



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**CABLES DE POTENCIA AC EN EXTRA ALTA TENSIÓN: ESTADO DE LA
TECNOLOGÍA Y APLICACIONES AL SIC**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

JAVIER ANTONIO BECERRA SANTI

**PROFESOR GUÍA:
GABRIEL OLGUÍN PARADA**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN
AUGUSTO LUCERO ALDAY
NELSON MORALES OSORIO**

**SANTIAGO DE CHILE
DICIEMBRE DE 2012**

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
ELECTRICISTA
POR: JAVIER BECERRA SANTI
FECHA: 26 DE OCTUBRE DE 2012
PROF. GUÍA: GABRIEL OLGUÍN PARADA

“CABLES DE POTENCIA AC EN EXTRA ALTA TENSIÓN: ESTADO DE LA
TECNOLOGÍA Y APLICACIONES AL SIC”

Debido al constante incremento en la demanda de energía y al actual nivel de carga de las líneas de transmisión, se hace cada vez más necesaria la expansión del sistema de transmisión.

En ocasiones la instalación de líneas de transmisión aéreas no es posible o conveniente. Esto ocurre cuando el trazado de la línea pasa por zonas donde existen obstáculos muy difíciles de sortear, como ríos, cruces de aeropuertos, zonas expuestas a avalanchas o zonas densamente pobladas. En estos casos una alternativa viable es la instalación de líneas subterráneas.

En este trabajo se realiza un estudio de las distintas tecnologías de cables de potencia disponibles para líneas subterráneas en alta tensión AC, identificando los principales parámetros que permiten obtener una estimación preliminar de la capacidad de la línea directamente enterrados. Posteriormente se implementa una línea de transmisión de este tipo en el Sistema Interconectado Central entre las subestaciones Lo Aguirre y Cerro Navia.

Para lograr una estimación de la capacidad de la línea subterránea, en primer lugar se determina los parámetros de diseño de los cables de potencia AC, con los que se modela una línea subterránea. Luego, identificando las condiciones de operación y ambientales que influyen en la capacidad de la línea, se busca establecer una relación entre la potencia activa que es posible transmitir a través de la línea subterránea en función de su longitud.

Al tener una estimación de la capacidad de las líneas subterráneas, se realiza un estudio de flujo de potencia, con la herramienta computacional DigSILENT Power Factory y la base de datos del SIC del año 2010, con la intención de evaluar el comportamiento de la línea subterránea que conectara las subestaciones Lo Aguirre y Cerro Navia.

De los resultados se concluye que la capacidad de la línea subterránea difiere considerablemente dependiendo de la tecnología del cable. La cargabilidad y longitud máxima de la línea queda restringida térmicamente, y eventualmente por variación de tensión. Se verifica que los cables son una fuente de reactivos que está sujeta al nivel de carga de la línea. Por lo que la implementación de una línea subterránea directamente enterrada a 220 kV en el SIC es factible hasta unos 33 km, pero se debe tener en consideración que su cargabilidad depende de la longitud de la línea y que la compensación de reactivos podría ser necesaria en algunas condiciones de operación.

Agradecimientos

Quisiera expresar mi agradecimiento a mi profesor guía, el señor Gabriel Olguín Parada, por permitirme desarrollar mi tema de memoria, además de su constante apoyo y preocupación durante todo el periodo en la que ésta se lleva a cabo.

También estos agradecimientos se extienden a mis compañeros, que me apoyaron durante este importante periodo.

Por último agradezco a mi familia, por su apoyo y comprensión, lo que fue muy importante para mí a lo largo de mis estudios.

Índice de Contenidos

Resumen de la memoria para optar al título de Ingeniero Civil Electricista	ii
Agradecimientos	iii
Índice de Tablas	vi
Índice de Figuras	viii
1. Introducción	1
1.1. Objetivos Generales	1
1.2. Objetivos Específicos.....	1
1.3. Alcance de la Memoria	2
1.4. Estructura del Trabajo.....	2
2. Cables de Potencia	3
2.1. Historia de las Líneas Subterráneas	3
2.2. Características de Diseño de los Cables de Poder	4
2.2.1. Configuración del Conductor	4
2.2.2. Cables con Masa Impregnada.....	5
2.2.3. Cable Tipo H	6
2.2.4. Cables en Aceite	6
2.2.5. Cables con Aislación Polimérica.....	7
2.3. Clasificación de los Cables de Poder	8
2.3.1. Cable con Aceite.....	8
2.3.2. Cables con Aceite a Alta Presión	9
2.3.3. Cables con Gas	9
2.3.4. Cable con Gas a Alta Presión	9
2.3.5. Cables con Polietileno Reticulado.....	9
2.4. Composición de los Cables de Poder.....	9
2.4.1. Material Aislante	10
2.4.2. Material de Conductor	16
2.5. Ampacidad de los Cables de Poder.....	18
2.5.1. Transferencia de Calor.....	18
2.5.2. Analogías Entre el Comportamiento Térmico y Eléctrico	21
2.5.3. Ampacidad en Condiciones de Estado Estacionario	23
2.5.4. Resistencia AC del Conductor.....	28
2.5.5. Pérdidas en el dieléctrico.....	30
2.5.6. Factor de pérdidas de la cubierta metálica.....	31

2.5.7.	Factor de pérdida de la armadura	35
2.6.	Línea de Alta Tensión con Cables de Potencia.....	37
2.6.1.	Parámetros eléctricos.....	37
3.	Características de los cables de Potencia AC.....	41
3.1.	Introducción.....	41
3.2.	Metodología de Estudio.....	41
3.3.	Condiciones de Operación.....	42
3.3.1.	Condiciones de Operación del Cable de Potencia AC	42
3.3.2.	Características del Medio en el cual se Instala la Línea	42
3.4.	Características del Cable de Potencia AC.....	43
3.4.1.	Aislación e Intensidad del Campo Eléctrico.....	44
3.4.2.	Parámetros Eléctricos	45
3.4.3.	Tetrapolo de la línea	48
3.5.	Características de la Línea	50
3.5.1.	SIL e Impedancia Característica.....	50
3.5.2.	Cálculo de las Pérdidas en el Dieléctrico de los Cables	52
3.5.3.	Ampacidad.....	53
3.5.4.	Línea en Vacío.....	63
3.5.5.	Diagrama P – Q	65
3.5.6.	Carga de la Línea Subterránea.....	69
4.	Simulación de la Línea subterránea Lo Aguirre – Cerro Navia.....	75
4.1.	Introducción.....	75
4.2.	Línea con Cable de Potencia.....	75
4.3.	Línea de Transmisión Lo Aguirre – Cerro Navia	81
4.3.1.	Escenario de Estudio	83
5.	Conclusiones y Trabajo Futuro	86
6.	Referencias.....	88
7.	Anexos.....	90
	Anexo A:.....	90
	Anexo B:.....	92
	Anexo C:.....	93
	Anexo D:.....	94
	Anexo E:.....	96

Índice de Tablas

Tabla 2.1: Temperatura de operación máxima.	14
Tabla 2.2: Propiedades de los dieléctricos.....	16
Tabla 2.3: Conductividad relativa de algunos metales [9].	16
Tabla 2.4: Parámetros del cobre y aluminio.	18
Tabla 2.5: Pérdidas en una línea trifásica subterránea [8].....	18
Tabla 2.6: Analogía entre los campos [1].....	21
Tabla 2.7: Valores típicos de la conductividad térmica del aislante [1].....	23
Tabla 2.8: Coeficiente térmico y resistividad del cobre y aluminio [1].	28
Tabla 2.9: Valores de constantes de efecto <i>skin</i> y proximidad [7].....	29
Tabla 2.10: Valores de permitividad relativa y $\tan\delta$ [1].....	30
Tabla 3.1: Magnitudes de voltaje usadas en alta tensión.....	42
Tabla 3.2: Resistividad térmica del terreno [11].	43
Tabla 3.3: Características del cable AC.....	44
Tabla 3.4: Intensidad de campo eléctrico al interior del cable de potencia AC.	44
Tabla 3.5: Inductancia serie del cable de potencia AC.....	45
Tabla 3.6: Capacitancia del cable de potencia AC.	46
Tabla 3.7: Resistencia de los cables de potencia AC.	47
Tabla 3.8: Factor por efecto <i>skin</i> y proximidad de los cables de potencia.	47
Tabla 3.9: Parámetros del modelo PI aproximado.	48
Tabla 3.10: Impedancia característica de la línea con cable de potencia AC.....	50
Tabla 3.11: SIL de los cables para distintas tensiones nominales.....	51
Tabla 3.12: Potencia reactiva generada por la línea subterránea.....	51
Tabla 3.13: Ángulo de fase de los cables.	52
Tabla 3.14: Pérdidas en el dieléctrico (W_d) del cable de potencia AC.	52
Tabla 3.15: Factor de pérdida de la cubierta metálica.....	54
Tabla 3.16: Resistencia térmica.....	54
Tabla 3.17: Ampacidad por cables de potencia de la línea subterránea AC.	54
Tabla 3.18: Ampacidad de la línea a 110 kV, en función de la resistividad térmica del terreno.....	55
Tabla 3.19: Ampacidad de la línea a 220 kV, en función de la resistividad térmica del terreno.....	57
Tabla 3.20: Ampacidad de la línea a 500 kV, en función de la resistividad térmica del terreno.....	58
Tabla 3.21: Potencia de la línea subterránea para los distintos cables de potencia.....	60
Tabla 3.22: Pérdidas Joule de la línea subterránea (Pérdida trifásica).	61
Tabla 3.23: Longitud crítica de la línea subterránea con cables directamente enterrados. ..	62
Tabla 3.24: Tensión y potencia reactiva en la línea en vacío.	65
Tabla 4.1: Resultados del flujo de potencia, considerando una carga resistiva.....	76
Tabla 4.2: Flujo de potencia en la línea subterránea considerando una carga resistiva.	77

Tabla 4.3: Resultado del flujo de potencia, considerando una carga inductiva.....	78
Tabla 4.4: Flujo de potencia en la línea subterránea considerando una carga inductiva.....	78
Tabla 4.5: Resultado del flujo de potencia, considerando una carga capacitiva.	79
Tabla 4.6 Flujo de potencia en la línea subterránea considerando una carga capacitiva.	80
Tabla 4.7: Dimensiones del cable XLPE.....	82
Tabla 4.8: Dispositivos con los que cuenta el modelo del SIC.	82
Tabla 4.9: Condiciones del sistema ante una demanda media.	83
Tabla 4.10: Tensión en las barras cercanas a la línea subterránea.	83
Tabla 4.11: Condiciones de operación de la línea subterránea, con una demanda media en el sistema.	83
Tabla 4.12: Tensión en las barras cercanas a la línea subterránea, según criterio N – 1.....	84
Tabla 4.13: Condiciones de operación de la línea subterránea, con una demanda media en el sistema, bajo el criterio N – 1.	84
Tabla 4.14: Tensión en las barras cercanas a la línea aérea.	85
Tabla 4.15: Condiciones de operación de la línea aérea, con una demanda media en el sistema.	85

Índice de Figuras

Figura 2.1: Distintas configuraciones del conductor [4].	4
Figura 2.2: Cable submarino con masa impregnada HVDC.	6
Figura 2.3: Cables en aceite (<i>oil filled</i>).	7
Figura 2.4: Esquema de cable en aceite y tanques contenedores.	7
Figura 2.5: Cables XLPE.	8
Figura 2.6: Esquema de un cable de potencia	9
Figura 2.7: Estructura molecular de la celulosa.	11
Figura 2.8: Esquema del enrollado de papel.	11
Figura 2.9: Estructura molecular del polietileno.	14
Figura 2.10: Estructura molecular del etileno propileno.	15
Figura 2.11: Conductor circular concéntrico de cobre.	17
Figura 2.12: Conductor circular concéntrico de aluminio.	17
Figura 2.13: Esquema de conducción de calor entre dos cuerpo.	19
Figura 2.14: Equivalente térmico de un cable.	22
Figura 2.15: Equivalente térmico para un cable enterrado.	23
Figura 2.16: Diagrama de estado estacionario de un cable monofásico.	24
Figura 2.17: Diagrama de estado estacionario de un cable trifásico.	24
Figura 2.18: Esquema de pérdidas en el dieléctrico de los cables de potencia.	31
Figura 2.19: Esquema de conexión cruzada.	32
Figura 2.20: Esquema de conexión cruzada con transposición.	33
Figura 2.21: Esquema de configuración trébol (<i>trefoil</i>) y configuración plana (<i>flat</i>).	33
Figura 2.22: Esquema de un cable de potencia.	37
Figura 2.23: Esquema del modelo PI.	39
Figura 2.24: Tetrapolo.	39
Figura 2.25: Diagrama P – Q en el extremo transmisor y receptor.	40
Figura 3.1: Esquema del proceso de estudio de la línea.	41
Figura 3.2: Esquema de instalación de la línea subterránea.	42
Figura 3.3: Esquema de instalación de la línea subterránea.	53
Figura 4.1: Línea radial.	76
Figura 4.2: Proyecto de expansión del sistema troncal [15].	81

1. Introducción

Debido al constante incremento en la demanda de energía y al actual nivel de carga de las líneas de transmisión, cada vez es más necesaria la expansión del sistema de transmisión. Parte de dicha expansión consiste en la instalación de nuevas líneas de transmisión, las que usualmente son aéreas, provocando un gran impacto en su entorno.

Como alternativa a las líneas aéreas, en situaciones donde su instalación se vuelve problemática, como en ciudades densamente pobladas, sectores donde existe peligro de avalanchas, lugares en que hay obstáculos difíciles de sortear, cruce de ríos, entre otros, surge la posibilidad de usar cables de potencia AC, cuya instalación puede ser submarina o subterránea. Al momento de considerar esta opción como alternativa a la instalación de una línea aérea AC, el costo es un tema relevante, ya que en el caso de una línea subterránea este puede ser varias veces superior al costo de una línea aérea, y si además se considera el uso de compensación reactiva con el fin de extender la longitud de la línea, el costo se puede incrementar hasta en un tercio del proyecto.

Para implementar una línea con cables de potencia AC en alta tensión, se debe conocer las alternativas disponibles y los factores que definen su capacidad. Los cables de potencia al igual que las líneas aéreas cuentan con un conductor, el que puede ser de cobre, aluminio o aleaciones de aluminio, la diferencia se produce debido a que en una línea trifásica, los cables del circuito se encuentran muy cerca entre si y usualmente rodeados por el terreno en donde son instalados, algo muy distinto a la disposición de los conductores en las líneas aéreas, por lo que es primordial el uso de materiales aislantes que eviten las posibles descargas que se puedan producir.

La capacidad de los cables de potencia AC, quedan determinadas por las características propias del mismo y por las condiciones que presenta el medio en el cual se instala la línea, factores que como se mencionó, influyen en la capacidad de la línea y en su longitud máxima, la que es bastante menor en comparación a las líneas aéreas.

La implementación de una línea en alta tensión con cables de potencia AC, permite acceder a sectores donde los accidentes geográficos hacen muy difícil el acceso de líneas aéreas, minimizar el impacto en el medioambiente o en las zonas pobladas.

1.1. Objetivos Generales

Los objetivos generales de esta memoria consisten en estudiar el estado de la tecnología de los cables de potencia para aplicaciones en corriente alterna, determinando los parámetros de diseño de dichos cables, con el objeto de obtener las ventajas y desventajas de las diversas tecnologías de Cables en líneas en alta tensión.

Lo que se complementa con el estudio de un proyecto en el cual se pueda implementar una línea subterránea en alta tensión conectada al sistema, permitiendo ver el comportamiento de dicha línea y el efecto de ella en los dispositivos adyacentes.

1.2. Objetivos Específicos

Los objetivos específicos son los siguientes:

- Estudio de las tecnologías disponibles en cables de potencia AC en alta tensión.
- Identificar los elementos relevantes para la selección de la tecnología.
- Determinar los parámetros de diseño de los cables de potencia que permiten determinar sus características eléctricas.
- Obtener una estimación de las capacidades de los cables de potencia en función de la longitud.
- La implementación, en un modelo del Sistema Interconectado Central en DigSILENT Power Factory, de una línea subterránea que conecte la subestación Lo Aguirre con la subestación Cerro Navia, para luego estudiar el impacto de la línea subterránea en los dispositivos que se encuentran en su entorno. Este estudio se lleva a cabo por medio de un flujo de potencia, simulación a realizar en la herramienta computacional DigSILENT Power Factory.

1.3. Alcance de la Memoria

En este trabajo de título se estudia las distintas tecnologías de cables de potencia, disponibles para aplicaciones de corriente alterna en alta tensión, determinando las diferencias entre ellas, estableciendo bajo qué condiciones es conveniente su uso, determinando las posibles ventajas y limitaciones al usar cables de potencia en líneas de alta tensión.

Las distintas tecnologías de cables de potencia, presentan diferentes características eléctricas. Al obtener las características de diseño de los cables, se pretende lograr una estimación de las capacidades de las líneas subterráneas cuyos cables sean enterrados directamente en el terreno, el cual puede tener diversas condiciones de conductividad térmica, las que pueden variar a lo largo del año e incluso en el transcurso del día, lo que influye directamente en la magnitud de corriente que puede circular por el conductor de los cables.

Para tener una mejor comprensión de las implicancias de implementar una línea de alta tensión subterránea y su interacción con el sistema, siempre en estado cuasi – estacionario, se realiza la conexión de dos subestaciones en el Sistema de Transmisión Troncal y por medio de un flujo de potencia del sistema, se logra establecer una condición de operación de la línea subterránea.

El trabajo tiene como propósito establecer un punto de partida en el diseño de línea subterránea en alta tensión y en corriente alterna, entregando una estimación de la potencia que se podría transmitir, bajo ciertas condiciones ambientales y del terreno, cuando los cables son directamente enterrados. Por lo que no se consideran los otros métodos de instalación como túneles o el uso de algún material de baja resistividad térmica, distinto al terreno, que pueda cubrir los cables a lo largo de la línea. Tampoco se considera un comportamiento dinámico de la línea, en lo que se podría reunir las variaciones de carga en el sistema, distintas condiciones ambientales, fluctuaciones de temperatura que se pueden dar durante el año o incluso diariamente y el comportamiento transitorio de la línea subterránea.

1.4. Estructura del Trabajo

El trabajo de título está conformado por seis capítulos, el primero de ellos corresponde a la introducción, donde se da a conocer a grandes rasgos en qué consiste el trabajo que se desarrolla.

En el segundo capítulo del trabajo, se da a conocer la información relacionada a los cables de potencia para aplicaciones AC, la que permite identificar las distintas tecnologías y el contenido

necesario para realizar los diversos procedimientos que permiten obtener los parámetros y características de los cables.

El capítulo tres contiene los parámetros y características, de cables y líneas subterráneas que cuentan con los cables considerados en el estudio.

El cuarto capítulo corresponde a la simulación del flujo de potencia de una línea subterránea con cable de potencia, donde se consigue identificar las condiciones de operación de la línea.

El penúltimo capítulo cuenta con las conclusiones del trabajo y se exponen distintas propuestas de estudios futuros relacionados con cables de potencia en aplicaciones AC.

En el sexto capítulo se muestran las distintas fuentes de información consultadas a lo largo del desarrollo de la memoria.

2. Cables de Potencia

En ocasiones la instalación de una línea de transmisión aérea no es posible o por lo menos no es conveniente, esto ocurre cuando el trazado de la línea pasa por zonas donde se encuentran obstáculos que serían muy difíciles de sortear, como un río, cruce de un aeropuerto, zonas expuesta a avalanchas, o al pasar a través de una ciudad densamente poblada. En estos casos una alternativa a considerar es utilizar líneas subterráneas.

Otras razones que motivan la instalación de líneas subterráneas son de origen medioambiental. Con la instalación de este tipo de líneas, se busca producir el menor impacto posible en el medioambiente y preservar la naturaleza del paisaje. Otro punto importante, son los posibles efectos en la salud de las personas producto de la exposición a campos electromagnéticos, lo que sería una razón más para preferir líneas subterráneas, ya que el campo eléctrico producido en los cables de poder es nulo fuera de éste y el alcance del campo magnético se reduce considerablemente en comparación con las líneas aéreas [1].

Los cables de poder están constituidos principalmente por un conductor (o tres en el caso de un cable trifásico), el que puede ser básicamente de cobre o aluminio. La aislación de los cables de poder puede ser de dos tipos, papel o una aislación compuesta de polímeros. La instalación de estos cables usualmente se hace en canales (o túneles), pero también pueden ser simplemente enterrados y en algunos casos cubiertos por un bloque de concreto.

Al hacer una comparación económica entre la construcción de una línea de alta tensión subterránea y una línea de alta tensión aérea de capacidad equivalente, el costo de una línea subterránea es entre 5 y 10 veces superior al de una la línea aérea [2]. La longitud de las líneas subterráneas es bastante limitada, debido al uso de cables de potencia. Una forma de aumentar la longitud de la línea es por medio de compensación de reactivos, lo que al final se traduce en un incremento en el costo final del proyecto.

2.1. Historia de las Líneas Subterráneas

En el campo de las líneas subterráneas, desde la concepción de los sistemas de corriente alterna en 1886, son varios los acontecimientos que han dado lugar a la obtención de los sistemas de transmisión con líneas subterráneas. Uno de los primeros fue la invención de un cable

eficiente realizada por Borel en 1879, luego MacCracken en 1884 llevó el concepto de helicoidal a las tiras de papel, lo que finalmente da origen a la aislación de papel y posteriormente en 1890 Vincent de Ferranti confeccionó su famoso cable concéntrico de 10kV, el cual fue instalado en Londres [3].

Desde esos tiempos se ha tenido un continuo progreso en el desarrollo de líneas de transmisión subterráneas. El primer cable de 25kV, con tres conductores fue instalado en 1902, en Montreal, y operó durante 50 años. Luego en 1917, Emanuelli confeccionó el diseño para un *hollow – core oil – filled cable*, el cual permitía una eventual transmisión en alta y extra alta tensión [3].

Los niveles de tensión a los que pueden operar los cables de poder se han incrementado gradualmente, de 66kV en 1926, en Montreal y Filadelfia, 220kV en 1936, en Paris, para conseguir en los tiempos actuales niveles de tensión de 525kV en Canadá y Estados Unidos. La tecnología actual permite sistemas de transmisión subterráneos con cables de poder en alta tensión e incluso se podría tener cables en tensiones de hasta 1.100kV, los que pueden ser usados como enlace en algunos sistemas [3] [17].

2.2. Características de Diseño de los Cables de Poder

En esta sección se presenta una descripción de distintas configuraciones de conductor que típicamente se usan en cables de potencia, para luego hacer una breve descripción de diferentes tecnologías de cables de potencia usados en líneas subterráneas. Lo que permite crear una impresión de cuáles son las tecnologías de cables que se usan en alta tensión.

2.2.1. Configuración del Conductor

La disposición del conductor puede variar según el diseño y los requerimientos que se tengan. En la Figura 2.1 se ven algunos de los distintos tipos de configuración de conductores.

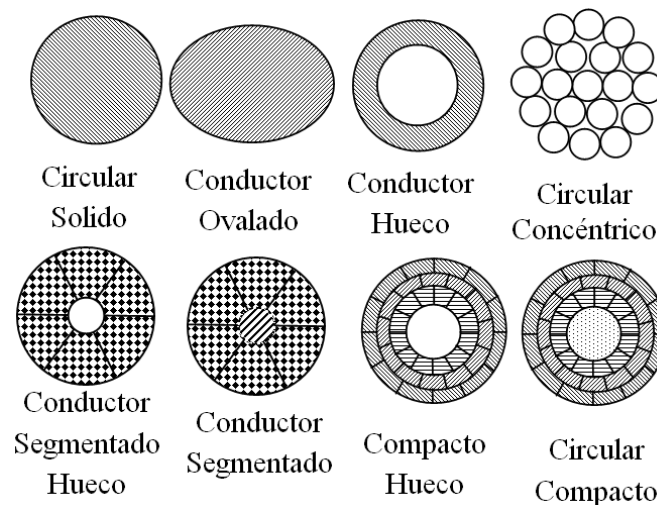


Figura 2.1: Distintas configuraciones del conductor [4].

