears to read "Boris Alberto Castillo Santos".

---

BORIS ALBERTO CASTILLO SANTOS

## DEDICATORIA

A Dios, mi madre, mi padre, a mis familiares y a mis profesores  
por su apoyo constante a lo largo de la carrera.

## AGRADECIMIENTO

Agradezco primero a Dios por permitirme realizar mis estudios profesionales en esta carrera.

Tengo un infinito agradecimiento a mis padres, mi madre, María Santos R., quien me ha apoyado de manera incondicional sin importar las dificultades que se han presentado durante mi vida y la carrera, mi padre, Jorge Castillo S. (1946 - 2018), quién me apoyó incondicionalmente durante su vida, y a quién extraño mucho.

Agradezco al Ing. Raúl Morales quien me ha ofrecido su apoyo, dedicación y consejos para la realización de este trabajo de titulación.

Agradezco al MSc. -Ing. Raúl Canelos Salazar por su dedicación y apoyo como tutor de este proyecto de titulación, además, como profesor quien ha llegado de gran manera con conocimientos y experiencias a sus estudiantes.

Por último, quiero agradecer a la Escuela Politécnica Nacional y a todo su personal docente por su entrega y mensajes de superación para formar profesionales de excelencia.

## ÍNDICE DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 OBJETIVOS .....	1
1.2 ALCANCE .....	2
1.3 MARCO TEÓRICO.....	3
1.3.1 Aislamiento.....	3
1.3.2 Cables .....	4
1.3.3 Selección de la sección del conductor .....	6
1.3.4 Empalmes .....	6
1.3.5 Instalación de empalmes .....	8
1.3.6 Terminales .....	9
1.3.7 Sistemas de puesta a tierra en líneas de transmisión soterradas .....	11
1.3.8 Disposición de cables soterrados .....	15
1.3.9 Tipos de Instalación de cables soterrados.....	16
1.3.10 Proximidades, Paralelismos y Cruzamientos.....	17
1.3.11 Pararrayos.....	17
1.3.12 Cables de fibra óptica .....	18
1.3.13 Parámetros Eléctricos de líneas de transmisión soterradas .....	19
2. GUÍA PRÁCTICA DE DISEÑO PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN SOTERRADAS.....	20
2.1. SELECCIÓN DEL TIPO DE AISLAMIENTO DEL CABLE.....	23
2.2. SELECCIÓN DEL TIPO DE CABLE.....	24
2.3. CÁLCULO DE LA CORRIENTE DE DISEÑO .....	26
2.4. CÁLCULO DE LAS CORRIENTES MÁXIMAS ADMISIBLES EN FUNCIONAMIENTO NORMAL .....	27
2.6. CÁLCULO DE LAS CORRIENTES MÁXIMAS ADMISIBLES EN CORTOCIRCUITO.....	37
2.7. CÁLCULO DE LA RESISTENCIA ELÉCTRICA DEL AISLAMIENTO DE UN CABLE SOTERRADO .....	42
2.8. SELECCIÓN DEL TIPO DE EMPALMES .....	43
2.9. SELECCIÓN DEL TIPO DE INSTALACIÓN DE CABLES Y EMPALMES 45	
2.10. SELECCIÓN DE LOS TERMINALES .....	47

2.11.	SELECCIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	49
2.12.	SELECCIÓN DE LA DISPOSICIÓN DE CABLES SOTERRADOS .....	50
2.13.	SELECCIÓN DE LA PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES..	51
2.14.	SELECCIÓN DEL CABLE ÓPTICO SUBTERRÁNEO.....	54
2.15.	CRITERIOS PARA LAS PROXIMIDADES, PARALELISMOS Y CRUZAMIENTOS .....	56
<b>2.15.1.</b>	<b>Cruzamientos .....</b>	<b>56</b>
<b>2.15.2.</b>	<b>Proximidades y paralelismos.....</b>	<b>61</b>
3.	DISEÑO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA SOTERRADA SHUSHUFINDI PAM – SHUSHUFINDI CNEL 69 [kV].....	62
3.1.	CARACTERÍSTICAS GENERALES.....	62
3.2.	RUTA .....	63
3.3.	AISLAMIENTO PARA LOS CABLES DE LA LÍNEA .....	64
3.4.	CORRIENTE DE DISEÑO .....	65
3.5	TIPO DE CABLE .....	65
3.6.	CORRIENTES MÁXIMAS ADMISIBLE EN FUNCIONAMIENTO NORMAL .....	66
3.7.	SECCIÓN DEL CABLE POR CAÍDA DE VOLTAJE.....	67
3.8.	CORRIENTES MÁXIMAS ADMISIBLES EN CORTOCIRCUITO.....	68
3.9.	RESISTENCIA ELÉCTRICA DEL AISLAMIENTO DEL CABLE.....	69
3.10.	TIPO DE INSTALACIÓN .....	70
3.11.	TERMINALES .....	71
3.12.	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	72
3.13.	DISPOSICIÓN DE LOS CABLES .....	74
3.14.	CABLE ÓPTICO.....	74
3.15.	CRUZAMIENTOS, PROXIMIDADES Y PARALELISMOS .....	75
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	77
4.1.	CONCLUSIONES.....	77
4.2.	RECOMENDACIONES .....	79
5.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	80

## RESUMEN

En el presente trabajo de titulación se propone una guía práctica para el diseño básico de una línea de transmisión de energía eléctrica soterrada de alto voltaje y su aplicación en un caso práctico como es el diseño de la línea de transmisión S/E Shushufindi PAM – Shushufindi CNEL a 69 kV.

La guía práctica permite conocer que sección del elemento conductor se ajusta para la potencia máxima a transmitir, además, materiales como: los empalmes, terminales, pararrayos, el cable óptico asociados a la nueva línea. Ayuda a la selección del el tipo de aislante del cable según las condiciones de instalación y calcular su resistencia eléctrica, también, a definir el sistema de puesta a tierra, la forma de instalación según las necesidades de la carga, establecer la disposición ideal para los cables que componen la línea según las condiciones de temperatura de trabajo permanente de esta, y mediante criterios poder diseñar los cruzamientos, proximidades y paralelismos que se puedan presentar en la zona de instalación. Todo esto basado en normativa española, debido a la actual ausencia de reglamentos en el Ecuador.

La construcción de una nueva subestación de CELEC EP en los terrenos de Petroamazonas permite otro punto de conexión para la subestación CNEL a 69 kV, y así acceder a un mayor consumo de energía eléctrica en la zona. Mediante la aplicación de la guía práctica se define la sección del cable para esta, debidamente justificada, con los materiales antes mencionados, la forma de instalación, la disposición de los cables, la ruta, los cruzamientos, proximidades y paralelismos que se presentan emitiendo criterios para su diseño.

**PALABRAS CLAVE:** Soterrado, disposición de cables, formas de instalación, sistema de puesta tierra, materiales, sección del conductor, aislante del cable, ruta, cruzamientos, proximidades, paralelismos, terminales, empalmes, pararrayos, cable óptico.



## ABSTRACT

In this Bachelor work are proposed a practice guide for the electromechanically design of underground electrical transmission line in high voltage, and its application in a practice case like the underground electrical transmission line Shushufindi PAM – Shushufindi CNEL 69 kV design.

The practice guide permit to know the cable section necessary for the electrical power to transmit, the materials like junction, terminals, lightning rod, optical cable that are associate to the new line. Further, help to selection the grounding system, the kind of cable insulator depending of install and environmental conditions, and calculate its insulator electrical resistance, as well, to define the installation form in base to the needs of electrical load, set up the electrical cable disposition according to the operating temperature, and through criteria be able to design the crosses, proximities and parallelism that will be in the install zone. All this are based in Spanish standards.

The construction of a new electrical substation of CELEC EP on the grounds of Petroamazonas permit another connection point for the CNEL electrical substation to 69 kV, and thus access to a big electrical energy use in the zone. Through the application of the practice guide defines the cable section for this line, duly justified, the materials, the installation form, cable disposition, route, the crosses, proximities, and parallelism that are presented emitting criteria for design.

**KEYWORDS:** Buried, cable layout, installation methods, grounding system, materials, conductor section, cable insulation, route, crossings, proximity and parallels, terminals, splices, lightning rods, optical cable.

# 1. INTRODUCCIÓN

La demanda de energía eléctrica en el Ecuador mantiene un crecimiento, por lo que las empresas y organismos encargados del sector eléctrico buscan cubrir dicha demanda desarrollando proyectos ya sea en la generación, transmisión o distribución de energía eléctrica.

El principal objetivo en los proyectos de transmisión de energía eléctrica en alta tensión es llevar grandes bloques de energía hacia los centros de carga.

Las líneas aéreas de alta tensión y sus subestaciones eléctricas se han construido tradicionalmente en zonas rurales, pero debido al crecimiento poblacional estas zonas pasan a ser urbanas. Entonces, la expansión del sistema de transmisión se ve afectada, ya que hoy en día existen reglamentos y ordenanzas que limitan dicha forma de construcción con el fin de mejorar las condiciones de vida de los ser humanos y precautelar las zonas protegidas. Cuando existe la dificultad de conseguir los permisos para la construcción de líneas aéreas se tiene como alternativa de construcción las líneas subterráneas o soterradas.

En este proyecto de titulación se presenta el diseño de una línea soterrada a 69 kV, ya que su principal problema es que la ruta atraviesa la zona urbana de la ciudad de Shushufindi, lo que significa, de acuerdo con el Código Orgánico de Organización Territorial, Autonomía y Descentralización, Oficio No. T.4570- S/n.1-10-1516, esta nueva instalación debe ser soterrada. [1]

El diseño se hará mediante la propuesta de una guía práctica y su aplicación en dicho caso particular basada en el análisis de normativa internacional, regulaciones de este sentido en países que han adoptado estas prácticas, análisis de las ventajas y desventajas, tanto técnicas como sociales, normativas y ambientales de líneas soterradas, con el agregado de poder realizar simulaciones en el software DIGSILENT Power Factory para obtener las corrientes de cortocircuitos máximas, y poner en práctica en el desarrollo del diseño de la línea soterrada de alta tensión de 69 kV entre las subestaciones Shushufindi PAM y Shushufindi CNEL.

## 1.1 OBJETIVOS

El objetivo general de este Proyecto Técnico es: Desarrollo de una guía de diseño para líneas soterradas, aplicándola en un caso particular (Shushufindi PAM – Shushufindi CNEL) a 69 kV.

Los objetivos específicos del Proyecto Técnico son:

1. Investigar sobre la emisión de normativas y estándares internacionales aplicadas en el diseño de líneas de transmisión soterradas y sugerir las que se ajusten al medio ecuatoriano y con las cuales se trabajará el presente proyecto técnico de titulación.
2. Realizar el estudio de cortocircuitos de la línea de transmisión con datos técnicos básicos, en el software DIGSILENT Power Factory, y presentar los resultados obtenidos.
3. Desarrollar un reporte y hoja de cálculo aplicando los criterios establecidos en las normas y que cumplan con los resultados emitidos en la simulación (diseño electromecánico).
4. Realizar la aplicación práctica de la guía de diseño indicando los resultados para el caso de estudio con todas sus particularidades.

## **1.2 ALCANCE**

Como primer punto se realizará una investigación bibliográfica de estándares, normas y metodologías internacionales que se involucra en el diseño y construcción de líneas soterradas.

Para el diseño de líneas de transmisión soterrada será necesario hacer el estudio eléctrico por medio de una simulación con el fin de conocer las corrientes de cortocircuito; para esto se utilizará los datos básicos proporcionados por el dueño de la instalación. La simulación se realizará con el software DIGSILENT de la empresa Power Factory.

En la siguiente etapa se calcula los aspectos técnicos convencionales y particulares como los que se detallan a continuación, siendo parte de una guía práctica de diseño:

1. Características de los materiales como son: cables, cajas de empalmes y sus empalmes, terminales, cables de fibra óptica, sistema de puesta a tierra, tipo de instalación (soterramiento en zanjas o ductos de acuerdo con el trazado de la línea), perforaciones subterráneas para el cruce de obstáculos tales como carreteras, vías etc., en caso de ser necesario.
2. Se definen los, cruzamientos, proximidades y paralelismos con otras instalaciones tanto eléctricas como no eléctricas, para luego emitir criterios del diseño de estos.
3. Utilizando especificaciones internacionales correspondientes al sistema de protección contra sobre tensiones, y los cálculos de la sección transversal del conductor, justificada debidamente a través del cálculo de las corrientes máximas admisibles en cortocircuito, cálculo de las corrientes máximas admisibles en servicio o régimen permanente y el cálculo

de la caída de voltaje de la línea, además el cálculo de la capacitancia, de la resistencia del aislamiento, del factor de potencia dieléctrica y las pérdidas dieléctricas..

Se presenta como resultado de este proyecto técnico de titulación el diseño particular de la línea de transmisión soterrada a 69 kV Shushufindi PAM – Shushufindi CNEL.

### **1.3 MARCO TEÓRICO**

Los sistemas de transmisión de energía eléctrica siempre optan por líneas de transmisión aéreas debido a la principal necesidad de aislamiento tanto para circuitos de múltiples fases como para sistemas de varios circuitos. El aislamiento en aire es la mejor opción y la más económica. Pero existe una alternativa para casos donde el reglamento no lo permita, ya sea por motivos ambientales o por el cruce de zonas urbanas, el soterramiento de líneas de transmisión de energía eléctrica es muy poco común debido a sus altos costos de construcción en comparación con líneas aéreas. Entre las razones principales para recurrir a un diseño soterrado es la disminución del impacto ambiental en zonas protegidas y brindar seguridad en zonas urbanas.

El diseño de líneas soterradas debe cumplir con las condiciones técnicas y las garantías de seguridad que se pueden basar en artículos y normativas internacionales, debido a que actualmente en Ecuador no se cuenta con regulaciones que ordenen dichas condiciones técnicas y garantías de seguridad, que permitan realizar las especificaciones técnicas de los materiales y aplicar criterios de diseño. [2]

#### **1.3.1 Aislamiento**

Los cables de líneas eléctricas soterradas deben seleccionarse de acuerdo con las condiciones de instalación, por lo que el aislamiento debe ser con materiales adecuados y debe cumplir con algunas características como son: resistencia mecánica, resistencia a la humedad, flexibilidad, resistencia a altas temperaturas, estabilidad, propiedades dieléctricas y perdurable. Existen diferentes tipos de aisladores, de los cuales los más utilizados son: [3]

##### **1.3.1.1 Polietileno**

El polietileno es un termoplástico que presentan muy buenas propiedades para instalaciones soterradas como la impermeabilidad y también es un gran dieléctrico, lo cual lo hace ideal para sistemas de altas frecuencias, pero este aislador es muy poco usado en altos voltajes, debido a su deficiente resistencia a altas temperaturas.

### **1.3.1.2 Polietileno Reticulado (XLPE)**

Este aislador es una versión mejorada del polietileno ya que se convierte en un material termoestable que permite una mayor circulación de corriente debido al incremento de su resistencia a altas temperaturas, puede trabajar en régimen permanente con temperaturas hasta de 90°C, en régimen de sobrecarga con temperaturas hasta de 130°C y en régimen de cortocircuito soporta temperaturas de hasta 250°C. Es muy utilizado en líneas soterradas de media y alta tensión por algunas de las características que se enuncian a continuación:

- Excelente resistencia al envejecimiento
- Alta rigidez dieléctrica.
- Excelente resistencia al ataque de sustancias químicas o de atmósferas corrosivas.
- Excelente resistencia a la electroerosión y la humedad.
- Facilita la elaboración de empalmes y terminales. [3][4]

### **1.3.1.3 Etileno propileno (EPR)**

Existe una diferencia marcada del aislador EPR con el XLPE que es el costo de fabricación, el EPR es más costoso, pero mejora mucho sus características como: una mayor resistencia al calor, al ozono, a la abrasión, a la humedad y al contacto con elementos químicos, mejora las propiedades dieléctricas y la vida útil de los conductores. Además, ofrece una mayor circulación de corriente y minimiza las pérdidas de corriente. [3]

### **1.3.2 Cables**

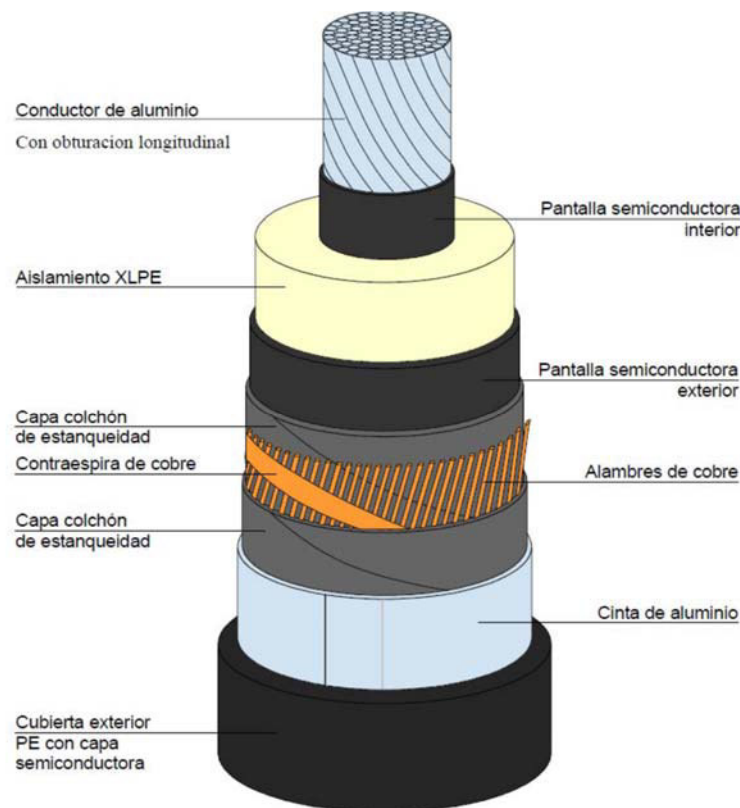
Los cables para diseños soterrados son una gran alternativa para el transporte de energía eléctrica en alta tensión, los cuales pueden estar formados con conductores de cobre o aluminio, y con un aislamiento adecuado.

Este tipo de cables aislados presentan una composición general como se detalla a continuación:

- El conductor debe ser de sección circular con impermeabilidad al agua.
- Debe contener una capa interna de material semiconductor
- Su aislamiento debe ser el adecuado

- Debe contener una capa externa de material semiconductor
- La protección longitudinal al agua debe ser con una cinta de estanqueidad instalada antes y después de la pantalla
- La pantalla debe ser una corona de alambres de cobre que se enrollan helicoidalmente.
- Debe incluir una contra espira para garantizar la sujeción frente a esfuerzos electrodinámicos.
- La protección radial al agua debe ser con láminas de aluminio que estén adheridas a la cubierta. [6]

Esta composición se muestra en la Figura 1.1.



**Figura 1.1** Composición de los cables soterrados para altos voltajes con conductores de aluminio o cobre [6]

### 1.3.3 Selección de la sección del conductor

Para elegir la sección transversal del conductor se debe cumplir con tres criterios que ayudan a garantizar el correcto funcionamiento de la línea. Los criterios son el cálculo de las corrientes máximas admisibles en régimen permanente, el cálculo de la sección del conductor mediante el método de caída de voltaje y el cálculo de las corrientes máximas admisibles en régimen de cortocircuito. El calibre máximo que da como resultado de los cálculos mencionados será el indicado para la línea. Estos criterios están normalizados.

- **Cálculo de las corrientes máximas admisibles en régimen permanente.** Este cálculo permite conocer cuál es la máxima corriente que puede soportar el conductor en servicio permanente y a la temperatura normal de funcionamiento. Para poder concluir que la selección del calibre del conductor es la indicada mediante este método, la corriente máxima admisible debe cumplir con la premisa que  $I_{max. admisible} \geq I_{carga\ máx}$  de la nueva línea. [9][10]
- **Cálculo de la sección del conductor por caída de voltaje.** La circulación de corriente por los conductores de la línea ocasiona pérdidas de potencia, y una diferencia de voltajes entre los extremos de la línea de transmisión, a lo que se conoce como caída de voltaje, y cuyo valor debe estar dentro de lo estipulado en reglamentos del sector eléctrico. Este criterio generalmente se usa para líneas de transmisión de larga longitud. [11]
- **Cálculo de las corrientes máximas admisibles en cortocircuito.** Este cálculo tiene por objeto saber si el cable soporta la máxima corriente producida en un cortocircuito sin que sufra cambios en sus partes constitutivas, con presencia de temperaturas de hasta 250°C y en un tiempo máximo de 5 segundos. [12]

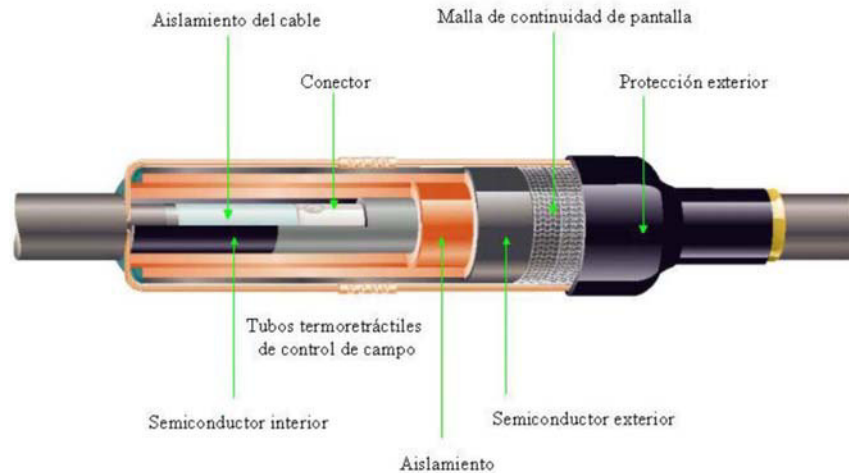
### 1.3.4 Empalmes

Cuando el trazado o longitud de la línea requiere la unión de dos conductores, se realizan empalmes, constituidos por partes mecánicas que ayudan a la conexión del conductor y las pantallas, y por partes eléctricas que ayudan a que el empalme pueda soportar el gradiente de voltaje. Estos empalmes deben garantizar la continuidad de la corriente tanto en funcionamiento permanente como en estado de cortocircuito y sobrecarga.[8]

Existen tres tipos de empalmes que son:

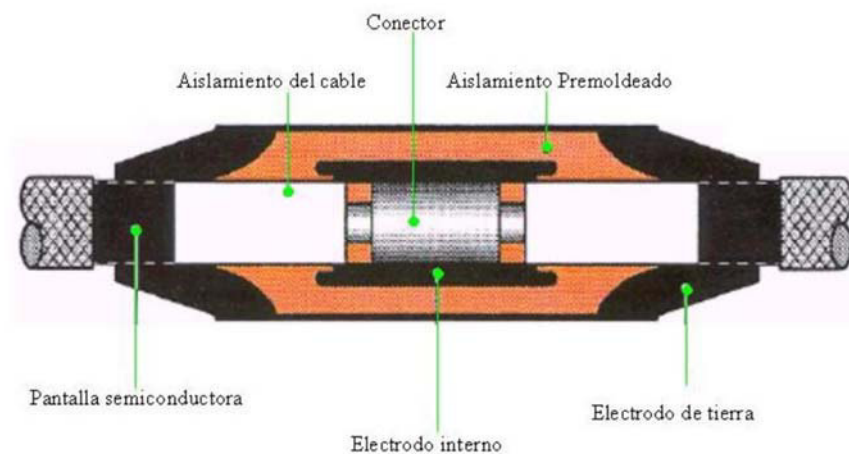
- **Empalmes Termo-retráctiles.** Estos empalmes consisten en unir las partes conductoras con un sistema automático de ajuste mediante un conector a presión, ver Figura 1.2, hasta el punto de garantizar una correcta conexión del conductor, la

conexión de las pantallas metálicas, y mantener las propiedades de aislamiento e impermeabilidad del cable. [13]



**Figura 1.2** Empalmes Termo-retráctiles [13]

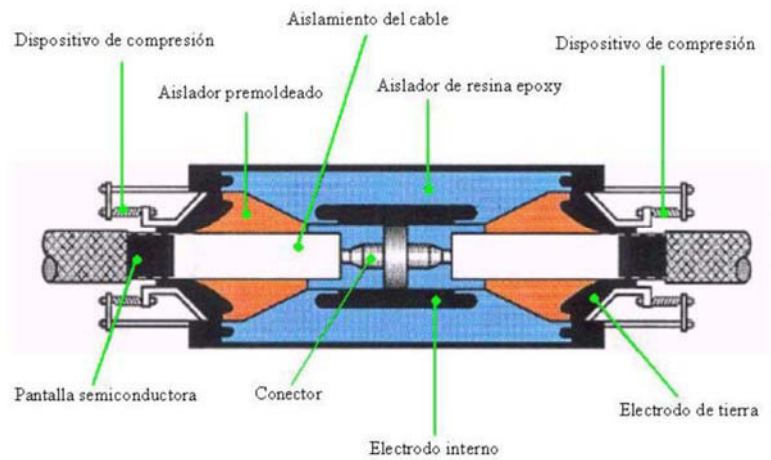
- **Empalmes premoldeados.** Son empalmes fabricados con material EPR (Etileno propileno reticulado) de una sola pieza común mente usado para alto y extra alto voltaje. Asegura la conexión de los cables con las propiedades elásticas del material con el que se fabricó, ver Figura 1.3. [13]



**Figura 1.3** Empalmes premoldeados [13]

- **Empalmes prefabricados.** Consisten en unir los conos deflectores premoldeados que posee y el cuerpo principal del empalme, el cual está hecho con resina epoxi o un material similar permitiendo la conexión de los conductores, ver Figura 1.4. [13]





**Figura 1.4** Empalme prefabricado [13]

### 1.3.5 Instalación de empalmes

Los empalmes pueden ser instalados de dos formas, directamente enterrados o en cajas de revisión (cámaras de empalmes).

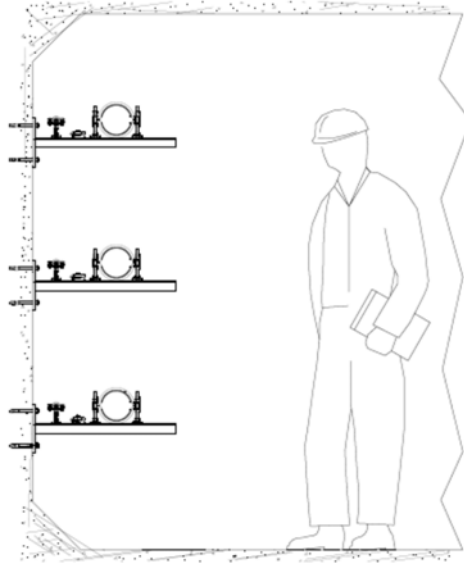
#### 1.3.5.1 Empalmes directamente enterrados

Los empalmes se ubican en la zanja que posteriormente será rellenada. Debido a la sencillez de su forma de instalación, es el método más económico. Su desventaja radica en el mantenimiento de dichos empalmes, por el difícil acceso al mismo.

Los materiales que componen la protección externa de empalmes directamente enterrados deben ser tal que cumpla con un proceso de pruebas, y serán aceptados cuando no se presenten filtraciones de agua por desplazamientos de tierra o corrosión interna durante dicho proceso de pruebas.

#### 1.3.5.2 Cámaras o cajas de empalmes

Las cámaras de empalmes son obras civiles en su mayor parte, ver Figura 1.5. Son la forma de instalación más costosa, se establecen ciertas características para su construcción, que garantiza realizar los empalmes necesarios y su mantenimiento. Se construyen con paredes de hormigón y una tapa arqueta para poder entrar, y para el caso de una línea doble circuito se debe construir un muro para la separación de estos. [8]



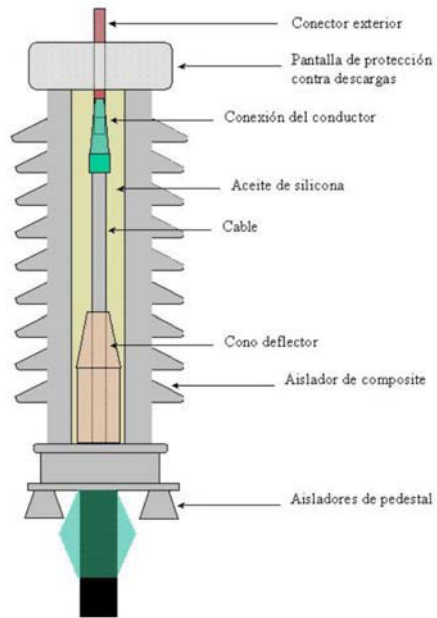
**Figura 1.5** Cámara de empalme [6]

### 1.3.6 Terminales

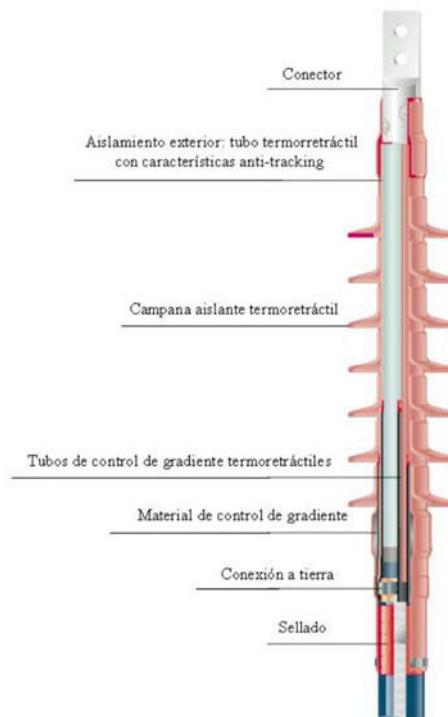
El uso de terminales en los extremos de los cables es con el objetivo de asegurar la conexión entre subestaciones de la red eléctrica, asegurando el aislamiento, y sin reducir la capacidad de transporte de corriente de los cables tanto en funcionamiento permanente como en estado de sobrecarga y cortocircuito.

Existen tres tipos de terminales que están en función de la topología de la línea soterrada. [8]

- Terminales de exterior. Se instalan en subestaciones de exterior y apoyos de líneas mixtas (aéreo-subterráneo). Estos terminales pueden ser de dos tipos: termo-retráctiles para voltajes hasta 66 kV, ver Figura 1.7, y premoldeados para voltajes desde 45 hasta 220 kV, ver Figura 1.6. [14]

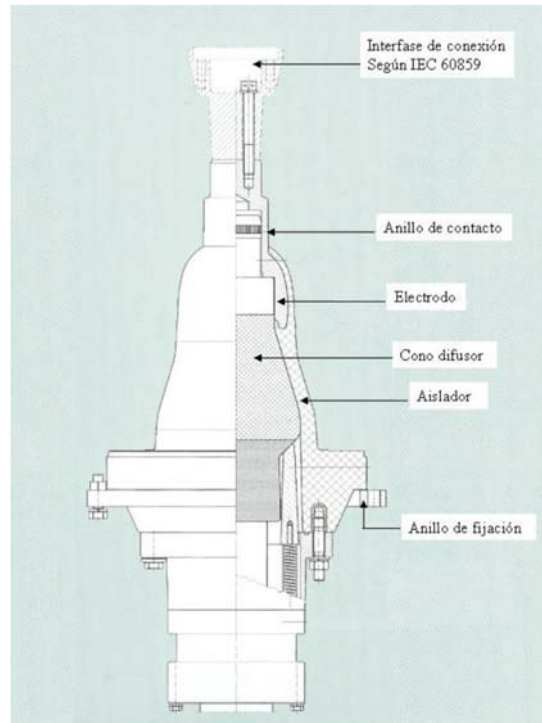


**Figura 1.6** Terminal Exterior de Composite [14]



**Figura 1.7** Terminal Exterior termo retráctil [14]

- Terminales GIS o SF6. Son de uso exclusivo, se instalan cuando la línea comienza o termina en subestaciones aisladas con gas SF6. En la Figura 1.8 se muestra las partes de un terminal tipo GIS. [14]



**Figura 1.8** Terminal GIS o SF6 [14]

- Terminales sumergidos en aceite, se instalan cuando la línea se conecta con un transformador mediante de un tanque de aceite colocado en el lateral de este. [14]

### 1.3.7 Sistemas de puesta a tierra en líneas de transmisión soterradas

Los sistemas de puesta a tierra de líneas de transmisión aéreas tienen entre sus principales funciones capturar descargas atmosféricas, para luego conducirla a tierra de manera segura y disipar la energía. Ayuda a proteger los equipos de corrientes inducidas en las líneas de alimentación o en líneas de comunicaciones.

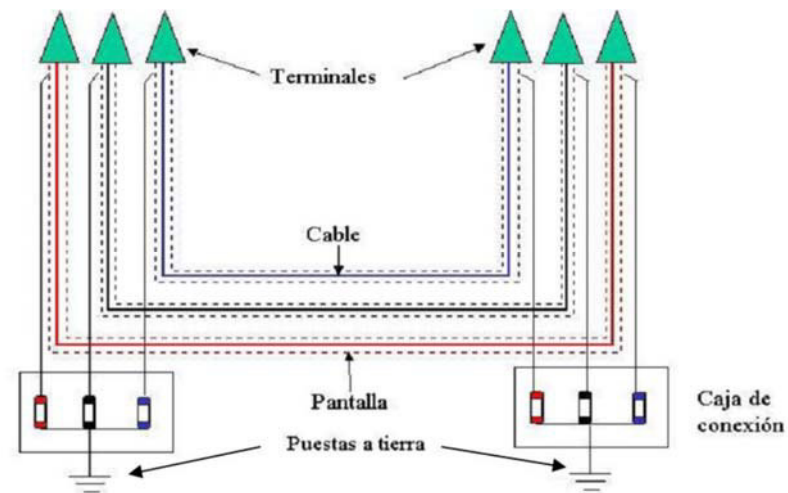
Para sistemas de puesta a tierra en líneas de transmisión soterradas, la principal función es reducir las tensiones y corrientes que se inducen entre las pantallas metálicas de los cables o las pantallas y tierra en funcionamiento permanente o en régimen de cortocircuito.

La circulación de corrientes inducidas en las pantallas reduce la capacidad de transporte del conductor y los voltajes inducidos pueden llegar a ser valores que ponen en riesgo la seguridad de las personas y los materiales de la instalación.

Existen varios tipos de conexiones de pantallas metálicas para cables subterráneos de los cuales se presentan tres tipos que son útiles para este proyecto de titulación. [8]

### 1.3.7.1 Sistema de puesta a tierra solid bonding

Este sistema consiste en conectar las pantallas metálicas de los cables a tierra en los extremos de estos como se muestra en la Figura 1.9.

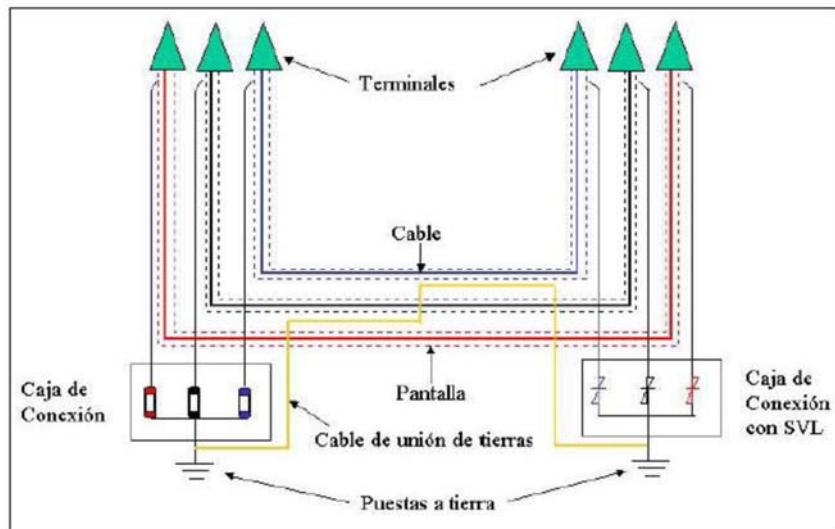


**Figura 1.9** Sistema de Puesta a tierra Solid Bonding [8]

En este tipo de sistema de puesta a tierra circulan corrientes inducidas a través de las pantallas, ya que se forma un circuito cerrado con las conexiones a tierra como se ve en la Figura 1.9, provocando pérdidas por efecto Joule y por ende reducción de la capacidad de circulación de corrientes de los cables. [8]

### 1.3.7.2 Sistema de puesta a tierra single point

Este sistema consiste en conectar a tierra las pantallas de los cables de la línea de transmisión en un solo punto, el cual puede estar ubicado en el extremo final de la línea o en la mitad como se muestra en la Figura 1.10.



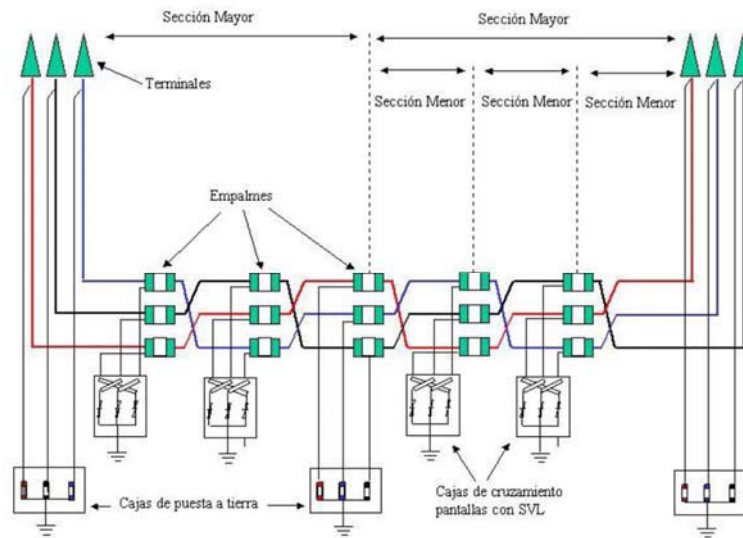
**Figura 1.10** Sistema de Puesta a Tierra Single Point. [8]

A diferencia del sistema de puesta a tierra solid bonding este sistema no forma un circuito cerrado por ende no existe circulación de corrientes inducidas en las pantallas de los cables, lo que no ocurre con los voltajes inducidos ya que en el extremo abierto de la línea (extremo que no esté conectado a tierra) existe una diferencia de potencial que puede ser mayor a 65 V (voltajes de seguridad tolerable para los humanos según la Norma IEC 61201) que puede llegar a ser peligrosa para las personas. [8]

### **1.3.7.3 Sistema de puesta a tierra cross bonding.**

Este sistema de puesta a tierra consiste en conectar a tierra la pantalla de los cables en los extremos de la línea de transmisión mediante una transposición de las pantallas aprovechando los puntos de empalmes a lo largo de la longitud de la línea como se muestra en la Figura 1.11, para reducir los voltajes inducidos.

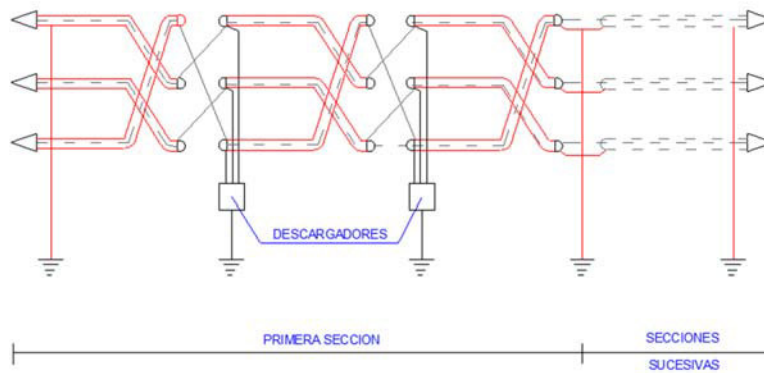
Este tipo de sistema en combinación con la disposición de cables a los tres bolillos (ver apartado 1.3.8), son muy utilizados porque permiten reducir los voltajes y corrientes inducidas en las pantallas al mínimo, ya que los voltajes y corrientes inducidas tendrían la misma magnitud, pero desfasados  $120^\circ$  eléctricos, por lo tanto, la resultante de voltajes y corrientes inducidas es nula. [8]



**Figura 1.11** Sistema de Puesta a Tierra Cross Bonding [8]

Existen dos tipos de sistemas de puesta a tierra cross bonding, el cross bonding seccionado y el cross bonding continuo.

- El sistema de puesta a tierra cross bonding seccionado consiste en crear tres partes iguales de la longitud total de la línea o un número de partes múltiplo de tres, de longitudes iguales. Las secciones o tramos serán conectadas en serie, como se muestra en la Figura 1.12, de manera que en el punto de conexión entre dos partes y en los extremos de la línea, las pantallas se conecten fijamente a tierra y en las uniones de cada sección se realicen las transposiciones de pantallas y de fases.



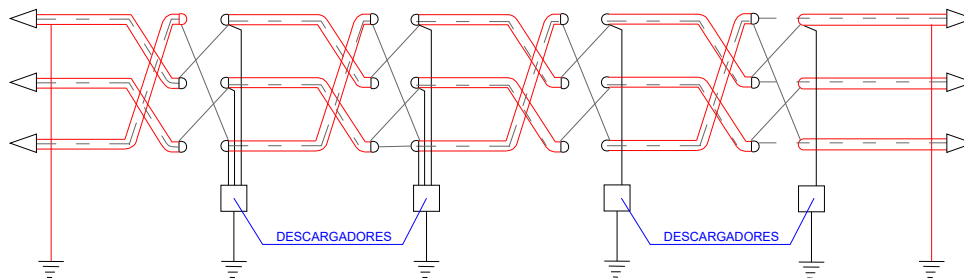
**Figura 1.12** Sistema de Puesta a Tierra Cross Bonding Seccionado [24]

Los tramos que componen un cross bonding seccionado deben ser aproximadamente de la misma longitud, teniendo un límite para cada tramo del

orden de 500 o 600 m. El final de cada tramo donde se realiza la transposición de pantallas deberá coincidir con los empalmes.

El Cross bonding seccionado, al tener una conexión rígida en los extremos de cada sección (compuesta por tres tramos) permite que, durante la aparición de fallas, la corriente producida por dicha falla se divida entre las tres pantallas de los cables, a excepción del tramo donde se produjo la falla; a diferencia del cross bonding continuo en el que la corriente de falla circulará siempre por la pantalla.

- El sistema de puesta a tierra cross bonding continuo permite transponer tanto las pantallas como los conductores en cada unión a lo largo de toda la longitud de la línea, y en los extremos de cada empalme conectar fijamente a tierra, ver Figura 1.13.



**Figura 1.13** Sistema de Puesta a Tierra cross Bonding Continuo [24]

### 1.3.8 Disposición de cables soterrados

Existe dos formas de disponer los cables de líneas de transmisión soterradas, la disposición a los tres bolillos y la disposición en capas.

- La disposición a los tres bolillos consiste en agrupar los tres cables de las fases de un circuito de tal forma que formen un triángulo como se muestra en la Figura 1.14. Esta disposición presenta beneficios en cuanto a las corrientes y voltajes inducidos, al existir una separación entre cables muy pequeña la inductancia mutua entre cables es casi despreciable por ende no existen corrientes y voltajes inducidos para circuitos trifásicos equilibrados y en combinación con un sistema de puesta a tierra cross bonding. [7]





**Figura 1.14** Disposición Tresbolillo [24]

- La disposición en capas consiste en colocar los cables de las tres fases de un circuito en posición horizontal como se muestra en la Figura 1.15. Esta disposición presenta voltajes y corrientes inducidas en las pantallas metálicas iguales para las tres fases, para circuitos trifásicos equilibrados y con puesta a tierra cross bonding, por lo que las pérdidas de corriente por circulación en las pantallas metálicas son mayores en comparación de la disposición a los tres bolillos, pero su ventaja radica en que en la disipación de calor es mejor, y por ende tiene mejor capacidad de circulación de corriente. [7]

DISPOSICIÓN EN CAPA



**Figura 1.15** Disposición en Capa [24]

### 1.3.9 Tipos de Instalación de cables soterrados

Las canalizaciones donde se ubiquen los cables, en preferencia deben ser en terrenos de dominio público, con un trazado lo más sencillo posible, es decir, lo más semejante a una línea recta y considerando los radios mínimos de curvatura de los cables. [7]

Existen dos tipos de instalaciones de los cables en líneas soterradas.

#### 1.3.9.1 Directamente enterrados.

Se trata de colocar los cables bajo el suelo, ubicándolos en una zanja que será rellenada nuevamente. Es la forma de instalación menos costosa en temas de construcción, pero en caso de existir un fallo presenta muchas dificultades tanto en localizar la falla como en la obra civil que se requiere para acceder a ella. [7]

### **1.3.9.2 Instalación en galerías**

En este tipo de instalación los cables se colocan en galerías, las cuales necesitan de una obra civil más compleja en comparación con instalaciones directamente enterradas, además, es una forma de instalación muy costosa. Pero en temas de reparación de fallas presentan mayores ventajas, ya que se pueden localizar de manera rápida y se tiene fácil acceso a ellas. [7]

### **1.3.10 Proximidades, Paralelismos y Cruzamientos.**

El soterramiento de cables está obligado a cumplir con requisitos dispuestos por Reglamentos sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en las líneas eléctricas de alta tensión y su instrucción técnicas complementarias, para garantizar con la ayuda de equipos de detección como por ejemplo el georradar, que permiten prevenir situaciones de riesgo, la no afectación a otros servicios subterráneos como son: las tuberías de gas, las vías, carreteras, oleoductos, vías, ferrocarriles, otras líneas de transmisión eléctrica, etc. [15]

#### **1.3.10.1 Proximidades y paralelismos**

Cuando la línea de transmisión tenga la necesidad de acercarse a una instalación o servicio, la distancia entre las instalaciones de cumplir con las condiciones de seguridad y evitando que estas queden en un mismo plano vertical. [15]

#### **1.3.10.2 Cruzamientos**

Cuando la línea de transmisión soterrada tenga la necesidad de cruzar con otras instalaciones o servicios, la profundidad de la instalación de la línea debe permitir tener los cables por debajo de dichas instalaciones o servicios, mediante canalizaciones, considerando los radios mínimos de curvatura de los cables. [15]

### **1.3.11 Pararrayos**

En los extremos de los cables de cada una de las fases de la línea de transmisión se colocarán pararrayos o autoválvulas, los cuales se ubicarán entre en la parte aérea de una línea mixta (aéreo – subterránea) y el terminal del cable subterráneo. Con el objetivo de proteger a los circuitos de sobrevoltajes por descargas atmosféricas.