Es común el uso de conductores concéntricos, el que se forma por capas de hebras del conductor. La primera hebra se ubica en el centro, en torno a la que se agregan capas de hebras de

conductor, la primera capa se enrolla hacia un lado de la hebra del conductor central, mientras que la capa siguiente se enrolla en el otro sentido y así sucesivamente hasta completar la sección del conductor, como se puede ver en la Figura 2.11 y 2.12 [5].

Los cables que usan polímeros como material aislante, usualmente usan un conductor de tipo circular concéntrico comprimido. En el caso de los cables de tres núcleos, para una tensión entre 12 y 24 kV, la configuración del conductor tiene un perfil segmentado, con lo que se logra mantener bien definida la sección del conductor y permite una reducción de la sección del cable. Los cables con masa impregnada como material aislante, tienen conductores de tipo circular de sección compacta, mientras que los cables con circulación de aceite en su interior y papel impregnado como material aislante, usan solamente conductores segmentados [4].

2.2.2. Cables con Masa Impregnada

Lo principal que diferencia los cables con masa impregnada, de las otras tecnologías de cables, es su material aislante. En este tipo de cables el material aislante que se usa es papel, en el cual se puede usar como agente impregnante, aceite mineral o aceite sintético, el que a temperatura de operación tendría una textura viscosa la que se volvería cada vez más líquida a medida que aumenta la temperatura en el cable [1].

El uso de este tipo de cables es motivado por el hecho de que al subir la carga de los cables, e incrementarse la temperatura de estos, también se produce un aumento en el volumen del aislante. Un problema de esto, es que al aumentar el volumen del aislante, se producen esfuerzos en la coraza que podrían producirle daños, lo que finalmente se manifestaría en la aparición de cavidades en el aislante.

Los cables con masa impregnada usualmente se usan en líneas de transmisión AC en media tensión. Para aplicaciones AC en alta tensión, su uso no es recomendado, debido a que la aislación tendría un espesor no menor y además en cada medio ciclo se producirían descargas parciales en las mismas cavidades, lo que terminaría destruyendo la aislación.

Actualmente los cables con masa impregnada, principalmente son usados en líneas de transmisión en alta tensión y en corriente continua (HVDC), con el que se puede alcanzar tensiones de 500 kV y la longitud de las líneas con este tipo de cables virtualmente no tendría límites [12]. En la Figura 2.2 se muestra un cable submarino con masa impregnada, para aplicaciones en corriente continua a una tensión de 450 kV.



Figura 2.2: Cable submarino con masa impregnada HVDC.

2.2.3. Cable Tipo H

El cable tipo H fue patentado por M. Höchstädter en 1914, y en esencia es una versión mejorada de los cables existentes, en el que se cubre la capa de material aislante de cada conductor con una pantalla metálica, la que se conecta con la cubierta de protección del cable, logrando un campo eléctrico uniforme y radial al interior del cable, el que se limita solo a la aislación y no llega al material de relleno. En la Figura 2.3 se muestran cables de potencia donde se puede ver la pantalla metálica que cubre al aislante en torno a su respectivo conductor [1].

2.2.4. Cables en Aceite

Si bien el cable tipo H disminuye los problemas ocasionados por la intensidad del campo eléctrico, no lo elimina, ya que si aumentan las cavidades en la aislación y el campo eléctrico es lo suficientemente fuerte, las descargas parciales podrán deteriorar y finalmente destruir la aislación.

Este problema se soluciona usando cables con circulación de aceite bajo presión en su interior, para esto se utiliza un aceite bastante líquido el que puede ser de origen mineral o sintético. Los cables son provistos de canales donde circula este aceite y en los extremos se tienen estanques que almacenan y mantienen la presión del aceite; un esquema de este sistema se ve en la Figura 2.4. Usualmente los conductores de una fase usan conductor hueco, haciendo circular el aceite por el canal que se forma al centro del cable. En cables trifásicos, la cavidad que se forma entre los conductores es la que se usa para el transporte del aceite [1].

Cuando la temperatura en el cable aumenta, dado que la carga aumento, el papel aislante y el aceite se dilatan, por lo que el aceite excedente por motivos de la presión se deposita en los estanques, lo que evita que se destruya la cubierta protectora [1].

En el caso de transmisión en alta tensión se vuelve atractivo el uso de cables en aceite con aislante de papel revestido en polipropileno, lo que se conoce como cable PPL (*Polyethylene*

Paper Laminate). El papel revestido en polipropileno, permite tener un aislante con menos pérdidas y mejorar sus propiedades dieléctricas y su disposición en los cables es similar a la del papel. En los cables PPL, el agente impregnante que se usa es dodecibenceno, compuesto químico orgánico biodegradable, en vez de aceite mineral, ya que este aceite produce una hinchazón en este tipo de material aislante.



Figura 2.3: Cables en aceite (*oil filled*).

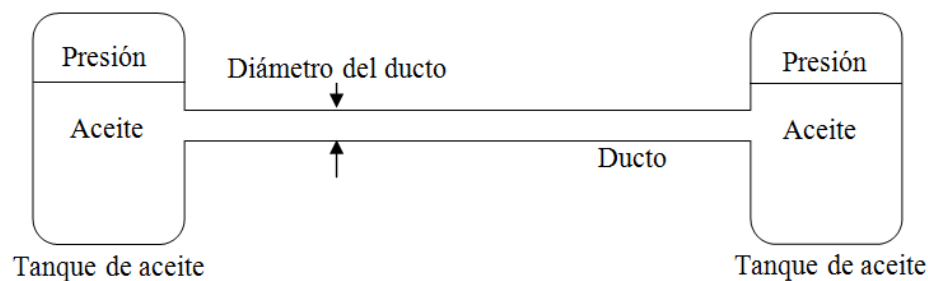


Figura 2.4: Esquema de cable en aceite y tanques contenedores.

2.2.5. Cables con Aislación Polimérica

Los primeros cables en alta tensión con aislación extruida, se desarrollaron en Estados Unidos el año 1944. El material que se usó como aislante fue polietileno termoplástico de baja densidad (LDPE); de forma posterior se desarrolló el polietileno reticulado (XLPE) el cual es básicamente el resultado de procesar el polietileno. Con el paso del tiempo y el perfeccionamiento de su tecnología, el uso de polietileno reticulado como aislante en los cables de poder lo ha llevado a ser usado en cables con niveles de tensión de hasta 500 kV. Otro polímero que se usa como aislante en los cables de potencia, es el polietileno propileno, pero principalmente es usado en sistemas de baja tensión, independiente que se fabriquen cables con la capacidad de operar a 145 kV.

La fabricación y operación de cables con polietileno de baja densidad (LDPE), se desarrolló relativamente temprano, obteniendo bastante buenos resultados de su implementación, pero luego de la aparición del polietileno reticulado, su uso ha disminuido, siendo una de las razones principales que la temperatura máxima de operación recomendada, en el caso del LDPE es de 70

°C, mientras que la del polietileno reticulado es de 90 °C. Es relevante mencionar que el uso de cables con polietileno de alta densidad (HDPE), se ha implementado bastante poco, siendo una de las explicaciones del poco uso de este cable, su rigidez, la que vuelve difícil su manipulación, transporte e instalación [1].

En la Figura 2.5 se puede ver cables XLPE de uno y tres núcleos, además de sus componentes principales, como su conductor, aislación y pantalla metálica.



Figura 2.5: Cables XLPE.

2.3. Clasificación de los Cables de Poder

Los cables de poder se pueden clasificar según el nivel de tensión al que operan, su tecnología de construcción, tipo de aislación, etc. A continuación se hace referencia de algunos tipos de cables de poder que se usan en líneas eléctricas [1] [6].

2.3.1. Cable con Aceite

Los cables de poder que contienen aceite a presión, pueden operar a niveles de tensión de hasta 500 kV, cuando se tiene un aislante adecuado. Estos cables contienen un funda metálica y opera a presión interna relativamente baja entre 5,3 – 8 bar.

Estos cables pueden usar como aislante papel o papel de polipropileno, ambos tipos de aislantes son impregnados con aceite. El cable con aislación de papel revestido de polipropileno combina bajas pérdidas en el dieléctrico, un alto nivel de ruptura dieléctrica y una baja reactancia capacitiva en relación al papel, lo que permite que sea usado en alta tensión a tensiones de 500 kV. Estos niveles de pérdida de los cables con papel revestido de polipropileno, empeoran cuando la instalación de estos cables se hace en aire en los túneles.

2.3.2. Cables con Aceite a Alta Presión

Este tipo de cables se puede usar en niveles de tensión de hasta 345 kV, estos cables son instalados en tuberías la que es llenada de aceite y a una presión típica de 10 bar. Estos cables han sido usados con buenos resultados en túneles horizontales, pero los núcleos tienden a desplazarse en el interior de la tubería, por lo que se hace necesario fijar la posición de los cables para evitar que se produzcan daños en las juntas de los cables.

2.3.3. Cables con Gas

Este tipo de cables se puede usar hasta 132 kV. En estos cables la aislación esta compuesta por papel impregnado con un compuesto de hidrocarburo viscoso. El cable se llena con nitrógeno gas a presiones típicas de 12 – 14 bar. El gas impregna el espacio entre las tiras de papel siendo una parte importante de la aislación.

2.3.4. Cable con Gas a Alta Presión

Este tipo de cables es similar al cable con aceite a alta presión, con la diferencia que la tubería contiene nitrógeno gas a alta presión y no un hidrocarburo líquido. La ventaja de estos cables es su resistencia al medio ambiente y al fuego, mientras que su desventaja es que tiende a desplazarse dentro de la tubería.

2.3.5. Cables con Polietileno Reticulado

Este tipo de cables presenta una reducción en mantenimiento y elimina el uso de gas o aceite, por lo que reduce el riesgo de propagación de incendio dada la ausencia de hidrocarburos. Este tipo de cables se puede usar hasta tensiones de 500 kV.

2.4. Composición de los Cables de Poder

La estructura típica de los cables de potencia se puede ver en la Figura 2.6.

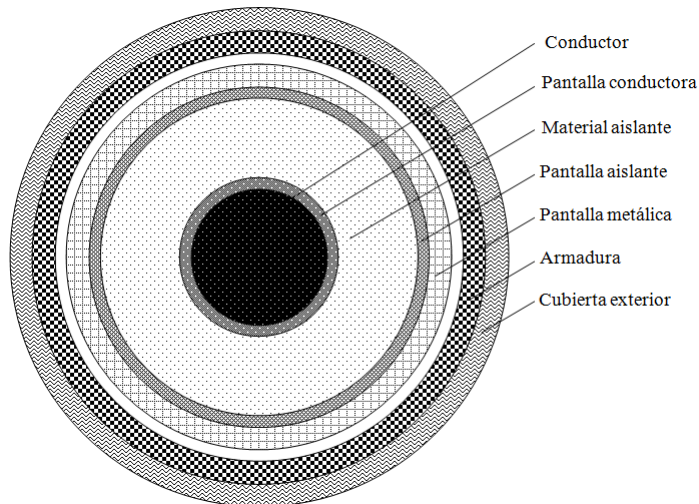


Figura 2.6: Esquema de un cable de potencia

Los cables de poder están compuestos principalmente por un conductor, el cual debe soportar corrientes de operación y de falla que circulan por él. La capa de material aislante que cubre el conductor, es la encargada de soportar la tensión de operación y los transientes de tensión, además de los esfuerzos térmicos. Otros componentes que dan forma a los cables de poder son las pantallas de aislación y de conductor (*conductor screen and insulation screen*) que son los encargados de producir una transición suave y sin cavidades entre el conductor y el aislante, y entre el aislante y la pantalla metálica. Estas pantallas están formadas por un material de baja conductividad eléctrica llamado semiconductor, el que en estricto rigor no es un semiconductor. La pantalla metálica aterrizada, es la encargada de mantener fuera de la aislación un potencial de tierra, y debe tener la capacidad de soportar las corrientes en condiciones normales de operación del cable y en casos de falla. Para soportar los esfuerzos mecánicos, especialmente en la instalación o en el desmantelamiento de las líneas con cables de poder, se diseñan los cables con una armadura (*armour*) que es la que le asegura soportar dichos esfuerzos. Los cables de poder se diseñan con una o varias cubiertas exteriores que permiten asegurar el cable mecánicamente, evitar el ingreso de humedad y la corrosión del cable. Finalmente se consideran varias capas de amortiguación entre las diversas capas mencionadas anteriormente [1].

2.4.1. Material Aislante

En términos generales se puede considerar que los materiales que se usan como aislante en los cables de poder, son papel impregnado y polímeros.

Las características con las que debe contar un material aislante son: una alta resistencia dieléctrica, lo que corresponde al nivel máximo de tensión que puede soportar un material, sin que exista circulación de electrones a través de dicho material; alto nivel de aislación, pudiendo aislar a niveles de tensión nominal elevadas, frecuencia industrial y condiciones particulares que se pueden presentar durante la operación; una larga vida útil; una baja resistividad térmica, permitiendo una alta conducción de calor a través de la aislación; una permitividad relativa suficientemente baja, siendo esta la capacidad de polarizarse de algún material aislante en particular; ser inmune a las reacciones químicas en un rango aceptable de temperatura, de ese modo no se ve dañada la estructura molecular del material que se usa como aislante; manipulable desde el punto de vista de fabricación e instalación, y que su costo sea el más bajo posible acorde a los requerimientos [1].

Papel impregnado con aceite

La aislación de los cables de poder en base a papel impregnado en aceite, ha sido la más usada desde el comienzo en líneas de distribución y transmisión eléctrica. Esta aislación consiste en capas formadas por tiras de papel enrollados sobre el conductor, las que son impregnadas con aceite mineral, aceite sintético o un compuesto de estos.

Papel

El papel que se usa como material aislante está compuesto por fibras de celulosa, su estructura molecular se muestra en la Figura 2.7. Estas moléculas unidas por enlaces químicos son las que dan forma a las fibras de celulosa, fibras que al entrelazarse entre sí dan origen al

papel. La unión de las fibras de papel crean escamas, y estas escamas son las que le dan al papel la resistencia mecánica adecuada para ser usado en la aislación de los cables de potencia.

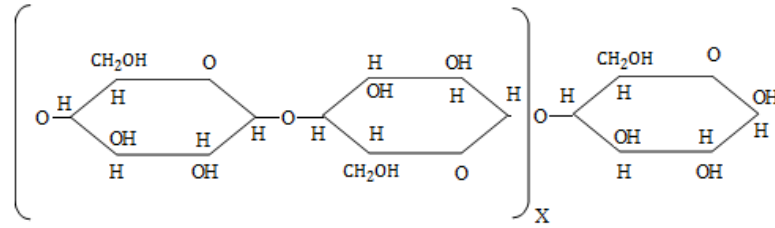


Figura 2.7: Estructura molecular de la celulosa.

La celulosa que se usa en la fabricación del papel aislante, en su estado puro, tiene una densidad de $1,54 \cdot 10^3 \text{ kg/m}^3$, pero la densidad del papel que se usa en la aislación puede variar dependiendo de la presión que se usa en su fabricación, siendo un valor típico $0,75 \cdot 10^3 \text{ kg/m}^3$, debido a esto existe una cantidad considerable de poros en el papel. Para evitar que se produzcan descargas parciales a través de los poros, éstos se rellenan con un agente impregnante. El proceso de impregnación del papel comienza depositando el papel en tanques donde se realiza el secado a alta temperatura y al vacío, para luego en el tanque al vacío, pero esta vez presurizado aplicar el agente impregnante.

El papel en contacto con el aire puede contener hasta un 12% de agua. Aparte del agua que puede absorber en contacto con el aire, el papel contiene agua en su estructura molecular, por lo que en el proceso de secado es importante eliminar el agua adquirida de la atmósfera, pero se debe remover la menor cantidad posible del agua de su estructura, ya que si ésta se elimina se produce la descomposición de la celulosa. Por esa razón es necesario limitar la temperatura en el proceso de secado a 120°C y también por el mismo motivo se debe limitar la temperatura de operación del cable.

En la confección de la aislación se usan listones o cintas de papel los que usualmente tienen un alto de 0,1 mm y un ancho de 20 mm, los que se enrollan alrededor del conductor formando capas como las que se muestran en la Figura 2.8.

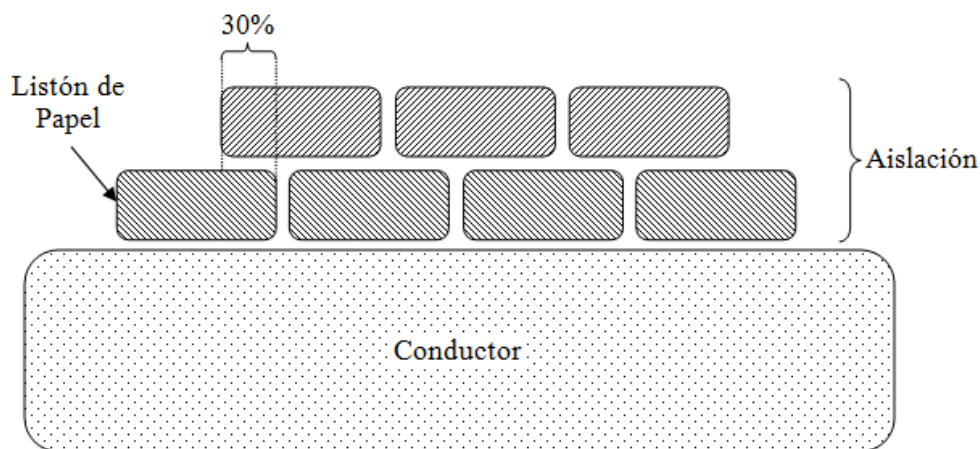


Figura 2.8: Esquema del enrollado de papel.

Entre las capas de aislación se deja un espacio, el que es necesario para evitar que se apilen capas de papel, y éste resulte dañado cuando se producen torsiones en el cable. El papel tampoco

debe estar demasiado tenso, por lo que se permite un pequeño deslizamiento entre capas de papel cuando el cable se tuerce. Por los motivos mencionados es importante mantener la tensión sobre el papel bajo los rangos permitidos durante el proceso de enrollado de los listones en el cable (la tracción mecánica longitudinal del papel con respecto sus fibras es 77 MN/m^2 y la tracción mecánica transversal es de 35 MN/m^2). Es importante que no se creen canales a través de la aislación, por eso se enrollan los listones de modo que entre una capa y otra de la aislación se tenga un desplazamiento de aproximadamente un 30%, como se puede ver en la Figura 2.8.

En sistemas de baja tensión, los cables tienen una capa delgada de aislación, por lo que las pérdidas corresponden principalmente a las que se producen en el conductor, mientras que en los sistemas de alta tensión (tensiones superiores a 300 kV) las pérdidas en el dieléctrico son significativas, por lo que se debe mantener las pérdidas en el cable dentro de un rango aceptable siendo una de las medidas a considerar, el uso de papel de buena calidad, el que se fabrica usando agua pura y desionizada.

Con una aislación de papel impregnado de buena calidad, con una permitividad relativa (ϵ_r) de 3,6, es posible disminuir el valor de $\tan(\delta)$ a 0,002, donde δ corresponde al ángulo de pérdidas en el aislante. Con los valores mencionados anteriormente la corriente capacitiva (*load carrying capacity*) presente en el aislante de un cable de 300 kV se reduce en un 10% y en uno de 400 kV se reduce en un 15%.

Para reducir las pérdidas aun más, se emplean capas aislantes de papel y polipropileno. El polipropileno tiene un ángulo de pérdidas y una permitividad relativa menor que el papel, por lo que las pérdidas y la intensidad del campo presente en el papel se reducen. El motivo por el que se continúa usando papel, es que actúa como un medio de transporte para el agente impregnante el que se encarga de sellar cualquier poro o cavidad que se produzca en la aislación, en un lapso de tiempo razonable.

Cable Masa Impregnada (*Cable - Mass*)

Es un producto cuyo agente impregnante puede ser aceite mineral, aceite sintético o una composición de ambos. El agente impregnante debe cumplir con la condición de ser ligeramente líquido a altas temperaturas (temperatura de impregnación) y bastante viscoso a temperatura normal de operación.

Cuando la carga de una línea, cuya aislación corresponde a este compuesto, varía, también se producen variaciones en la temperatura del cable, por lo que la aislación se ve afectada por estas variaciones de temperatura aumentando o disminuyendo su volumen debido a la dilatación térmica. Durante el incremento de carga en la línea, la aislación sufre un aumento de volumen, debido a la dilatación, lo que produce una deformación en la cubierta externa en la zona donde se produce el incremento de temperatura (por sobre la temperatura de operación), luego al disminuir la temperatura en la línea, la aislación vuelve a su estado normal, pero la cubierta externa queda deformada produciéndose cavidades en el cable.

Al tener una línea la que puede tener diferencias de altura, entre algunos tramos de esta, si se tuviera un agente impregnante de poca viscosidad, las diferencias de altura a lo largo de la línea harían que el agente se desplace de las zonas de mayor altura a las de menor altura, posiblemente alejándose de las áreas donde se necesita que se impregne el papel, por lo que en esos lugares la aislación no soportaría el nivel de carga. El desplazamiento del agente impregnante se evita

usando un compuesto que se mantiene viscoso a la temperatura de operación. Dado lo anterior de todos modos es posible que se formen cavidades en la aislación, aumentando las posibilidades de que se produzcan descargas parciales, las que finalmente destruirían la aislación, por ese motivo el campo eléctrico debe ser limitado y de ese modo prolongar la vida útil del cable. Para el uso de este tipo de cables en alta tensión, se requiere de una gruesa capa de aislación la que tiene un alto costo, por lo que el uso de este compuesto se limita a tensiones inferiores a 72,5 kV [1].

Aceite (*Cable - oil*)

Es un líquido de baja densidad el que puede ser un aceite mineral o un aceite sintético. Para evitar que se formen cavidades en la aislación, el aceite al interior del cable se mantiene bajo presión por medio de dos estanques, ubicados uno en cada extremo de la línea, los que se encuentran conectados por los canales de circulación del aceite. Cuando la temperatura aumenta el exceso de aceite en la aislación se dirige a los canales de aceite manteniéndose en las reservas de aceite y cuando la temperatura disminuye éste se dirige a la aislación nuevamente evitando que se produzcan cavidades. Los cables que usan este proceso que considera la circulación de aceite al interior del cable, el que se mantiene bajo una cierta presión, se denominan *oil filled*. Los cables de un conductor tienen un canal en el centro del conductor destinado a la circulación del aceite, mientras que en los cables trifásicos los canales de aceite se encuentran dispuestos entre los conductores de cada fase [1].

Por mucho tiempo la elección preferida de aislante en cables para cualquier nivel de tensión fue el papel impregnado en aceite mineral (*Oil filled*) protegido de la humedad por una cubierta metálica, sin embargo, si bien se ha demostrado que los cables de poder con papel impregnado como aislación funcionan bastante bien y tiene una vida útil bastante larga, sobre todo cuando se usa aceite que no absorbe la humedad del aire como agente impregnante. El uso de dieléctricos sintéticos (como XLPE), disminuye las pérdidas en la aislación, disminuye la capacitancia y se evitan las dificultades relacionadas con el uso de tanques y ductos para el aceite a presión en los cables, además los costos de instalación de estas líneas y mantenimiento son menores, lo que le ha permitido ganar cada vez más terreno al momento de hacer la elección entre estas dos tecnologías de cables.

Polímeros

Otros materiales que se usa como aislante en cables de poder son los polímeros, siendo los más usados el policloruro de vinilo (PVC), el polietileno (PE), el etileno propileno (EPR) y el polietileno reticulado (XLPE).