Sus principales elementos activo son las resistencias de óxido de zinc, ver Figura 1.16, y deben instalarse con cables independientes a tierra, para minimizar la resistencia a tierra en casos de que ocurra una descarga. [8]

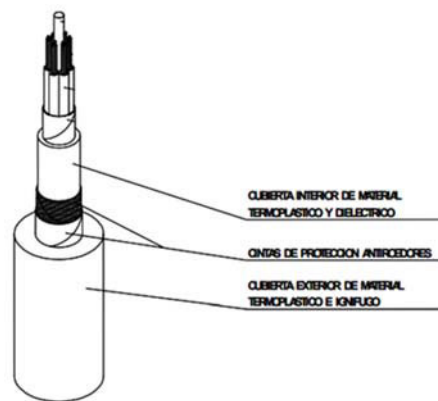


**Figura 1.16.** Pararrayos de óxido de zinc [24]

### 1.3.12 Cables de fibra óptica

Para el sistema de comunicaciones de las líneas de transmisión soterradas se debe tender cables de fibra óptica tendidos en conjunto con los cables de potencia de la línea. [8]

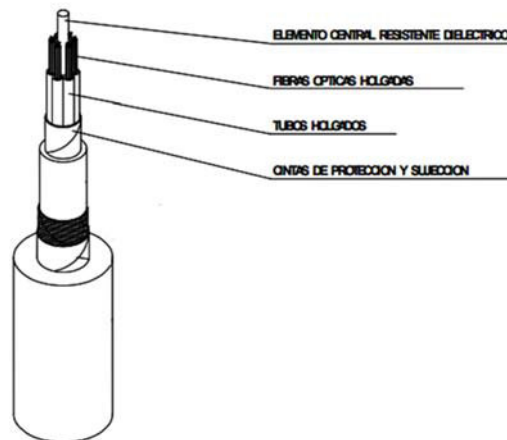
El cable óptico subterráneo estará formado por un material dieléctrico, no inflamable (no permite la propagación de llamas) y con protección antiroedores. Este cable se compone internamente por una cubierta interior termoplástica, una cinta de protección anti roedores y finalmente una cubierta exterior termoplástica como se puede ver en la Figura 1.17. [16]



**Figura 1.17** Composición de cables de fibra óptica soterrados [16]

La fibra óptica debe garantizar una vida media de mayor a 25 años para una temperatura de servicio a 90°C.

El cable alojará a las fibras ópticas que van dispuestas de la siguiente manera: en el interior existe un núcleo óptico formado por un dieléctrico resistente, al rededor de este se forman los **tubos** holgados que alojan las fibras ópticas, dentro de estos tubos existe un gel antihumedad , finalmente todo estará envuelto por cintas que ayudan a la sujeción. Ver Figura 1.18. [16]



**Figura 1.18** Disposición de las fibras ópticas [16]

### 1.3.13 Parámetros Eléctricos de líneas de transmisión soterradas

Los parámetros que pueden considerarse para líneas de transmisión soterradas son la resistencia, la inductancia y la capacitancia, para encontrar las impedancias de la línea y un posterior análisis de sus parámetros. [17]

#### 1.3.13.1 Resistencia

La resistencia de una línea de transmisión depende de la temperatura de funcionamiento de la línea. Comparando las temperaturas de funcionamiento de una línea de transmisión aéreas con soterradas, las temperaturas de funcionamiento son mayores para líneas soterradas debido a que el medio de disipación de temperatura ya no es el aire. Por lo que la resistencia del conductor de líneas de transmisión soterradas es mayor que la de líneas aéreas. [17]

#### 1.3.13.2 Inductancia

Para el cálculo de la inductancia de una línea de transmisión soterrada se lo hace de manera similar a una línea de transmisión aérea, la diferencia radica principalmente en el dieléctrico de los cables de la línea, para línea aéreas es el aire y para líneas soterradas se tiene el aislamiento en cada cable, además, la distancia de separación entre conductores, ya que para líneas soterradas estas distancias son menores, por lo que la reactancia inductiva para una línea de transmisión aérea es mayor que una línea soterrada. [17]

### **1.3.13.3 Capacitancia**

Para el cálculo de la capacitancia de una línea de transmisión soterrada se debe hacer un análisis diferente en comparación con una línea de transmisión aérea, ya que su principal diferencia radica en la forma de construcción, y una segunda diferencia es que en la línea de transmisión soterrada los cables están directamente en contacto con la tierra y esto hace que la capacitancia sea menor para líneas soterradas en comparación con líneas aéreas. [17]

## **2. GUÍA PRÁCTICA DE DISEÑO PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN SOTERRADAS**

La medida en la que se ha optado por el diseño y construcción de líneas de transmisión soterradas en el mundo, según datos de CIGRE (International Council on Large Electric Systems), el cual es el consejo internacional de grandes sistemas eléctricos, y quien ofrece una autoritaria referencia técnica de información sobre sistemas eléctricos, en su publicación B1 "Statistics of AC Underground Cables in Power Networks" o su traducción al español "Estadísticas de líneas eléctricas subterráneas de corriente alterna en redes eléctricas", manifiesta que hasta el 2006 hay países que reportan la construcción de más de 1000 km de líneas de alta tensión subterráneas a diferentes niveles de voltajes.

En la Tabla 2.1, se muestra las estadísticas de las longitudes totales de líneas soterradas construidas en los principales países que participaron en dicha investigación. Y donde se puede destacar a países como Japón, que ha construido 11760 km de líneas subterráneas para un nivel de voltaje entre 50 y 109 kV.

Tabla 2.1. Longitudes totales de líneas soterradas instaladas en el mundo hasta el año 2006 (CIGRE) [21]

Longitud total del cable subterráneo de CA (km de circuito) actualmente instalado en las redes de los principales usuarios (países que informan más de 1000 km de cable subterráneo)				
País	50-109 kV	110-219 kV	220-314 kV	315-500 kV
Dinamarca	1930	515	0	52
Francia	2316	1	903	2
Alemania	857	4972	45	65
Italia	0	907	197	34
Japón	11760	1769	1440	123
Corea	2	2144	0	221
Holanda	2558	1068	6	7
Singapur	1185	0	651	111
España	509	181	479	80
Reino Unido	1457	2967	496	166
EE.UU.	946	2904	663	536

En la Tabla 2.2, se indica la longitud de líneas de transmisión soterradas expresada en porcentaje del total de la longitud de todas las líneas instaladas (aéreas y soterradas) en los diferentes países y a diferentes voltajes. Singapur es el país que más destaca en este tipo de instalación ya que cubre toda la demanda de energía eléctrica a través de circuitos soterrados.

Tabla 2.2. Longitud de líneas soterradas expresada en porcentaje del total de circuitos [21]

Longitud del circuito de cable subterráneo de CA expresada como porcentaje de la longitud total del circuito de CA instalado					
País	50-109 kV	110-219 kV	220-314 kV	315-500 kV	501-764 kV
Australia	4.2	1.5	0.2	0.9	
Austria	0	6.9	0.1	2.2	
Bélgica	8.0	7.6	0.0	0.0	
Brasil	0.2	0.0	1.5	0.8	
Canadá	0.9	1.6	0.8	0.1	0.0
China	0	27.0	8.6	0.0	
Croacia	0	1.1	0.0	0.0	
Dinamarca	24.3	12.4	0.0	3.8	
Finlandia	0	1.8	0.0	0.0	
Francia	4.5	0.1	3.4	0.0	
Alemania	6.1	6.1	0.2	0.4	
Irlanda	0	3.6	5.8	0.0	
Israel	0	2.2	1.8	0.0	
Italia	0.0	2.3	6.5	0.3	
Japón	14.7	4.8	0	0.8	
Corea	0.2	11.3	0.6	2.8	0.0
México	3.6	1.3	0.9	0.0	
Holanda	89.9	16.3	0.0	0.3	
Nueva Zelanda	0.7	2.0	0.6	0.0	
Polonia	0	0.2	0.1	0.0	0.0
Portugal	5.0	0.1	100	0.0	
Rumania	0	1.1	2.5	0.0	0.0
Singapur	100	0	0.6	100	
España	4.5	1.5	0.9	0.4	
Suecia	2.6	2.3	7.3	0.1	
Suiza	13.5	25.3	0.9	0.0	
Reino Unido	32.2	11.3	7.3	1.5	
EE.UU.	0.6	0.9	0.6	0.4	0.0

En este apartado se realiza el desarrollo de una guía práctica para el diseño de líneas de transmisión de energía eléctrica soterradas. Basados en reglamentos, normativas y especificaciones técnicas españolas. E-distribución (anteriormente Endesa Distribución Eléctrica) es la empresa dedicada a la transmisión y distribución de energía eléctrica en gran parte de España, y cuenta con especificaciones técnicas basadas en Normativas IEC

y UNE. En la Figura 2.2 se observa que España tiene experiencia en instalaciones de este tipo, con un 4.5 % de líneas soterradas construidas en niveles de voltajes entre 50-109 kV

Los reglamentos, normativas y especificaciones técnicas ayudan a definir aspectos para el diseño de materiales, construcción, montajes y puesta en servicio de las líneas soterradas. Con el objetivo de establecer las características que deben cumplir las partes que componen a dichas líneas eléctricas, garantizando la seguridad de las personas y de todos los elementos de la instalación, además de, no incumplir con los parámetros medioambientales y reducir los costos de inversión. [21]

## 2.1. SELECCIÓN DEL TIPO DE AISLAMIENTO DEL CABLE

Según la “Norma de Cables Subterráneos de Alta tensión” KNE001 de la empresa e-distribución, el aislamiento más utilizado para este tipo de instalaciones es del tipo XLPE, debido a las bajas pérdidas dieléctricas que presenta en comparación con otros materiales. Actualmente el aislador XLPE se utiliza en líneas subterráneas de hasta 500 kV. [5]

En la Tabla 2.3 se presenta un resumen de las características de los diferentes tipos de aisladores mencionados en el apartado 1.3.1.

**Tabla 2.3.** Características principales de los materiales aisladores [5]

<b>Características</b>	<b>PE</b>	<b>XLPE</b>	<b>EPR</b>
<b>Instalación</b>	Más fácil de instalar y transportar	Facilidad de manejo y de instalación debido a su gran flexibilidad.	Más fácil de instalar y transportar
<b>Dimensión</b>	Mayor dimensión que XLPE	Mayor dimensión que EPR	Menores dimensiones que un XLPE y EPR
<b>Empalmes</b>	Facilita la elaboración de empalmes y terminales.	Facilidad de elaboración de empalmes y terminaciones	Facilidad de elaboración de empalmes y terminaciones
<b>Rigidez dieléctrica</b>	Buena rigidez dieléctrica.	El XLPE conserva una alta rigidez dieléctrica durante muchos años de servicio eficiente aún bajo condiciones severas.	Excelente rigidez dieléctrica
<b>Propiedades térmicas</b>	No es termoestable	Buena capacidad de aporte de corriente para el mismo calibre del conductor debido a las	La variante de EPR ayuda en el aumento de temperaturas de funcionamiento normal del



		excelentes propiedades térmicas del aislamiento que permiten una mayor temperatura de funcionamiento normal en el conductor, en sobrecarga o en cortocircuito.	cable por gran oposición al envejecimiento térmico y por lo tanto alcanza valores mayores de corrientes admisibles para las mismas secciones transversales de conductores.
<b>Características mecánicas</b>	Más rígido que XLPE	El XLPE posee características mecánicas como carga de rotura y módulo de elasticidad, relativamente bajas que son mejoradas por el EPR. Es más flexible que PE	Mayor carga de rotura, es más flexible que el XLPE y permite aislar el cable con espesores menores
<b>Costo</b>	Menor costo que XLPE	Menor costo que EPR	Costo elevado (mayor a XLPE y PE)
<b>Características externas</b>	Impermeabilidad menor que XLPE Menor tiempo de vida útil que XLPE Poca resistencia a	Excelente resistencia al envejecimiento Excelente resistencia al ataque de sustancias químicas o de atmósferas corrosivas. Magnífica resistencia a la electroerosión y la humedad.	Es de gran utilidad en la fabricación de cables submarinos, porque brinda una gran resistencia a la penetración de agua.

## 2.2. SELECCIÓN DEL TIPO DE CABLE

Basados en la “Especificaciones Técnica Particulares de Líneas Subterráneas de Alta Tensión > 36 kV” KRZ001 de la empresa e-distribución, los cables que más se utilizan en líneas soterradas a diferentes niveles de voltajes son los siguientes: [8]

**Tabla 2.4.** Cables para líneas de transmisión soterradas fuente: KRZ001 [8]

<b>Cables para líneas de transmisión soterradas recomendados por "KRZ001"</b>					
<b>Voltaje [kV]</b>	<b>Material aislante</b>	<b>Sección transversal [mm<sup>2</sup>]</b>	<b>Material del conductor</b>	<b>Material de las pantallas</b>	<b>Sección de las pantallas [mm<sup>2</sup>]</b>
45	XLPE	400	Aluminio	cobre	50
45	XLPE	800	Aluminio	cobre	50
45	XLPE	1000	Aluminio	cobre	50
66	XLPE	630	Aluminio	cobre	95
66	XLPE	1000	Aluminio	cobre	95
132	XLPE	630	Aluminio	cobre	120
132	XLPE	1200	Aluminio	cobre	120

Estos cables cumplen con las características impuestas en la "Norma de Cables Subterráneos de Alta tensión" KNE001 de la empresa e-distribución, la cual es de gran ayuda para definir el diseño, la fabricación, el suministro, la entrega y los ensayos que deben cumplir los cables subterráneos de alta tensión [5].

Un resumen de las características de los cables normalizados antes mencionados se encuentra en la Figura 2.1. [8]

TENSIÓN NOMINAL	45 kV			66 kV		132 kV	
CABLE NORMALIZADO	1x400mm <sup>2</sup> Al XLPE	1x800mm <sup>2</sup> Al XLPE	1x1000mm <sup>2</sup> Al XLPE	1x630mm <sup>2</sup> Al XLPE	1x1000mm <sup>2</sup> Al XLPE	1x630mm <sup>2</sup> Al XLPE	1x1200mm <sup>2</sup> Al XLPE
<b>CARACTERÍSTICAS NOMINALES</b>							
Tensión U <sub>0</sub>	26			36		76	
Tensión U <sub>m</sub>	52			72,5		145	
Aislamiento a impulso rayo	250			325		650	
<b>CONDUCTOR</b>							
Material	Al			Al		Al	
Sección	400	800	1000	630	1000	630	1200
Díámetro exterior	23,5	34,0	38,5	30,5	38,5	33,5	43,5
(Tolerancias)	23,2-23,9	33,5-34,4	38,0-38,9	30,1-30,9	38,0-38,9	38,0-38,9	43,0-44,0
Resistencia cc a 20°C	0,0778	0,0867	0,0291	0,0469	0,0291	0,0469	0,0247
Tipo de Cuerda	UNE 60228, clase 2 compactada			UNE 60228, clase 2 compactada		UNE 60228, clase 2 compactada segmentada	
<b>PANTALLA SOBRE CONDUCTOR</b>							
Material	Mezcla extrusionada conductora			Mezcla extrusionada		Mezcla extrusionada	
Espesor	1,2	1,5	1,5	1,2	1,5	1,5	1,5
Díámetro exterior	25,9	37,0	41,5	32,9	41,5	36,5	46,5
<b>AISLAMIENTO</b>							
Material	Poliétileno reticulado (XLPE)			Poliétileno reticulado (XLPE)		Poliétileno reticulado (XLPE)	
Espesor	7,0			9,0		16,0	
Díámetro exterior	40,0	51,0	56,5	52,0	60,5	65,5	79,0
(Tolerancias)	39,4 - 41,0	50,8 - 52,0	55,8 - 57,5	51,5 - 53,0	60,0 - 61,5	64,5 - 66,5	78,0 - 80,2
<b>PANTALLA SOBRE AISLAMIENTO</b>							
Material	Mezcla extrusionada			Mezcla extrusionada		Mezcla extrusionada	
Espesor	1,0			1,0		1,5	
Díámetro exterior	42,0	53,0	58,5	54,0	62,5	68,5	82,0
<b>PANTALLA METÁLICA</b>							
Material y tipo	Pantalla de hilos de Cu			Pantalla de hilos de Cu		Pantalla de hilos de Cu	
Nº hilos *	53			78		91	
Díámetro hilo *	1,09			1,25		1,3	
Sección	50			95		120	
Resistencia cc a 20°C	0,357			0,188		0,149	
<b>BARRERA NO PROPAGACIÓN AGUA</b>							
Material	Cinta conductora hinchable			Cinta conduc. hinchable		Cinta conductora hinchable	
Espesor (*)	0,4			0,4		0,4	
<b>CUBIERTA EXTERIOR</b>							
Material capa metálica impermeab.	Cinta longitudinal Cu o Al			Cinta longitudinal Cu o Al		Cinta longitudinal Cu o Al	
Espesor capa metálica	0,1			0,1		0,1	
Material	Polioléfina ST7 grafitada o capa semiconductor resistente a la llama			Polioléfina ST7 grafitada o capa semiconductor resistente a la llama		Polioléfina ST7 grafitada o capa semiconductor resistente a la llama	
Espesor	3,0	3,5	3,5	3,0	3,5	3,5	3,8
Díámetro exterior *	51,5	63,6	68,5	64,0	73,0	79,5	93,5
Color	Negro			Negro		Negro	
Radio curv. durante tendido*	1030	1272	1370	1280	1460	1590	1870
Radio curvatura acabado *	772	954	1028	960	1095	1193	1403
Peso del cable aproximado	4,0	5,4	6,0	5,0	6,2	8,0	9,7

(\*) Valores orientativos, a definir por el fabricante

Figura 2.1. Características de cables normalizados para líneas subterráneas [8]

## 2.3. CÁLCULO DE LA CORRIENTE DE DISEÑO

En el cálculo de las corrientes de diseño es necesario conocer la potencia máxima que circulará por la línea de transmisión, la cual puede ser la proyección de la demanda de energía eléctrica para el caso de nuevas instalaciones.

Con la Ecuación 2.1 (ecuación de la potencia trifásica) podemos calcular la corriente máxima que circularía por el elemento conductor. [24]

$$I_{carga\ max.} = I_{diseño.} = \frac{P_{max}}{V \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi} \quad (2.1)$$

Una vez obtenida la corriente de carga máxima, se puede determinar una sección previa del cable de la línea mediante catálogos de cables soterrados, dicha sección será objeto de justificación, mediante los criterios propuestos en los apartados siguientes.

## 2.4. CÁLCULO DE LAS CORRIENTES MÁXIMAS ADMISIBLES EN FUNCIONAMIENTO NORMAL

Las corrientes máximas admisibles en régimen permanente están directamente ligadas con la temperatura máxima que tolera el aislante de los cables que componen la línea, sin alterar de sus propiedades químicas, mecánicas o dieléctricas.

El límite de temperatura del material aislante no debe ser excedido, para preservar sus características y propiedades con el paso del tiempo, debido al calentamiento del entorno producido por la circulación de corriente eléctrica a través de los conductores, es importante calcular las corrientes máximas admisibles que pueden circular por la sección del elemento conductor del cable aislado, seleccionada según el apartado anterior; para el caso de líneas soterradas se hará el cálculo de dichas corrientes máximas admisibles como recomienda la Norma UNE 21144-1-1. [9]

Para que la sección del cable cumpla con el criterio de corrientes máximas admisibles, conociendo la corriente de diseño ( $I_{Diseño}$ ), esta debe cumplir con la premisa  $I_{max.admisible} = I_Z \geq I_{Diseño}$ .

La Norma UNE 21144-1-1, recomienda la siguiente ecuación para el cálculo de la corriente máxima admisible:

$$I = \left( \frac{\Delta\theta - W_d * [0,5 * T_1 + n * (T_2 + T_3 + T_4)]}{RT_1 + nR(1 + \lambda_1)T_2 + nR(1 + \lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + T_4)} \right)^{0,5} \quad (2.2)$$

Para cables unipolares, la ecuación 2.2 se particulariza en la ecuación 2.3, que es la más utilizada para cables de líneas en altos voltajes:

$$I_Z = \sqrt{\frac{\Delta\theta_s - W_d * (0,5 * T_1 + T_3 + T_4)}{R * T_1 + R(1 + \lambda_1) * (T_3 + T_4)}} \quad (2.3)$$

Donde:

$\Delta\theta$  : Calentamiento del conductor respecto a la temperatura del suelo [K]

$W_d$  : Pérdidas dieléctricas, por unidad de longitud, del aislamiento que rodea al conductor W/m

- $T_1$  : Resistencia térmica, por unidad de longitud, entre el conductor y la envolvente  
K\*m/W
- $T_2$  : Resistencia térmica, por unidad de longitud, entre la envolvente y la armadura  
K\*m/W
- $T_3$  : Resistencia térmica, por unidad de longitud, del revestimiento exterior del cable  
K\*m/W
- $T_4$  : Resistencia térmica, por unidad de longitud, entre la superficie del cable y el medio  
circundante K\*m/W
- $n$  : Número de conductores aislados (conductores de la misma sección y  
transportando la misma carga)
- $R$  : Resistencia del conductor bajo los efectos de la corriente alterna, por unidad de  
longitud, a su temperatura máxima de servicio  $\Omega/m$
- $\lambda_1$  : Relación de las pérdidas en la cubierta metálica o pantalla con respecto a las  
pérdidas totales en todos los conductores de ese cable (Pérdidas en las pantallas)
- $\lambda_2$  : Relación de las pérdidas en la armadura respecto a las pérdidas totales en todos  
los conductores de ese cable

### 2.2.1 Calentamiento del conductor con respecto a la temperatura del suelo

El calentamiento del material conductor con respecto a la temperatura del suelo está dado por:

$$\Delta\theta = \theta - \theta_a \quad (2.4)$$

Donde:

- $\theta$  : Temperatura máxima de servicio, determinada por el tipo aislante utilizado, (ver  
Tabla 2.6)
- $\theta_a$  : Temperatura ambiente, si los cables están directamente enterrados,  $\theta_a$   
representa la temperatura del terreno, cuyo valor de referencia es de 25°C

### 2.2.2 Resistencia del conductor en corriente alterna

La resistencia en corriente alterna del conductor, por unidad de longitud, y a la temperatura máxima de funcionamiento, se expresa en la siguiente fórmula.

$$R = R' * (1 + \gamma_s + \gamma_p) \quad (2.5)$$

Donde:

- $R'$  : Resistencia del conductor en corriente continua a la temperatura máxima de  
servicio  $\Omega/m$

$\gamma_s$  : Factor de efecto skin

$\gamma_p$  : Factor de efecto de proximidad

- a) La resistencia del conductor en corriente continua, por unidad de longitud, a su temperatura máxima de servicio se expresa en la siguiente formula:

$$R' = R_o * [1 + \alpha_{20} * (\theta - 20)] \quad (2.6)$$

Donde:

$R_o$  : Resistencia del conductor en corriente continua a 20°C \*

$\alpha_{20}$  : Coeficiente de temperatura del conductor a 20°C [ $^{\circ}K$ ]<sup>-1</sup> (ver Tabla 2.5)

$\theta$  : Temperatura máxima de servicio, determinada por el tipo aislante utilizado, (ver Tabla 2.6)

**Tabla 2.5** Resistividades eléctricas [Fuente: UNE 21144-1-1] [9]

Material	Resistividad térmica [ $\Omega \cdot m$ ] a 20[°C]	Coeficiente de temperatura $\alpha_{20}$ [ $K$ ] <sup>-1</sup> a 20[°C]
<b>Conductores</b>		
Cobre	$1,7241 * 10^{-8}$	$3,93 * 10^{-3}$
Aluminio	$2,8264 * 10^{-8}$	$4,03 * 10^{-3}$

**Tabla 2.6** Máximas temperaturas de operación de cables con sus respectivos aislamientos [9]

Tipo de Aislamiento		Condición
		Servicio Permanente
Policloruro de Vinilo (PVC)	$s \leq 300 \text{ mm}^2$	70°C
	$s > 300 \text{ mm}^2$	70°C
Polietileno Reticulado (XLPE)		90°C
Etileno Propileno (EPR)		90°C
Etileno Propileno alto módulo (HEPR)	$U_o / U \leq 18/30 \text{ kV}$	105°C
	$U_o / U > 18/30 \text{ kV}$	90°C
Papel impregnado en aceite con mezcla no migrante	Hasta 12/20 kV	80°C
	De 15/25 a 18/30 kV	80°C
	26/45 kV	70°C
	36/66 kV	65°C

- b) El factor del efecto skin viene dado por:

$$\gamma_s = \frac{X_s^4}{192+0,8*X_s^4} \quad (2.7)$$

Donde:

$$X_s^2 = \frac{8*\pi*f}{R'} * 10^{-7} * k_s \quad (2.8)$$

$f$  : Valor de frecuencia en Hz (60 Hz)

$k_s$  : Ver Tabla 2.7

**Tabla 2.7** Valores experimentales de los coeficientes  $k_s$  y  $k_p$  para conductores de cobre y aluminio [9]

Tipo de Conductor	Secado e impregnado o no	$K_s$	$K_p$
Circular, cableado	SI	1	0,8
Circular, cableado	NO	1	1
Circular, compacto	SI	1	0,8
Circular, compacto	NO	1	1
Circular, segmentado	-	0,435	0,37
Hueco, cableado helicoidal	SI	-	0,8
Sectorial	SI	1	0,8
Sectorial	NO	1	1

c) El factor del efecto proximidad viene dado por:

$$\gamma_p = \frac{X_p^4}{192+0,8*X_p^4} * \left(\frac{d_c}{s}\right)^2 * \left[ 0,312 * \left(\frac{d_c}{s}\right)^2 + \frac{1,18}{\frac{X_p^4}{192+0,8*X_p^4}+0,27} \right] \quad (2.9)$$

Donde:

$$X_p^2 = \frac{8*\pi*f}{R} * 10^{-7} * k_p \quad (2.10)$$

$f$  : Valor de frecuencia en Hz (60 Hz)

$k_p$  : Ver Tabla 2.7

$d_c$  : Diámetro del conductor

$s$  : Distancia entre ejes de los conductores

### 2.2.3 Pérdidas Dieléctricas

Las pérdidas dieléctricas dependen del voltaje al cual se esté diseñando la línea, por lo que estas son importantes solo para ciertos niveles de voltaje. La Tabla 2.4 da para los materiales aislantes comúnmente utilizados, el valor de  $U_0$  a partir del cual las pérdidas dieléctricas han de tomarse en consideración, cuando se empleen cables tripolares o cables unipolares.

Las pérdidas dieléctricas, por unidad de longitud se calculan mediante la siguiente ecuación:

$$W_d = \omega * C * U_0^2 \tan \delta \quad [W/m] \quad (2.11)$$

Donde:

$$\omega : 2 * \pi * f$$

$$C : \text{Capacitancia por unidad de longitud [F/m]}$$

$$U_0 : \text{Voltaje nominal con relación a tierra [V]}$$

$\tan \delta$  : Factor de pérdidas del aislamiento a la frecuencia y a la temperatura de servicio, Ver Tabla 2.8

La capacitancia para los conductores de sección circular viene dada por:

$$C = \frac{\epsilon}{18 \ln \left( \frac{D_i}{d_c} \right)} * 10^{-9} \quad [F/m] \quad (2.12)$$

Donde:

$\epsilon$  : Permitividad relativa del aislante, ver Tabla 2.8

$D_i$  : Diámetro exterior del aislamiento [mm]

$d_c$  : Diámetro del conductor, incluida la pantalla, si existe [mm]

**Tabla 2.8** Valores numéricos de la permisividad relativa y del factor de pérdidas de los aislamientos utilizados en los cables de alta tensión y media tensión a frecuencia industrial [9]

Tipo de Cable	$\epsilon$	$\tan \delta$
<b>EPR</b>		
Cables de tensiones inferiores o iguales a 18/30 (36) kV	3	0,02
Cables de tensiones superiores a 18/30 (36) kV	3	0,005
<b>XLPE</b>		
Cables de tensiones inferiores o iguales a 18/30 (36) kV (no "cargado")	2,5	0,004
Cables de tensiones superiores a 18/30 (36) kV (no "cargado")	2,5	0,001
Cables de tensiones superiores a 18/30 (36) kV ("cargado")	3	0,005

#### 2.2.4 Resistencia térmica, por unidad de longitud, entre el conductor y la cubierta

La resistencia térmica que existe entre el conductor y la cubierta se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$T_1 = C_1 * \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left( 1 + \frac{2 * t_1}{d_c} \right) \quad (2.13)$$



Donde:

$\rho_T$  : Resistividad térmica correspondiente al aislamiento. (3,5 K.m/W)

$d_c$  : Diámetro del conductor sin considerar las pantallas semiconductoras mm

$t_1$  : Espesor del aislamiento entre conductor y envolvente considerando las pantallas semiconductoras mm

$C_1$  : Coeficiente utilizado para cables enterrados 1,16

### 2.2.5 Resistencia térmica, por unidad de longitud, del revestimiento exterior del cable

La resistencia térmica de las cubiertas exteriores, para cables apantallados directamente enterrados en el terreno, se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$T_3 = C_3 \frac{\rho_{T3}}{2\pi} \ln \left( 1 + \frac{2*t_3}{D'_a} \right) \quad (2.14)$$

Donde:

$\rho_T$  : Resistividad térmica correspondiente al asiento de la armadura.

$D'_a$  : Diámetro exterior de la pantalla mm

$t_3$  : Espesor de la cubierta mm

$C_3$  : Coeficiente utilizado para cables enterrados con cubierta metálica ( $C_3 = 1.16$ )

### 2.2.6 Resistencia térmica, por unidad de longitud, del medio exterior

Para cables con cubierta metálica directamente enterrados, la resistencia térmica del medio exterior se calcula con la siguiente ecuación:

$$T_4 = \frac{1,5*\rho_T}{\pi} * [\ln(2 * u) - 0,63] \quad (2.15)$$

Donde:

$$u = \frac{2*h_o}{D_{ext}} \quad (2.16)$$

$\rho_T$  : Resistividad térmica del terreno

$h_o$  : Distancia de la superficie del suelo al eje del cable mm

$D_{ext}$  : Diámetro exterior del cable mm

\*Cabe mencionar que, el método de cálculo de las diferentes resistencias térmicas se obtuvo de la Norma UNE 21144-2-1. [10]

### 2.2.7 Pérdidas en las pantallas o cubiertas metálicas

Las pérdidas en las pantallas o cubiertas metálicas se producen por la circulación de corrientes y a la presencia de corrientes de Foucault, como se representa en la siguiente ecuación:

$$\lambda_1 = \lambda'_1 + \lambda''_1 \quad (2.17)$$

Donde:

$\lambda_1$  : Pérdidas en las pantallas o cubiertas metálicas

$\lambda'_1$  : Pérdidas por corrientes de circulación

$\lambda''_1$  : Pérdidas por corrientes Foucault

En los cables unipolares fabricados con pantallas o cubiertas metálicas, cortocircuitados en ambos lados de una sección eléctrica longitudinal, solo es preciso considerar las pérdidas que se producen por las corrientes de circulación en las cubiertas metálicas; bajo esta premisa la expresión anterior se resume en:

$$\lambda_1 = \lambda'_1 \quad (2.18)$$

Las pérdidas por corrientes de circulación se determinan a partir de la siguiente expresión:

$$\lambda'_1 = \frac{R_s}{R} * \frac{1}{1 + \left(\frac{R_s}{X}\right)^2} \quad (2.19)$$

Donde:

$$X = \frac{\omega * \mu_0}{2\pi} \ln \frac{2*s}{d} \quad (2.20)$$

$X$  : Reactancia mutua entre conductores y pantallas del cable

$R_s$  : Resistencia de la pantalla del cable por unidad de longitud

$R$  : Resistencia en corriente alterna del cable, por unidad de longitud, a la temperatura máxima del cable

$s$  : Distancia entre ejes de conductores

$d$  : Diámetro medio de la pantalla

$\omega$  :  $2 * \pi * f$

Una vez calculada la corriente máxima admisible, se debe corregir su valor según recomienda las instrucciones técnicas completarias españolas ITC-LAT 06 de líneas subterráneas con cables aislados, con factores que dependen de las condiciones de instalación.

En la Tabla 2.9 se muestra los factores de corrección para temperaturas del suelo diferente de 25 °C (Ft), obtenida de la referencia antes mencionada, y para cables directamente enterrados.

**Tabla 2.9.** Factor de corrección para temperaturas del terreno diferentes de 25 [°C]  
[Fuente: ITC-LAT 06] [15]

Temperatura [°C]  Servicio  Permanente $\theta_s$	Temperatura del terreno, $\theta_t$ , en [°C]								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1.09	1.06	1.03	1	0.97	0.94	0.9	0.87	0.83
90	1.11	1.07	1.04	1	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78
70	1.15	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.75	0.67
65	1.17	1.12	1.06	1	0.94	0.87	0.79	0.71	0.61

En la Tabla 2.10 se muestra en los factores de corrección para resistividades térmicas del terreno ( $F_r$ ), la cual depende del tipo de suelo y su humedad en el que se instala la línea eléctrica como se muestra en la Tabla 2.11. Este factor de corrección es para cables directamente enterrados.

**Tabla 2.10.** Factor de corrección para resistividades térmicas del terreno diferentes de 1.5 [K.m/W] [Fuente: ITC-LAT 06] [15]

Tipo de instalación	Sección del conductor en [mm <sup>2</sup> ]	Resistividad térmica del terreno, [k.m/W]						
		0.8	0.9	1	1.5	2	2.5	3
Cables directamente enterrados	25	1.25	1.20	1.16	1	0.89	0.81	0.75
	35	1.25	1.21	1.16	1	0.89	0.81	0.75
	50	1.26	1.26	1.16	1	0.89	0.81	0.74
	70	1.27	1.22	1.17	1	0.89	0.81	0.74
	95	1.28	1.22	1.18	1	0.89	0.80	0.74
	120	1.28	1.22	1.18	1	0.88	0.80	0.74
	150	1.28	1.23	1.18	1	0.88	0.80	0.74
	185	1.29	1.23	1.18	1	0.88	0.80	0.74
	240	1.29	1.23	1.18	1	0.88	0.80	0.73
	300	1.30	1.24	1.19	1	0.88	0.80	0.73
Cables en el interior de tubos enterrados	25	1.12	1.10	1.08	1	0.93	0.88	0.83
	35	1.13	1.11	1.09	1	0.93	0.88	0.83
	50	1.13	1.11	1.09	1	0.93	0.87	0.83
	70	1.13	1.11	1.09	1	0.93	0.87	0.82
	95	1.14	1.12	1.09	1	0.93	0.87	0.82
	120	1.14	1.12	1.10	1	0.93	0.87	0.82
	150	1.14	1.12	1.10	1	0.93	0.87	0.82
	185	1.14	1.12	1.10	1	0.93	0.87	0.82
	240	1.15	1.12	1.10	1	0.92	0.86	0.81
	400	1.16	1.13	1.10	1	0.92	0.86	0.81

**Tabla 2.11.** Resistividad térmica del terreno [Fuente: ITC-LAT 06] [15]

Resistividad térmica de terreno [k.m/W]	Naturaleza del terreno y grado de humedad
0.4	Inundado
0.5	Muy Húmedo
0.7	Húmedo
0.85	Poco Húmedo
1	Seco
1.2	Arcilloso muy seco
1.5	Arenoso muy seco
2	De piedra arenisca
2.5	De piedra caliza

En la Tabla 2.12 se tiene los factores de corrección en función del número de ternas de cables o cables tripolares y la distancia de separación entre dichos cables (Fd).

**Tabla 2.12.** Factor de corrección en función del número de cables y la distancia de separación entre los mismos [Fuente: ITC-LAT 06] [15]

Factor de corrección										
Tipo de Instalación	Separación de los ternos	Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Cables directamente enterrados</b>	En contacto d = 0 m	0.76	0.65	0.58	0.53	0.50	0.47	0.45	0.43	0.42
	d = 0.2 m	0.82	0.73	0.68	0.64	0.61	0.59	0.57	0.56	0.55
	d = 0.4 m	0.86	0.78	0.75	0.72	0.70	0.68	0.67	0.66	0.65
	d = 0.6 m	0.88	0.82	0.79	0.77	0.76	0.74	0.74	0.73	-
	d = 0.8 m	0.90	0.85	0.83	0.81	0.80	0.79	-	-	-
<b>Cables en el interior de tubos enterrados</b>	En contacto d = 0 m	0.80	0.70	0.64	0.60	0.57	0.54	0.52	0.50	0.49
	d = 0.2 m	0.83	0.75	0.70	0.67	0.64	0.64	0.60	0.59	0.58
	d = 0.4 m	0.87	0.80	0.77	0.74	0.72	0.71	0.70	0.69	0.68
	d = 0.6 m	0.89	0.83	0.81	0.79	0.78	0.77	0.76	0.75	-
	d = 0.8 m	0.90	0.86	0.84	0.82	0.81	-	-	-	-

En la Tabla 2.13 se muestra el factor de corrección para cables directamente enterrados o en tubos a una profundidad de zanja superior a 1 m (Fz).

**Tabla 2.13.** Factor de corrección en función de la profundidad de la instalación [Fuente: ITC-LAT 06] [15]

Profundidad [m]	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	≤ 185 [mm <sup>2</sup> ]	> 185 [mm <sup>2</sup> ]	≤ 185 [mm <sup>2</sup> ]	> 185 [mm <sup>2</sup> ]
0.5	1.06	1.09	1.06	1.08
0.6	1.04	1.07	1.04	1.06
0.8	1.02	1.03	1.02	1.03
1	1	1	1	1
1.25	0.98	0.98	0.98	0.98
1.5	0.97	0.96	0.97	0.96
1.75	0.96	0.94	0.96	0.95
2	0.95	0.93	0.95	0.94
2.5	0.93	0.91	0.93	0.92
3	0.92	0.89	0.92	0.91

La corriente máxima admisible en régimen permanente corregida se calcula según la Ecuación 2.21 como se muestra a continuación. [15]

$$I_Z \text{ corregida} = I_Z * Ft * Fd * Fr * Fz \quad (2.21)$$

Otra Guía que se sugiere para el análisis de selección del cable apropiado para líneas de transmisión subterráneas es "IEEE Guide for Bonding Shields and Sheaths of Single-Conductor Power Cables Rated 5 kV through 500 kV".

## 2.5. CÁLCULO DE LA SECCIÓN DEL CONDUCTOR POR CAÍDA DE VOLTAJE

Para el cálculo de la sección del conductor por el criterio de caída de voltaje, es necesario calcular la caída de voltaje en la línea de transmisión. La metodología de cálculo está referenciada a la "Guía Técnica de Aplicación – ANEXOS. Cálculos de las Caídas de Tensión" publicada por el Ministerio de Ciencia y Tecnología de España.

La referencia antes mencionada sugiere calcular la caída de voltaje para sistemas trifásicos mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta U = (R + X \tan \varphi) * \left( \frac{P}{V_N} \right) \quad (2.21)$$

Donde:

$P$  : Potencia activa prevista de la línea en W

$R$  : Resistencia de la línea en  $\Omega$ -

$X$  : Reactancia de la línea en  $\Omega$

$\Delta V$  : Caída de voltaje absoluta producida en la línea

$\tan \varphi$  : Tangente del ángulo correspondiente al factor de potencia de la carga

$V_N$  : Voltaje nominal de la línea en V

El valor de la reactancia es  $X = 0.1$  [ $\Omega/\text{km}$ ] en el caso de ausencia de datos, pero este valor es posible calcularlo en función de la separación entre conductores.

Una vez calculada la caída de voltaje, se puede calcular la sección del conductor en un sistema trifásico mediante la siguiente ecuación:

$$S = \frac{C * \rho_{\theta} * P * L}{\Delta V * V_N} \quad (2.22)$$

Donde:

$P$  : Potencia activa prevista de la línea en W

$C$  : Incremento de la resistencia en alterna. Y se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$c = 1 + Y_S + Y_P \quad (2.23)$$

$Y_S$  : Factor del efecto skin, el cual se calcula con la Ecuación (2.7)

$Y_P$  : Factor del efecto piel, el cual se calcula con la Ecuación (2.9)

$L$  : Longitud de la línea en m

$\Delta V$  : Caída de voltaje absoluta producida en la línea

$\rho_{\theta}$  : Resistividad del conductor a la temperatura de servicio prevista para el conductor en  $\left[\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}}\right]$

$V_N$  : Voltaje nominal de la línea en V

Los valores de la resistividad del conductor a la temperatura de servicio prevista para el conductor se pueden obtener de la Tabla 2.14, que se obtiene de la Tabla 6 de la referencia antes mencionada. [11]

**Tabla 2.14.** Valores de resistividad del conductor a la temperatura de servicio prevista [Fuente: GUÍA-BT-ANEXO 2] [11]

Material	$\rho_{20} \left[\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}}\right]$	$\rho_{70} \left[\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}}\right]$	$\rho_{90} \left[\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}}\right]$
Cobre	0.018	0.021	0.023
Aluminio	0.029	0.033	0.036
Almelec (Al-Mg-Si)	0.032	0.038	0.041

## 2.6. CÁLCULO DE LAS CORRIENTES MÁXIMAS ADMISIBLES EN CORTOCIRCUITO

Este criterio, generalmente, se basa en que el calor es retenido en el interior del cable mientras dura el cortocircuito, a este fenómeno se lo conoce como calentamiento

adiabático (no existe transferencia de calor con el medio externo). Para el caso de líneas de transmisión soterradas, durante eventos de cortocircuito no se puede disipar el calor generado por las corrientes elevadas. Partiendo de esta condición es importante realizar el análisis de corrientes máximas admisibles en cortocircuitos bajo una hipótesis adiabática, para obtener la sección del conductor que se ajusta a la línea.

El método de cálculo está basado en la Norma UNE 21192, la cual sugiere calcular la corriente máxima admisible en una hipótesis adiabática con la siguiente ecuación:

$$I_{AD}^2 * t = K^2 * S^2 * \ln\left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}\right) \quad (2.24)$$

Donde:

$I_{AD}$  : Corriente de cortocircuito obtenida en una hipótesis adiabática A

$t$  : Duración del cortocircuito [s]. Se tomará el valor de 0,5 s, obtenido de la referencia.

$K$  : Constante que depende del material del componente del conductor de corriente, ver Tabla 2.15.

$S$  : Sección del conductor, obtenida en el apartado 2.2, en mm<sup>2</sup>

$\theta_f$  : Temperatura final (Temperatura máxima del cable en cortocircuito determinada por el tipo de aislante utilizado, ver Tabla 2.16) °C

$\theta_i$  : Temperatura inicial (Temperatura máxima de servicio, determinada por el tipo aislante utilizado, ver Tabla 2.6) °C

$\beta$  : Inversa del coeficiente de variación de resistencia con la temperatura del componente conductor de corriente a °C (K), ver Tabla 2.15

**Tabla 2.15.** Valores de K y B para el cálculo de la sección bajo la hipótesis de corriente de cortocircuito adiabática [12]

Material	K	$\beta$
<b>Conductores</b>		
<b>Cobre</b>	226	234,5
<b>Aluminio</b>	148	228
<b>Cubiertas metálicas, pantallas y armaduras</b>		
<b>Plomo o aleación de plomo</b>	41	230

<b>Acero</b>	78	202
<b>Bronce</b>	180	313
<b>Aluminio</b>	148	228

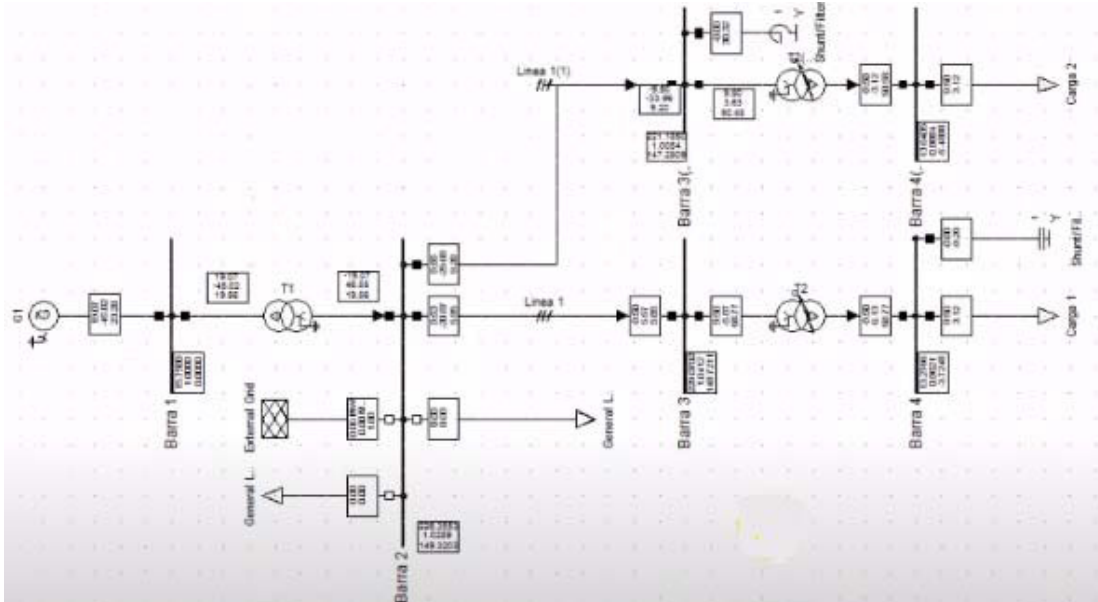
**Tabla 2.16.** Máximas temperaturas en cortocircuitos de cables con sus respectivos aislantes [12]

Tipo de Aislamiento		Condición
		Servicio Permanente
Policloruro de Vinilo (PVC)	$s \leq 300 \text{ mm}^2$	160°C
	$s > 300 \text{ mm}^2$	140°C
Polietileno Reticulado (XLPE)		250°C
Etileno Propileno (EPR)		250°C
Etileno Propileno alto módulo (HEPR)	$U_0 / U \leq 18/30 \text{ kV}$	250°C
	$U_0 / U > 18/30 \text{ kV}$	250°C
Papel impregnado en aceite con mezcla no migrante	Hasta 12/20 kV	170°C
	De 15/25 a 18/30 kV	150°C
	26/45 kV	150°C
	36/66 kV	150°C

Una vez calculada la corriente de cortocircuito máxima admisible en una hipótesis adiabática, y para que la sección cumpla con este criterio, se deben obtener las máximas corrientes de cortocircuito que se presentarían en la línea, mediante un estudio de cortocircuitos, la cuales deben cumplir con la premisa  $I_{AD} \geq I_{\text{cortocircuito máxima}}$ . [12]

En esta guía se proponer obtener las corrientes máximas de cortocircuitos con la ayuda del Software de Simulación DigSilent de la empresa Power Factory, el cual permite realizar equivalentes de red, cuando se tiene la necesidad de reemplazar un sistema muy complejo en una carga o una red equivalente más una carga, partiendo de la base de datos de la red en la cual se instalará la nueva línea en el software antes mencionado. Ver Figura 2.2.