Los polímeros PVC y PE son termoplásticos, de modo que a baja temperatura presentan una cadena polimérica compacta y ordenada, dándole una estructura cristalina lo que se manifiesta obteniendo un polímero duro, pero al aumentar la temperatura se tendrá una cadena polimérica enlazada, lo que les da una estructura amorfa, transformando el polímero en un material plástico o deformable. Estos materiales son abundantes, considerablemente más económicos y bastante manipulables en la construcción de cables, pero al aumentar la temperatura a la que son expuestos su resistencia mecánica disminuye, siendo una disminución significativa a los 70°C y considerablemente significativa a temperaturas superiores a 100°C.

Los polímeros XLPE y EPR son dieléctricos termoestables, los que ven mejorada su resistencia mecánica de modo que a temperaturas de 110 °C, ésta aun es considerable, permitiendo operar los cables a una temperatura mayor. En la Tabla 2.1 se muestran las temperaturas máximas de operación recomendadas para estos tipos de aislación.

Tabla 2.1: Temperatura de operación máxima.

Dieléctrico	Max. Temperatura (operación continua) [°C]	Max. Temperatura (operación de emergencia) [°C]
Papel impregnado	65 – 80	160 – 250
PVC	70	150– 160
PE:		
- Baja densidad	70	120
- Alta densidad	80	160
XLPE	90	250
EPR	90	250

Policloruro de Vinilo (PVC)

El PVC polímero se obtiene de agregar hidrógeno clorado o cloro al etileno o acetileno. El resultado de esto produce un polímero en forma de polvo blanco sin olor, inerte, no inflamable e insoluble en cualquier líquido a temperatura normal. En los cables de poder se usa un PVC compuesto, el que da forma a una aislación dura y flexible. El PVC compuesto se usa en cables de poder que operan entre 17,3 y 30 kV.

Polietileno (PE)

El polietileno es el resultado de la polimerización del etileno en estado gaseoso logrando la estructura molecular más simple entre los polímeros, la que se ve en la Figura 2.9.

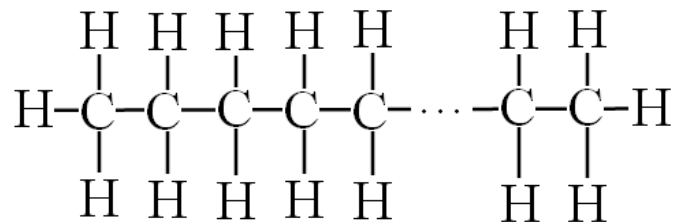


Figura 2.9: Estructura molecular del polietileno.

El polietileno en estado líquido es transparente mientras que en estado sólido es de color blanco, está formado por áreas cristalinas donde su estructura se encuentra ordenada presentando una mayor densidad que en las zonas amorfas donde la estructura molecular del polietileno se encuentra desordenada presentando una menor densidad. Como la estructura del polietileno no es uniforme la temperatura en que se funde no es única, si no, que se determina un área de temperatura donde el polietileno pasa de estado sólido al líquido.

La densidad del polietileno puede ir de $0,88 \cdot 10^3 \text{ kg/m}^3$ hacia arriba, entre 0,91 y 0,925 se encuentra el llamado polietileno de baja densidad, entre 0,926 y 0,94 se encuentra el polietileno de densidad media y entre 0,941 y 0,959 se encuentra el polietileno de alta densidad.

El material cristalino en el polietileno usualmente está entre el 40 y 60%, pero se puede encontrar incluso hasta en un 80%. El polietileno de baja densidad es el que usualmente se usa como aislación en los cables de poder y en oportunidades incluso se usa el polietileno de alta densidad. El polietileno de media y alta densidad se usa normalmente en la cubierta de protección de los cables de poder.

El polietileno es un material que no se polariza en presencia de un campo eléctrico, y su permeabilidad relativa es 2,3 con un valor de $\tan(\delta)$ de aproximadamente 0,0002 a 50 Hz, lo que implica que las pérdidas dieléctricas son bastante bajas, pero una desventaja importante es que tiene una muy baja tolerancia a las descargas parciales, por lo que en la fabricación se debe tener especial cuidado de que no se produzcan cavidades en el material aislante.

La temperatura a la que se derrite el polietileno de baja densidad es de 110°C , por lo que las normas internacionales dicen que la temperatura máxima de operación para este material no debe exceder de 70°C [1].

Polietileno Reticulado (XLPE)

El polietileno reticulado es el resultado de someter polietileno a un proceso de vulcanización (proceso en el cual se eleva la temperatura del polietileno en presencia de peróxidos, al activarse los peróxidos, se produce el cruce de moléculas que dan lugar al polietileno reticulado), el que consiste en crear enlaces entre las moléculas de polietileno. Este proceso permite que el polietileno reticulado se mantenga en estado sólido incluso a la temperatura en que se funde el polietileno, por lo que las normas internacionales consideran una temperatura de operación de 90°C [1], transformándose en su principal ventaja ya que su temperatura de operación es superior a la de los cables en aceite.

Etileno Propileno (EPR)

El etileno propileno es un copolímero (material compuesto por dos polímeros) compuesto de etileno y propileno, su estructura molecular se muestra en la Figura 2.10.

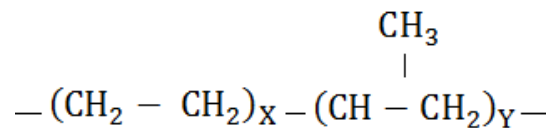


Figura 2.10: Estructura molecular del etileno propileno.

El propileno no tiene la capacidad de formar estructuras cristalinas, mientras que el etileno si la tiene siempre que la cadena tenga una longitud suficientemente larga. El etileno polipropileno copolímero puede tener distintas características según su estructura, siendo estas parecidas a la del polietileno reticulado, mientras que el etileno propileno terpolímero, que además contiene un dieno, presenta una baja temperatura de ablandamiento y una baja resistencia mecánica.

El etileno propileno absorbe bastante más humedad que el polietileno reticulado, motivo por el que las pérdidas se ven incrementadas especialmente en instalaciones subterráneas y tiene una

baja tolerancia a las descargas atmosféricas. Por estos motivos el etileno propileno se usa como aislante en cables de poder que llegan hasta 154 kV e internacionalmente se considera su temperatura de operación de 90°C [1].

La principal ventaja que tiene el etileno propileno sobre el polietileno reticulado, es que tiene mayor flexibilidad, por lo que los cables de poder con ese tipo de aislación son menos rígidos y por ese motivo más fácil de manipular. En la Tabla 2.2 se muestra las características de los distintos polímeros que se usan como aislante en cables.

Tabla 2.2: Propiedades de los dieléctricos.

Aislación	PVC	PE	XLPE	EPR	Papel Impregnado
Densidad [kg/m ³]	1400	900	900	1200	1250
Resistividad Térmica [°Cm/W]	6	3 (alta densidad) 3,5 (baja den.)	3,5	5	5 – 6
Permitividad Relativa [ε _r]	8	2,3	2,3	3,3	3,5
tan(δ)	100 · 10 ⁻³	4 · 10 ⁻⁴	4 · 10 ⁻⁴	4 · 10 ⁻³	2 · 10 ⁻³

2.4.2. Material de Conductor

Los materiales que se usan usualmente en conductores de cables de poder son principalmente cobre y aluminio, pero también se considera en la construcción de estos cables el uso de sodio y berilio. A continuación se hace una descripción de las características principales del cobre (Cu) y del aluminio (Al).

Cobre

El cobre es el segundo material con mejor conductividad eléctrica, después de la plata, a temperatura ambiente. Es un metal de color rojizo, dúctil y maleable, es un muy buen conductor de calor y electricidad. Por su conductividad eléctrica el cobre es el metal ideal para instalaciones eléctricas, además los conductores de cobre son resistentes a la corrosión, presentan una gran resistencia mecánica y alta flexibilidad. Algunas de las variedades de cobre que se usan en aplicaciones eléctricas corresponden a cobre electrolítico, cobre recocido, cobre semiduro, cobre duro y aleación de cobre, siendo cobre de alta pureza (99,9%) el usado en conductores de cables de poder; en la Figura 2.11 se ve un conductor de cobre en configuración circular concéntrica. El cobre tiene un costo elevado en relación al aluminio, pero en los cables de poder AC el uso de aislación de papel impregnado de aceite en cables de alta tensión presenta un ahorro en cobertura metálica y papel aislante, lo que puede ser una forma adecuada de compensar los altos costos del cobre [9]. En la Tabla 2.3 se muestra la relación entre la conductividad del cobre y otros conductores entre los que se encuentra la plata y el aluminio.

Tabla 2.3: Conductividad relativa de algunos metales [9].

Metal	Conductividad Relativa (Cobre = 100)
Plata	106,3
Cobre	100
Oro	73,8
Aluminio	61,7
Sodio	35,4
Zinc	29
Hierro	17,2

Metal	Conductividad Relativa (Cobre = 100)
Estaño	15
Plomo	7,9



Figura 2.11: Conductor circular concéntrico de cobre.

Aluminio

El aluminio es un material blanco plateado que presenta una pequeña resistividad mecánica y alta ductibilidad y maleabilidad. Su conductividad es un 61,7% de la conductividad del cobre de similar tamaño, pero su peso es aproximadamente la mitad (la densidad del aluminio es aproximadamente un 30% la densidad del cobre). Por estas cualidades en la actualidad se usa conductores de aluminio y aleación de aluminio en líneas aéreas de transmisión eléctrica de alto voltaje. Además el costo del aluminio es inferior al del cobre, lo que hace más atractivo el uso de aluminio en vez de cobre en algunas aplicaciones eléctricas; en la Figura 2.12 se puede ver un conductor de aluminio en configuración circular concéntrica. Una de las desventajas que presenta el aluminio ante el cobre es su menor resistencia a la corrosión. En los cables de potencia las coberturas metálicas se ven afectadas por la corrosión, la que logra acceder al conductor; para evitar que el conductor se corroa, la cobertura metálica se cubre con una cubierta de polietileno o una capa anticorrosión similar.



Figura 2.12: Conductor circular concéntrico de aluminio.

En la Tabla siguiente se muestran algunos parámetros importantes del cobre y del aluminio.

Tabla 2.4: Parámetros del cobre y aluminio.

Parámetros	Unidades	Aluminio	Cobre
Resistividad específica a 20 °C	$10^{-8} \Omega\text{m}$	2,8264	1,7241
Coefficiente térmico	$^{\circ}\text{C}^{-1}$	0,0043	0,0039
Densidad	10^3 kg/m^3	2,7	8,9
Calor específico	J/kgK	880	385
Resistencia a la tracción, 0,2% de elongación.			
- <i>Harddrawn</i>	N/mm ²	140	330
- Recocido		45	70
Tracción permitida en la instalación (recocido)	N/mm ²	20	50

2.5. Ampacidad de los Cables de Poder

Al tener una línea en operación, la temperatura máxima a la que es recomendado operar dicha línea, tomando en consideración la tecnología de cables de potencia que se usan en la línea, se puede ver en la Tabla 2.1.

La temperatura a la que se encuentran los cables de potencia, está condicionada a los siguientes factores [1] [6]:

- La magnitud de las pérdidas
- La instalación (Ubicación y modo de instalación)
- La conductividad térmica del cable y del medio en el cual se instalan
- Temperatura del ambiente
- Fuentes de calor en el entorno

En una línea trifásica subterránea a plena carga, se puede determinar que el porcentaje de pérdidas según su nivel de tensión son aproximadas a las que se muestran en la Tabla 2.5.

Tabla 2.5: Pérdidas en una línea trifásica subterránea [8].

Voltaje [kV]	Pérdidas [%]	Pérdidas [%]	Pérdidas [%]
	Conductor	Dieléctrico	Cubierta metálica
66	85,56	3,45	10,99
132	78,75	9,22	12,03
275	60,72	21,56	17,72
400	45,54	36,44	18,02

2.5.1. Transferencia de Calor

Dos aspectos relevantes para determinar la ampacidad de un cable de poder, son determinar la temperatura de un conductor al circular una cierta magnitud de corriente por él, o viceversa, determinar la magnitud de corriente que puede circular por un conductor en particular a una temperatura determinada. Para lograr determinar la capacidad de conducción del cable en alguna condición determinada, se debe conocer el calor que se genera al interior del cable y la capacidad que tiene el cable. Para disipar el calor que produce el conductor, además se debe conocer las características del medio en el cual se instala el cable de poder.

Conducción

En las líneas subterráneas, la transferencia de calor se produce por conducción, desde el conductor y de las otras partes metálicas, al igual que la aislación.

El flujo de calor determinado por la ley de Fourier, es proporcional al área normal a la dirección del flujo de calor y al gradiente de temperatura en dicha dirección, el signo negativo muestra que el flujo de calor va desde un punto de mayor temperatura a otro de menor temperatura, en la Figura 2.13 se ve un esquema del flujo de calor por conducción. Si se considera un flujo unidimensional, con una distribución de temperatura $\theta(x)$ y resistividad térmica del ρ [$K \cdot m/W$], junto con las leyes de Fourier, se obtiene la conducción de calor por medio de la siguiente ecuación [7].

$$q = -\frac{1}{\rho} \frac{d\theta}{dx} \left[\frac{W}{m^2} \right] \quad (2.1)$$

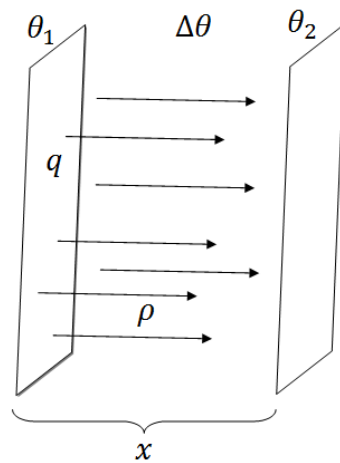


Figura 2.13: Esquema de conducción de calor entre dos cuerpos.

Convección

Para cables instalados en el aire, la transferencia de calor desde la superficie del cable con el aire a su alrededor, se realiza por convección y radiación. La transferencia de calor por convección se puede clasificar según la naturaleza del flujo. La convección forzada ocurre cuando el flujo es originado por medios externos como por viento, bombas o ventiladores, en contraste con la convección natural, en donde el flujo se origina por medio de las fuerzas de la naturaleza.

El flujo de calor por convección natural, se puede determinar por medio de la siguiente ecuación.

$$q = h \cdot (\theta_s - \theta_{amb}) \left[\frac{W}{m^2} \right] \quad (2.2)$$

Donde θ_s es la temperatura en la superficie del cable, θ_{amb} es la temperatura del ambiente y h [$W/m^2 \cdot K$] una constante de proporcionalidad o coeficiente de transferencia por convección. En el caso de convección natural, el coeficiente se encuentra entre 2 y 25 $W/m^2 \cdot K$ [7].

Radiación

La radiación térmica es la energía que emite el cable o la superficie del ducto, cuyo flujo es representado por la ley de Stefan – Boltzmann.

$$q = \varepsilon \cdot \sigma_B \cdot \theta_s^4 \quad (2.3)$$

Donde θ_s [K] es la temperatura absoluta de la superficie, σ_B es la constante de Stefan – Boltzmann ($5,67 \cdot 10^{-8}$ [$W/m^2 \cdot K^4$]) y ε es la emisividad ($0 \leq \varepsilon \leq 1$), lo que indica cuan eficiente es la emisión de la superficie en comparación con un radiador ideal. Por otra parte, si la radiación incide en la superficie del cable, una parte de esta será absorbida por el cable, por lo que el flujo de calor queda representada por la ecuación (2.4), en la cual α (*absorptivity*) es un factor que permite calcular qué fracción del calor que incide en la superficie del cable es absorbido.

$$q_{abs} = \alpha \cdot q_{inc} \quad (2.4)$$

Donde $0 \leq \alpha \leq 1$. La transferencia de calor se puede determinar considerando la emisión y recepción de energía en la superficie. Considerando $\varepsilon = \alpha$, el flujo de calor queda determinado por la siguiente ecuación.

$$q = \varepsilon \cdot \sigma_B (\theta_s^4 - \theta_{amb}^4) \quad (2.5)$$

Para obtener la transferencia de calor, se debe multiplicar el flujo de calor por el área efectiva de radiación.

$$W_{rad} = \varepsilon \cdot \sigma_B \cdot A_{sr} (\theta_s^4 - \theta_{amb}^4) \quad (2.6)$$

En cables de poder instalados en el aire, la transferencia de calor queda determinada por la siguiente ecuación.

$$W = h \cdot A_s (\theta_s - \theta_{amb}) + \varepsilon \cdot \sigma_B \cdot A_{sr} (\theta_s^4 - \theta_{amb}^4) \quad (2.7)$$

Balance de energía

El intercambio de energía que se produce en los cables de poder, se representa por lo siguiente.

$$W_{ent} + W_{int} = W_{out} + \Delta W_{st} \quad (2.8)$$

Donde W_{ent} es la energía que ingresa al cable, energía que puede ser producida por otros cables en la vecindad de éste o por la radiación solar, W_{int} corresponde a calor producido en el interior del cable ya sea por las pérdidas Joule o las pérdidas en el dieléctrico, ΔW_{st} es el calor que se mantiene al interior del cable y W_{out} es la energía disipada por conducción, convección y radiación [7].

2.5.2. Analogías Entre el Comportamiento Térmico y Eléctrico

El comportamiento electrostático y el comportamiento térmico se comportan de forma similar a la relación entre el voltaje y la corriente que se establece en la ley de Ohm.

$$V = R \cdot I \quad (2.9)$$

Por lo que se puede establecer la siguiente analogía entre ellos.

Tabla 2.6: Analogía entre los campos [1].

Parámetro	Corriente	Comportamiento Electroestático	Comportamiento Térmico
Fuente	I (corriente)	Q (carga)	P (potencia)
Densidad de flujo	J (densidad de corriente)	D (dispersión dieléctrica)	Flujo de calor
Potencial	V	V	θ (temperatura)
Intensidad de campo	$E = -\nabla V$	$E = -\nabla V$	$= -\nabla \theta$
Diferencia de potencial	V (voltaje)	V (voltaje)	$\Delta \theta$ (diferencia de temperatura)
$\frac{\text{Densidad de flujo}}{\text{Intensidad del campo}}$	$\sigma = \frac{1}{\rho}$ (conductividad)	$\varepsilon = \varepsilon_r \cdot \varepsilon_0$ (permitividad)	$\lambda = \frac{1}{\rho_\theta}$ (conductividad térmica)
$\frac{\text{Fuente}}{\text{Diferencia de potencial}}$	$\frac{1}{R}$	C (capacitancia)	$\frac{1}{T} \left(\frac{1}{\text{resistencia térmica}} \right)$

De la analogía con la ley de Ohm se obtiene la siguiente fórmula.

$$\Delta \theta = \theta_f - \theta_i = T \cdot P \quad (2.10)$$

Donde

$\Delta \theta$ [K]: Diferencia de temperatura.

T [K/W]: Resistencia térmica.

P [W]: Intensidad de la fuente.

La capacitancia térmica queda determinada por la siguiente fórmula.

$$Q = C \cdot V \quad (2.11)$$

Donde

V [m^3]: Volumen del material.

C [$J/m^3 \cdot ^\circ C$]: Calor específico volumétrico del material.

La capacitancia térmica de un cable de configuración coaxial, con un diámetro interno, uno externo y una aislación del tipo cilíndrica, se obtiene por medio de la siguiente ecuación [7].

$$Q = \frac{\pi}{4} (d_{ext}^2 - d_{int}^2) \cdot C \quad (2.12)$$

Un cable de potencia básicamente cuenta con un conductor al centro, una capa de material aislante que cubre el conductor y al exterior del aislante, se ubica una pantalla metálica que lo cubre. Un esquema térmico simplificado de un cable de potencia, según las características mencionadas anteriormente, es el que se muestra en la Figura 2.14.

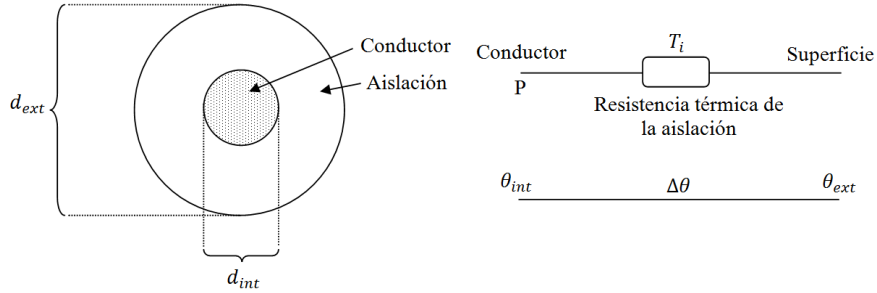


Figura 2.14: Equivalente térmico de un cable.

La capacitancia eléctrica por unidad de longitud de un cable, queda definida por la siguiente ecuación, donde ϵ_0 y ϵ_{ri} corresponden a permitividad en el vacío y la permitividad relativa del material aislante.

$$C_k = \frac{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0 \cdot \epsilon_{ri}}{\ln\left(\frac{d_{ext}}{d_{int}}\right)} [F/m] \quad (2.13)$$

De la capacitancia eléctrica y el equivalente térmico, se obtiene la resistencia térmica por unidad de longitud ($C = 1/T$), cuya fórmula es la siguiente [1].

$$T_i = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_i} \ln\left(\frac{d_{ext}}{d_{int}}\right) [Km/W] \quad (2.14)$$

Ecuación con la que se obtiene la diferencia de temperatura en el cable, donde λ_i es la conductividad térmica en la aislación.

$$\Delta\theta = \frac{P}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_i} \ln\left(\frac{d_{ext}}{d_{int}}\right) \quad (2.15)$$

Para determinar la temperatura del cable cuando se encuentra enterrado, se usa el método de las imágenes para determinar la capacitancia del cable, con lo que luego se determina la resistencia térmica. Al suponer que el cable se encuentra enterrado a una distancia H de la superficie, se tiene la siguiente capacitancia.

$$C_j = \frac{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0 \cdot \epsilon_{ri}}{\ln\left(\frac{4 \cdot H}{d}\right)} [F/m] \quad (2.16)$$

Según la analogía correspondiente se tiene la siguiente resistencia térmica, donde λ_j es la conductividad térmica del terreno [6].

$$T_j = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_j} \ln\left(\frac{4 \cdot H}{d}\right) [Km/W] \quad (2.17)$$

Tomando un esquema donde se considera la resistencia térmica de la aislación y la resistencia térmica del terreno, lo que se puede ver en la Figura 2.15, se obtiene la ecuación de temperatura (2.18).

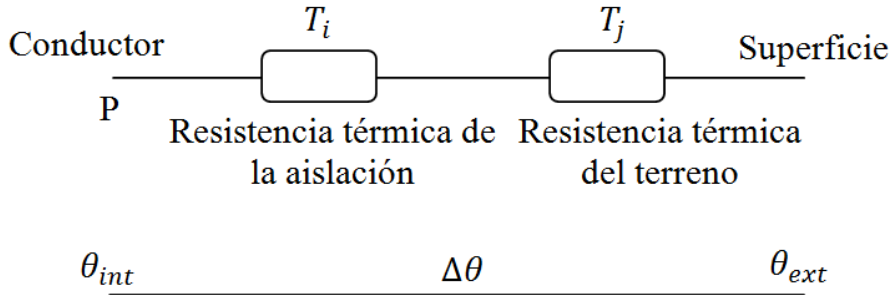


Figura 2.15: Equivalente térmico para un cable enterrado.

$$\Delta\theta = \theta_f - \theta_i = (T_i + T_j) \cdot P = T \cdot P$$

$$\theta_f = (T_i + T_j) \cdot P + \theta_{aire}$$

$$\theta_f = \left(\frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_i} \ln\left(\frac{d}{d_i}\right) + \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_j} \ln\left(\frac{4 \cdot H}{d}\right) \right) \cdot P + \theta_{aire} \quad (2.18)$$

Algunos valores típicos para la conductividad de la aislación son los siguientes.

Tabla 2.7: Valores típicos de la conductividad térmica del aislante [1].