**Figura 2.2** Ejemplo de base de datos de una red en DigSILENT Power Factory

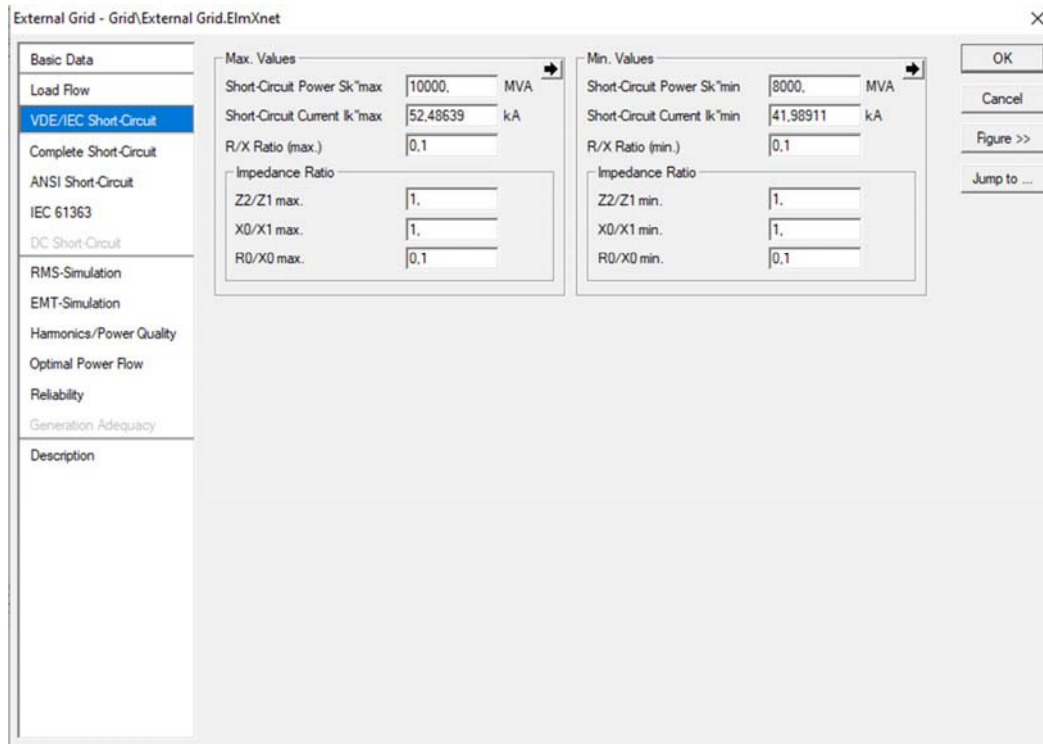
Dando doble clic sobre el elemento de red externa (external grid) se ingresan los parámetros que componen la red equivalente para el estudio de cortocircuito. En la pestaña de flujo de carga los datos necesarios son el voltaje en por unidad y el ángulo en grados de la barra donde se simularán los cortocircuitos, ver Figura 2.3.

External Grid - Grid\External Grid.ElmXnet

Basic Data	Bus Type	<input type="text" value="PV"/>	<input type="button" value="OK"/>
<b>Load Flow</b>	Setpoint	<input type="text" value="local"/>	<input type="button" value="Cancel"/>
VDE/IEC Short-Circuit	Operation Point	Active Power <input type="text" value="0"/> MW	<input type="button" value="Figure &gt;&gt;"/>
Complete Short-Circuit	Voltage Setpoint	<input type="text" value="1"/> p.u.	<input type="button" value="Jump to ..."/>
ANSI Short-Circuit	Reference Busbar	<input type="text" value="..."/>	
IEC 61363	Primary Frequency Bias	<input type="text" value="0"/> MW/Hz	
DC Short-Circuit	Secondary Frequency Bias	<input type="text" value="0"/> MW/Hz	
RMS-Simulation	Reactive Power Operational Limits	Capability Curve <input type="text" value="..."/>	
EMT-Simulation	Min.	<input type="text" value="-9999"/> Mvar	Scaling Factor (min.) <input type="text" value="100"/> %
Harmonics/Power Quality	Max.	<input type="text" value="9999"/> Mvar	Scaling Factor (max.) <input type="text" value="100"/> %
Optimal Power Flow			
Reliability			
Generation Adequacy			
Description			

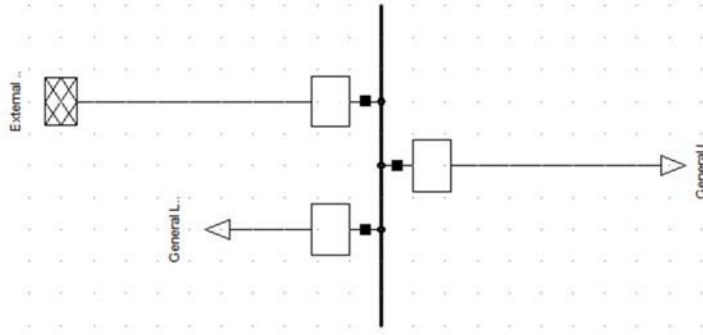
**Figura 2.3.** Pestaña de flujo de carga de una red externa en DigSILENT Power

Los datos necesarios para el método de cálculo de las corrientes de cortocircuitos son ingresados en la pestaña VDE/IEC Short Circuit, ver Figura 2.4, donde se requiere la potencia aparente de cortocircuito, la corriente de cortocircuito máxima, las relaciones de impedancia, resistencia y reactancia de secuencia negativa, positiva y cero.



**Figura 2.4.** Pestaña de corrientes de cortocircuito de una red externa en DlgSILENT Power Factory

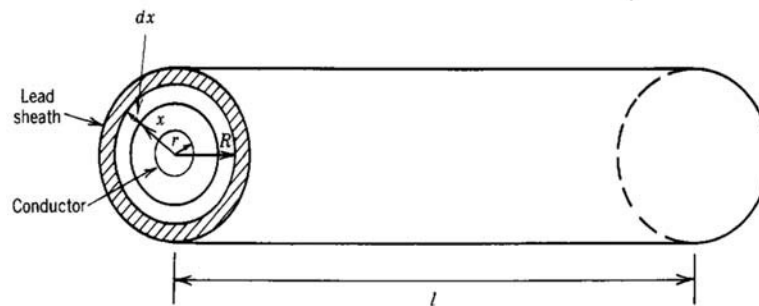
Los datos necesarios para la red equivalente se obtienen mediante la simulación de cortocircuitos trifásicos y monofásicos en la barra de envío de la nueva línea, y los datos de la carga máxima en el extremo receptor de la línea son los datos considerados para el cálculo de la corriente de diseño en la Ecuación (2.2). La representación de la red equivalente se puede ver en la Figura 2.5.



**Figura 2.5.** Representación de una red equivalente trifásica en DlgSILENT Power Factory.

## 2.7. CÁLCULO DE LA RESISTENCIA ELÉCTRICA DEL AISLAMIENTO DE UN CABLE SOTERRADO

Uno de los componentes principales de un cable subterráneo es el aislamiento. En este apartado se propone calcular la resistencia eléctrica que presenta dicho aislamiento en ohmios, partiendo de un cable de núcleo simple como se puede ver en la Figura 2.6, con la siguiente ecuación:



**Figura 2.6.** Cable soterrado de núcleo simple [20]

$$R_i = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{R}{r} \quad (2.25)$$

Donde:

- $R_i$  : Resistencia eléctrica del aislamiento en  $\Omega$
- $\rho$  : Resistividad del aislamiento (dieléctrico) en  $\Omega\text{m}$
- $l$  : Longitud del cable en m
- $R$  : Radio exterior del aislamiento en m
- $r$  : Radio del elemento conductor en m

En la Ecuación (2.25) observar que la resistencia eléctrica del aislamiento es inversamente proporcional a la longitud del cable. [20]

## 2.8. SELECCIÓN DEL TIPO DE EMPALMES

Los empalmes son seleccionados de acuerdo con las características de los cables, tales como la sección, la intensidad de corriente que va a circular, composición y su naturaleza.

Los tipos de empalmes mencionado en el apartado 1.3.4 son utilizados en los niveles de voltaje como se muestra en la Tabla 2.17. Según la “Norma de Empalmes para Cables Subterráneos de Alta Tensión” KNE002 de la empresa e-distribución, la cual tiene por objetivo definir el diseño, la fabricación, los ensayos, etc., de dichos empalmes.

**Tabla 2.17.** Empalmes utilizados en cada nivel de voltaje referencia “KRZ001” [8]

NIVEL DE VOLTAJE	TIPOS DE EMPALMES		
	Termo-retráctiles	Premoldeados	Prefabricados
45 [kV]	✓	✓	
66 [kV]	✓	✓	✓
132 [kV]			✓

Los empalmes también dependen del sistema de puesta a tierra que se utilice en el diseño, ya que los empalmes deben estar preparados para conexiones directas (las pantallas se conectan en línea recta) o conexiones cruzadas (las pantallas se conectan de forma cruzada entre las fases de la línea).

Es importante la compatibilidad entre el cable y el empalme, esto se logra cuando los diámetros y sus respectivas tolerancias de fabricación son los adecuados. Para los cables normalizados presentados en el apartado 2.7, se presenta los diámetros normalizados tanto para el elemento conductor como para el material aislante, en las Tabla 2.18 y Tabla 2.19 respectivamente.

**Tabla 2.18.** Diámetros y tolerancias de fabricación del conductor para la compatibilidad del cable y sus accesorios. [Fuente: Norma “KNE002”] [13]

Material	Sección [mm <sup>2</sup> ]	Diámetro nominal [mm]	Tolerancias [mm]
Aluminio	400	23.5	23.2-23.9
	630	30.5	30.3-30.9
	1000	38.5	38.0-38.9
	1200	43.5	43.0-44.0
Cobre	1000	39.5	39.0-40.2
	1600	51.0	50.5-51.6
	2000	56.5	55.9-57.1

**Tabla 2.19.** Diámetros y tolerancias de fabricación del material aislante para la compatibilidad del cable y sus accesorios. [Fuente: Norma “KNE002”] [13]

Tensión U [kV]	Sección [mm <sup>2</sup> ]	Diámetro nominal [mm]	Tolerancias [mm]
45	400 Al	40.0	39.4-41.0
	1000 Al	56.5	55.8-57.5
66	630 Al	52.0	51.5-53.0
	1000 Al	60.5	60.0-61.5
132	630 Al	65.5	64.5-66.5
	1200 Al	79.0	78.0-80.2
220	1000 Cu	85.5	84.9-87.0
	1600 Cu	96.5	95.5-97.5
	2000 Cu	102.5	102.0-104.0

La compatibilidad entre los empalmes y el cable también debe ser eléctrica, por lo que en la Tabla 2.20 se presenta los valores de gradientes de voltaje tanto para las pantallas como el aislante que componen el cable, en función del nivel de voltaje y la sección. [13]

**Tabla 2.20.** Gradientes asociados al nivel de voltaje, la sección del conductor y el espesor del aislante. [Fuente: Norma “KNE002”] [13]

Tensión U [kV]	Sección [mm <sup>2</sup> ]	Espesor nominal [mm]	Gradiente [kV/mm] (*)
45	400 Al	7.0	C: 4.7 / A: 3.0
	1000 Al	7.5	C: 4.3 / A: 3.2
66	630 Al	9.0	C: 5.0 / A: 3.2
	1000 Al	9.0	C: 4.8 / A: 4.4
132	630 Al	16.0	C: 6.8 / A: 3.5
	1200 Al	16.0	C: 6.2 / A: 3.7
220	1000 Cu	21.0	C: 8.8 / A: 4.4
	1600 Cu	21.0	C: 8.2 / A: 4.6
	2000 Cu	21.0	C: 8.0 / A: 4.7
(*) C: gradiente en pantalla sobre conductor / A: gradiente en pantalla sobre aislamiento			

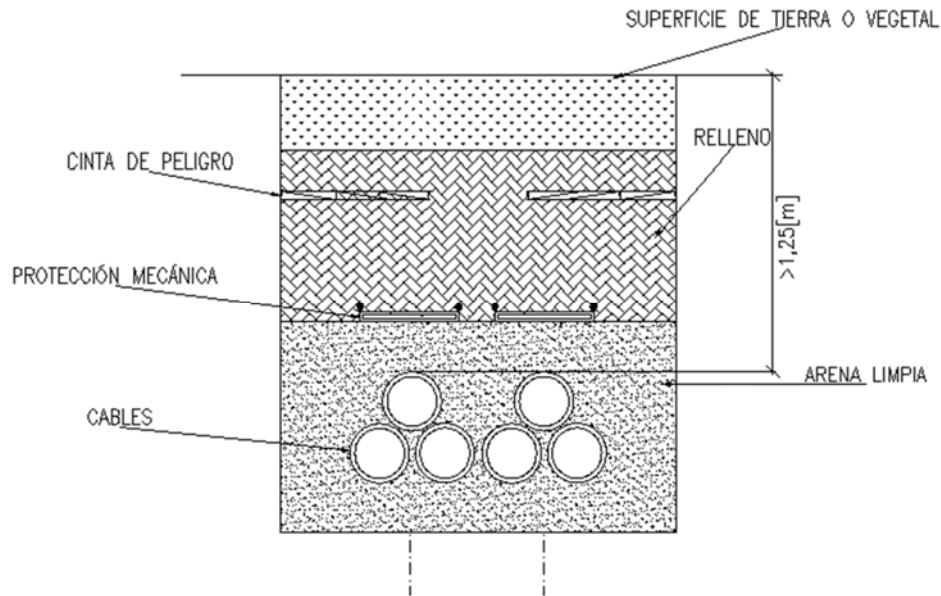
Los empalmes deben cumplir con una serie de prueba para garantizar su correcto funcionamiento, para ello se recomienda consultar “IEEE Standard for Extruded and Laminated Dielectric Shielded Cable Joints Rated 2.5 kV to 500 kV “.

## 2.9. SELECCIÓN DEL TIPO DE INSTALACIÓN DE CABLES Y EMPALMES

La principal opción de los tipos de instalación de empalmes y cables, mostrados en los apartados 1.3.5 y 1.3.9 respectivamente, es la instalación directamente enterrada, ver Figura 2.7, con el objetivo de reducir los costos de construcción, a pesar de que este tipo de instalación no es recomendable para los cables soterrados de alta tensión, porque disminuye la capacidad de transporte de corriente debido a las condiciones térmicas, la instalación no brinda seguridad y dificulta la expansión de la red. Con la ayuda de equipos de detección como el georradar se podrá conocer las condiciones del terreno donde se hará la instalación, y de ser el caso la existencia de otras instalaciones subterráneas cercanas a la nueva línea, que pueden dificultar la apertura de zanjas.

La instalación directamente enterrada exige a los cable y empalmes cumplir con las condiciones de aislamiento e impermeabilidad necesarios para el tipo de terreno donde se ubicarán. Los empalmes directamente enterrados adicionalmente deben cumplir con los ensayos mostrados en el Anexo A de la Norma KNE002. [5]

La zanja debe tener una profundidad no menor a 1,25 m y el ancho será de tal magnitud que permita la facilidad del tendido de los cables, y considerando los radios máximos de curvatura de los cables, tales que no sean excedidos, y sin provocar daños en estos.



**Figura 2.7.** Cables directamente enterrados [6]

La instalación de los empalmes y cables en cámaras y galerías, debido a su costo elevado de construcción, su uso es recomendable cuando se requiere una línea muy confiable, en respuesta a la importancia de las cargas a ser alimentadas, o mejorar las condiciones térmicas de operación de la línea, y así reducir las pérdidas de potencia activa. Las cajas de empalmes deberán cumplir con características como: una profundidad mínima de 1,90 m, el ancho y la longitud son a discreción del diseñador, siempre y cuando permita realizar los empalmes necesarios y su mantenimiento. Se construyen con paredes de hormigón y una tapa arqueta para poder entrar, y para el caso de una línea doble circuito se debe construir un muro para la separación de estos, y asegurando que los circuitos tengan una distancia mínima entre sí de 0,6 m. Las galerías de cables deberán cumplir con características como: ser de uso exclusivo para los cables de la línea, tener accesos del personal de mantenimiento cada 400 m, etc.

Los detalles para la construcción de la obra civil se los puede encontrar en las Normas “Ejecución de Obra Civil para Instalaciones Subterráneas de Alta tensión” KMH001 y “Criterios de diseño de galerías para cables de Alta Tensión” KNH002, de la empresa e-distribución, tanto para la instalación directamente enterrada, como en cámaras y galerías. [22] [23]

## **2.10. SELECCIÓN DE LOS TERMINALES**

La principal característica de los terminales colocados en los extremos de la línea, es que deben estar diseñado para soportar las mismas corrientes de cortocircuito y sobrecarga que se presente en dicha línea.

Para la selección de los terminales de exterior de composite (premoldeados) y termo-retráctiles, mencionados en el apartado 1.3.6, es importante considerar el nivel de contaminación al que estarán expuesto, la cubierta exterior de dichos terminales debe ofrecer una excelente respuesta a los voltajes a frecuencia industrial en presencia de contaminación.

La distancia de fuga de los terminales que se debe considerar será acorde a las recomendaciones de la norma IEC 60071-2, la cual es mencionada en la norma IEEE Std. 1313.2-1999. En la Tabla 2.21 se encuentra un resumen de dichas distancias de fuga.

De la misma manera los terminales SF6 o GIS deben ser adecuados y soportar las mismas condiciones de operación normal, sobrecarga o cortocircuito a las que el cable está sometido, se recomienda un diseño en seco (sin la necesidad de circulación de aceites aislantes).

Los terminales sumergidos en aceite tienen la misma particularidad de los terminales tipo GIS, que es el de uso exclusivo, estos terminales son usados en transformadores con un tanque de aceite para su conexión con los cables, y también se recomienda un diseño en seco.

La “Norma de Terminales para cables subterráneos de Alta Tensión”, KNE003 de la empresa e-distribución tienen por objetivo ayudar a definir el diseño, la fabricación, los ensayos, el suministro de terminales para cables subterráneos de tensiones superiores a los 45 kV. [14]



Tabla 2.21. Resumen de las distancias mínimas de fuga por el nivel de contaminación

Nivel de contaminación	Ejemplos típicos de ambientes	Distancia de fuga específica mínima mm / kV
I (Ligero)	Zonas sin industrias y con baja densidad de viviendas equipadas con plantas de calefacción	27.7
	Zonas con baja densidad de industrias o viviendas, pero sometidas a frecuentes vientos y / o lluvias.	
	Zonas agrícolas	
	Zonas montañosas	
	Todas estas zonas estarán situadas al menos a 10 km a 20 km del mar y no estarán expuestas a los vientos directamente del mar.	
II (Medio)	Zonas con industrias que no producen humo particularmente contaminante y / o con densidad media de viviendas equipadas con planta de calefacción.	34.6
	Zonas con alta densidad de viviendas y / o industrias, pero sometidas a frecuentes vientos y / o lluvias	
	Zonas expuestas al viento del mar, pero no demasiado cercanas a las costas (al menos a varios kilómetros de distancia)	
III (Alto)	Zonas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de plantas de calefacción que producen contaminación.	43.3
	Zonas cercanas al mar o en cualquier caso expuestas a vientos relativamente fuertes del mar	
IV (muy Alto)	Zonas generalmente de extensión moderada, sujetas a polvos conductores y humo industrial que producen depósitos conductores particularmente espesos	53.7
	Zonas generalmente de extensión moderada, muy próximas a la costa y expuestas a la niebla del mar o a vientos marinos muy fuertes y contaminantes	
	Zonas desérticas, caracterizadas por la ausencia de lluvia durante períodos prolongados, expuestas a fuertes vientos que transportan arena y sal, y sujetas a condensación regular	

## 2.11. SELECCIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

La selección del sistema de puesta a tierra o conexionado de las pantallas de los cables depende de las características físicas de la línea como: la longitud, la instalación, la cercanía con otras instalaciones soterradas, etc., y de características eléctricas como: los voltajes inducidos en las pantallas metálicas, las pérdidas de potencia activa, etc.

Los sistemas de puesta a tierra solid bonding, mostrado en el apartado 1.7.3.1, son utilizados en líneas de media tensión y en general en líneas de corta longitud (menor a 500 [m]) siempre y cuando la corriente no sea superior a los 500 A, en cuyo caso se debe seleccionar otro sistema de puesta a tierra.

El conexionado de pantallas en un solo punto (Single Point), mostrado en el apartado 1.3.7.2, se usa por lo general para líneas de voltajes superiores a 45 kV, y con longitudes máximas permitidas sugeridas por las "Especificaciones técnicas particulares de líneas de transmisión subterráneas de Alta Tensión > 36 kV", KRZ001 de la empresa e-distribución, para sistemas conectados en los extremos de la línea, ver Tabla 2.22, y para sistemas conectados en la mitad de la longitud de la línea de transmisión, ver Tabla 2.23.

**Tabla 2.22.** Longitudes máximas permitidas para conexiones "end point bonding".  
[Fuente: KRZ001] [8]

Tensión [kV]	Sección [mm <sup>2</sup> ]	1 circuito por zanja		2 circuitos por zanja	
		Tensión inducida [V/km]	Longitud máxima permitida [km]	Tensión inducida [V/km]	Longitud máxima permitida [km]
45	400 Al	64.5	1.007	54.6	1.191
	800 Al	88.7	0.737	77.5	0.839
	100 Al	92.9	0.70	77.3	0.841
66	630 Al	74.8	0.869	62.9	1.034
	1000 Al	88.7	0.733	74.1	0.877
132	630 Al	73.8	0.881	61.5	1.057
	1200 Al	93.5	0.695	76.9	0.846

**Tabla 2.23.** Longitudes máximas permitidas para conexiones "Medidle point bonding."  
[Fuente: KRZ001] [8]

Tensión [Kv]	Sección [mm <sup>2</sup> ]	1 circuito por zanja		2 circuitos por zanja	
		Tensión inducida [V/km]	Longitud máxima permitida [km]	Tensión inducida [V/km]	Longitud máxima permitida [km]
45	400 Al	64.5	2.015	54.6	2.382
	800 Al	88.7	1.474	77.5	1.678
	100 Al	92.9	1.400	77.3	1.682
66	630 Al	74.8	1.737	62.9	2.068
	1000 Al	88.7	1.466	74.1	1.755
132	630 Al	73.8	1.762	61.5	2.113
	1200 Al	93.5	1.391	76.9	1.691

El conexionado cruzado de las pantallas de cables o sistema de puesta a tierra cross bonding, mostrado en el apartado 1.3.7.3, es utilizado en líneas de media y larga longitud (líneas con longitudes superiores a 500 m). El sistema de puesta a tierra cross bonding seccionado se utiliza en líneas donde se pueda optimizar el número de descargadores a tierra, y los sistemas de puesta a tierra cross bonding continuo son ampliamente utilizados en instalaciones de gran longitud en las cuales no se pueda crear secciones de tramos iguales, además este sistema presenta la facilidad de combinarse con los sistemas antes mencionados para cubrir toda la longitud de la línea. [8]

## 2.12. SELECCIÓN DE LA DISPOSICIÓN DE CABLES SOTERRADOS

En general, la configuración a utilizar dependerá de un análisis de las pérdidas de potencia activa en las pantallas metálicas y los efectos de los campos electromagnéticos en las proximidades de la línea de transmisión, debido a que el campo eléctrico se encuentra en el interior de las pantallas metálicas de los cables y su valor es nulo en el exterior de estos.

Los factores que son parte de una instalación soterrada que afectan al campo magnético son: la profundidad de enterramiento, la distancia de separación entre fases, la secuencia de las fases, la magnitud de corriente a transportar, y de ser el caso la separación entre circuitos.

Los análisis mencionados anteriormente se pueden basar a lo descrito en los apartados 6.5 y 6.6 del libro "Cálculo y Diseño de Líneas Eléctricas de Alta Tensión" de los autores Pascual Simón, Fernando Garnacho, Jorge Moreno y Alberto González. [24]

## 2.13. SELECCIÓN DE LA PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES

Los pararrayos deben estar diseñados para las condiciones de máximo voltaje en servicio que pueda aparecer en la red. La primera característica que debe cumplir un pararrayos es el voltaje de servicio continuo, el cual es el voltaje aplicado de forma permanente sobre los bornes del pararrayos sin que esta sufra daños. Se define con la Ecuación 2.26 para aquellas redes que dispones de un sistema de descargas automáticas a tierra.

$$U_c \geq 1.05 \frac{U_s}{\sqrt{3}} \quad (2.26)$$

Y para sistemas conectados a tierra mediante una bobina de compensación, sin sistemas de descargas automática a tierra con la Ecuación 2.27, definidos en la Norma IEC 60099-5.

$$U_c \geq 1.05 U_s \quad (2.27)$$

Donde:

$U_c$  : Voltaje de servicio continuo kV

$U_s$  : Voltaje máximo de la red en kV

El factor de seguridad 1.05 se coloca con el fin de considera la presencia de armónicos de voltaje en la red.