Aislación	λ_i [W/Km]
Cable masa	0,17
Papel impregnado en aceite	0,20
XLPE	0,29
Cable PPL	0,15

Un cable de poder está constituido por un conductor (o tres en el caso de un cable trifásico) y diversas capas, ya sea de aislación o capas protectoras, por lo que el modelo se debe ajustar para considerar la aislación, las pantallas, la armadura y la conexión a tierra, según corresponda.

2.5.3. Ampacidad en Condiciones de Estado Estacionario

La capacidad de carga de los cables depende de varios parámetros, entre ellos los más importantes son:

- El número de cables y el tipo de cables en la instalación.

- La construcción del cable y los materiales que se usan en la construcción de los distintos tipos de cables.
- El medio en el cual se instala el cable.
- La distancia entre los cables y la distancia de estos con la superficie del terreno.
- El tipo de unión de los cables.

Para determinar la corriente que puede circular por el conductor, se usa como modelo la equivalencia térmica de los cables, con lo que se obtiene las ecuaciones de estado estacionario del cable, las que representan un cable monofásico o uno trifásico según sea el caso.

Cable enterrado sin desplazamiento de humedad

El modelo que se usa para determinar la capacidad de carga del cable se muestra a continuación en la Figura 2.16 y en la Figura 2.17 [7] [6].

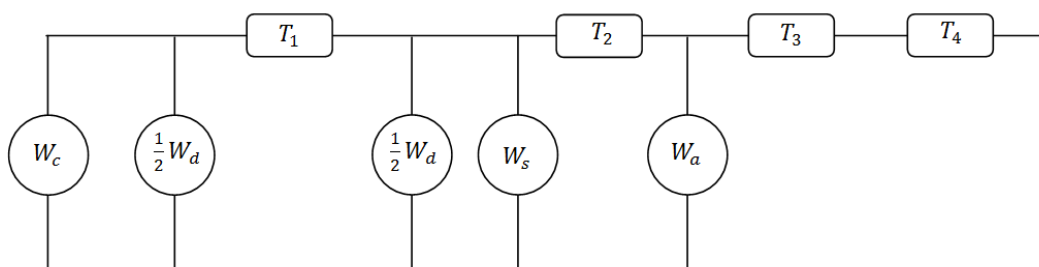


Figura 2.16: Diagrama de estado estacionario de un cable monofásico.

Dónde.

W_c, W_d, W_s, W_a [W/m]: Representan el conductor, dieléctrico, pantalla y armadura.

T_1, T_2, T_3, T_4 [$K \cdot m/W$]: Resistencia térmica.

n : Número de conductores en el cable.

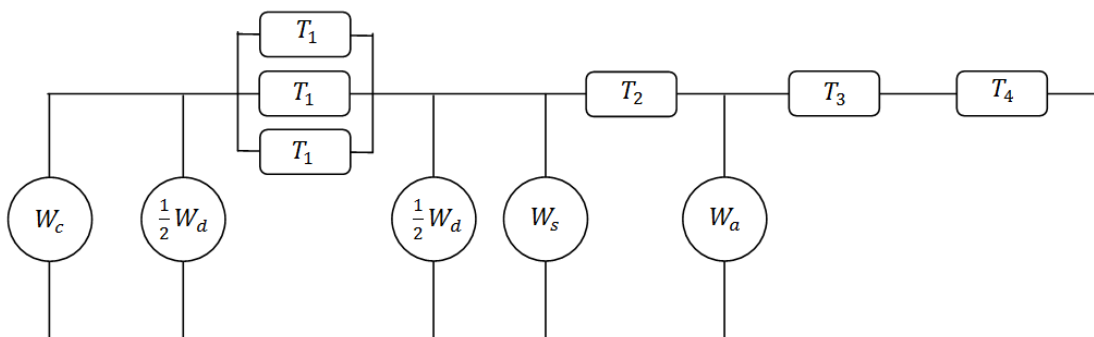


Figura 2.17: Diagrama de estado estacionario de un cable trifásico.

En el esquema térmico para los cables enterrados, T_1 es la resistencia térmica del aislante, T_2 es la resistencia térmica entre la pantalla metálica y la armadura del cable de potencia, T_3 es la resistencia térmica entre la armadura y la superficie exterior del cable y por último T_4 es la resistencia térmica entre la cubierta exterior del cable y la superficie del terreno.

Las pérdidas Joule en el cable de potencia enterrado, se expresan por la siguiente ecuación, donde se contempla las pérdidas en el conductor, la pantalla metálica y la armadura. Las pérdidas en la pantalla metálica y en la armadura, se pueden expresar como una fracción de las pérdidas del conductor, para lo que se considerando el factor de pérdida de la pantalla y el factor de pérdida de la armadura.

$$W_J = W_c + W_s + W_a = W_c(1 + \lambda_1 + \lambda_2) \quad (2.19)$$

Donde λ_1 es el factor de pérdidas de la cubierta metálica y λ_2 es el factor de pérdidas de la armadura. Bajo las condiciones de modelación mencionadas, haciendo el equivalente térmico, la diferencia de temperatura ($\Delta\theta$) entre el conductor y el medio ambiente se determina por la siguiente ecuación.

$$\Delta\theta = \left(W_c + \frac{1}{2}W_d \right) T_1 + [W_c(1 + \lambda_1) + W_d]nT_2 + [W_c(1 + \lambda_1 + \lambda_2 + W_d n)(T_3 + T_4)] \quad (2.20)$$

Se puede determinar la capacidad del cable de potencia, considerando la magnitud de corriente necesaria dado los requerimientos de potencia, lo que permite obtener la diferencia de temperatura entre el cable y la superficie del terreno, o dada la temperatura de operación del cable y la temperatura de la superficie, se obtiene la magnitud de la corriente que puede circular por el conductor. La ampacidad que se puede tener en el cable de potencia, se obtiene despejando la corriente de la ecuación (2.20), sabiendo que $W_c = R \cdot I^2$, fórmula que se ve en la ecuación (2.21).

$$I = \left[\frac{\Delta\theta - W_d[0,5T_1 + n(T_2 + T_3 + T_4)]}{RT_1 + nR(1 + \lambda_1)T_2 + nR(1 + \lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + T_4)} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (2.21)$$

En la ecuación (2.21), R corresponde a la resistencia a.c. por unidad de longitud a la máxima temperatura de operación.

Una forma simplificada para determinar la capacidad de los cables de potencia directamente enterrados, es considerar una transferencia de calor entre el interior y exterior del cable, donde:

$$T = \frac{T_1}{n} + (1 + \lambda_1)T_2 + (1 + \lambda_1 + \lambda_2)T_3 \quad (2.22)$$

$$T_d = \frac{T_1}{2n} + T_2 + T_3 \quad (2.23)$$

Con lo que se obtiene la ecuación de diferencia de temperatura entre el interior y exterior del cable.

$$\Delta\theta = n(W_c T + W_t T_4 + W_d T_d) \quad (2.24)$$

Donde W_t corresponde a las pérdidas totales en el cable.

$$W_t = W_l + W_d = W_c(1 + \lambda_1 + \lambda_2) + W_d \quad (2.25)$$

Los parámetros que se consideran son T , una resistencia térmica equivalente del cable y el último término de la ecuación (2.24) corresponde al incremento de temperatura en la aislación debido a las pérdidas, lo que queda representado por la siguiente ecuación.

$$\Delta\theta_d = nW_d T_d \quad (2.26)$$

Cable enterrado con desplazamiento de humedad

Esta condición se tiene cuando en torno al cable se produce una zona seca, producto de la temperatura de operación de éste. Para determinar la capacidad de carga del cable en estas condiciones, en primer lugar se supone que el suelo se encuentra húmedo con una resistividad térmica uniforme, para luego considerar que aumenta la temperatura del suelo, con lo que se obtiene una resistividad térmica uniforme, pero mayor. Las condiciones de inicio del secado del suelo, corresponden a las características del terreno en el cual se instala el cable.

La temperatura en la superficie exterior del cable considerando el suelo húmedo es θ_e y la resistencia térmica del terreno en estas condiciones será ρ_1 , se tendrá lo siguiente.

$$n \cdot W_t = \frac{\theta_e - \theta_{amb}}{T_4} = \frac{(\theta_e - \theta_x) + (\theta_x - \theta_{amb})}{T_4} \quad (2.27)$$

$$n \cdot W_t = \frac{\theta_e - \theta_x}{C \cdot \rho_1} \quad (2.28)$$

Donde n es el número de conductores en el cable, W_t corresponde al total de las pérdidas en un cable de un conductor, C es una constante que representa los términos de la resistencia térmica, excepto la resistividad térmica del terreno y θ_x es la temperatura en un punto x del terreno que se encuentra a una temperatura entre la temperatura de la superficie del cable y la temperatura del ambiente.

Al considerar la segunda condición, entre θ_e y θ_x se tendrá una zona de suelo seco, con una resistividad térmica de ρ_2 , con lo que se obtiene la siguiente ecuación.

$$n \cdot W_t = \frac{\theta'_e - \theta_x}{C \cdot \rho_2} \quad (2.29)$$

Siendo θ'_e la temperatura en la superficie exterior del cable, cuando se tiene una zona seca entorno a éste. Por lo que bajo esta segunda condición se podrá expresar la diferencia de temperatura de la siguiente forma.

$$\theta'_e - \theta_x = \rho_2/\rho_1(\theta_e - \theta_x) = \rho_2/\rho_1[(\theta_e - \theta_{amb}) - (\theta_x - \theta_{amb})] \quad (2.30)$$

Reorganizando la ecuación se obtiene lo siguiente.

$$\theta'_e - \theta_x = v(W_t \cdot T_4) - (v - 1)\Delta\theta_x \quad (2.31)$$

Con $v = \frac{\rho_2}{\rho_1}$ y $\Delta\theta_x = \theta_x - \theta_{amb}$

Por lo que la ecuación para determinar la magnitud de corriente en el cable queda de la siguiente forma.

$$I = \left[\frac{\theta_c - \theta_{amb} - W_d \left[\frac{1}{2} T_1 + n(T_2 + T_3 + vT_4) \right] + (v - 1)\Delta\theta_x}{RT_1 + nR(1 + \lambda_1)T_2 + nR(1 + \lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + vT_4)} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (2.32)$$

Cables al aire

Cuando se instalan cables de potencia al aire libre, se debe considerar las pérdidas por radiación y convección. En el caso de los cables de potencia expuesto a la radiación solar, se produce un incremento adicional de temperatura, debido a la absorción de calor en la superficie exterior del cable. El incremento de temperatura, producto de la absorción de radiación solar, es equivalente a $\sigma \cdot D_e \cdot H$, donde σ es el coeficiente de absorción de radiación solar, D_e es el diámetro exterior del cable y H es la intensidad de radiación solar. En el caso de los cables al aire, la resistencia térmica externa es distinta a los casos anteriores y también se debe tomar en cuenta el incremento adicional de temperatura producto de la radiación solar, por lo que la magnitud de corriente que puede circular por el conductor del cable, se puede obtener usando la siguiente fórmula.

$$I = \left[\frac{\Delta\theta - W_d \left[\frac{1}{2} T_1 + n(T_2 + T_3 + T_4^*) \right] + \sigma \cdot D_e^* \cdot H \cdot T_4^*}{RT_1 + nR(1 + \lambda_1)T_2 + nR(1 + \lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + T_4^*)} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (2.33)$$

Donde

D_e^* [m]: Diámetro exterior del cable.

σ : Coeficiente de absorción de radiación solar de la superficie del cable.

H [W/m^2]: Intensidad de radiación solar.

T_4^* [$K \cdot m/W$]: Resistencia térmica externa del cable al aire libre, considerando la radiación solar.

$\Delta\theta$: Diferencia de temperatura entre el cable y el exterior.

W_d : Pérdidas en el dieléctrico.

T_1, T_2 y T_3 : Resistencia térmica al interior del cable.

n : Número de conductores en el cable.

R : Resistencia del conductor del cable.

λ_1, λ_2 : Coeficiente de pérdidas de la cubierta metálica y de la armadura respectivamente.

2.5.4. Resistencia AC del Conductor

La resistencia de los conductores se obtiene usualmente a una temperatura de 20°C en corriente continua, por lo que es fundamental saber el valor de la resistencia a otras temperaturas ya que en condiciones de operación de los cables, estos pueden alcanzar temperaturas de operación de 90°C.

Para calcular la resistencia de un conductor a una temperatura distinta a la de 20°C, se debe calcular este nuevo valor con la siguiente ecuación, donde se considera la resistencia a 20°C, el coeficiente térmico del material conductor y la temperatura de operación [1].

$$R_{\theta} = R_{20}[1 + \alpha(\theta - 20)] = \frac{\rho_{20} \cdot l}{A} [1 + \alpha(\theta - 20)] \quad (2.34)$$

Los valores de resistividad y coeficiente térmico del cobre y aluminio son los siguientes.

Tabla 2.8: Coeficiente térmico y resistividad del cobre y aluminio [1].

	Aluminio	Cobre
$\alpha \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$	0,0043	0,0039
$\rho \text{ } [\Omega\text{mm}/\text{km}]$	28,264	17,241

La resistencia de un conductor, cuando circula corriente alterna por él, es mayor que cuando circula corriente continua. Las principales razones del incremento son: el efecto *skin*, efecto de proximidad, la histéresis y pérdidas por corrientes parásitas en materiales ferromagnéticos en las proximidades del conductor.

Para determinar la resistencia en el conductor del cable que opera en alto voltaje, es habitual considerar sólo el efecto *skin* (y_s) y el efecto de proximidad (y_p), y en algunos casos además se considera la presencia de cobertura metálica y/o ductos.

La resistencia ac del conductor queda expresada por la siguiente ecuación [7].

$$R_{AC} = R_{DC}(1 + y_s + y_p) \quad (2.35)$$

Al considerar tubería y ductos magnéticos se obtiene la siguiente expresión.

$$R_{AC} = R_{DC}(1 + 1,5(y_s + y_p)) \quad (2.36)$$

El término y_s se obtiene con la siguiente expresión [7].

$$y_s = \frac{x_s^4}{192 + 0,8 \cdot x_s^4} \quad (2.37)$$

Donde

$$x_s^2 = F_k \cdot k_s$$

$$F_k = \frac{8 \cdot \omega \cdot f \cdot 10^{-7}}{R_{DC}}$$

Y el término y_p se obtiene por medio de la ecuación que se muestra a continuación [7].

$$y_p = F_p \left(\frac{d_c}{s} \right)^2 \left[0,312 \left(\frac{d_c}{s} \right)^2 + \frac{1,18}{F_p + 0,27} \right] \quad (2.38)$$

Donde

$$x_p^2 = F_k \cdot k_p$$

$$F_p = \frac{x_p^4}{192 + 0,8 \cdot x_p^4}$$

En donde:

f : Frecuencia

d_c : Diámetro del conductor

s : Distancia entre conductores

k_s, k_p : Coeficientes que dependen de las características constructivas del conductor

Las expresiones anteriormente expuestas son válidas cuando se tiene la condición de que $x_p \leq 2,8$ lo que ocurre en la mayoría de los casos.

El valor de las constantes k_s y k_p corresponden a las características constructivas de los conductores. Algunos valores de las constantes mencionadas se encuentran en la Tabla 2.9.

Tabla 2.9: Valores de constantes de efecto *skin* y proximidad [7].

Tipo de conductor	Aislante seco e impregnado, o no	k_s	k_p
Cobre			
- <i>Round, stranded</i>	si	1	0,8
- <i>Round, stranded</i>	no	1	1
- <i>Round, compact</i>	si	1	0,8
- <i>Round, compact</i>	no	1	1
- <i>Round, segmental</i>		0,435	0,37
- <i>Sector shaped</i>	si	1	0,8
- <i>Sector shaped</i>	no	1	1
Aluminio			
- <i>Round, stranded</i>	ambos	1	
- <i>Round, 4</i>	ambos	0,28	

Tipo de conductor	Aislante seco e impregnado, o no	k_s	k_p
<i>segments</i>			
- <i>Round, 5 segments</i>	ambos	0,19	
- <i>Round, 6 segments</i>	ambos	0,12	

2.5.5. Pérdidas en el dieléctrico

Los cables de potencia en alta tensión, cuentan con una pantalla metálica que cubre el aislante, la que usualmente se conecta a tierra. Producto de tener el aislante entre el conductor, que se encuentra a una tensión de operación y la pantalla metálica a potencial cero, se produce un efecto capacitivo, el que se puede cuantificar usando la siguiente fórmula.

$$C = \frac{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_r \cdot \epsilon_0}{\ln\left(\frac{d_y}{d_i}\right)} [F/m]$$

Donde

d_y, d_i : Diámetro exterior e interior de la aislación respectivamente

ϵ_0 : Permisividad en el vacío

ϵ_r : Permitividad relativa

Con la capacitancia del cable, se puede obtener las pérdidas en el dieléctrico, por fase y unidad de longitud.

$$W_d = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C \cdot \frac{V_{ff}^2}{3} \cdot \tan(\delta) [W/m] \quad (2.39)$$

Siendo

f : Frecuencia

C : Capacitancia

V_{ff} : Voltaje fase – fase del sistema

δ : Ángulo de pérdidas de la aislación

Algunos valores típicos de la permitividad relativa (ϵ_r) y $\tan(\delta)$ se muestran en la Tabla 2.10.

Tabla 2.10: Valores de permitividad relativa y $\tan(\delta)$ [1].

	ϵ_r	$\tan(\delta)$
Cable masa	4	0,01

	ϵ_r	$\tan(\delta)$
Cable en aceite, papel	3,5	0,0028
Cable con XLPE	2,3	0,0004
Cable en aceite, PPL	2,6	0,0005 – 0,0006

Las pérdidas en el dieléctrico se representan por una componente resistiva y otra capacitiva, por lo que $\tan(\delta)$ representa la relación entre la corriente resistiva y la capacitiva en el aislante, lo que se puede ver en la Figura siguiente.

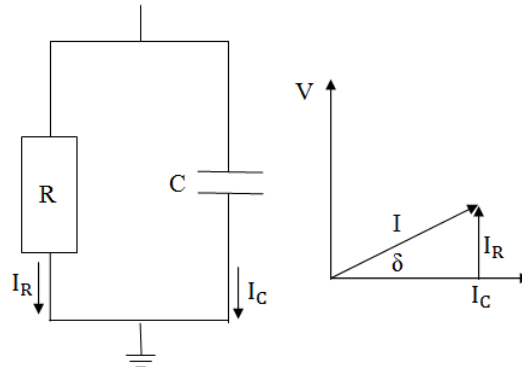


Figura 2.18: Esquema de pérdidas en el dieléctrico de los cables de potencia.

2.5.6. Factor de pérdidas de la cubierta metálica

Las pérdidas en la cubierta metálica se pueden clasificar en dos tipos según las uniones entre las cubiertas metálicas de los cables. Se producen pérdidas debido a la circulación de corriente por la cubierta metálica de cables monofásicos, cuando sus cubiertas metálicas se conectan en ambos extremos y se producen pérdidas por corrientes parásitas independiente del tipo de unión de las cubiertas metálicas e independiente de si el cable es monofásico o trifásico.

Las pérdidas producto de corrientes parásitas en cables monofásicos cuyas cubiertas metálicas se encuentran sólidamente unidas son considerablemente inferiores a las pérdidas que se producen debido a la circulación de corriente, motivo por el cual usualmente estas pérdidas se desprecian, excepto en extensos cables con conductores segmentados [7].

Unión de las cubiertas metálicas

Las pérdidas que se producen en la cubierta metálica dependen de varios factores, siendo de importancia las uniones entre ellas, lo que influye directamente en el cálculo de la ampacidad de los cables.

Por razones de seguridad las cubiertas metálicas deben ser aterrizadas por lo menos una vez a lo largo de la línea, por lo que también se tiene por lo menos una unión de las cubiertas metálicas a lo largo de ella.

De las uniones que se usan, tres son las principales. La primera consiste en realizar una unión de las cubiertas metálicas en uno de los extremos de la línea, la que se conecta a tierra. Con esto se evita la circulación de corriente a través de la cubierta, pero como resultado de esta unión se produce una tensión inducida, la que depende de la corriente que circula por el conductor y de la

longitud de la línea, y se incrementa a medida que aumenta el espacio entre los cables. Producto de lo anterior se debe tener especial cuidado de tener las condiciones de aislación apropiadas en el extremo de la línea que no se encuentra aterrizada.

La tensión inducida en la cubierta se elimina realizando las uniones de las cubiertas en ambos extremos de la línea (*Solid bonding*), medida que elimina la tensión inducida, pero permite la circulación de corriente por la cubierta metálica, lo que en definitiva disminuye la capacidad de carga del cable.

La tercera unión que se suele realizar es la unión cruzada (*cross bonding of single core cable*) de las cubiertas en las líneas de cable monofásico. Esta alternativa permite evitar la circulación de corriente y reducir el voltaje inducido cuando se tiene líneas con bastante espacio entre cables y de gran longitud.

La unión cruzada consiste en dividir la línea en tres partes iguales y en cada uno de esos puntos realizar una conexión cruzada, lo que se puede ver en el esquema de la Figura 2.19. La tensión inducida en cada sección del cable tendrá un voltaje de igual magnitud, pero desfasada en 120° , por lo que cuando se conectan las cubiertas de forma cruzada, se tendrá que la suma de voltajes del circuito formado por las secciones de cubiertas, será cero. Este tipo de unión es bastante costosa por lo que principalmente se aplica en líneas de alta tensión.

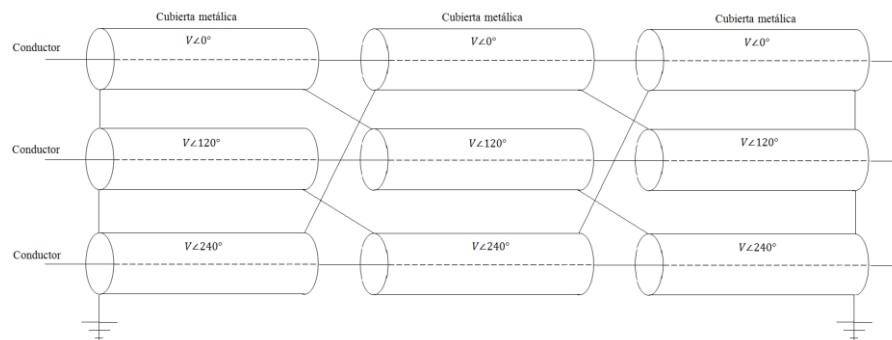


Figura 2.19: Esquema de conexión cruzada.

Con este método de unión se puede dejar un mayor espacio entre cables, lo que permite una mejor disipación de calor sin aumentar las pérdidas por circulación de corriente en la cubierta.

En la práctica la longitud de los cables y la distancia entre ellos no son idénticas, por lo que igual se produce circulación de corriente por la cubierta metálica; cuando esto ocurre, además de la conexión cruzada de las cubiertas metálicas, se transponen los cables de la línea según lo que se muestra en la Figura 2.20. La longitud de cada sección y el espacio entre cables se ve limitado por la tensión entre las cubiertas, y entre las cubiertas metálicas y tierra. Cuando la longitud de la línea es demasiado extensa, ésta se divide en tramos mayores, los que a su vez, se dividen en tres tramos menores en donde se realizan las conexiones cruzadas y si corresponde también la transposición de los cables.

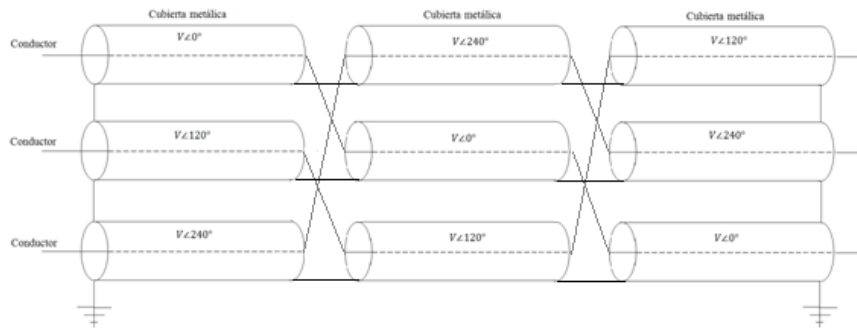


Figura 2.20: Esquema de conexión cruzada con transposición.

En líneas de alta tensión de gran longitud y que deben soportar una gran carga, se suele usar cables en una configuración plana (*flat configuration*) en vez de configuración triangular o trébol (*trefoil configuration*), que es la que permite realizar transposición en los cables. En la Figura 2.21 se puede ver dichas configuraciones de cables de potencia.

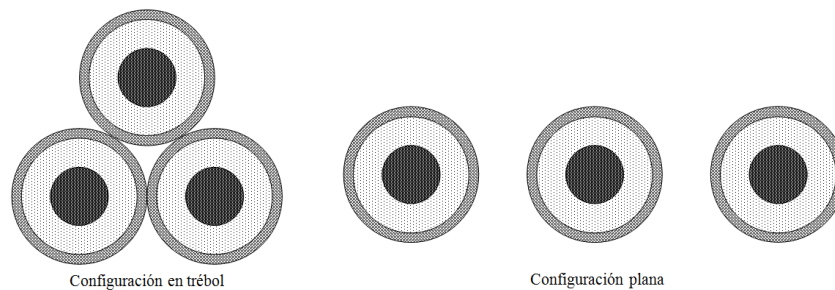


Figura 2.21: Esquema de configuración trébol (*trefoil*) y configuración plana (*flat*).

Como se mencionó anteriormente, las pérdidas en la cubierta metálica se producen por la circulación de corriente inducida (λ'_1) y por corrientes parásitas (λ''_1), por lo que la composición de ambas da lugar a la corriente total que circula por la cubierta metálica (λ).

$$\lambda_1 = \lambda'_1 + \lambda''_1 \quad (2.40)$$

Para los cables monofásicos con cubiertas metálicas unidas en ambos extremos, la magnitud de la corriente inducida es bastante mayor que la magnitud de las corrientes parásitas, por lo que para efectos de cálculo, sólo se considera la corriente inducida en la cubierta.

La determinación del factor de pérdidas de la cubierta comienza con la determinación de la resistencia y reactancia de la cubierta. Luego de tener la resistencia de la cubierta la reactancia de la cubierta se puede determinar por medio de las siguientes fórmulas.

En el caso de tener un cable con un conductor entubado, la reactancia se determina de la siguiente forma.

$$X = 4 \cdot \pi \cdot f \cdot 10^{-7} \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot s}{d}\right) \quad (2.41)$$

Para una línea con cables de un conductor en configuración plana, con transposición y sus cubiertas unidas en ambos extremos, su reactancia se determina del siguiente modo.

$$X = 4 \cdot \pi \cdot f \cdot 10^{-7} \cdot \ln \left[2 \cdot \sqrt[3]{2} \cdot \left(\frac{S}{d} \right) \right] \quad (2.42)$$

En (2.41) y (2.42), s corresponde a la distancia entre conductores del mismo circuito, d el diámetro medio de la cubierta metálica y f la frecuencia de operación de la línea.

En el caso de los cables monofásicos en configuración plana, con sus cubiertas metálicas sólidamente unidas en ambos extremos, el factor de pérdidas de la cubierta depende de la distancia entre los cables. Si no se puede mantener la distancia entre los cables a lo largo de toda la línea, pero se conoce la distancia entre cables, se puede considerar la reactancia del siguiente modo.

$$X = \frac{l_a \cdot X_a + l_b \cdot X_b \cdots l_n \cdot X_n}{l_a + l_b \cdots l_n} \quad (2.43)$$

Donde $l_a, l_b \dots l_n$ son los tramos en que se tiene igual espaciado entre los cables a lo largo de la línea y $X_a, X_b \dots X_n$ corresponde a la reactancia en los respectivos tramos.

En el caso de no conocer la distancia entre los cables lo usual es sobredimensionar el factor de pérdidas de la cubierta en un 25%, definiendo el factor X_m .

$$X_m = 8,71 \cdot 10^{-7} \cdot f \quad (2.44)$$

Factor de pérdida para cables de un conductor

Para cables con sus cubiertas unidas en ambos extremos y configuración triangular, el factor de pérdidas esta dado por la siguiente ecuación, en donde se considera la resistencia de la cubierta (R_s), la del conductor (R) y la reactancia (X) correspondiente según la configuración de los cables.

$$\lambda'_1 = \frac{R_s}{R} \cdot \frac{1}{1 + \left(\frac{R_s}{X} \right)^2}; \lambda''_1 = 0 \quad (2.45)$$

En el caso de tener cables con sus cubiertas unidas en ambos extremos, en configuración plana y con transposición se tiene lo siguiente, en donde se debe considerar la reactancia correspondiente a una línea en configuración plana y con transposición (X), además de la resistencia de la cubierta (R_s) y de la resistencia del conductor (R).

$$\lambda'_1 = \frac{R_s}{R} \cdot \frac{1}{1 + \left(\frac{R_s}{X} \right)^2}; \lambda''_1 = 0 \quad (2.46)$$

Cuando se tiene cables con sus cubiertas unidas en ambos extremos, en configuración plana, sin transposición y con el cable del centro equidistante de los cables de los extremos, se tiene las siguientes expresiones.

$$\lambda'_{11} = \frac{R_s}{R} \left[\frac{\frac{1}{4} \cdot Q^2}{R_s^2 + Q^2} + \frac{\frac{3}{4} \cdot P^2}{R_s^2 + P^2} - \frac{2 \cdot R_s \cdot P \cdot Q \cdot X_m}{\sqrt{3} (R_s^2 + Q^2) (R_s^2 + P^2)} \right] \quad (2.47)$$

Donde λ'_{11} corresponde a la fase a.

$$\lambda'_{1m} = \frac{R_s}{R} \cdot \frac{Q^2}{R_s^2 + Q^2} \quad (2.48)$$

Con λ'_{1m} el cable del centro y λ'_{12} el cable del otro extremo.

$$\lambda'_{11} = \frac{R_s}{R} \left[\frac{1}{4} \cdot \frac{Q^2}{R_s^2 + Q^2} + \frac{3}{4} \cdot \frac{P^2}{R_s^2 + P^2} + \frac{2 \cdot R_s \cdot P \cdot Q \cdot X_m}{\sqrt{3} (R_s^2 + Q^2) (R_s^2 + P^2)} \right] \quad (2.49)$$

Se considera $\lambda''_1 = 0$ y se define P y Q de la siguiente forma.

$$P = X_m + X$$

$$Q = X - \frac{X_m}{3}$$

Donde X_m corresponde a la expresión (2.44) y X la reactancia para un caso en que conoce la distancia entre los cables y estos no se transponen.

2.5.7. Factor de pérdida de la armadura

El factor de pérdidas en la armadura está compuesto por dos componentes, el primero, λ'_2 es producto de la circulación de corriente inducida, mientras que el segundo, λ''_2 se produce por histéresis, en armaduras magnéticas.

$$\lambda_2 = \lambda'_2 + \lambda''_2 \quad (2.47)$$

En líneas AC donde se usan cables de un conductor con armadura, las armaduras suelen ser no magnéticas, esto debido a las pérdidas considerables que se pueden producir cuando se instalan cables uno cerca del otro. Cuando se instalan cables con armadura magnética, se deben considerar las pérdidas que se producen producto de las corrientes parásitas y de histéresis.

Cuando se usa una armadura no magnética, las pérdidas se calculan como una combinación de las pérdidas en la cubierta y las pérdidas en la armadura. La fórmula que se usa para calcular las pérdidas es la misma que se usa en el caso de la cubierta metálica, pero se debe considerar como resistencia una combinación en paralelo entre la cubierta y la armadura, además el diámetro de la cubierta se reemplaza por la media cuadrática entre el diámetro de la cubierta y la armadura.

Factor de pérdidas para cables de un conductor

En cables con armaduras compuestas por materiales no magnéticos, el factor de pérdidas se obtiene del siguiente modo.

$$\lambda_1 = \frac{R_A}{R} \cdot x \quad \lambda_2 = \frac{R_s}{R} \cdot x \quad (2.48)$$

Donde R_A es la resistencia de la armadura, R_s es la resistencia de la cubierta metálica, R es la resistencia del conductor y x se define del siguiente modo. Los que en conjunto con las ecuaciones (2.48) entregan el coeficiente de pérdida de la cubierta metálica y el de la armadura.

$$x = \frac{R_s \cdot R_A}{(R_s + R_A)^2}$$

Cuando se usa en la armadura un material magnético, se obtiene menores pérdidas cuando se unen la armadura y la cubierta en ambos extremos de la línea. El factor de pérdidas que combina la armadura y la cubierta, se considera para cables muy separados (sobre 10 metros). Este método se usa en cables submarinos con espaciado extenso entre cables y que necesitan la protección de la armadura, pero no considera las condiciones del medio en el cual se entierran los cables en el fondo marino.

La resistencia ac de la armadura varía entre 1,2 y 1,4 veces la resistencia dc, dependiendo de la armadura, pero esa variación no es crítica debida a que la resistencia de la cubierta es considerablemente más baja que la resistencia de la armadura.

Para una armadura magnética el factor de pérdidas se obtiene del siguiente modo.

$$\lambda'_1 = \lambda_2 = \frac{R_e \left[B_2^2 + B_1^2 + R_e \cdot B_2 \right]}{R \left[(R_e + B_2)^2 + B_1^2 \right]} \quad (2.49)$$

Donde, los términos se definen del siguiente modo.

$$B_1 = \omega \cdot (H_s + H_1 + H_3)$$

$$B_2 = \omega \cdot H_2$$

Y

$$H_s = 2 \cdot 10^{-7} \ln \left(\frac{2 \cdot s_2}{d} \right)$$

$$H_1 = \pi \cdot \mu_e \left(\frac{n_a \cdot d_f^2}{l_a \cdot d_a} \right) \cdot 10^{-7} \sin(\beta) \cos(\gamma)$$

$$H_2 = \pi \cdot \mu_e \left(\frac{n_a \cdot d_f^2}{l_a \cdot d_a} \right) \cdot 10^{-7} \sin(\beta) \sin(\gamma)$$

$$H_3 = 0,4 \cdot (\mu_l \cos^2(\beta) - 1) \left(\frac{d_f}{d_a} \right) 10^{-6}$$

Con:

$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$: Donde f es la frecuencia de operación de la línea

s_2 [mm]: Distancia media geométrica

d : Diámetro medio de la cubierta metálica

μ_e : Permisividad magnética relativa de la armadura

μ_l : Permisividad magnética de las hebras de la armadura

n_a : Número de hebras de la armadura

d_f : Diámetro de las hebras de la armadura

l_a : Longitud de las hebras

d_a : Diámetro medio de la armadura

En el caso de tener un cable con armadura, con hebras de diámetro entre 4 y 6 mm, bajo una presión del orden de 40 Mpa. Se puede considerar los siguientes valores.

$$\mu_e = 400$$

$$\mu_l = 10: \text{ para los hilos de la armadura en contacto}$$

$$\mu_l = 1: \text{ para los hilos de la armadura separados}$$

$$\gamma = \frac{\pi}{4}$$

2.6. Línea de Alta Tensión con Cables de Potencia

2.6.1. Parámetros eléctricos

Para estudiar el comportamiento de una línea de alta tensión con cables de potencia, se debe determinar los parámetros eléctricos de la línea.

Uno de los puntos que se debe considerar, es la intensidad del campo eléctrico (E) en el cable, el que se puede calcular con la ecuación siguiente. Donde V_0 es la tensión fase – neutro en rms del cable, r es el radio del conductor, R es el radio exterior del aislante y x es un punto en el aislante ($x \in [r, R]$), disposición que se puede ver en la Figura 2.22 [8].

$$E = \frac{V_0}{x \cdot \ln \frac{R}{r}} [V/m] \quad (2.50)$$

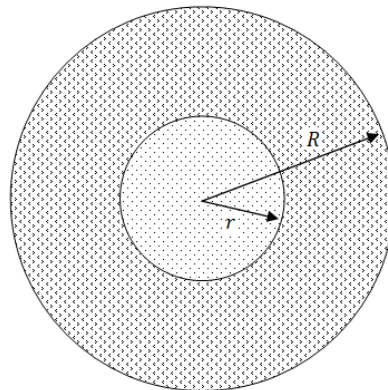


Figura 2.22: Esquema de un cable de potencia.

Esta ecuación considera un conductor macizo y un dieléctrico uniforme. La intensidad del campo eléctrico máxima se produce en el punto de contacto entre el conductor y el aislante, magnitud que se obtiene cuando $x = r$. Con lo que se tiene $E_{\max} = V_0/r \cdot \ln(R/r)$ y para obtener la mínima intensidad del campo eléctrico máximo, se calcula $\frac{d}{dx} \left(r \cdot \ln \left(\frac{R}{r} \right) \right) = 0$, con lo que se obtiene una relación entre el radio del conductor y el radio de la aislación $R/r = e = 2,718$.

Para determinar el espesor de la aislación que se usa en el cable, se considera la siguiente ecuación.

$$\Delta = R - r = r \cdot \left[e^{\left(\frac{V_0}{r \cdot E} \right)} - 1 \right] \quad (2.51)$$

Al considerar la relación entre el radio del conductor y el radio del aislante, se obtiene el espesor del aislante con la siguiente expresión.

$$R - r = 1,718 \cdot r$$

La capacitancia e inductancia del cable se determinan por medio de las siguientes ecuaciones. En el caso de la inductancia por fase $D_{eq} = \sqrt[3]{D_{ab} \cdot D_{ac} \cdot D_{ca}}$ con D_{ab}, D_{ac}, D_{bc} distancia entre los conductores del circuito y $r_{eq} = r \cdot e^{-1/4}$. En el caso de la capacitancia se tiene que $d_y = D_{eq}$, $d_i = r$, radio del conductor y ϵ_0, ϵ_r son la permitividad en el vacío y la permitividad relativa del aislante respectivamente [2].

$$L = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \ln \left(\frac{D_{eq}}{r_{eq}} \right) [H/m] \quad (2.52)$$

$$C = \frac{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_r \cdot \epsilon_0}{\ln \left(\frac{d_y}{d_i} \right)} [F/m] \quad (2.53)$$

La impedancia de la línea queda definida por lo siguiente.

$$Z = R + j \cdot \omega \cdot L \quad (2.54)$$

La admitancia de la línea queda definida por lo siguiente.

$$Y = G + j \cdot \omega \cdot C \quad (2.55)$$

Para establecer un comportamiento de la línea se determina la impedancia característica y la carga natural en la línea de alta tensión.

$$Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (2.56)$$

$$SIL = \frac{V_0^2}{Z_c} [W] \quad (2.57)$$

En este tipo de líneas, debido a su longitud y características, se puede considerar una modelación usando un modelo PI aproximado [14] [8].

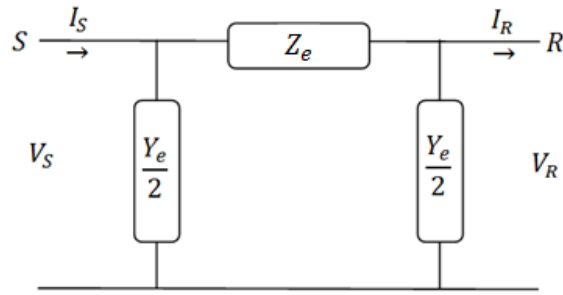


Figura 2.23: Esquema del modelo PI.

Al usar el modelo PI aproximado como el de la Figura 2.23, se tiene que la relación entre los parámetros del cable y el modelo PI, son las siguientes.

$$Z_e \approx Z$$

$$\frac{Y_e}{2} \approx \frac{Y}{2}$$

Los elementos de la línea pueden ser representados por un tetrapolo o malla de dos puertas, lo que consiste en la representación por medio de un circuito equivalente de 4 términos como el que se muestra en la Figura 2.24 [14].



Figura 2.24: Tetrapolo.

Donde la fórmula de transferencia del tetrapolo está determinada del siguiente modo.

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ I_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_2 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (2.58)$$

Donde:

$$A = A \angle \alpha = \frac{V_1}{V_2}, \text{ Cuando } I_2 = 0.$$

$$B = B \angle \beta = \frac{V_1}{I_2}, \text{ Cuando } V_2 = 0.$$

$$C = C \angle \gamma = \frac{I_1}{V_2}, \text{ Cuando } I_2 = 0.$$

$$D = D \angle \delta = \frac{I_1}{I_2}, \text{ Cuando } V_2 = 0.$$

En el caso del circuito PI aproximado, los términos del tetrapolo quedan determinados de la siguiente forma.

$$\begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{ZY}{2} + 1 & Z \\ Y \left(1 + \frac{ZY}{4} \right) & \frac{ZY}{2} + 1 \end{bmatrix} \quad (2.59)$$

La potencia que se puede transmitir por una línea de transmisión, en función de los términos del tetrapolo, en el extremo transmisor y el extremo receptor, se puede determinar por las siguientes fórmulas.

$$P_{\text{transmisor}} = \frac{D}{B} V_1^2 \cos(\beta - \delta) - \frac{V_1 V_2}{B} \cos(\beta + \theta)$$

$$Q_{\text{transmisor}} = \frac{D}{B} V_1^2 \sin(\beta - \delta) - \frac{V_1 V_2}{B} \sin(\beta + \theta)$$

$$P_{\text{receptor}} = \frac{V_1 V_2}{B} \cos(\beta - \theta) - \frac{A}{B} V_2^2 \cos(\beta - \alpha)$$

$$Q_{\text{receptor}} = \frac{V_1 V_2}{B} \sin(\beta - \theta) - \frac{A}{B} V_2^2 \sin(\beta - \alpha)$$

En la Figura 2.25 se ve el diagrama de P – Q en el extremo transmisor y receptor de la línea de transmisión.

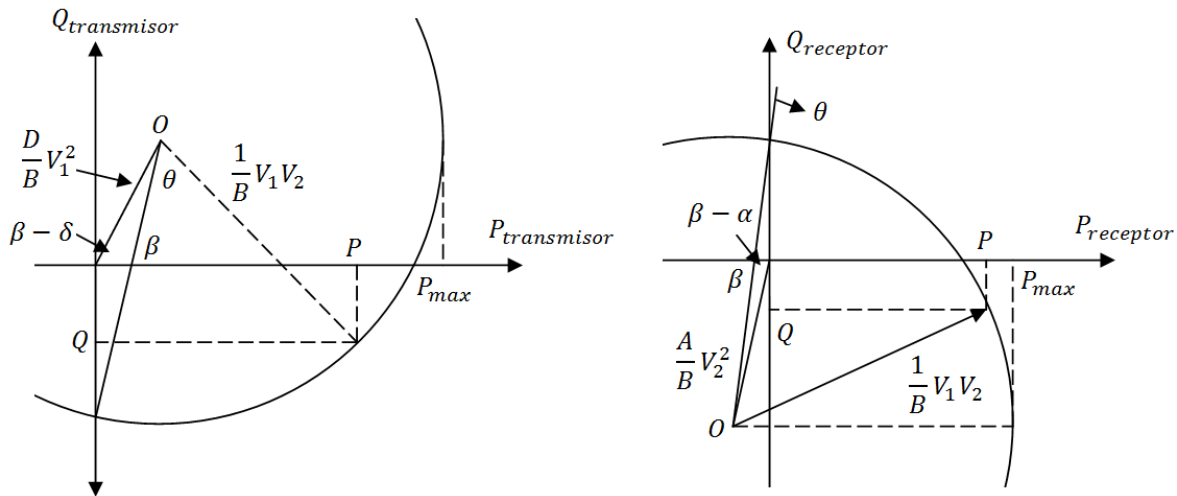


Figura 2.25: Diagrama P – Q en el extremo transmisor y receptor.

Al tener un punto de operación en el extremo transmisor, donde P es positivo y Q negativo, se tendrá que se inyecta potencia activa a la línea, pero la línea inyecta potencia reactiva por el extremo transmisor.

Por otra parte en el extremo receptor, al tener un punto de operación P positivo y Q negativo, corresponde a que la línea inyecta potencia activa y recibe potencia reactiva en ese extremo.

3. Características de los cables de Potencia AC

3.1. Introducción

En este capítulo, se realizan los cálculos necesarios para determinar las características de los cables de potencia, con los que luego se define las características de una línea subterránea

En primer lugar se menciona la metodología que se usa para desarrollar el capítulo, con lo que se da inicio, para luego obtener los parámetros eléctricos de los cables XLPE y cables en aceite, donde se considera papel y PPL (*polypropylene paper laminate*) como material aislante.

Al tener los parámetros de los cables, se procede a modelar la línea por medio de un modelo PI aproximado para una longitud de 1 km. Información con la que se obtiene las características de la línea en vacío, puntos de operación y capacidad de potencia en función de la longitud de la línea.

3.2. Metodología de Estudio

Para la instalación de líneas eléctricas en corriente alterna, en las cuales se pretende usar cables de potencia AC, en primer lugar se debe establecer bajo qué condiciones debe operar la línea, definir el medio en el cual será instalada y conocer las características de dicho medio, para luego determinar las dimensiones del cable de potencia que se debe usar para cumplir con los requerimientos deseados. Al conocer las condiciones de operación, las características del entorno que rodea la línea y las dimensiones del cable de potencia, es posible modelar la línea logrando establecer los aspectos fundamentales que permiten definir las características de una línea de transmisión, en la que se usa cables de potencia como medio por el cual se transporta energía.



Figura 3.1: Esquema del proceso de estudio de la línea.

En la Figura 3.1 se muestra por medio de un diagrama de bloques la metodología que se usa para determinar las características de la línea de transmisión. Básicamente esto consiste en establecer las condiciones en que debe operar la línea y las características del cable de potencia que se debe ser usado, con lo que finalmente se puede obtener las condiciones de operación de la línea de transmisión subterránea.

3.3. Condiciones de Operación

La finalidad de la línea de transmisión es el transporte de energía eléctrica, por lo que las condiciones de operación de la línea por una parte están sujetas a la potencia que se debe transmitir y las características propias del cable de potencia, y por otra parte a las características que presenta el medio ambiente que rodea la línea, como la temperatura en la superficie y la resistividad térmica del terreno.

Los cables de potencia del caso en estudio, se entierran directamente en el terreno a una profundidad de 1 m, con una separación entre ellos de 0,7 m, disposición que se puede ver en la Figura 3.2.

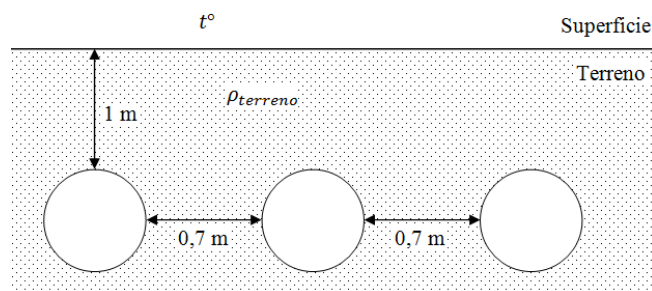


Figura 3.2: Esquema de instalación de la línea subterránea.

3.3.1. Condiciones de Operación del Cable de Potencia AC

Un parámetro muy relevante relacionado con la aislación del cable, es la magnitud de voltaje a la que éste opera. Los voltajes nominales de operación para líneas en alta tensión típicamente usados en Chile son los que se muestran en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1: Magnitudes de voltaje usadas en alta tensión.

Tensión [kV]
110
156
220
345
500

De las magnitudes que se muestran en la Tabla 3.1, las que se consideran para efectos de cálculos principalmente son: 110kV, 220kV y 500kV.

3.3.2. Características del Medio en el cual se Instala la Línea

Como se menciona anteriormente el medio de instalación de la línea puede ser aéreo, subterráneo o submarino. En este caso en particular, se considera una línea subterránea con los cables de potencia directamente enterrados en el suelo, por lo que las limitaciones que experimentarán los cables de potencia corresponderán a los propios de una línea directamente

enterrada. Otro factor relacionado con el medio en el que se instala la línea es la temperatura en la superficie del terreno, la que varía durante el año e incluso varía diariamente. En el estudio se considera una temperatura en la superficie constante de 20 °C.