Otra característica importante que deben cumplir los pararrayos es la del voltaje asignado, el cual es el voltaje eficaz máximo admisible a frecuencia industrial ( $U_r$ ) aplicado en los bornes del pararrayos, para el cual se prevé un correcto funcionamiento de este, es un dato usualmente proporcionado por el fabricante, dicho voltaje está en función de los sobrevoltajes temporales, obtenidos bajo un previo análisis de las fallas a tierras y pérdidas de carga.

Los pararrayos están expuestos a los sobrevoltajes temporales el tiempo que le tome al sistema de protecciones despejar las fallas. Para poder realizar una comparación entre los sobrevoltajes temporales de distinta amplitud y duración, con el objetivo de evaluar la capacidad del pararrayos para soportar dichos sobrevoltajes, la Norma IEC antes mencionada recomienda usar la Ecuación 2.28 para calcular la amplitud de estos sobrevoltajes con un tiempo de duración de 10 s.

$$U_{eq} = U_t \left( \frac{T_t}{10} \right)^{mt} \quad (2.28)$$

Donde:

- $U_{eq}$  : Amplitud del sobrevoltaje temporal equivalente a 10 [s] de duración en kV
- $U_s$  : Amplitud del sobrevoltaje temporal de duración T1 kV
- $mt$  : Coeficiente de la curva sobrevoltaje vs. Duración del pararrayos, dependiendo del diseño de este varía entre 0.018 y 0.022

El voltaje asignado del pararrayos debe ser mayor al sobrevoltaje temporal máximo, con un margen de seguridad de entre el 5 y 15 %.

La siguiente característica importante que deben cumplir los pararrayos es la corriente de referencia ( $I_n$ ), la cual es el valor cresta de la corriente tipo rayo prevista para la línea. Existen valores estandarizados en la norma IEC antes mencionada para la corriente nominal de descarga en los pararrayos: 1,5 kA, 2,5 kA, 5 kA, 10 kA y 20 kA. Para líneas de transmisión con voltajes de servicio inferiores a 72.5 kV, generalmente se utilizan pararrayos con  $I_n$  entre 5 y 10 kA, siempre que el voltaje más elevado de la red y la cantidad de descargas por año en el sitio de instalación no exijan valores mayores. Y para líneas con voltajes superiores a 72.5 kV se utilizan pararrayos de entre 10 y 20 kA.

La capacidad que tiene el pararrayos es otra característica que debe considerarse para la elección de este. Los pararrayos deben tener la capacidad de absorber la energía producida por los sobrevoltajes transitorios previstos en la red, debido a la conexión y desconexión de elementos de la red o el impacto de rayos en las líneas aéreas.

Por lo que la norma IEC antes mencionada recomienda el cálculo de la capacidad de absorción mediante las siguientes ecuaciones, en los diferentes casos:

- Energía producida por la conexión y desconexión de líneas de alta tensión en la red

$$W = 2u_{ps}(U_t - U_{ps}) \frac{T_w}{|Z_0|} \quad (2.29)$$

- $U_{ps}$  : Nivel de protección del pararrayos frente a ondas por maniobras
- $U_t$  : Amplitud del sobrevoltaje con respecto a tierra causada por la conexión de la línea de alto voltaje en kV

$T_W$  : Tiempo que le toma al sobrevoltaje propagarse a lo largo de la línea, el cual es calculado como el cociente de la longitud de la línea y la velocidad de propagación de la onda

$|Z_0|$  : Módulo de la impedancia característica de la línea

- Energía producida por el impacto de un rayo

$$W = \left[ 2U_f - N_l \left( 1 + \ln \frac{U_f}{U_{pl}} \right) \right] \frac{U_{pl} T_r}{|Z_0|} \quad (2.30)$$

Donde:

$U_{pl}$  : Nivel de protección del pararrayos frente a impulsos tipo rayo

$U_f$  : Tensión de cebado en polaridad negativa del aislamiento de la línea

$T_r$  : Tiempo equivalente de duración de la corriente, compuesto por la descarga principal y las descargas subsiguientes, usualmente el valor es de 300  $\mu$ s

$|Z_0|$  : Módulo de la impedancia característica de la línea.  $N_l$  es igual en número

La capacidad de absorción de energía debe ser mayor a los requerimientos de absorción de energía, caso contrario el pararrayos debe ser elegido de una clase mayor, y si esto no es suficiente, se debe elegir un pararrayos con una corriente nominal superior. Y en caso aún no cumplir con esta característica se puede aumentar la tensión asignada del pararrayos, con el objetivo de que los niveles de protección del pararrayos se ajusten a las necesidades.

Además, para la selección del pararrayos se debe elegir la línea de fuga, la cual es la longitud medida a lo largo del perímetro del aislamiento externo del pararrayo y que representa la resistencia de este a la contaminación. El nivel de contaminación debe ser el adecuado para la zona de instalación, según la norma IEC antes mencionadas se pueden clasificar los niveles de contaminación como se muestra en la Tabla 2.21 mostrada en el apartado 2.10. [7]

Un resumen de las características necesarias que debe cumplir un pararrayos para instalaciones soterradas se presenta en la Tabla 2.24, la cual es obtenida de las "Especificaciones Técnicas Particulares de Líneas Subterráneas de Alta tensión > 36 kV" KRZ001 y la Norma SNE 020 "Pararrayos de óxido de cinc, 45 kV, Servicio Exterior", ambas de la empresa española e-distribución. [8]

**Tabla 2.24.** Resumen de las características de pararrayos. [Fuente: KRZ001] [8]

Pararrayos de OZN				
Tensión de red [kV]	45	66	110	132
Aislamiento exterior	Material polimérico			
Tensión de servicio continuo $U_c$ [kV]	34	48	77	92
Tensión asignada $U_r$ [kV]	42	60	96	120
Corriente de descarga nominal con onda 8/20 $\mu$ s [kA]	10			
Clase de descarga de línea	2	3		
Nivel de aislamiento externo frec. Indust / tipo rayo [kV/kV]	95/250	140/325	275/650	275/650
Corriente de prueba del limitador de presión 0.2s [kA]	25	31.5		
Tensión residual máxima con onda de corriente 1/5 $\mu$ s y 10 [kA] [kV]	< 155	< 222	< 355	< 444
Tensión residual máxima con onda de corriente 8/20 $\mu$ s y 10 [kA] [kV]	< 138	< 198	< 317	< 396
tensión residual máxima con onda de corriente 30/60 $\mu$ s y 1 [kA] [kV]	< 109	< 156	< 249	< 312
Funcionamiento con impulso tipo rayo 8/20 $\mu$ s [kA]	10			
Impulso de corriente de gran amplitud onda 4/10 $\mu$ s [kA]	100			
Variación Tensión residual antes y después de impulso de corriente de larga duración (2400us)	< 5%			
Requerimientos mecánicos [da/N]	50	50	100	100
Línea de fuga mínima fase tierra nivel de polución III (fuerte) [mm]	1.300	1.813	3.625	3.625
Línea de fuga mínima fase tierra nivel de polución IV (muy fuerte) [mm]	1.612	2.248	4.495	4.495

## 2.14. SELECCIÓN DEL CABLE ÓPTICO SUBTERRÁNEO

Las características eléctricas, mecánicas, ópticas y los ensayos necesarios para este tipo de cables se regirán basados en normas. Para ello la empresa española e-distribución cuenta con la “Norma de Cables Ópticos Subterráneos” NNJ003, la cual es aplicable para cables ópticos que estarán directamente enterrados, instalados en galerías o entubados.

Dicha norma entre otras cosas establece las condiciones ambientales para las cuales dicho cable debe estar protegido.

- Humedad relativa
  - Mínima: 65% hasta 55 °C
  - Máxima: 93% hasta 40 °C
- Temperatura
  - Funcionamiento: 20 °C < t < 70 °C

Además, establece las características mecánicas y técnicas que debe cumplir el cable óptico subterráneo mostradas en la Tabla 2.25.

**Tabla 2.25.** Características eléctrica y mecánicas de los cables ópticos subterráneos.  
[Fuente: Norma NNJ003] []

<b>Cables subterráneos con protección antirroedores e ignífugos</b>			
Número de Fibras	36+12.38	96	144
Diámetro exterior del cable [mm]	≤ 18	≤ 25	≤ 26
Resistencia a la tracción máxima [daN]	≥1.000		
Masa [kg/km]	≤ 300	≤ 520	≤ 530
Radio de curvatura [mm]	≤ 360	≤ 500	≤ 520

Para transmitir información a través de cables de fibra óptica existen dos formas:

- Multimodo, consiste en que los haces de luz pueden circular por varios caminos o modos, son utilizados para distancias cortas menores a 1 km y son de fácil diseño e instalación.
- Monomodo, consiste en que los haces de luz circulan por un solo camino, lo que permite reducir el tamaño del diámetro de la fibra y alcanzar grandes distancias hasta un máximo de 400 km, además, permite transmitir grandes cantidades de información, alrededor de 10 Gbit/s

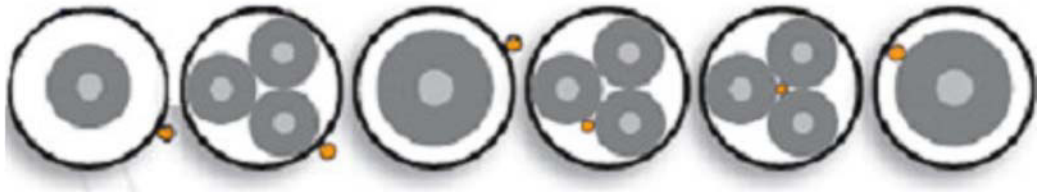
Las “Especificaciones Técnicas Particulares de Líneas Subterráneas de Alta tensión > 36 kV” KRZ001, basada en la Norma antes mencionada recomienda las siguientes características para los cables ópticos subterráneos. Ver Tabla 2.26.

**Tabla 2.26.** Características de cables ópticos subterráneos para líneas subterráneas.  
[Fuente: KRZ001] [8]

Número de fibras	48
Diámetro exterior del cable [mm]	≤ 18
Resistencia a la tracción máxima [daN]	≥ 1000
Masa [kg/km]	≤ 300
Radio de curvatura [mm]	≤ 300
Disposición de tubos	4 tubos de 12 fibras
Humedad relativa	Mínima: 65% hasta 55 [°C]
Margen de Temperatura	20[°C] a +70[°C]
Tipos de fibra (norma de referencia)	Monomodo convencional (ITU-T G-652.D)

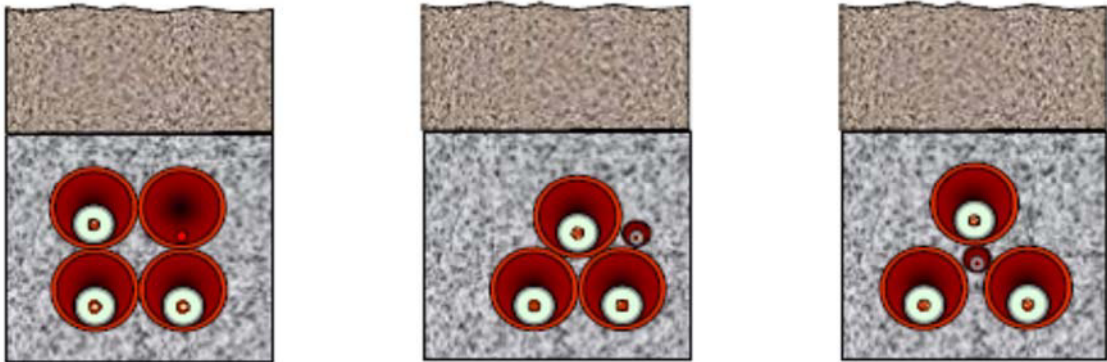
En la selección del cable óptico subterráneo, también es necesario considerar la disposición espacial que tendrán estos, entorno a los cables de potencia. En la Figura 2.8 se muestra la diferente posición que puede adoptar el cable óptico para cables de potencia que cuenta con dicho cable óptico adherido en su exterior o ubicados en el interior de estos, generalmente usados en cables directamente enterrados. [16]





**Figura 2.8.** Disposición de los cables ópticos subterráneos [16]

La disposición de los cables ópticos sugerida para cables de potencia entubados se muestra en la Figura 2.9.



**Figura 2.9.** Disposición de los cables ópticos subterráneos en cables entubados [16]

## 2.15. CRITERIOS PARA LAS PROXIMIDADES, PARALELISMOS Y CRUZAMIENTOS

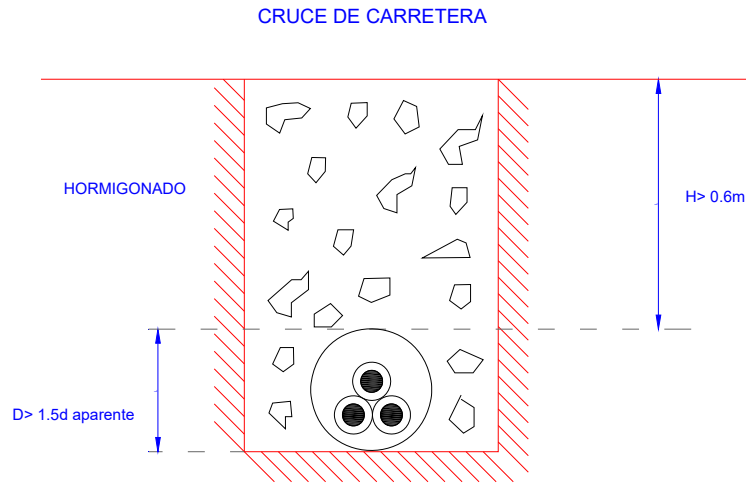
El soterramiento de cables deberá cumplir con los requisitos dispuestos por el “Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en las líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC – LAT 01 a 09, Real Decreto 223/08 de 15 de febrero”.

A continuación, se detallan, para cada uno de los casos indicados, los criterios y recomendaciones a los que deberán estar diseñados los cruzamientos de cables subterráneos en altos voltajes.

### 2.15.1. Cruzamientos

- Con carreteras y avenidas

Los tramos de los cables que tienen la necesidad de cruzar carreteras o avenidas, deben hacerlo a través de canalizaciones entubadas hormigonadas en dichos tramos. La profundidad medida desde la parte superior del tubo más cercano a la superficie hasta dicha superficie debe ser superior a 0,6 m. El cruce en la medida de lo posible debe ser perpendicular al eje vial, además, bajo ninguna circunstancia se permite la elaboración de empalmes en el interior de estos cruces, los empalmes se ubicarán a distancias superiores de 3 m medida desde el cruce, ver Figura 2.10.

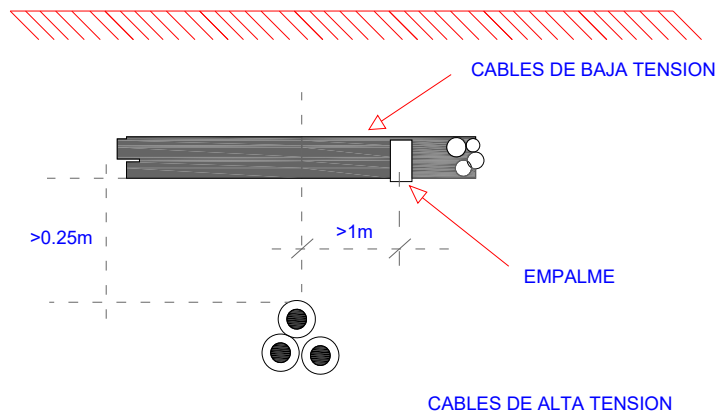


**Figura 2.10.** Diseño básico de zanja para el cruzamiento de una canalización subterránea de alta tensión con una calle o carretera [15]

- Con otros cables de líneas de transmisión de energía eléctrica

Se recomienda, y siempre que sea posible, que los cables de alto voltaje crucen por debajo de los de bajo voltaje. La distancia de separación entre los cables de las diferentes líneas u otros cables de energía eléctrica será mínima de 0,25 m. La distancia medida desde este cruce a empalmes tiene que ser mayor de 1 m. Para el caso que no se puedan respetar estas separaciones, el cable de instalación más recientemente se colocará separado por materiales como tubos, canalizaciones hormigonadas o divisorias constituidos con materiales de adecuada resistencia mecánica, que soporten compresiones mayores de 450 N y un impacto de energía de 20 J para tubos de diámetro exterior menores a 90 mm, 28 J si el diámetro es superior a 90 mm y menor o igual 140 mm, y de 40 J cuando el diámetro es mayor que 140 mm

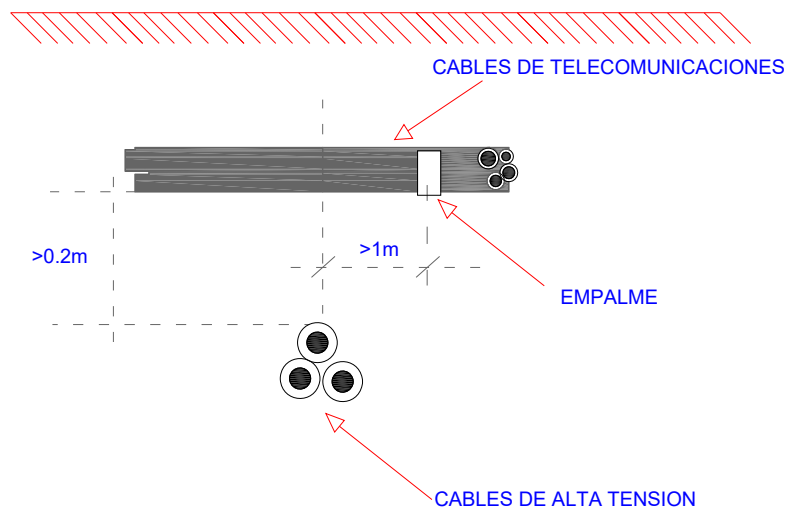
En la Figura 2.11 se muestra el detalle de las distancias mínimas en un cruce de cables de altos y bajos voltajes.



**Figura 2.11.** Detalle de las distancias mínimas en un cruce entre cables de altos y bajos voltajes [15]

- Cables del sistema de telecomunicación

La distancia de separación mínima entre los cables de la línea de transmisión y los de telecomunicación debe ser mayor de 0,20 m, ver Figura 2.12. La distancia desde el cruce a los futuros empalmes, tanto para los cables de potencia como de los cables del sistema de telecomunicación, tiene que ser mayor a 1 m. Para el caso que no se puedan respetar estas separaciones, el cable de instalación más recientemente se colocará separado por materiales como tubos, canalizaciones hormigonadas o divisorias constituidos con materiales de adecuada resistencia mecánica, que soporten compresiones mayores de 450 N y un impacto de energía de 20 J para tubos de diámetro exterior menores a 90 mm, 28 J si el diámetro es superior a 90 mm y menor o igual 140 mm, y de 40 J cuando el diámetro es mayor que 140 mm.



**Figura 2.12.** Detalle de las distancias mínimas en un cruce entre cables de alta tensión y de telecomunicación [15]

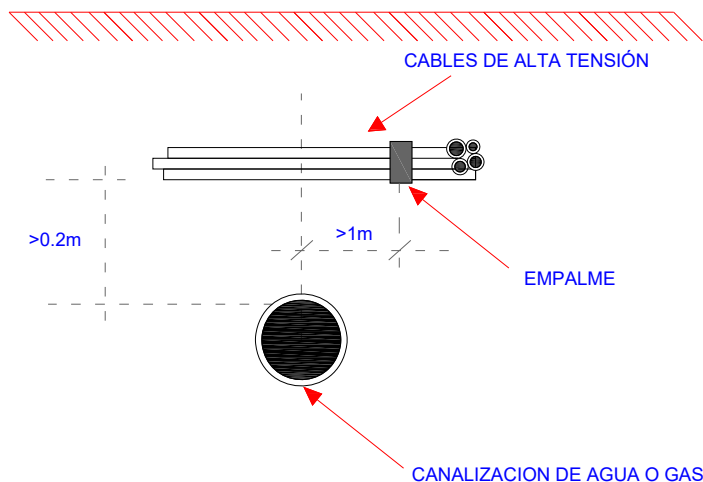
- Tuberías de agua

La distancia de separación de los cables de la línea de transmisión de energía eléctrica y las tuberías de agua deben ser mayores de 0,2 m. Además, debe evitarse el cruce por las uniones de la tubería de agua, o de los empalmes de la línea de transmisión eléctrica, colocando unos de otros a una distancia de separación superior a 1 m medida desde el cruce, ver Figura 2.13. Para el caso que no se puedan respetar estas separaciones, el cable de instalación más recientemente se colocará separado por materiales como tubos, canalizaciones hormigonadas o divisorias constituidos con materiales de adecuada resistencia mecánica, que soporten compresiones mayores de 450 N y un impacto de energía de 20 J para tubos de diámetro exterior menores a 90 mm, 28 J si el diámetro es superior a 90 mm y menor o igual 140 mm, y de 40 J cuando el diámetro es mayor que 140 mm.

- Tuberías de gas

Para los cruces de líneas de transmisión soterradas de alto voltaje con tuberías de gas deben cumplirse con distancias mínimas de separación, las cuales se muestran en la Tabla

2.27. Cuando por causas justificadas no pueda cumplir con dichas distancias de separación, esta se puede reducir con la colocación de protecciones suplementaria, hasta los mínimos mencionados en dicha Tabla 2.27. La protección suplementaria que se colocará entre los diferentes servicios, debe ser construida con materiales preferentemente cerámicos (baldosas, rasillas, ladrillos, etc.). Para aquellos casos en los que no se imposible cumplir con las distancias de separación establecida aún con protección suplementaria y se considerase necesario reducir esta separación, se comunicará a la empresa encargada de la distribución de gas, para que indique los procedimientos en cada caso.



**Figura 2.13.** Detalle de las distancias mínimas en un cruce entre cables de alta tensión y canalizaciones de agua o de gas [15]

**Tabla 2.27.** Distancias en cruzamientos con canalizaciones de gas. [Fuente: ITC-LAT 06] [15]

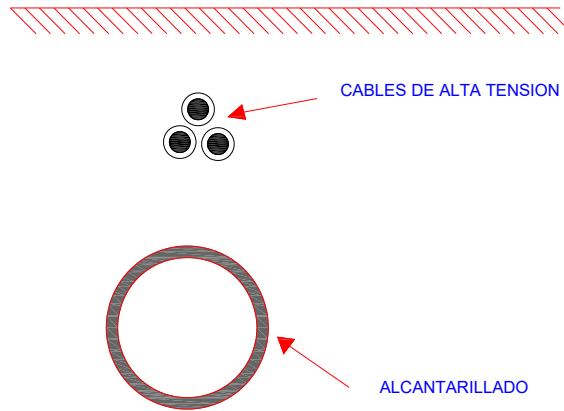
	<b>Presión de la instalación de gas</b>	<b>Distancia mínima (d) sin protección suplementaria</b>	<b>Distancia mínima (d) con protección suplementaria</b>
Tuberías y acometidas	Para alta presión > 4 bar	0,40 [m]	0,25 [m]
	Para media y baja presión ≤ 4 bar	0,40 [m]	0,25 [m]
Acometida interior *	Para alta presión > 4 bar	0,40 [m]	0,25 [m]
	Para media y baja presión ≤ 4 bar	0,40 [m]	0,25 [m]

Acometida interior \*: es el conjunto de conducciones y accesorios comprendidos entre la llave general de acometida de la compañía suministradora y la válvula de seccionamiento en la estación de regulación y medida. Es la parte de acometida propiedad del usuario.

- Alcantarillado

Los cables de la línea de transmisión deben cruzar por encima de las tuberías del sistema de alcantarillado. No se permite el cruce por su interior, se admite tener contacto con su

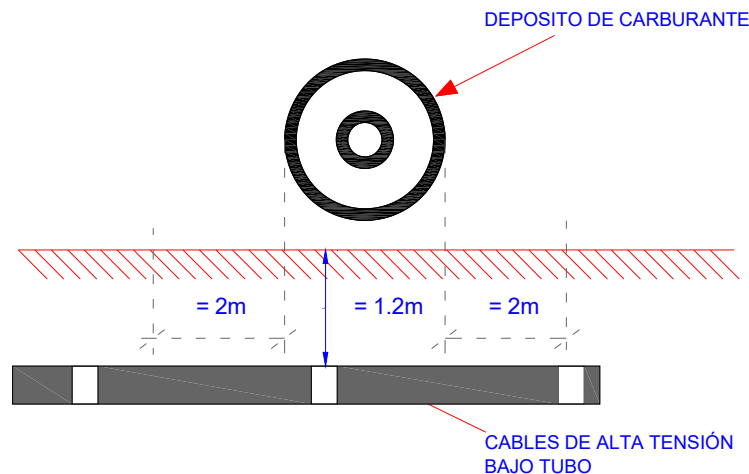
pared (por ejemplo, con la instalación a través de tubos), siempre que no se afecte la instalación, ver Figura 2.14. Para el caso que no es posible, se hace el cruce por debajo, y los cables se colocarán separados con tubos, canalizaciones hormigonadas o divisorias constituidos con materiales de adecuada resistencia mecánica, que soporten compresiones mayores de 450 N y un impacto de energía de 20 J para tubos de diámetro exterior menores a 90 mm, 28 J si el diámetro es superior a 90 mm y menor o igual 140 mm, y de 40 J cuando el diámetro es mayor que 140 mm.



**Figura 2.14.** Posición relativa recomendada entre las canalizaciones de alta tensión y los cables de alta tensión [15]

- Oleoductos

Los cables se instalan separado por materiales como tubos, canalizaciones hormigonadas o divisorias constituidos con materiales de adecuada resistencia mecánica, que soporten compresiones mayores de 450 N y un impacto de energía de 20 J para tubos de diámetro exterior menores a 90 mm, 28 J si el diámetro es superior a 90 mm y menor o igual 140 mm, y de 40 J cuando el diámetro es mayor que 140 mm. Los tubos distarán, como mínimo, 1,20 m del depósito. Los extremos de los tubos rebasarán al depósito, como mínimo, 2 m por cada extremo, ver Figura 2.15.



**Figura 2.15.** Distancias mínimas de separación entre un cable de alta tensión y un depósito de carburante. Nota: El cable deberá ir siempre entubado [15]

- Otros Cruzamientos

Los cruzamientos de ríos se realizarán exclusivamente con instalación aérea, mientras que para otro tipo de cruces como pantanos, zonas inundables, esteros y quebraras se cruzará sin restricción alguna con cable soterrado.

### 2.15.2. Proximidades y paralelismos

- Con otros cables de líneas de transmisión de energía eléctrica

Los cables de las líneas de transmisión en alto voltaje pueden ser instalados, de ser el caso, de forma paralela con otras líneas de transmisión o cables de energía, a una distancia superior de 0,25 m. Para los casos que no se pueda mantener estas distancias de separación, la instalación más reciente se colocará separada mediante tubos, canalizaciones o divisorias, construidas con materiales de adecuada resistencia mecánica.

- Cables del sistema de telecomunicación

Los cables de líneas de transmisión pueden ser instalado de forma paralela con cables del sistema de telecomunicaciones siempre que se mantenga una distancia de separación mayor a 0.20 m. Para los casos que no se pueda mantener estas distancias de separación, la instalación más reciente se colocará separada mediante tubos, canalizaciones o divisorias, construidas con materiales de adecuada resistencia mecánica.

- Tuberías de agua

Los cables de la línea de transmisión de energía eléctrica, deben construirse manteniendo una distancia de separación mayor a 0,20 m medido desde las tuberías de agua. Los empalmes de los cables de la línea y las uniones en las tuberías de agua, deben mantener una distancia de separación mayor a 1 m. Para los casos que no se pueda mantener estas distancias de separación, la instalación más reciente se colocará separada mediante tubos, canalizaciones o divisorias, construidas con materiales de adecuada resistencia mecánica. Para tuberías de mayor importancia para el sistema de agua potable, se ubicarán los cables

eléctricos de alto voltaje con distancias de separación superiores a 1 m medido desde dichas tuberías.

- Tuberías de gas

Las líneas de transmisión soterradas de alto voltaje se deben construir con las distancias de separación indicadas en la Tabla 2.24. Para aquellos casos en los que no se imposible cumplir con las distancias de separación establecida aún con protección suplementaria y se considerase necesario reducir esta separación, se comunicará a la empresa encargada de la distribución de gas, para que indique los procedimientos en cada caso.

- Acometidas

Cuando la línea de transmisión soterrada necesite cruzar o ubicarse de forma paralela con acometidas o conexiones de servicio a edificios, deben cumplir entre ambas instalaciones una distancia de separación mayor a 0,30 m. Para los casos que no se pueda mantener estas distancias de separación, la instalación más reciente se colocará separada mediante tubos, canalizaciones o divisorias, construidas con materiales de adecuada resistencia mecánica.

En general, las profundidades descritas anteriormente representan las básicas. Dependiendo de cada instalación y los obstáculos encontrados en la ruta, se definirán las profundidades de enterramiento finales. [2] [15]

### **3. DISEÑO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA SOTERRADA SHUSHUFINDI PAM – SHUSHUFINDI CNEL 69 [kV]**

En este apartado se desarrolla el diseño de la línea soterrada Shushufindi PAM – Shushufindi CNEL de 69 kV, para ello se empleará la guía práctica propuesta en el apartado anterior. Dicha línea de transmisión ofrecerá un nuevo punto de conexión para la subestación CNEL sucumbíos.

Cabe mencionar que los cálculos necesarios para desarrollar este apartado se presentarán a detalle en el ANEXO A, el cual consiste en una hoja de cálculo en Excel.

#### **3.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES**

Los datos de partida necesarios, en los cuales se basa el desarrollo de los criterios para el diseño y detalle de algunas características técnicas de los elementos que componen la línea de transmisión soterrada Shushufindi PAM – Shushufindi CNEL son:

- Voltaje nominal ( $V_n$ ) 69 kV, y el voltaje más elevado para los materiales aproximado ( $V_m$ ) es de 72.5 kV
- Potencia máxima para transportar: 14.16 MW

- Número de circuitos: un circuito trifásico
- El origen de la línea es la subestación Shushufindi PAM y el final es la Subestación CNEL Sucumbíos
- Longitud de la línea: 0.75 km
- Profundidad de instalación: 1.5 m

### 3.2. RUTA

La línea de transmisión estará ubicada en la parte nororiental del Ecuador, en la provincia de Sucumbíos, en la ciudad de Shushufindi, en la parroquia Shushufindi, siendo la cabecera cantonal.

El recorrido comienza en la subestación eléctrica Shushufindi PAM a construirse, continúa por la franja de servidumbre de dicha instalación, hasta llegar a la franja de servidumbre de las instalaciones de Petroamazonas, atravesando una zona boscosa junto al perfil derecho de la vía Troncal Amazónica Alternativa, sigue con el cruce de la avenida Naciones Unidas, recorriendo su perfil izquierdo, para llegar al punto de conexión final, siendo este la barra Shushufindi CNEL de 69 kV, ver Figura 3.1.





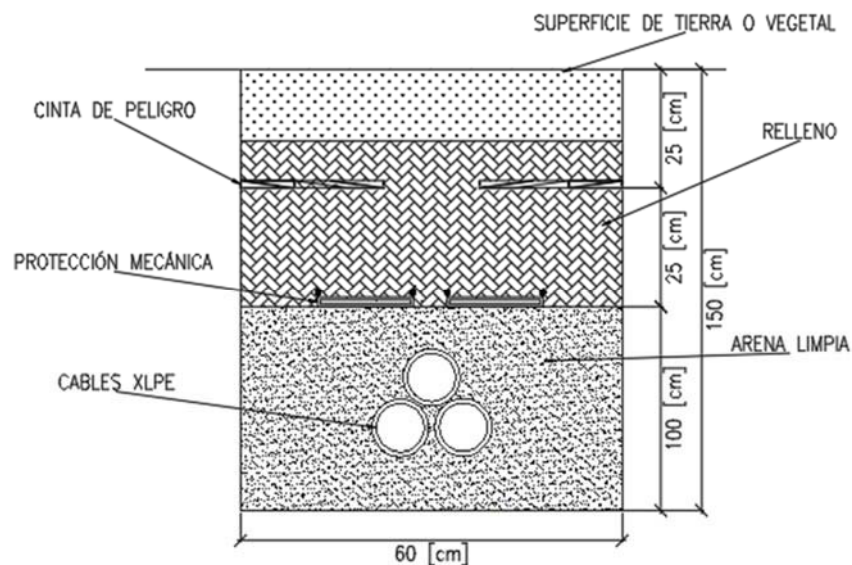
**Figura 3.1.** Ruta de la línea de transmisión Shushufindi PAM - Shushufindi CNEL 69 kV

- **Señalización y protección mecánica de la ruta**

El contratista encargado de la ejecución de la obra, debe realizar un proceso de señalización de la ruta, las cuales deben estar dentro de las disposiciones municipales de la zona para este tipo de obras.

Para la señalización exterior de los cables una vez concluida la obra, es recomendable hacerlo con letreros a lo largo de la misma, el cual incluirá el mensaje de Peligro, cable eléctrico enterrado, prohibido excavar y construir.

La línea de transmisión soterrada debe contar con protección ante posibles daños provocados por acciones mecánicas, para el caso, es preferible colocar protecciones mecánicas como: una hilera de ladrillos, placas de PVC, losetas de hormigón, rasillas, etc. Ver Figura 3.2.



**Figura 3.2.** Instalación de cables soterrados en tierra o acera [6]

### **3.3. AISLAMIENTO PARA LOS CABLES DE LA LÍNEA**

Mediante el análisis de las respectivas características mencionadas en el apartado 2.1, se sugiere elegir un aislamiento tipo XLPE. Este material reúne las ventajas de termo estabilidad y sus excelentes propiedades dieléctricas, lo que lo hace idóneo para este tipo de instalación soterrada. En caso de ser necesario la instalación de este tipo de cable en zonas pantanosas, quebradas, o que esté en contacto frecuente con agua, se recomienda utilizar XLPE obturado para mantener la impermeabilidad.

### 3.4. CORRIENTE DE DISEÑO

Aplicando la metodología de cálculo propuesta en el apartado 2.4, primero se calcula la corriente de carga máxima que circulará por la línea con la Ecuación 2.1, ver Anexo A en la Sección 1, donde la potencia máxima a transmitir es 14,16 MW, dato aportado por el personal técnico de la unidad de negocios CNEL Sucumbíos, el cual es la proyección de la demanda para el año 2030.

$$I_{carga\ max.} = I_{diseño} = 123.45\ A$$

### 3.5 TIPO DE CABLE

Basado en la corriente de diseño calculada y en el voltaje nominal de la línea, se sugiere para la línea de transmisión Shushufindi PAM – Shushufindi CNEL de 69 kV un cable de sección transversal de 240 mm<sup>2</sup>, cuyo elemento conductor es de aluminio, sus pantallas semiconductoras son de cobre y su material aislante XLPE cumpliendo con la sugerencia del apartado anterior, para una instalación directamente enterrada. Dicha sección es obtenida mediante catálogos de cables soterrados de la empresa china Shandong Taikai Power Engineering Co., como se muestra en la Figura 3.2. Dicha sección se justificará en los apartados siguientes mediante los criterios mencionados anteriormente.

Rated voltage kV	Nominal section mm <sup>2</sup>	In the air				Directly buried			
		Parallel laying		Pin type laying		Parallel laying		Pin type laying	
		Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
38/66 48/66	150	496	389	448	346	410	318	376	249
	185	570	440	511	397	463	361	424	328
	240	612	524	596	465	541	419	487	381
	300	769	600	680	532	607	472	544	429
	400	891	697	777	617	689	540	617	487
	500	1031	811	887	710	780	617	694	554
	630	1187	942	1010	815	887	703	711	626
	800	1657	1085	1142	935	987	790	853	706
	1000	1520	1245	1257	996	1083	888	923	780
	800*	1411	-	1187	-	1026	-	887	R
	1000*	1610	-	1331	-	1147	-	978	R
	1200*	1475	1407	1437	1187	1229	988	1036	862
	1400*	1914	1542	1540	1280	1315	1060	1094	920
	1600*	2049	1656	1627	1369	1388	1127	1142	968
1800*	-	1784	-	1448	-	1188	-	1003	
2000*	-	1867	-	1517	-	1243	-	1050	
64/110	240	650	505	590	460	504	393	480	369
	300	745	580	672	527	571	446	542	417
	400	870	680	769	608	652	513	619	475
	500	1001	790	878	701	744	586	700	542
	630	1159	921	1001	811	844	672	787	619
	800	1325	1062	1133	927	915	750	840	685
	1000	1480	1211	1301	1040	988	837	906	757
	800*	1376	-	1178	-	950	-	873	-
1000*	1567	-	1318	-	1046	-	960	-	

Figura 3.3. Catálogo de cables soterrados Shandong Taikai Power Engineering Co.

Un resumen de las características importantes del cable antes mencionado útiles para el diseño se muestra en la Tabla 3.1.

**Tabla 3.1** Características del cable de la línea soterrada Shushufindi PAM - Shushufindi CNEL a 69 kV

<b>Línea de Transmisión Shushufindi PAM - CNEL 69 [kV]</b>		
<b>Variable</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
Profundidad de la zanja	1.5	m
Sección del conductor	240	mm <sup>2</sup>
Resistividad térmica del terreno	0.85	K.m/W
Diámetro exterior (diámetro externo del cable)	87.3	mm
Espesor del aislamiento	19	mm
Sección pantalla de alambres de cobre	120	mm <sup>2</sup>
Diámetro exterior del aislador	40.5	mm
Diámetro del material conductor	18.4	mm
Resistencia máx. a 20 [°C] CC	0.125	ohm/km
Resistencia de la pantalla	0.357	ohm/km
Temperatura máxima admisible para el cable en servicio permanente	90	°C
Resistividad térmica (XLPE)	3.5	K*m/W
Temperatura del suelo	25	°C
Material del Conductor	Aluminio	-
Nivel de Voltaje de la Línea	69	kV
Peso aproximado	5.752	kg/m

### **3.6. CORRIENTES MÁXIMAS ADMISIBLE EN FUNCIONAMIENTO NORMAL**

El cálculo de la corriente máxima admisible para la sección transversal del cable seleccionado para línea se encuentra a detalle en el Anexo A en la Sección 2, en la cual se utiliza la metodología propuesta en el apartado 2.4.

La corriente máxima admisible en régimen permanente para la sección del cable de la línea es:

$$I_z = 382,33 A$$

Esta corriente deberá corregirse considerando cada una de las características de la instalación, de forma que el incremento de temperatura provocado por la circulación de corriente calculada no dé lugar a una temperatura superior a la temperatura máxima en este caso que no supere los 90°C, este límite de temperatura es dato proporcionado por el tipo de aislante del cable. Los factores de corrección para esta línea se muestran en la Tabla 3.2. Obtenidos mediante un análisis a lo propuesto en el apartado 2.4.

**Tabla 3.2.** Factores de corrección para la corriente máxima admisible de la sección del cable para la línea Shushufindi PAM - Shushufindi CNEL

Línea de Transmisión	Factores de Corrección por:				Factor Total
	Profundidad de Instalación	Temperatura de Terreno	Resistividad térmica del terreno	Separación de Cables	
Shushufindi PAM - CNEL	0.96	0.96	1.16	0.76	0.81

La resistividad térmica del terreno de instalación es 0,85 K.m/W para un suelo poco húmedo.

Con el factor total de corrección se corrige la corriente máxima admisible para la sección del cable:

$$I_{z\text{corregida}} = 310.64 A$$

Con lo que se verifica la premisa establecida en la metodología, que la corriente máxima admisible de la sección escogida es mayor que la corriente de carga máxima.

$$310.64 \geq 123.45 A$$

Por lo que la sección de 240 mm<sup>2</sup> es aceptable para la línea de transmisión Shushufindi PAM – Shushufindi CNEL 69 kV.

### 3.7. SECCIÓN DEL CABLE POR CAÍDA DE VOLTAJE

El cálculo de la sección del conductor mediante caída de voltaje se encuentra a detalle en el Anexo A en la Sección 3, con la metodología propuesta en el apartado 2.5.

La caída de voltaje de la línea es muy pequeña en comparación al voltaje nominal:

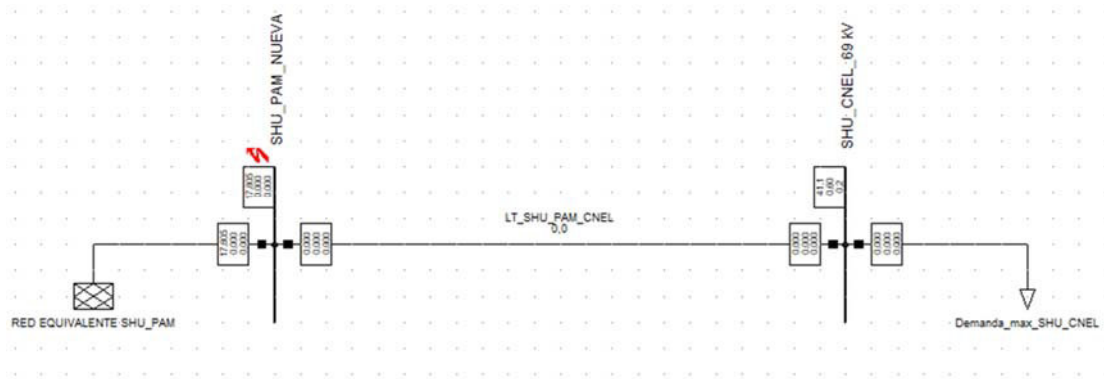
$$\Delta U = 36,21 V$$

$$\Delta U = 0.052\%$$

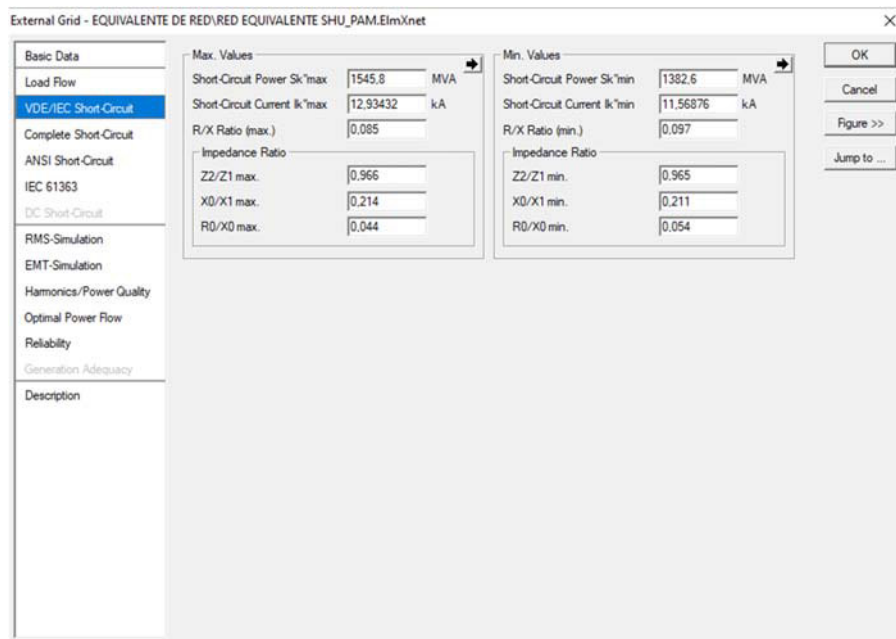
Con lo cual se cumple que este criterio es útil para líneas de larga longitud, entonces este no es aplicable para la línea Shushufindi PAM – Shushufindi CNEL 69 [kV].

### 3.8. CORRIENTES MÁXIMAS ADMISIBLES EN CORTOCIRCUITO

Para la obtención de la corriente de cortocircuito máxima que se prevén para la línea modelaremos el sistema de red equivalente, ver Figura 3.3, como se propone en el apartado 2.6. Los datos necesarios para dicha red son obtenidos de los estudios eléctricos realizados para la subestación Shushufindi PAM a construirse, ver Figura 3.4, proporcionados por el Ing. Raúl Morales.



**Figura 3.4.** Red equivalente de la línea Shushufindi PAM - Shushufindi CNEL a 69 [kV]



**Figura 3.5.** Datos de la red equivalente para la línea Shushufindi PAM - Shushufindi CNEL a 69 kV

Las corrientes de cortocircuitos obtenidas mediante la simulación de los diferentes tipos de cortocircuitos mencionados en el apartado 2.6, se muestran en la Tabla 3.3. La corriente máxima de cortocircuito que circulará por la línea se obtiene simulando un cortocircuito monofásico a tierra, los cortocircuitos son simulados en la barra de Shushufindi PAM.

**Tabla 3.3.** Corrientes de cortocircuitos

Tipo de cortocircuito	$I_k^{max}$ [kA]
Trifásico	12.93
Monofásico a tierra	17.81
Bifásico	11.4
Bifásico a tierra	17.71

La corriente máxima admisible en régimen de cortocircuito para la sección de cable escogida se obtiene con la metodología propuesta en el apartado 2.6, y su cálculo se muestra a detalle en el Anexo A sección 4.

$$I_{AD} = 32.07 \text{ kA}$$

Verificando la premisa descrita en la metodología se obtiene que la corriente máxima admisible en régimen de cortocircuito es mayor que la corriente máxima de cortocircuito.

$$32.07 \geq 17.81 \text{ kA}$$

Por lo tanto, se acepta mediante este criterio la sección de 240 mm<sup>2</sup> escogida para el cable de la línea Shushufindi PAM – Shushufindi CNEL a 69 [kV].

### **3.9. RESISTENCIA ELÉCTRICA DEL AISLAMIENTO DEL CABLE**

El cálculo de la resistencia eléctrica del aislamiento del cable de la línea se muestra a detalle en el Anexo A en la Sección 5.

La resistencia eléctrica del aislamiento del cable para la sección escogida es:

$$R_i = 1674.2 \text{ G}\Omega$$

Por lo que se verifica que el material aislante XLPE escogido para el cable de la línea Shushufindi PAM – Shushufindi CNEL presenta alta resistencia a la circulación de corriente eléctrica.

### 3.10. TIPO DE INSTALACIÓN

De acuerdo con lo establecido en el apartado 2. El tipo de instalación para los cables de la línea que se sugiere es una instalación directamente enterrada, ver Figura 3.6. Con una profundidad de la zanja de 1.5 m, el ancho de 0.6 m ya que es un simple circuito, ver Figura 3.2, y tener el espacio suficiente para realizar los trabajos necesarios en la construcción de la obra.

Colocar los cables directamente enterrados en zanjas no requiere de algún trabajo civil pesado, y es aplicable tanto en zonas rurales como urbanas, tiene entre sus ventajas la facilidad de desviar fácilmente la ruta de objetos u obstáculos que puedan presentarse durante la construcción.