Un factor fundamental que influye en la capacidad de los cables es la temperatura de operación, la que depende del material aislante que se tenga en el cable. Para cables de alta tensión se tiene principalmente tres tipos de tecnología. La primera considerada corresponde a cables XLPE, cable cuya temperatura de operación es de 90°C, la segunda tecnología corresponde a cables *oil filled*, con una temperatura de operación de 85°C y el tercer tipo de cable es *Mass Cable*, cuya temperatura de operación puede estar entre 65 y 70°C. Esta última tecnología es descartada, debido a que para cables de potencia en alta tensión AC, las dimensiones de la aislación sería demasiado grande, esta se deteriora rápidamente ante descargas parciales y presenta un factor de pérdidas en el dieléctrico muy elevado, por lo que al comparar con las otras dos tecnologías consideradas, se vuelve una opción descartable.

Otro factor que influye en la capacidad de los cables son las condiciones del terreno, en particular, la resistividad térmica del terreno, la que cambia dependiendo del tipo de instalación que se realiza y el medio en el cual se hace. En la Tabla 3.2 se muestra algunos valores típicos de resistividad térmica del terreno.

Tabla 3.2: Resistividad térmica del terreno [11].

Resistividad Térmica		
Concreto	1	[Km/W]
Suelo húmedo	0,7 - 1	[Km/W]
Suelo seco	2 a 3	[Km/W]
agua 20°	1,68	[Km/W]
agua 60°	1,54	[Km/W]
agua 100°	1,47	[Km/W]
aire 20°	40	[Km/W]
aire 60°	36	[Km/W]
aire 100°	31	[Km/W]
arena	0,3 - 4,5	[Km/W]
arcilla	0,6 - 4	[Km/W]
turba	2 a 20	[Km/W]

Un valor de resistividad térmica típicamente usado es 2,5 [Km/W] [11], lo que corresponde a un suelo seco, Sin embargo, para este caso se considera una resistividad térmica de 1,8 [Km/W] lo que corresponde a un terreno medianamente seco.

3.4. Características del Cable de Potencia AC

En esta etapa, se determinan las características de los cables de potencia AC, bajo un criterio técnico – teórico, con el cual se definen parámetros tales como el espesor del aislante y la intensidad de campo eléctrico que debe soportar; los parámetro eléctricos del cable de potencia como la capacitancia, inductancia y resistencia; los términos del tetrapolo de la línea, etc.

3.4.1. Aislación e Intensidad del Campo Eléctrico

Para determinar el espesor de la aislación del cable de potencia, se considera el criterio expuesto en la Sección 2.6.1., el que relaciona el radio del aislante, con el radio del conductor. De ese modo al considerar un conductor macizo de sección 1.600 [mm²], se tiene que el espesor óptimo de la aislación es de 42,8 [mm]. Es relevante mencionar que para cables de potencia con igual sección de conductor, se puede encontrar en catálogos que el espesor de su aislación es inferior a la que se obtiene de forma teórica.

De la sección de conductor supuesta y el espesor del aislante, se obtiene los datos que se exponen en la Tabla 3.3, donde se muestran las distintas dimensiones de los principales elementos que componen el cable de potencia. Parámetros que son necesarios para determinar la intensidad del campo eléctrico al interior del cable, y en conjunto con la disposición de los cables en el terreno, permiten obtener la capacitancia, inductancia y resistencia del cable, datos que luego se usan para modelar la línea subterránea.

Tabla 3.3: Características del cable AC.

Parámetros del Cable de Potencia		
Diámetro del conductor	49,8	[mm]
Radio del Conductor	24,9	[mm]
Espesor de la aislación	42,8	[mm]
Diámetro Cable	140,6	[mm]
Diámetro equivalente	141,4	[mm]
Radio del Cable	70,3	[mm]

Un punto importante a tener en cuenta es que para obtener el espesor mínimo de la aislación, usando este método, no se considera la tensión de operación ni el material que se usa como aislante.

El material aislante que se use en el cable debe ser capaz de soportar la intensidad de campo eléctrico máximo que se produce en el punto más cercano al conductor, logrando su función de mantener aislado el conductor y no verse deteriorado al estar expuesto al campo eléctrico, el que puede ser de mayor o menor intensidad, dependiendo de la tensión de operación del cable de potencia.

La intensidad de campo eléctrico que se produce al interior de la aislación, depende de la magnitud del voltaje; en la Tabla 3.4 se muestra la intensidad del campo eléctrico que se produce para los distintos voltajes que se usan en alta tensión, considerando las ecuaciones de la Sección 2.6.1.

Tabla 3.4: Intensidad de campo eléctrico al interior del cable de potencia AC.

Tensión	Intensidad del Campo Eléctrico		
110 kV	Campo Eléctrico máx.	2,55	[KV/mm]
	Campo Eléctrico min.	0,94	[KV/mm]
154 kV	Campo Eléctrico máx.	3,57	[KV/mm]

Tensión	Intensidad del Campo Eléctrico		
		Campo Eléctrico min.	1,31
220 kV	Campo Eléctrico máx.	5,1	[KV/mm]
	Campo Eléctrico min.	1,88	[KV/mm]
345 kV	Campo Eléctrico máx.	8	[KV/mm]
	Campo Eléctrico min.	2,94	[KV/mm]
500 kV	Campo Eléctrico máx.	11,6	[KV/mm]
	Campo Eléctrico min.	4,27	[KV/mm]

Como es de esperar, la intensidad del campo eléctrico aumenta al aumentar la tensión de operación del cable. Para un cable que se encuentra a 220 [kV], la intensidad de campo eléctrico máxima que debe soportar la aislación es de 5,1 [kV/mm], la que se produce en el radio interno de la aislación en la parte más cercana al conductor, mientras que el campo eléctrico mínimo es de 1,88 [kV/mm], en el radio exterior del aislante. La mayor intensidad de campo eléctrico se produce en los cables de 500 [kV], la que llega a 11,59 [kV/mm], por lo que se tiene que en alta tensión, los materiales que se usan como aislantes en los cables de potencia deben tener la capacidad de soportar intensidades de campo magnético que van desde 0,94 [kV/mm] a 11,6 [kV/mm]. El aislante de los cables de potencia puede ser polímero, en particular para el caso de alta tensión polietileno reticulado (cables XLPE) y en los cables en aceite (*oil filled*) puede ser papel o papel revestido en polipropileno (cable PPL).

3.4.2. Parámetros Eléctricos

Al tener las dimensiones del cable, en la Sección 3.4.1., el siguiente paso es determinar los parámetros eléctricos de éste, los que se calculan con los métodos que se exponen en la sección 2.6.1. El primer parámetro que se obtiene, es la inductancia del cable, la que es independiente de la tensión y del material aislante que se use, por lo que sólo son necesarias las dimensiones del cable y la distancia entre los cables de cada fase. La distribución de los cables de potencia de la línea subterránea es la que se muestra en la Figura 3.2.

Tabla 3.5: Inductancia serie del cable de potencia AC.

Inductancia		
Radio equivalente (R_l)	19,39	[mm]
Inductancia (L)	$3,97321 \cdot 10^{-07}$	[H/m]
Reactancia (X_L)	0,12482	[Ω /km]

En los cables de potencia, el valor de la reactancia a 50 Hz, varía entre 0,1 y 0,2 [Ω /km] [2], por lo que el valor de la reactancia serie del cable de potencia (0,12482 [Ω /km]) se encuentra dentro del rango esperado. La reactancia serie en las líneas aéreas tiene un valor que fluctúa entorno a 0,4 [Ω /km] con lo que se comprueba que la reactancia serie en las líneas aéreas puede ser entre un 50 y un 75 % mayor que la reactancia serie de los cables de potencia, y en este caso en particular la reactancia del cable corresponde al 31 % de la reactancia de las líneas aéreas. En la Tabla 3.5 se muestra el valor de la inductancia y reactancia serie del cable de potencia considerado en el estudio.

La capacitancia del cable de potencia, si bien no depende de la tensión de operación de la línea, depende de la permitividad eléctrica del aislante. En el caso del cable XLPE y cables en aceite, la capacitancia y susceptancia son las que se muestran en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6: Capacitancia del cable de potencia AC.

Capacitancia del cable		
Capacitancia [C], <i>Oil filled Cable, paper</i>	$1,94734 \cdot 10^{-10}$	[F/m]
Susceptancia [B_c], <i>Oil filled Cable, paper</i>	611,78	[μ S/km]
Capacitancia [C], <i>XLPE Cable</i>	$1,27968 \cdot 10^{-10}$	[F/m]
Susceptancia [B_c], <i>XLPE Cable</i>	402,02	[μ S/km]
Capacitancia [C], <i>Oil filled Cable, PPL</i>	$1,4466 \cdot 10^{-10}$	[F/m]
Susceptancia [B_c], <i>Oil filled Cable, PPL</i>	454,46	[μ S/km]

En las líneas aéreas la capacitancia se encuentra entre 8,5 y 9,5 [pF/m]. La susceptancia capacitiva, para una frecuencia de 50 Hz, fluctúa entre 2,8 y 3 [μ S/km] [2], mientras que en los cables de potencia, la capacitancia se encuentra entre 100 y 400 [pF/m] [11], con lo que se comprueba que la componente capacitiva de los cables es muy superior a la componente capacitiva de las líneas aéreas. En los cables modelados, se tiene un valor de 195 [pF/m] en el caso del cable en aceite con papel, 145 [pF/m] en el cable PPL y 128 [pF/m] en el caso del cable XLPE. Las susceptancias capacitivas de los cables son 612 [μ S/km], 454 [μ S/km] y 402 [μ S/km] respectivamente.

Parte fundamental del cable de potencia es el conductor, el que al igual que los conductores de líneas aéreas, puede ser de cobre o aluminio. La resistencia eléctrica del conductor del cable, se determina para ambos materiales. Para calcular la resistencia en primer lugar se obtiene la resistencia DC del conductor, a la temperatura de operación del cable, para luego obtener la resistencia AC del conductor. Esto se consigue en el caso de cables considerando el efecto *skin*, lo que consiste en una corrección en la resistencia considerando los efectos de la frecuencia de operación, y el efecto proximidad, efecto que aumenta la resistencia según la cercanía entre los cables de la línea.

En la Tabla 3.7 se puede ver la diferencia entre la resistencia DC de los distintos cables. La diferencia entre las resistencia DC de los conductores de cobre, es debido a que los cables operan a temperaturas distintas, lo mismo ocurre con los conductores de aluminio.

Como se menciona anteriormente, es recomendable que la temperatura de operación de los Cables XLPE se mantenga en 90 °C, y la de los Cables en Aceite, lo que incluye los cables PPL, se mantenga en 85 °C, por lo que en el conductor de cobre, esa diferencia de 5 °C entre ambos cables se refleja en que la resistencia DC del Cable XLPE es un 2 % superior a la resistencia del cable en aceite, diferencia que se mantiene en los conductores de aluminio. Al comparar la resistencia del conductor de cobre con la del conductor de aluminio a la temperatura de operación de los cables, la diferencia es de un 40%, lo que es de esperarse, ya que la resistencia del aluminio es bastante mayor a la resistencia del cobre.

Tabla 3.7: Resistencia de los cables de potencia AC.

Resistencia de los cables			
Oil Cable paper insulation and PPL	Resistencia dc, Aluminio, 85°C	0,01857	[Ω /km]
	Resistencia dc, Cobre, 85°C	0,0111	[Ω /km]
	Resistencia ac, aluminio, 85°C	0,02232	[Ω /km]
	Resistencia ac, cobre, 85°C	0,01596	[Ω /km]
XLPE Cable	Resistencia dc, aluminio, 90°C	0,01888	[Ω /km]
	Resistencia dc, cobre, 90°C	0,01127	[Ω /km]
	Resistencia ac, aluminio, 90°C	0,02259	[Ω /km]
	Resistencia ac, cobre, 90°C	0,01611	[Ω /km]

Para determinar la resistencia AC del conductor se necesita calcular los factores de corrección producto del efecto *skin*, el que es distinto en todos los casos ya que depende de la resistencia DC del conductor.

El factor de proximidad de la resistencia, es un factor de corrección el cual permite considerar el efecto de cercanía de los cables, este factor considera las dimensiones del cable y la distribución de ellos, la que en este caso es plana con una separación de 0,7 m entre cables. En este caso el factor de proximidad no tiene un valor alto en comparación de los valores de la resistencia DC, pero su valor sería mayor si la posición de los cables fuera uno al lado del otro, los que en alta tensión usualmente no ocurre debido a las necesidades de disipación de calor. En la Tabla 3.8 se muestra el valor de factores que es necesario calcular, mediante el método descrito en la Sección 2.5.4., para obtener el valor de la resistencia ac del cable.

Tabla 3.8: Factor por efecto skin y proximidad de los cables de potencia.

Factores de corrección	
Resistencia AC, Al, Oil Cable	
Corrección por efecto skin Y_s	0,20035502
Corrección por efecto de proximidad Y_p	0,00200245
Resistencia AC, Cu, Oil Cable	
Corrección por efecto skin Y_s	0,43539217
Corrección por efecto de proximidad Y_p	0,00323529
Resistencia AC, Al, XLPE Cable	
Corrección por efecto skin Y_s	0,19481121
Corrección por efecto de proximidad Y_p	0,00196302
Resistencia AC, Cu, XLPE Cable	
Corrección por efecto skin Y_s	0,42667372
Corrección por efecto de proximidad Y_p	0,00320095

Al tener las resistencias DC y AC se puede ver que la resistencia AC del aluminio es un 17% superior a la resistencia DC, mientras que en el caso del cobre, la resistencia AC es un 30 % superior a la resistencia DC de conductor.

3.4.3. Tetrapolo de la línea

Para establecer algunas características de operación de la línea, se debe obtener su impedancia y admitancia.

La impedancia y admitancia de la línea se obtienen para un kilometro, parámetros que se pueden ver en la Tabla 3.9. Dichos parámetros son los que se usan para determinar el tetrapolo para una línea de un kilometro, considerando un modelo PI aproximado, lo que es posible debido a que la longitud del cable es bastante corta.

Tabla 3.9: Parámetros del modelo PI aproximado.

Impedancia y admitancia de la línea		
$Z=R+j\omega L$, cobre, <i>XLPE Cable</i>	0,01611+0,12482j	[Ω /km]
$Z=R+j\omega L$, aluminio, <i>XLPE Cable</i>	0,02259+0,12482j	[Ω /km]
$Z=R+j\omega L$, cobre, <i>Oil Cable, paper</i>	0,01596+0,12482j	[Ω /km]
$Z=R+j\omega L$, aluminio, <i>Oil Cable, paper</i>	0,02232+0,12482j	[Ω /km]
$Z=R+j\omega L$, cobre, <i>Oil Cable, PPL</i>	0,01596+0,12482j	[Ω /km]
$Z=R+j\omega L$, aluminio, <i>Oil Cable, PPL</i>	0,02232+0,12482j	[Ω /km]
$Y=j\omega C$, <i>XLPE Cable</i>	0,000040202j	[S/km]
$Y=j\omega C$, <i>Oil Cable, paper</i>	0,000061178j	[S/km]
$Y=j\omega C$, <i>Oil Cable, PPL</i>	0,000045446j	[S/km]

Se ve que la diferencia entre los valores de impedancia de los distintos cables, es el valor de la resistencia, en cambio la admitancia de los cables son diferentes debido a que dependen de los materiales aislantes, y estos son distintos dependiendo del cable.

Con los parámetros de la Tabla 3.9, se determina los términos A, B, C y D del tetrapolo, los que se muestran en las siguientes matrices.

En el caso de cable XLPE, con un conductor de cobre, el tetrapolo por kilometro es el siguiente.

$$Cable\ XLPE\ (Cu) \begin{pmatrix} 0,999 + 3,238 \cdot 10^{-7}j & 0,016 + 0,125j \\ -6,509 \cdot 10^{-12} + 4 \cdot 10^{-5}j & 0,999 + 3,238 \cdot 10^{-7}j \end{pmatrix} [\Omega/km]$$

En forma fasorial, los términos del tetrapolo del cable XLPE son los que se muestran a continuación.

$$Cable\ XLPE\ (Cu) \begin{pmatrix} 0,999 \angle 0,00002^\circ & 0,126 \angle 82,65^\circ \\ 0,00004 \angle 90^\circ & 0,999 \angle 0,00002^\circ \end{pmatrix} [\Omega/km]$$

En el caso del cable XLPE con un conductor de aluminio, los términos del tetrapolo son los que se muestran en la siguiente matriz.

$$\text{Cable XLPE (Al)} \begin{pmatrix} 0,999 + 4,54 \cdot 10^{-7}j & 0,0224 + 0,125j \\ -9,129 \cdot 10^{-12} + 4,02 \cdot 10^{-5}j & 0,999 + 4,54 \cdot 10^{-7}j \end{pmatrix} [\Omega/km]$$

Tetrapolo que en forma fasorial queda de la siguiente forma.

$$\text{Cable XLPE (Al)} \begin{pmatrix} 0,999 \angle 0,00003^\circ & 0,127 \angle 79,74^\circ \\ 0,00004 \angle 90^\circ & 0,999 \angle 0,00003^\circ \end{pmatrix} [\Omega/km]$$

Al considerar un cable en aceite con papel como aislante y un conductor de cobre, los términos del tetrapolo son los siguientes.

$$\text{Cable en Aceite (Cu)} \begin{pmatrix} 0,999 + 4,883 \cdot 10^{-7}j & 0,016 + 0,125j \\ -1,494 \cdot 10^{-11} + 6,118 \cdot 10^{-5}j & 0,999 + 4,883 \cdot 10^{-6}j \end{pmatrix} [\Omega/km]$$

En forma fasorial se tiene lo siguiente.

$$\text{Cable en Aceite (Cu)} \begin{pmatrix} 0,999 \angle 0,00003^\circ & 0,126 \angle 82,7^\circ \\ 0,00006 \angle 90^\circ & 0,999 \angle 0,00003^\circ \end{pmatrix} [\Omega/km]$$

En el caso de considerar un cable que tenga un conductor de aluminio, los términos serán los siguientes.

$$\text{Cable en Aceite (Al)} \begin{pmatrix} 0,9999 + 6,828 \cdot 10^{-7}j & 0,022 + 0,125j \\ -2,089 \cdot 10^{-11} + 6,118 \cdot 10^{-5}j & 0,9999 + 6,828 \cdot 10^{-7}j \end{pmatrix} [\Omega/km]$$

Expresando la matriz de forma fasorial, se tiene lo siguiente.

$$\text{Cable en Aceite (Al)} \begin{pmatrix} 0,999 \angle 0,00004^\circ & 0,127 \angle 80^\circ \\ 0,00006 \angle 90^\circ & 0,999 \angle 0,00004^\circ \end{pmatrix} [\Omega/km]$$

En el caso de los cables PPL con un conductor de cobre, los términos del tetrapolo son los siguientes.

$$\text{Cable PPL (Cu)} \begin{pmatrix} 0,999 + 3,63 \cdot 10^{-7}j & 0,016 + 0,125j \\ -8,24 \cdot 10^{-12} + 4,5 \cdot 10^{-5}j & 0,999 + 3,63 \cdot 10^{-6}j \end{pmatrix} [\Omega/km]$$

De forma fasorial, queda como sigue.

$$\text{Cable PPL (Cu)} \begin{pmatrix} 0,999 \angle 0,00002^\circ & 0,126 \angle 82,7^\circ \\ 0,000045 \angle 90^\circ & 0,999 \angle 0,00002^\circ \end{pmatrix} [\Omega/km]$$

Para los cables PPL con un conductor de aluminio, la matriz es la siguiente.

$$\text{Cable PPL (Al)} \begin{pmatrix} 0,999 + 5,07 \cdot 10^{-7}j & 0,022 + 0,125j \\ -1,15 \cdot 10^{-11} + 4,5 \cdot 10^{-5}j & 0,999 + 5,07 \cdot 10^{-7}j \end{pmatrix} [\Omega/km]$$

Los términos fasoriales del tetrapolo son los siguientes.

$$\text{Cable PPL (Al)} \begin{pmatrix} 0,999 \angle 0,00002^\circ & 0,127 \angle 79,9^\circ \\ 0,00005 \angle 90^\circ & 0,999 \angle 0,00002^\circ \end{pmatrix} [\Omega/km]$$

Los tetrapolos que se obtienen, corresponden a una línea subterránea de longitud 1 km, por lo que si se desea obtener el tetrapolo de una línea subterránea de mayor longitud, se debe considerar tetrapolos en cascada.

Los términos del tetrapolo de la línea, usualmente tienen valores típicos. El primer término del tetrapolo $AZ\alpha$, en el caso de las líneas aéreas, su módulo $A \rightarrow 1$ y su ángulo $\alpha \rightarrow 0^\circ$, situación que se mantiene en las líneas subterráneas. Lo mismo se aplica al término $DZ\gamma$, ya que en el modelo PI aproximado, el primer término del tetrapolo es igual al cuarto. El segundo término $BZ\beta$, corresponde a la impedancia serie de la línea donde B es el módulo de la impedancia y β el ángulo de la impedancia. En las líneas aéreas $\beta \rightarrow 90^\circ$, pero en el caso de la línea subterránea estudiada, $\beta \rightarrow 80^\circ$ lo que se explica debido a que la resistencia de los cables de potencia es mayor que la resistencia en los conductores de las líneas aéreas y la inductancia serie en los cables es menor a la inductancia de las líneas aéreas. Por último el término $CZ\delta$, corresponde al cociente entre la corriente de entrada y la tensión de salida del tetrapolo cuando la corriente de salida del tetrapolo es nula ($C = I_1/V_2$, $I_2 = 0$). El valor del módulo de este término es bastante pequeño, debido a que la corriente de entrada es capacitiva, la cual es pequeña para un cable de 1 km, la que se divide por la magnitud de la tensión. El hecho de que la corriente sea capacitiva determina que el ángulo δ sea de 90° .

3.5. Características de la Línea

Para definir las características de una línea subterránea, la que cuenta con un cable de potencia AC, se deben obtener parámetros como la impedancia característica de la línea, la constante de fase, los que en conjunto con los parámetros que se obtienen en el punto anterior, permiten determinar la ampacidad, pérdidas y cargabilidad de las líneas subterráneas.

3.5.1. SIL e Impedancia Característica

El comportamiento de una línea con cable de potencia AC, difiere del de las líneas aéreas. Para reflejar dichas diferencias se comienza determinando la impedancia característica o carga natural de la línea.

Tabla 3.10: Impedancia característica de la línea con cable de potencia AC.

Impedancia característica		
<i>Z_c, Oil Cable, paper insulation</i>	45	[Ω]
<i>Z_c, XLPE Cable</i>	56	[Ω]
<i>Z_c, Oil Cable, PPL</i>	53	[Ω]

La impedancia característica de la línea subterránea se muestra en la Tabla 3.10. Es un parámetro independiente de la longitud, que en los cables de potencia puede tomar valores entre 40 y 60 Ω [2], magnitud muy por debajo del valor de la impedancia característica de las líneas aéreas, que toman valores entre 380 y 400 Ω [2].

Al tener la impedancia característica de la línea, es posible determinar la potencia que se puede transmitir a través de ella, cuando se tiene una carga igual a la impedancia característica. La potencia que es posible transmitir bajo estas condiciones, es lo que se denomina SIL (*surge*

impedance load). Este valor se puede usar como referencia de la potencia activa que es posible transmitir por la línea dada sus características constructivas, pero en ningún caso quiere decir que esta potencia es la que se transmite realmente por una línea subterránea.

El SIL es una magnitud que depende de la impedancia característica y de la tensión nominal de la línea. En el caso de los cables considerados en este estudio, el SIL que se puede obtener con los distintos voltajes nominales que se usan en alta tensión, las magnitudes que se obtienen, son las que se muestran en la Tabla 3.11.

Tabla 3.11: SIL de los cables para distintas tensiones nominales.

SIL [MW]			
Tensión [kV]	<i>Oil Cable, paper</i>	<i>XLPE Cable</i>	<i>Oil Cable, PPL</i>
110	268	217	231
154	525	426	453
220	1072	869	924
345	2635	2136	2271
500	5535	4487	4770

En los cables en aceite con papel, para igual voltaje, el SIL es un 20 % mayor que en los cables XLPE y un 14 % mayor que en los cables PPL. Esto se debe a que el SIL es inversamente proporcional a la impedancia característica de la línea y la impedancia del cable en aceite con papel, es menor. El que la magnitud del SIL en los cables en aceite con papel aislante sea mayor que la de los cables XLPE y PPL, no significa necesariamente que una línea con cables en aceite pueda transportar una mayor potencia que otra línea de características equivalentes con cables XLPE o cables PPL.

La impedancia característica de las líneas aéreas es muy superior a la de los cables, por lo que el SIL de las líneas aéreas es inferior al SIL de las líneas subterráneas con cables de potencia. En una línea aérea de 220 kV el SIL es de 120 MW [2], un 13 % del SIL de una línea con cables de potencia a 220 kV, por lo que bajo este criterio la capacidad de una línea subterránea sería muy superior a la capacidad de una línea aérea, pero en la práctica, las líneas subterráneas tienen limitaciones térmicas importantes a las que en algunos casos se agregan limitaciones por variación de tensión, por lo que no se puede asegurar la superioridad, en cuanto a transporte de potencia, de las líneas subterráneas.

Los cables de potencia, al tener una importante componente capacitiva, producen una potencia reactiva considerable y mayor a la que se produce en el caso de las líneas aéreas. Teniendo en el caso aéreo que para una tensión de 220 kV y una susceptancia de 3 [μ S/km], se producen 0,1452 [MVar/km] trifásicos.

La potencia reactiva trifásica que produce la línea subterránea, operando en distintas tensiones son los que se muestran en la Tabla 3.12.

Tabla 3.12: Potencia reactiva generada por la línea subterránea.

$V^2 \cdot B_c$ [MVar/km]			
Tensión [kV]	<i>Oil Cable, paper</i>	<i>XLPE Cable</i>	<i>Oil Cable, PPL</i>

$V^2 \cdot B_c$ [MVar/km]			
110	7,4	4,9	5,5
154	14,5	9,5	10,8
220	29,6	19,5	22,0
345	72,8	47,9	54,1
500	152,9	100,5	113,6

La constante de fase β de los cables de potencia, son los que se muestran en la Tabla 3.13. En el caso de una línea aérea β fluctúa en torno a $1,07 \cdot 10^{-3}$ [rad/km]. Con este factor se puede obtener la diferencia angular entre el extremo emisor y el extremo receptor, en función de la longitud de la línea.

Tabla 3.13: Ángulo de fase de los cables.

β [rads/km]	
<i>Oil Cable, paper</i>	0,00276
<i>XLPE Cable</i>	0,00224
<i>Oil Cable, PPL</i>	0,00238

3.5.2. Cálculo de las Pérdidas en el Dieléctrico de los Cables

Para determinar el comportamiento de la línea subterránea, con la disposición descrita en la Figura 3.2, es necesario obtener las pérdidas en el dieléctrico de los cables. Para obtener estas pérdidas se usa el método que se describe en la Sección 2.5.5.

Las pérdidas (W_d) monofásicas (1ϕ) y trifásicas (3ϕ) que se producen en el dieléctrico de la línea subterránea, para cada tensión nominal y frecuencia industrial, se muestran en la Tabla 3.14.

Tabla 3.14: Pérdidas en el dieléctrico (W_d) del cable de potencia AC.

Pérdidas en el Dieléctrico						
Tensión 110 kV	$W_d, XLPE, 1\phi$	0,65	[W/m]	$W_d, XLPE, 3\phi$	1,95	[W/m]
	$W_d, Oil\ paper, 1\phi$	6,91	[W/m]	$W_d, Oil\ paper, 3\phi$	20,73	[W/m]
	$W_d, Oil\ PPL, 1\phi$	1,01	[W/m]	$W_d, Oil\ PPL, 3\phi$	3,02	[W/m]
Tensión 154 kV	$W_d, XLPE, 1\phi$	1,27	[W/m]	$W_d, XLPE, 3\phi$	3,81	[W/m]
	$W_d, Oil\ paper, 1\phi$	13,54	[W/m]	$W_d, Oil\ paper, 3\phi$	40,62	[W/m]
	$W_d, Oil\ PPL, 1\phi$	1,98	[W/m]	$W_d, Oil\ PPL, 3\phi$	5,93	[W/m]
Tensión 220 kV	$W_d, XLPE, 1\phi$	2,59	[W/m]	$W_d, XLPE, 3\phi$	7,78	[W/m]
	$W_d, Oil\ paper, 1\phi$	27,64	[W/m]	$W_d, Oil\ paper, 3\phi$	82,91	[W/m]
	$W_d, Oil\ PPL, 1\phi$	4,03	[W/m]	$W_d, Oil\ PPL, 3\phi$	12,10	[W/m]
Tensión 345 kV	$W_d, XLPE, 1\phi$	6,38	[W/m]	$W_d, XLPE, 3\phi$	19,14	[W/m]
	$W_d, Oil\ paper, 1\phi$	67,96	[W/m]	$W_d, Oil\ paper, 3\phi$	203,89	[W/m]
	$W_d, Oil\ PPL, 1\phi$	9,92	[W/m]	$W_d, Oil\ PPL, 3\phi$	29,75	[W/m]

Pérdidas en el Dieléctrico						
Tensión 500 kV	$W_d, XLPE, 1\phi$	13,40	[W/m]	$W_d, XLPE, 3\phi$	40,20	[W/m]
	$W_d, Oil\ paper, 1\phi$	142,75	[W/m]	$W_d, Oil\ paper, 3\phi$	428,24	[W/m]
	$W_d, Oil\ PPL, 1\phi$	20,83	[W/m]	$W_d, Oil\ PPL, 3\phi$	62,49	[W/m]

Las pérdidas en el dieléctrico de los cables de potencia, es un parámetro muy importante en la determinación de la ampacidad de los cables, lo que finalmente influye en la cargabilidad de la línea subterránea.

3.5.3. Ampacidad

En las líneas subterráneas los esfuerzos mecánicos que deben soportar los cables no son muy elevados, por lo que usualmente los cables que se usan no cuentan con armadura. Por el contrario, en el caso de líneas submarinas, la armadura es un elemento muy importante, ya que permite que el cable soporte los esfuerzos que se producen en la instalación y el mantenimiento de la línea.

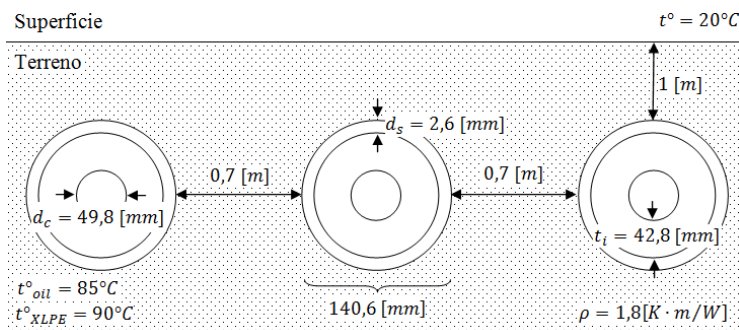


Figura 3.3: Esquema de instalación de la línea subterránea.

Para determinar la ampacidad de la línea subterránea con cables directamente enterrados, como se muestra en la Figura 3.3, se sigue el método que se expone en la Sección 2.5.3, por lo que se debe obtener el factor de pérdidas de la cubierta metálica de los cables y los valores de resistencia térmica correspondientes.

El factor de pérdidas de la cubierta λ_1 , depende de la reactancia de ellas, de sus dimensiones geométricas y de su resistencia, a la temperatura de operación del cable. Para obtener estos datos se usa el método descrito en la Sección 2.5.6. En la Tabla 3.15 se muestra los factores de pérdida de la cubierta metálica, para los distintos cables de potencia en estudio. La cubierta metálica de la línea puede ser de cobre o de aluminio, en este caso se considera una cubierta metálica de aluminio, por lo que los datos que se entregan en la tabla, corresponden a dicho supuesto.

La diferencia entre factores de pérdida, entre cables que usan un conductor de cobre y otro de aluminio es de un aproximadamente un 28 %.

Tabla 3.15: Factor de pérdida de la cubierta metálica.

Factor de Pérdida de la cubierta metálica	
Reactancia [X]	0,00045
Resistencia [R_s], <i>XLPE Cable</i>	0,03326
Resistencia [R_s], <i>Oil Cable</i> , papel y PPL	0,03271
λ_1 , Cu, <i>XLPE Cable</i>	0,000384534
λ_1 , Cu, <i>Oil Cable</i> , papel y PPL	0,00039466
λ_1 , Al, <i>XLPE Cable</i>	0,000274221
λ_1 , Al, <i>Oil Cable</i> , papel y PPL	0,000282196

La resistencia térmica necesaria para obtener la ampacidad del cable de poder en este caso, es la resistencia térmica del aislante, la resistencia térmica de la cubierta metálica y la resistencia térmica del terreno, valores que se obtienen usando el método que se muestra en la Sección 2.5.2. Valores que se encuentran en la Tabla 3.16.

Para obtener la resistencia entre el cable y la superficie, se considera que los cables se encuentran enterrados directamente en un suelo de resistividad térmica de 1,8 [km/W]. Magnitud que se encuentra entre un suelo muy húmedo y un suelo muy seco, además se plantea una situación en la que la temperatura en la superficie del terreno es de 20°C.

Tabla 3.16: Resistencia térmica.

Resistencia Térmica		
T_1 , <i>XLPE cable</i>	0,55698	[Km/W]
T_1 , <i>Oil Cable, paper</i>	0,79569	[Km/W]
T_1 , <i>Oil Cable, PPL</i>	0,95483	[Km/W]
T_3	$3,3203 \cdot 10^{-05}$	[Km/W]
T_4	0,94885	[Km/W]

La ampacidad o corriente máxima admisible por los cables en las condiciones ambientales, constructivas y de instalación descritas, son las que se muestran en la Tabla 3.17.

Tabla 3.17: Ampacidad por cables de potencia de la línea subterránea AC.

Tensión [kv]	Ampacidad [A]	
110	<i>XLPE Cable</i> , conductor de Cobre	1689
	<i>OIL Cable, paper</i> , conductor de Cobre	1414
	<i>OIL Cable, PPL</i> , conductor de Cobre	1446
	<i>XLPE Cable</i> , conductor de Aluminio	1426
	<i>OIL Cable, paper</i> , conductor de Aluminio	1196
	<i>OIL Cable, PPL</i> , conductor de Aluminio	1223
154	<i>XLPE Cable</i> , conductor de Cobre	1679
	<i>OIL Cable, paper</i> , conductor de Cobre	1296
	<i>OIL Cable, PPL</i> , conductor de Cobre	1430

Tensión [kv]	Ampacidad [A]	
	<i>XLPE Cable</i> , conductor de Aluminio	1418
	<i>OIL Cable, paper</i> , conductor de Aluminio	1096
	<i>OIL Cable, PPL</i> , conductor de Aluminio	1210
220	<i>XLPE Cable</i> , conductor de Cobre	1659
	<i>OIL Cable, paper</i> , conductor de Cobre	999
	<i>OIL Cable, PPL</i> , conductor de Cobre	1396
	<i>XLPE Cable</i> , conductor de Aluminio	1401
	<i>OIL Cable, paper</i> , conductor de Aluminio	845
	<i>OIL Cable, PPL</i> , conductor de Aluminio	1181
	345	<i>XLPE Cable</i> , conductor de Cobre
<i>XLPE Cable</i> , conductor de Aluminio		1352
<i>OIL Cable, PPL</i> , conductor de Cobre		1294
<i>OIL Cable, PPL</i> , conductor de Aluminio		1094
500	<i>XLPE Cable</i> , conductor de Cobre	1485
	<i>XLPE Cable</i> , conductor de Aluminio	1254
	<i>OIL Cable, PPL</i> , conductor de Cobre	1078
	<i>OIL Cable, PPL</i> , conductor de Aluminio	911

La ampacidad que se muestra en la Tabla anterior, corresponde a la corriente admisible por cada cable de la línea. Los cables XLPE pueden ser aplicados en líneas subterráneas con cables directamente enterrados para tensiones desde 110 kV hasta 500 kV. Por otra parte en los cables en aceite con aislación de papel, esto no es posible, debido a las condiciones ambientales en particular de temperatura, pero principalmente por tener un valor alto de $\tan(\delta)$, lo que hace que las pérdidas en el dieléctrico sean demasiado elevadas para tensiones de 345 kV y de 500 kV. La opción de cables PPL, si bien es un cable en aceite, su aislación tiene un valor de pérdida del dieléctrico bajo, por lo que las pérdidas en el dieléctrico no son tan elevadas como en la aislación de papel, lo que le permite operar de 110 kV a 500 kV.

La resistividad del terreno juega un rol fundamental en las limitaciones térmicas de la línea subterránea con cables directamente enterrados.

Al considerar la línea subterránea operando a 110kV, manteniendo las características ambientales y de instalación mencionadas anteriormente, es decir, una temperatura de 20°C en la superficie del terreno, los cables instalados a 1 metro de profundidad, separados 0,7 metros entre sí, en disposición plana, etc. Se varía sólo la resistividad térmica del terreno entre 0,7 y 3 [Km/W], con el fin de ver cómo influye éste parámetro en la ampacidad de los cables de potencia. En la Tabla 3.18, se muestra como cambia la ampacidad de los cables a medida que aumenta la resistividad térmica del terreno.

Tabla 3.18: Ampacidad de la línea a 110 kV, en función de la resistividad térmica del terreno.

Ampacidad [kA] de la línea a 110 kV, según resistividad térmica del suelo								
resistividad [Km/W]	Resistencia Térmica	XLPE Cu	XLPE Al	OIL papel Cu	OIL papel Al	OIL PPL Cu	OIL PPL Al	
Terreno muy	0,7	0,3690	2,16	1,82	1,79	1,52	1,55	1,31

Ampacidad [kA] de la línea a 110 kV, según resistividad térmica del suelo								
húmedo								
Terreno húmedo	1	0,5271	1,99	1,68	1,67	1,41	1,43	1,21
Terreno medio	1,8	0,9489	1,69	1,43	1,41	1,20	1,19	1,01
Terreno seco	2	1,0543	1,63	1,38	1,36	1,15	1,15	0,97
Terreno seco	2,5	1,3178	1,51	1,28	1,25	1,06	1,06	0,90
Terreno muy seco	3	1,5814	1,41	1,19	1,16	0,98	0,99	0,83

En el Gráfico 3.1 se ve la tendencia de la ampacidad, en las distintas tecnologías de cables, al variar la resistividad térmica del terreno. Claramente se ve que la ampacidad de la línea es inversamente proporcional a la resistividad térmica del suelo. De la curva se desprende que para una línea subterránea de 110 kV, con cables directamente enterrados, los cables XLPE son los que presentan una mayor capacidad de conducción de corriente bajo las condiciones en estudio.

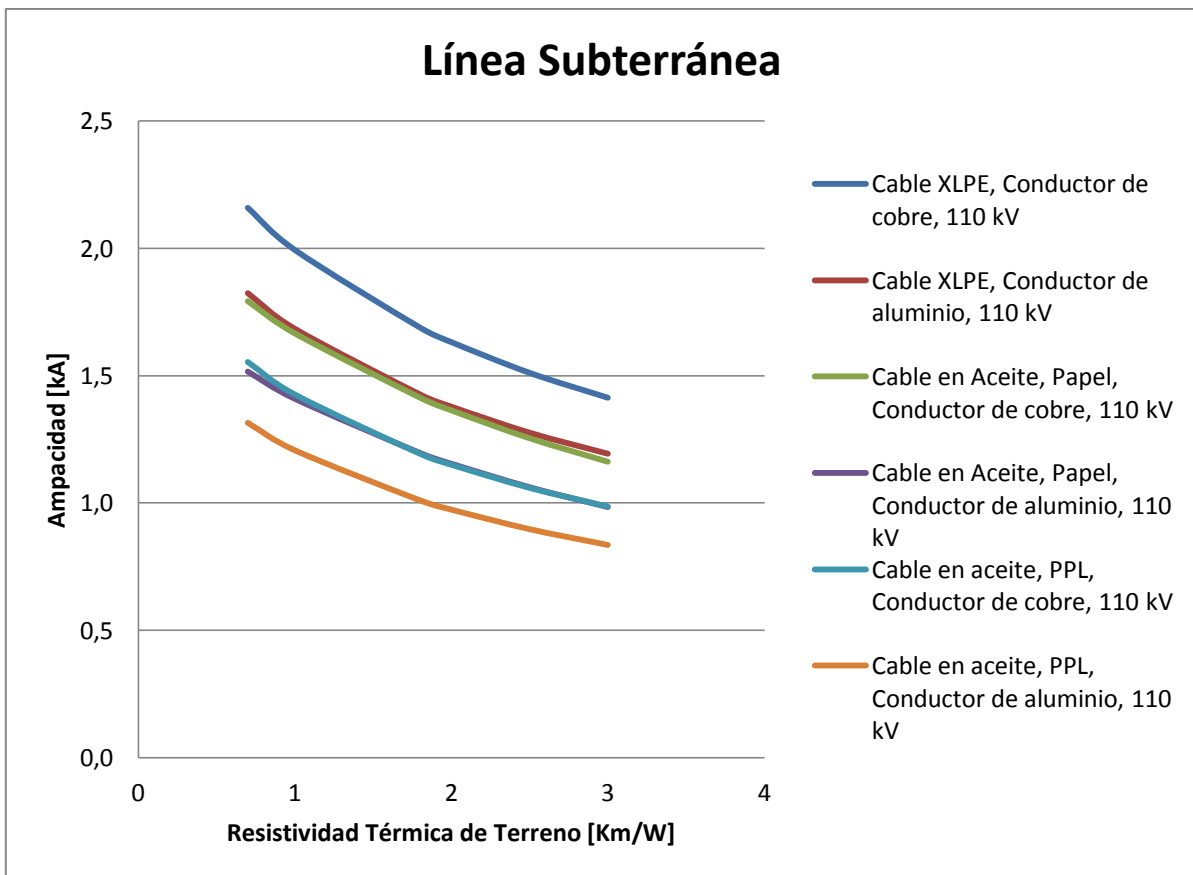


Gráfico 3.1: Ampacidad de la línea a 110 kV.

Para una línea subterránea de 220 kV, la ampacidad que se presenta en los cables, es la que se muestra en la Tabla siguiente.

Tabla 3.19: Ampacidad de la línea a 220 kV, en función de la resistividad térmica del terreno.

Ampacidad [kA] de la línea a 220 kV, según resistividad térmica del suelo								
resistividad [Km/W]		Resistencia Térmica	XLPE Cu	XLPE Al	OIL papel Cu	OIL papel Al	OIL PPL Cu	OIL PPL Al
Terreno muy húmedo	0,7	0,3690	2,14	1,81	1,53	1,30	1,71	1,44
Terreno húmedo	1	0,5271	1,97	1,66	1,37	1,16	1,61	1,36
Terreno medio	1,8	0,9489	1,66	1,40	1,00	0,84	1,40	1,18
Terreno seco	2	1,0543	1,60	1,35	0,92	0,78	1,35	1,15
Terreno seco	2,5	1,3178	1,48	1,25	0,72	0,61	1,26	1,07
Terreno muy seco	3	1,5814	1,38	1,16	0,52	0,44	1,18	1,00

En el Gráfico 3.2, se ve la ampacidad de una línea subterránea con cables directamente enterrados, al variar la resistividad térmica del terreno. Como se espera al aumentar la resistividad térmica del terreno disminuye la ampacidad de los cables, pero en los cables en aceite con papel como aislante, la disminución de la ampacidad es mucho más abrupta que en los cables XLPE y cables PPL. Esto se debe a que la ampacidad depende de las pérdidas en el dieléctrico y la aislación de papel tiene un mal factor de pérdidas en comparación con las otras tecnologías, a lo que se agrega el aumento de la resistividad del terreno lo que hace caer más aun la ampacidad de estos cables.

En línea subterránea a 220 kV, con cables enterrados, los cables XLPE muestran una mayor ampacidad, a los que lo siguen los cables PPL, con una menor capacidad, pero con una misma tendencia. Los cables con aislación de papel pueden ser usados en las condiciones supuestas de la línea, pero su capacidad es inferior sus alternativas.

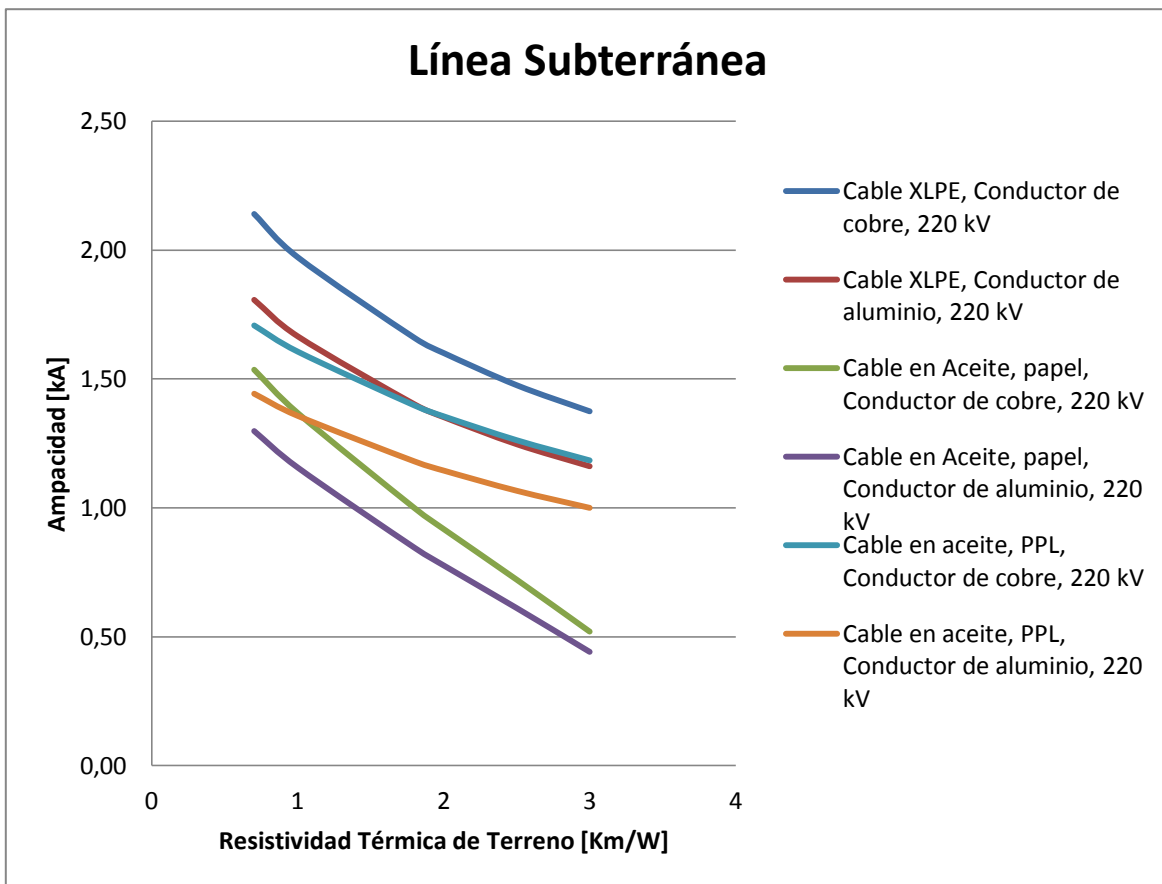


Gráfico 3.2: Ampacidad de la línea a 220 kV.

Para el caso de la línea subterránea ahora a 500 kV, se tiene las ampacidad de cables que se muestra en la Tabla 3.20.