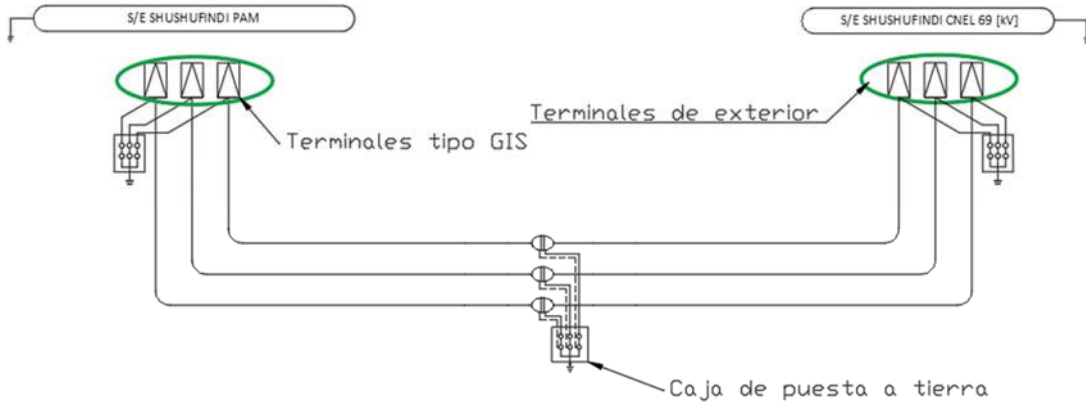
Los cables deben estar bajo una capa de tierra de 1.5 m]de espesor, el suelo de la zanja donde se colocarán los cables debe ser liso y estar libre de aristas vivas, piedras, o de todos los elementos contaminantes que puedan causar daños en el aislamiento de los cables. Antes de colocar los cables se pondrá una capa de arena limpia de espesor no menor a 15 cm, una vez colocados los cables, se comienza el relleno de la zanja con una capa de dicha arena limpia, con un espesor no menor a 20 cm. Esto con el fin de proteger los cables.



**Figura 3.6.** Ejemplo de cables directamente enterrados [21]

### 3.11. TERMINALES

El terminal adecuado para el lado de la subestación eléctrica Shushufindi PAM será del tipo GIS, ya que se trata de una subestación blindada, es decir en capsulada con gas aislante SF6. Para el lado de la subestación eléctrica CNEL se sugiere un terminal del tipo premoldeado, ya que son los más usado para diferentes niveles de voltaje de líneas de transmisión hasta 220 kV, y al tratarse de una subestación externa.



**Figura 3.7.** Diagrama básico de la línea de transmisión soterrada Shushufindi PAM – Shushufindi CNEL 69 kV [8]

Los terminales premoldeados estarán expuestos a un nivel III de contaminación, según lo propuesto en el apartado 2.10. Entonces, los materiales que los componen deben ser adecuados para dicho ambiente. Un resumen de algunas de las características principales que deben considerarse para el diseño del terminal exterior de composite, se indica en la Tabla 3.4.

**Tabla 3.4.** Características principales para el terminal exterior de composite

Diámetro del Conductor	18.4	[mm]
Material del conductor	Aluminio	-
Tipo de aislador	composite	-
Nivel de contaminación	III	-
Línea de Fuga	43.3	[mm/kV]
Corriente de cortocircuito máxima prevista	17.81	[kA]



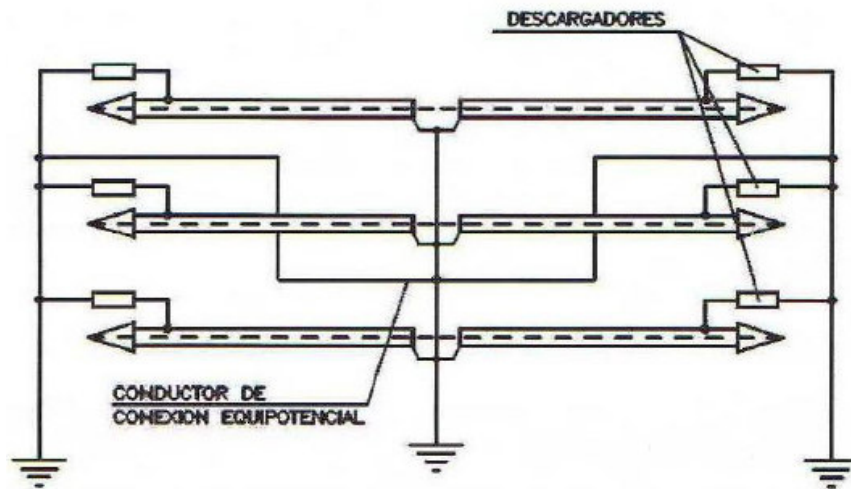
Para los terminales tipo Gis es necesario comprobar la compatibilidad de los terminales con el cable de la línea, para lo cual se sugiere revisar la norma IEC 62271-209. Estos terminales consisten principalmente de un aislador, ver Figura 1.8, que generalmente es de resina epóxica. Un resumen de las características principales para el diseño del terminal tipo Gis se presenta en la Tabla.

**Tabla 3.5.** Características principales para el diseño de los terminales tipo GIS

Tipo de aislador	Resina epóxica	-
Voltaje de operación	69	[kV]
Tipo de pantalla del cable	Cu	-
Fluido de aislamiento	Gas SF6	-

### 3.12. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

El sistema de puesta a tierra single point, ver Figura 3.5, conectado a tierra en el punto medio de la longitud de la línea, se recomienda para Shushufindi PAM – Shushufindi CNEL, porque se ajusta en cuanto a la longitud máxima permitida se refiere, ya que la longitud supera los 500 m para usar un sistema solid bonding, pero no supera los 1000 m para considerar un sistema cross bonding, además en la Tabla 2.18 se observa la longitudes máximas permitidas para el sistema mencionado, con la particularidad que no especifica dichas longitudes para la sección 240 mm<sup>2</sup> de cable escogida para la línea Shushufindi PAM – Shushufindi CNEL, pero se puede deducir, que la longitud máxima permitida aumenta al disminuir la sección del cable, y al considerar distancias superiores a 869 m en niveles de voltajes similares al de la línea, y además, de tener una longitud aproximada de 750 m.



**Figura 3.8.** Sistema de puesta a tierra conectado en un solo punto [24]

La conexión a tierra en el punto medio de la longitud se sugiere hacer mediante descargadores o limitadores de voltajes en caso de ser necesario, y cables de puesta a tierra específicos como lo indica la norma sugerida en el apartado 2.11., ver Figura 3.9. Dicha conexión a tierra se la debe hacer en una caja, la cual consiste en una caja metálica, diseñada para las condiciones medioambientales a ser instalada, contando siempre con un alto grado de protección contra la humedad. Es importante mencionar que las cajas de puesta a tierra deben siempre estar conectas a tierra de forma independiente.

Las dimensiones sugeridas para dicha caja, con el objetivo de tener el espacio suficiente para el conexionado y su mantenimiento, son:

- Longitud: 85 cm
- Ancho: 70 cm
- Profundidad: 40 cm



**Figura 3.9.** Ejemplo de caja de puesta a tierra [24]

### **3.13. DISPOSICIÓN DE LOS CABLES**

La disposición de los cables para la línea Shushufindi PAM – Shushufindi CNEL sugerida es tres bolillos, ver Figura 1.14, ya que esta configuración presenta beneficios en cuanto a la reducción de pérdidas de potencia activa, debido a que los voltajes inducidos en las pantallas metálicas de los cables son menores en comparación a la disposición en capa. Es necesario mencionar que es una disposición previa, ya que esto requiere de un análisis de los voltajes y corriente inducidas en las pantallas metálicas de los cables de la línea, como se menciona en el apartado 2.12, pero dicho análisis no forma parte del presente trabajo de titulación.

### **3.14. CABLE ÓPTICO**

El cable óptico soterrado para la línea Shushufindi PAM – Shushufindi CNEL a 69 kV debe cumplir con las condiciones: 30 °C de temperatura del terreno y una humedad relativa de 82%, lo cual está dentro de las condiciones ambientales mencionadas en el apartado 2.14, además, por motivos de confiabilidad del sistema de comunicaciones, las características eléctricas y mecánicas de este cable se acogen a lo sugerido en el apartado antes mencionado, un resumen de las más importantes para el diseño se presenta en la tabla 3.4, cabe mencionar que los valores reales dependen del fabricante.

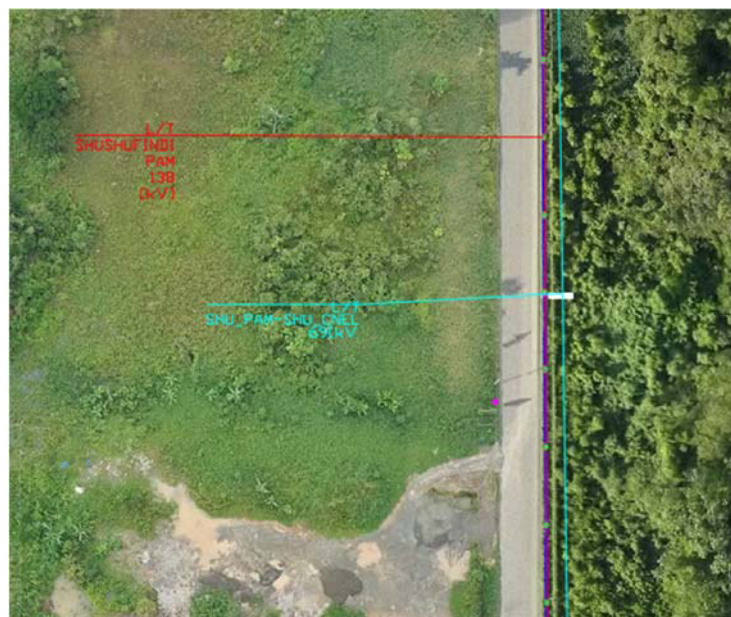
**Tabla 3.6** Características eléctricas y mecánicas del cable óptico soterrado

Número de fibras	48	-
Diámetro exterior	≤18	[mm]
Resistencia a la tracción	≥1000	[daN]
Radio de curvatura	≤300	[mm]
Humedad relativa	82% hasta 30 [°C]	-
Masa	≤300	[kg/km]

La disposición espacial sugerida para este cable estará de acuerdo con el fabricante del cable de potencia, ya que, al ser una instalación directamente enterrada, se sugiere que el cable óptico este adherido a dicho cable de potencia, además, teniendo en consideración que el cable óptico de brindar inmunidad ante interferencias electromagnéticas, por lo tanto, la posición del cable óptico es indistinta, y es más con el objetivo de facilitar la construcción.

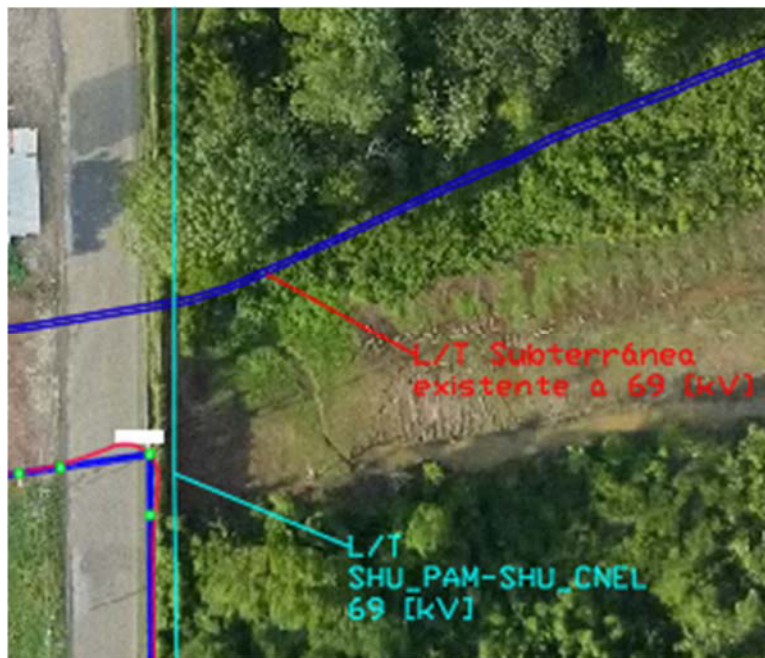
### 3.15. CRUZAMIENTOS, PROXIMIDADES Y PARALELISMOS

En el origen de la línea se presenta el primer paralelismo con la línea de transmisión soterrada a construirse Shushufindi – PAM 138 kV ver Figura 3.10, este paralelismo se da en los primeros 420 m aproximados del recorrido de la línea, para ello aplicando la metodología propuesta en el apartado 2.15, las líneas eléctricas deberán mantener una separación no inferior a los 0,25 m entre ellas.



**Figura 3.10.** Paralelismo entre las L/T subterráneas.

En la continuación del recorrido de la línea Shushufindi PAM – Shushufindi CNEL 69 kV, se identifica el primer cruce a los 432 m aproximados, con una línea de transmisión soterrada existente a 69 kV, ver Figura 3.11, para lo cual aplicando la metodología mostrada en el apartado 2.15.1, la profundidad de zanja para la nueva línea será no inferior a 1,75 m en dicho cruce. El segundo cruce identificado se presenta a los 500 m aproximados del recorrido de la línea, se trata del cruce con la avenida Naciones Unidas, siguiendo la metodología mostrada en el apartado antes mencionado, el cruce se hará perpendicular al eje vial, mediante canalizaciones entubadas, por tratarse del cruce con una avenida asfaltada, y con una profundidad de zanja no inferior a los 2,1 m, ver Figura 3.12.



**Figura 3.11.** Cruce de L/T Soterradas

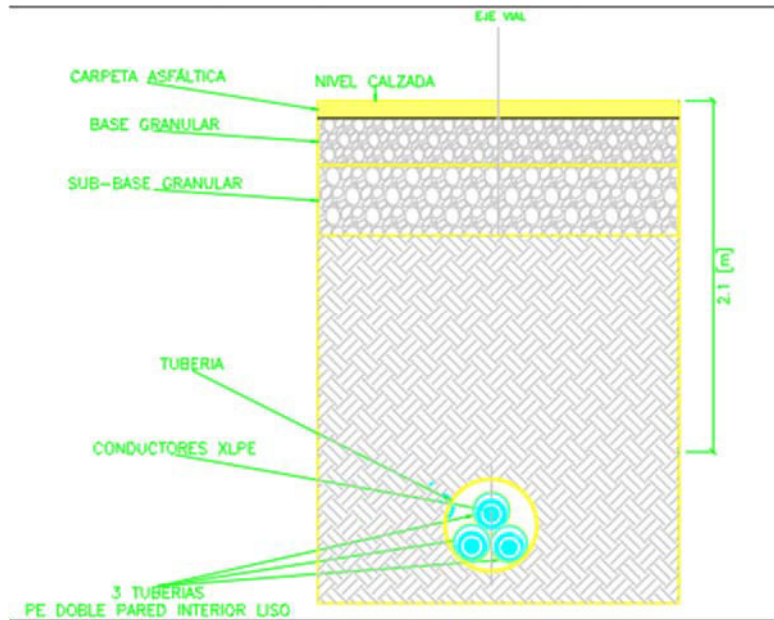


Figura 3.12. Cruce con vía asfaltada [6]

## 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 4.1. CONCLUSIONES

La normativa e información utilizada en el presente trabajo de titulación se basa principalmente en normativas y trabajos de tesis internacional, en su mayor parte españolas, debido a su experiencia en la realización de proyectos similares, según lo manifestado por la CIGRE, y al fácil acceso a la información que brinda la empresa e-distribución. Además, cabe mencionar que en el Ecuador actualmente no existe una normativa para la elaboración de este tipo de proyectos.

La forma de instalación directamente enterrada que se establece para los cables de la línea Shushufindi PAM – Shushufindi CNEL a 69 kV, permite abaratar los costos de construcción, para este caso de estudio las condiciones del terreno lo permiten, al ser una zona urbana donde no existe un excesivo número de instalaciones soterradas que condicionen la instalación, y así cumplir con los criterios establecidos para los cruzamientos, proximidades y paralelismos. La profundidad de la zanja se sugiere en 1.5 m, y el ancho de 0.6 m, con el objetivo de facilitar la construcción y cumplir con la guía de diseño.

La sección del cable recomendada para la línea Shushufindi PAM – Shushufindi CNEL a 69 kV se justifica mediante dos de los tres criterios de evaluación propuestos en la guía de diseño, ya que el criterio de caída de voltaje no aplica, por tratarse de una línea de transmisión corta. Se calculó la corriente máxima admisible en régimen permanente, con 30 °C de temperatura de suelo poco húmedo, siendo esta mayor que la corriente de diseño

o carga máxima, además, se determinó la corriente máxima admisible en régimen de cortocircuito, concluyendo que dicha corriente es mayor que la corriente de cortocircuito máxima prevista para la línea mediante simulaciones en el software DlgSILENT Power Factory. Por lo que se aconseja usar un cable con conductor de aluminio, con pantallas metálicas de cobre y cubiertas impermeabilizantes acorde con las condiciones del terreno.

El material XLPE se concluye que es el adecuado para la línea de transmisión debido a su gran capacidad térmica tanto en régimen permanente, sobrecarga y cortocircuito, además, brinda una excelente resistencia a la circulación de corriente eléctrica, para el caso de estudio la resistencia eléctrica de este aislador es aproximadamente  $1.67 \text{ T}\Omega$ , lo cual fue calculado mediante la metodología propuesta en la guía de diseño.

La disposición de los cables en conjunto con el sistema de puesta a tierra ayuda a reducir las pérdidas de potencia activa, para el caso de estudio, con la disposición a los tres bolillos permite disminuir la distancia de separación de los cables, y con esto disminuir la inductancia mutua entre las fases de la línea, además, el sistema de puesta a tierra single point conectado en el punto medio de la longitud de la línea permite reducir los costos al ser un sistema sencillo de implementar, en comparación al resto de sistemas mencionados en la guía de diseño.

A lo largo del recorrido de la línea no se identificó la necesidad de la elaboración de empalmes, siempre y cuando los radios mínimos y máximos de curvatura de los cables no se vean superados al momento del tendido de los mismos, con el fin de no disminuir su vida útil, dichos radios dependerán del fabricante del cable. Además, no se requiere de la colocación de pararrayos, por tratarse de una línea de transmisión soterrada en su totalidad.

De acuerdo con los requerimientos técnicos de la línea de transmisión, el cable óptico soterrado debe estar acorde con las características principales indicadas en la guía de diseño, el fabricante deberá garantizar una vida útil mayor a los 25 años, bajo una temperatura de  $90 \text{ }^\circ\text{C}$  en funcionamiento permanente.

Para el caso de estudio se establecen profundidades de zanja acorde con los requerimientos, frente a cruzamientos, proximidades y paralelismos, y de encontrarse con instalaciones subterráneas o soterradas tales como servicios de alcantarillados, agua potable, telefonía, etc., a lo largo de la apertura de zanja para los cables de la línea, es recomendable seguir la guía de diseño.

## **4.2. RECOMENDACIONES**

Para posteriores trabajos de titulación se recomienda agregar al diseño de líneas de transmisión soterradas, el análisis de las corrientes máximas admisibles tanto en régimen permanente como en cortocircuito y sobrecarga, para las pantallas metálicas que forman parte de los cables de potencia, con el objetivo de garantizar su correcto funcionamiento, siendo esto recomendable para líneas con gran longitud.

Para el diseño previo a la construcción, se recomienda hacer un análisis de los voltajes inducidos entre las pantallas metálicas de los cables, en los cruces y paralelismos con otras instalaciones subterráneas, con el objetivo de verificar la no afección tanto a los seres humanos como a dichas instalaciones. Siendo este análisis útil también para definir con mayor detalle la disposición que tendrán los cables de la línea.



## 5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] “Codigo organico de organizacion territorial autonomia y descentralizacion (cootad),” pp. 1–188, Resgistro Oficial Suplemento 303, Ley 0, Ecuador, 2010.
- [2] T. y C. Ministerio de Industria de España, “REAL DECRETO 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09”. España, 2008.
- [3] NARANJO CAMPOVERDE, Patricio. “Guía para Diseño y Construcción de Redes Subterráneas a 13.8 [kV]”. Tesis de Grado. Escuela Politécnica Nacional. Quito, 1991.
- [4] QUIÑONEZ PALACIOS, Edwin. “Solución Técnico-Económica y Ambiental para el Cruce de la Ciudad de Loja de la Línea de Transmisión Loja-Cumbaratza a 1238 [kV]”. Tesis de Grado. Escuela Politécnica Nacional. Quito, 2010.
- [5] endesa Norma de Cables Subterráneos de Alta Tensión, endesa KNE 001 02, 2008.
- [6] COBOS GARCÍA, Christian. “Proyecto de la Línea Sunterránea de Transporte de Energía Eléctrica a 66 [kV] Simple Circuito”. Proyecto Fin de Grado. Universidad Politécnica de Madrid. Madrid, 2017.
- [7] VIDAL BERNÁRDEZ, José Manuel. “Análisis comparativo de tecnologías de transporte en alta tensión”. Trabajo Fin de Grado. Universidad de Sevilla, 2014.
- [8] endesa Especificaciones Técnicas Particulares de Líneas Subterráneas de Alta Tensión > 36 [kV], endesa KRZ001, 2018.
- [9] UNE Cables Eléctricos. Cálculo de la Intensidad Admisible. Parte 1: Ecuaciones de Intensidad Admisible (Factor de Carga 100%) y Cálculo de Perdidas. Sección 1: Generalidades, UNE 21144-1-1, 1997.
- [10] UNE Cables Eléctricos. Cálculo de la Intensidad Admisible. Parte 2: Resistencia Térmica. Sección 1: Cálculo de la Resistencia Térmica, UNE 21144-2-1, 1997.

- [11] Ministerio de Ciencia y Tecnología de España, "Guía Técnica de Aplicación – Anexos. Cálculo de Caídas de Tensión". Ed. Sep 03. GUÍA-BT-ANEXO 2. 2011
- [12] UNE Cálculo de las Intensidades de Cortocircuito Térmicamente Admisibles, Teniendo en Cuenta los Efectos del Calentamiento no Adiabático, UNE 21-192-92, 1992.
- [13] endesa Norma de Empalmes para Cables Subterráneos de Alta Tensión, endesa KNE 002 02, 2008.
- [14] endesa Norma de Terminales para Cables Subterráneos de Alta Tensión, endesa KNE 003 02, 2008.
- [15] Instrucción Técnica Complementaria. Líneas Subterráneas con Cables Aislados, ITC-LAT 06, 2008
- [16] endesa Norma de Cables Ópticos Subterráneos, endesa NNJ003, 2012
- [17] ARTIEDA SUÁREZ, José. "Cálculo de Parámetros Eléctricos de Líneas de Transmisión Aéreas y Subterráneas". Tesis de Grado. Escuela Superiores Politécnica del Litoral, Guayaquil, 1983.
- [18] ALMEIDA SERRANO, Danny. "Diseño y Construcción de la Línea de Subtransmisión Subterránea a 69 [kV]. Desde la S/E ZPF en el Bloque 18 hasta la S/E El Vergel, para Petroamazonas E.P". Tesis de Grado. Escuela Politécnica Nacional. Quito, 2015.
- [19] Proyecto Tipo de Líneas de Alta Tensión Subterráneas (>36 [kV]), e.on YE-LSAT.01, 2013.
- [20] Dr. Mohamed A. Ali. "Underground Cables". Presentación de Powerpoint.
- [21] CIGRE. "Statistics of AC Underground Cables in Power Networks". Working Group B1.07, diciembre 2007.

[22] endesa. "Ejecución de Obra Civil para Instalaciones Subterráneas de Alta Tensión". endesa KMH001, 2007.

[23] endesa. "Criterios de Diseño de Galerías para Cables de Alta Tensión". endesa KNH002, 2008.

[24] Pascual Simón, Fernando Garnacho, Jorge Moreno y Alberto González. "Cálculo y Diseño de Líneas Eléctricas de Alta Tensión". Garceta grupo editorial, Madrid 2011.



## **ANEXO A**

## **ORDEN DE EMPASTADO**