Tabla 3.20: Ampacidad de la línea a 500 kV, en función de la resistividad térmica del terreno.

Ampacidad [kA] de la línea a 500 kV, según resistividad térmica del suelo								
resistividad [Km/W]		Resistencia Térmica	XLPE Cu	XLP E Al	OIL papel Cu	OIL papel Al	OIL PPL Cu	OIL PPL Al
Terreno muy húmedo	0,7	0,3690	2,03	1,71	-----	-----	1,24	1,05
Terreno húmedo	1	0,5271	1,84	1,55	-----	-----	1,05	0,89
Terreno medio	1,8	0,9489	1,49	1,25	-----	-----	0,63	0,53
Terreno seco	2	1,0543	1,42	1,20	-----	-----	0,53	0,45
Terreno seco	2,5	1,3178	1,27	1,07	-----	-----	0,23	0,20
Terreno muy seco	3	1,5814	1,14	0,97	-----	-----	-----	-----

Las ampacidades por cable, son las que se muestran en el Gráfico 3.3, donde se puede ver que nuevamente el cable que presenta las mejores condiciones en una línea subterránea de 500 kV, con cables directamente enterrados, son los cables XLPE, mientras que la capacidad de los cables PPL está sujeta a la resistividad térmica del terreno, ya que si esta es muy alta, la

ampacidad cae de forma dramática. El uso de cables en aceite con papel aislante, a esta tensión en líneas subterráneas es impracticable.

Las diferencias en la capacidad de los distintos cables radican en las limitaciones térmicas que se tienen en líneas subterráneas con cables directamente enterrados en el terreno. Además de la resistividad del terreno, se tiene otras diferencias entre las distintas tecnologías.

La primera diferencia que se produce, es la temperatura de operación de los cables, en el caso de los cables XLPE su temperatura de operación es de 90°C, mientras que en los otros dos cables es de 85°C, aunque en el caso de los cables PPL también se podría llegar a los 90°C, pero en este caso se consideró en ambos la misma temperatura de operación.

La segunda diferencia se produce en la permitividad relativa del material aislante, lo que influye en la magnitud de la capacitancia de los cables, aunque si bien la diferencia no es demasiada, esto se refleja en las pérdidas en el dieléctrico.

La tercera diferencia es la resistividad térmica del aislante, resistividad que influye en la ampacidad de cada cable. La mayor resistividad térmica está presente en el aislante de los cables PPL (6,5 [Km/W]).

Por último la diferencia que influye de forma dramática es el factor de pérdidas en el dieléctrico ($\tan(\delta)$), la que en el caso del papel es un orden de magnitud mayor que en el caso de cables XLPE y cables PPL, producto de lo que se hace muy complicado el uso de estos cables en tensiones de 345 kV y de 500 kV. Por lo que para esto niveles de tensión es recomendable el uso de cables PPL y XLPE. En el caso particular de cables directamente enterrados, los cables XLPE demuestran tener mejores características como temperatura de operación mayor, permitividad eléctrica y factor de pérdidas menor, además de una resistividad térmica del polietileno reticulado menor.

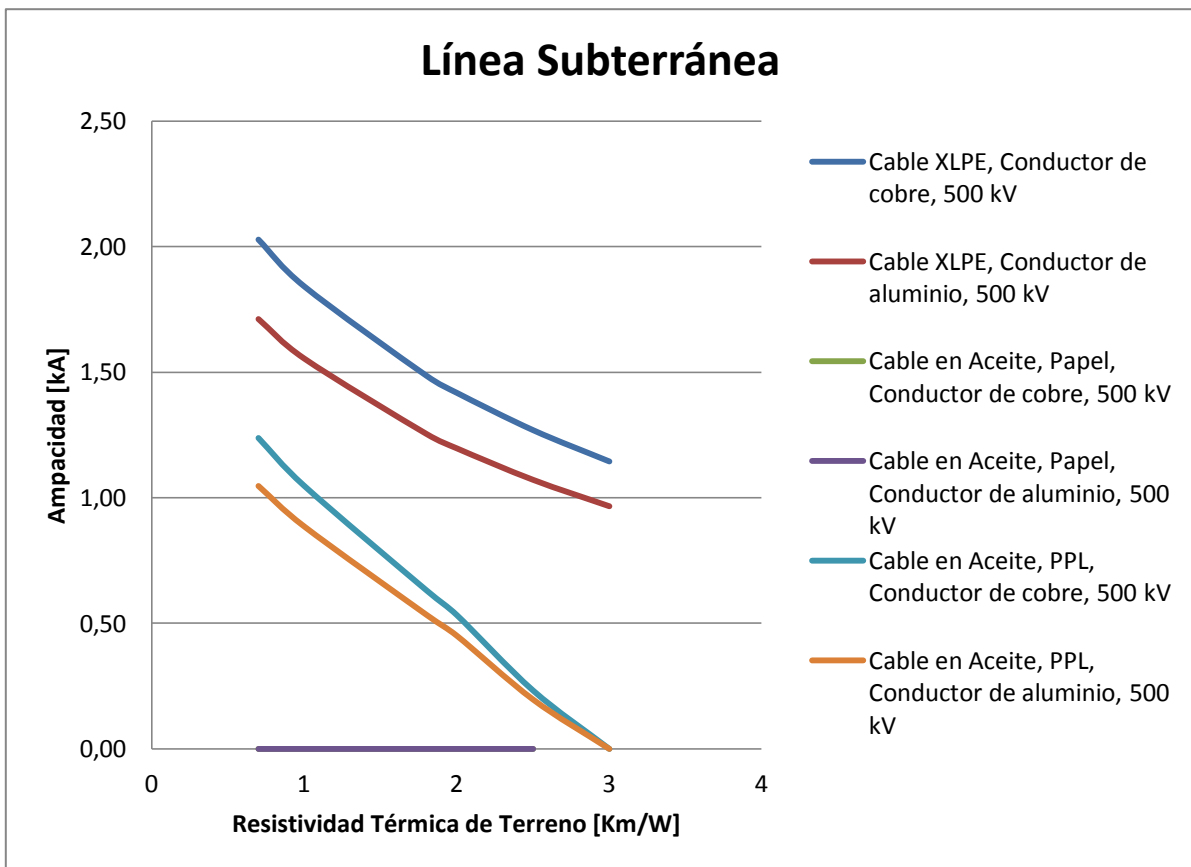


Gráfico 3.3: Ampacidad de la línea a 500 kV.

La potencia que es posible transmitir por la línea subterránea (Potencia trifásica), bajo las condiciones descritas y considerando la ampacidad de los cables que se muestra en la Tabla 3.17, es la que se ve en la siguiente Tabla. Es importante mencionar que la potencia que se muestra en la Tabla 3.21 corresponde a la potencia máxima que se puede transmitir por los cables bajo las condiciones de operación e instalación supuestas, y que la capacidad de la línea disminuye al aumentar su longitud.

Tabla 3.21: Potencia de la línea subterránea para los distintos cables de potencia.

Tensión	Potencia [MVA]	
110 kV	<i>XLPE Cable, Conductor de cobre</i>	322
	<i>XLPE Cable, Conductor de aluminio</i>	272
	<i>OIL Cable, Conductor de cobre</i>	269
	<i>OIL Cable, Conductor de aluminio</i>	228
	<i>OIL PPL Cable, Conductor de cobre</i>	276
	<i>OIL PPL Cable, Conductor de aluminio</i>	233
154 kV	<i>XLPE Cable, Conductor de cobre</i>	448
	<i>XLPE Cable, Conductor de aluminio</i>	378
	<i>OIL Cable, Conductor de cobre</i>	346
	<i>OIL Cable, Conductor de aluminio</i>	292
	<i>OIL PPL Cable, Conductor de cobre</i>	382

Tensión	Potencia [MVA]	
		<i>OIL PPL Cable</i> , Conductor de aluminio
220 kV	<i>XLPE Cable</i> , Conductor de cobre	632
	<i>XLPE Cable</i> , Conductor de aluminio	534
	<i>OIL Cable</i> , Conductor de cobre	381
	<i>OIL Cable</i> , Conductor de aluminio	322
	<i>OIL PPL Cable</i> , Conductor de cobre	532
	<i>OIL PPL Cable</i> , Conductor de aluminio	450
345 kV	<i>XLPE Cable</i> , Conductor de cobre	956
	<i>XLPE Cable</i> , Conductor de aluminio	808
	<i>OIL PPL Cable</i> , Conductor de cobre	773
	<i>OIL PPL Cable</i> , Conductor de aluminio	654
500 kV	<i>XLPE Cable</i> , Conductor de cobre	1286
	<i>XLPE Cable</i> , Conductor de aluminio	1086
	<i>OIL PPL Cable</i> , Conductor de cobre	933
	<i>OIL PPL Cable</i> , Conductor de aluminio	789

La magnitud de la potencia aparente en función del SIL para la línea subterránea a 220 kV, con cables XLPE, con un conductor de cobre y de aluminio, sería de $0,73 \cdot \text{SIL}$ y $0,61 \cdot \text{SIL}$ respectivamente. Para la línea con cable en aceite a 220 kV, la potencia que puede transmitir es de $0,36 \cdot \text{SIL}$ en el caso de tener un conductor de cobre y $0,3 \cdot \text{SIL}$ en el caso de tener un conductor de aluminio. En el caso en que se use un cable PPL con conductor de cobre y aluminio se tiene que la potencia es $0,6 \cdot \text{SIL}$ y $0,5 \cdot \text{SIL}$ respectivamente. Por lo que se puede ver que a pesar de que los cables tengan un SIL bastante alto, la potencia posible de transmitir por ellos es bastante inferior al SIL.

Considerando los valores de ampacidad anteriormente mostrados, se tiene que las pérdidas Joule que se producen en la línea subterránea son las que se muestran en la Tabla 3.22.

Tabla 3.22: Pérdidas Joule de la línea subterránea (Pérdida trifásica).

Pérdidas Joule [Wc]			
Tensión 110 kV	<i>XLPE Cable</i> , Conductor de cobre	137,8	[kW/km]
	<i>XLPE Cable</i> , Conductor de aluminio	137,8	[kW/km]
	<i>OIL Cable</i> , Conductor de cobre	95,8	[kW/km]
	<i>OIL Cable</i> , Conductor de aluminio	95,8	[kW/km]
	<i>OIL PPL Cable</i> , Conductor de cobre	100,1	[kW/km]
	<i>OIL PPL Cable</i> , Conductor de aluminio	100,2	[kW/km]
Tensión 220 kV	<i>XLPE Cable</i> , Conductor de cobre	133,1	[kW/km]
	<i>XLPE Cable</i> , Conductor de aluminio	133,1	[kW/km]
	<i>OIL Cable</i> , Conductor de cobre	47,8	[kW/km]
	<i>OIL Cable</i> , Conductor de aluminio	47,8	[kW/km]
	<i>OIL PPL Cable</i> , Conductor de cobre	93,3	[kW/km]

Pérdidas Joule [Wc]			
Tensión 500 kV	<i>OIL PPL Cable</i> , Conductor de aluminio	93,4	[kW/km]
	<i>XLPE Cable</i> , Conductor de cobre	106,7	[kW/km]
	<i>XLPE Cable</i> , Conductor de aluminio	106,7	[kW/km]
	<i>OIL PPL Cable</i> , Conductor de cobre	55,6	[kW/km]
	<i>OIL PPL Cable</i> , Conductor de aluminio	55,6	[kW/km]

Al considera que la corriente máxima que puede circular por los cables para los distintas tensiones, es la que se muestra en la Tabla 3.17, y que se tiene una carga netamente resistiva en el extremo receptor. A medida que la longitud del cable aumenta, parte de la capacidad del cable debe ser ocupada por una componente capacitiva, logrando una composición entre corriente resistiva y corriente capacitiva cuyo módulo corresponde al límite máximo de la línea (ampacidad). Bajo estas consideraciones se puede obtener la longitud máxima del cable de potencia [9].

La longitud crítica se considera, el punto en el cual la ampacidad del cable es igual a la componente capacitiva de la corriente. La longitud crítica que puede tomar la línea, debido al uso de cables de potencia AC, en las distintas tensiones, se muestra en la Tabla 3.23.

Tabla 3.23: Longitud crítica de la línea subterránea con cables directamente enterrados.

Tensión	longitud critica		
110 kV	<i>XLPE Cable</i> , Conductor de cobre	66	[km]
	<i>XLPE Cable</i> , Conductor de aluminio	56	[km]
	<i>OIL Cable</i> , Conductor de cobre	36	[km]
	<i>OIL Cable</i> , Conductor de aluminio	31	[km]
	<i>OIL PPL Cable</i> , Conductor de cobre	50	[km]
	<i>XLPE Cable</i> , Conductor de cobre	42	[km]
154 kV	<i>XLPE Cable</i> , Conductor de cobre	47	[km]
	<i>XLPE Cable</i> , Conductor de aluminio	40	[km]
	<i>OIL Cable</i> , Conductor de cobre	24	[km]
	<i>OIL Cable</i> , Conductor de aluminio	20	[km]
	<i>OIL PPL Cable</i> , Conductor de cobre	35	[km]
	<i>XLPE Cable</i> , Conductor de cobre	30	[km]
220 kV	<i>XLPE Cable</i> , Conductor de cobre	32	[km]
	<i>XLPE Cable</i> , Conductor de aluminio	27	[km]
	<i>OIL Cable</i> , Conductor de cobre	13	[km]
	<i>OIL Cable</i> , Conductor de aluminio	11	[km]
	<i>OIL PPL Cable</i> , Conductor de cobre	24	[km]
	<i>XLPE Cable</i> , Conductor de cobre	20	[km]
345 kV	<i>XLPE Cable</i> , Conductor de cobre	20	[km]
	<i>XLPE Cable</i> , Conductor de aluminio	17	[km]
	<i>OIL PPL Cable</i> , Conductor de cobre	14	[km]
	<i>OIL PPL Cable</i> , Conductor de aluminio	12	[km]

Tensión	longitud critica		
500 kV	<i>XLPE Cable</i> , Conductor de cobre	13	[km]
	<i>XLPE Cable</i> , Conductor de aluminio	11	[km]
	<i>OIL PPL Cable</i> , Conductor de cobre	8	[km]
	<i>OIL PPL Cable</i> , Conductor de aluminio	7	[km]

Como se puede ver la longitud de las líneas es bastante corta y disminuye bruscamente a medida que aumenta la tensión nominal de operación. Esto ocurre debido a que la longitud depende de la disminución de la capacidad de los cables, punto que ya fue discutido.

3.5.4. Línea en Vacío

El objetivo de considerar la operación de una línea en vacío, es ver la tensión en el extremo receptor y la potencia reactiva que inyecta la línea en el extremo emisor al estar conectada en vacío. El siguiente gráfico muestra la tensión que se obtiene en la línea al tenerla sin carga en el extremo receptor para las longitudes críticas de los cables.

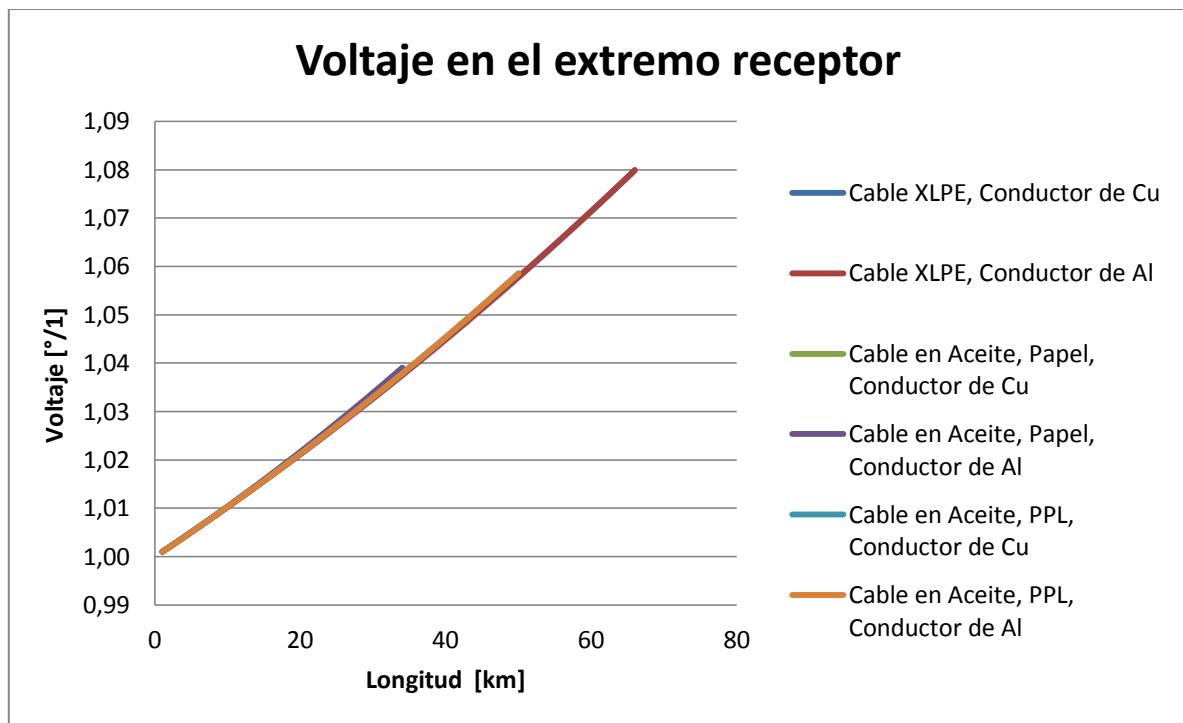


Gráfico 3.4: Sobretensión de la línea subterránea en vacío.

Al estar la tensión en por unidad, se ve que la diferencia en la tensión de las líneas se produce debido a las características propias de cada cable, también se puede ver que el usar un conductor de cobre o uno de aluminio, para estos efectos, no produce diferencias relevantes.

El Gráfico 3.4 muestra la sobretensión que se produce en el extremo receptor de la línea subterránea en función de su longitud. Para una línea de 220 kV, con cable XLPE de 32 km, en el extremo receptor se tendrá una tensión de 228 kV, un 3,6 % sobre la tensión nominal; en el caso de una línea con cables en aceite (papel) de 13 km de largo, se tiene una tensión de 223 kV, un 1,4% sobre la tensión nominal y en el caso de un cable PPL de 24 km se tiene una tensión de 226 kV, un 2,6% sobre la tensión nominal.

Comparativamente entre los tres tipos de cables, se puede ver en el Gráfico que se produce mayor incremento de tensión en los cables en aceite para igual longitud y tensión cuando la línea se encuentra sin carga. También se puede ver que en las líneas con longitud mayor a 40 km se produce un aumento de tensión superior al 5 % de la tensión nominal. Lo que es posible sólo en líneas con cables XLPE y PPL para tensiones inferiores a 154 kV.

La cantidad de reactivos que produce la línea e inyecta en el extremo transmisor, al estar conectada en vacío, en función de su longitud, se ve en las curvas del Gráfico 3.5. En dicho gráfico se considera la potencia reactiva en por unidad, siendo la potencia base, el SIL de los distintos cables de potencia.

Al igual que la tensión, la diferencia se produce por las distintas tecnologías de los cables, al considerar la línea en 220 kV, con cable XLPE de 32 km, se inyectan 62 MVAR en el extremo transmisor, al considerar una línea con cables en aceite de 13 km de largo, inyecta 31 MVAR y en el caso de una línea con cables PPL de 24 km de largo, inyecta 49,5 MVAR en el extremo transmisor. Para igual tensión y longitud el cable en aceite con papel aislante es el que inyecta una mayor cantidad de reactivos, al estar en vacío.

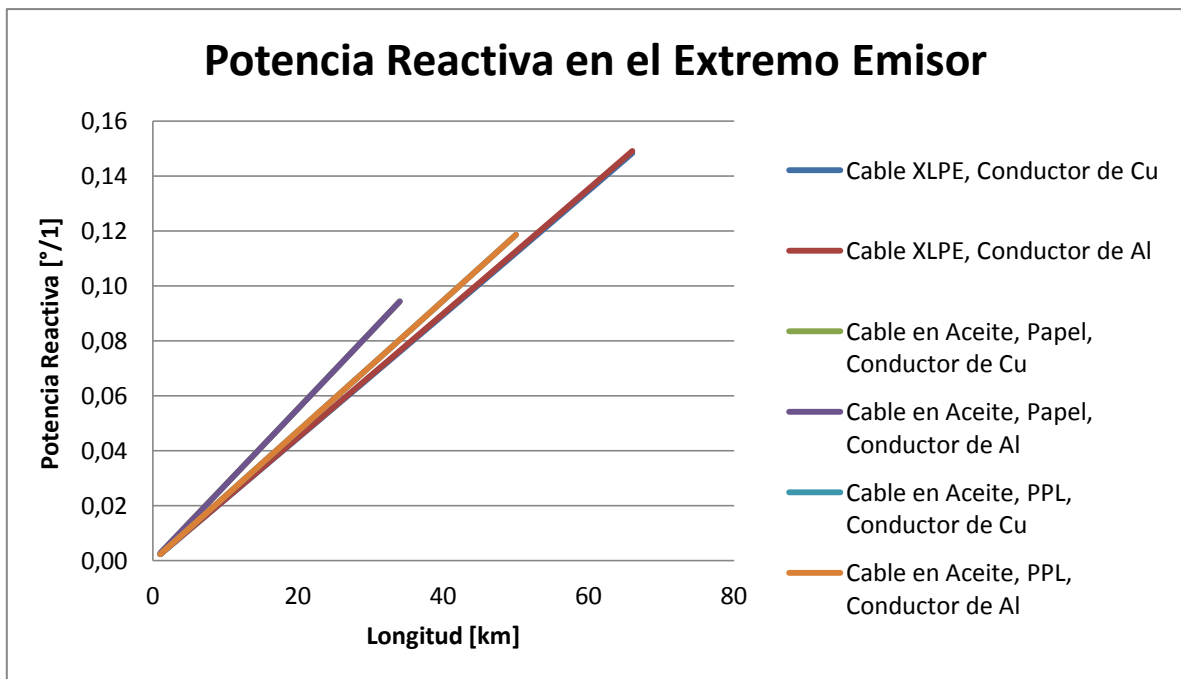


Gráfico 3.5: Potencia reactiva que inyecta la línea subterránea en vacío en el extremo emisor.

En la Tabla 3.24 se muestra la tensión y potencia reactiva en vacío para las líneas según su longitud crítica.

Tabla 3.24: Tensión y potencia reactiva en la línea en vacío.

		110 kV	220 kV	500 kV
Cable XLPE	Longitud [km]	66	33	13
	Voltaje [°/1]	1,07985	1,03631	1,01349
	Voltaje [V]	118,78	227,99	506,74
	Potencia Reactiva [MVar]	32,17	64,07	130,12
Cable PPL	Longitud	50	24	8
	Voltaje [°/1]	1,05859	1,02590	1,00819
	Voltaje [V]	116,44	225,70	504,10
	Potencia Reactiva [MVar]	27,38	52,38	90,05
Cable en aceite con papel aislante	Longitud	36	13	
	Voltaje [°/1]	1,04170	1,01370	
	Voltaje [V]	114,59	223,01	
	Potencia Reactiva [MVar]	26,77	38,55	

3.5.5. Diagrama P – Q

Una forma de tener una estimación del comportamiento de una línea es considerar un diagrama P – Q. Diagrama que se construye con los parámetros del cable de potencia y permite tener una estimación de las condiciones de operación en el extremo transmisor y receptor de la línea.

En esta etapa se construye un diagrama P – Q de la línea, para una longitud de 1 km, en ambos extremos. Es importante mencionar que las magnitudes están en por unidad, donde la potencia base es el SIL correspondiente a cada tecnología de cable.

En el Gráfico 3.6 que se muestra a continuación, se ven las condiciones de operación en el extremo transmisor de un cable XLPE de longitud 1 km. En la curva se puede ver que en el punto transmisor se tiene una potencia activa positiva, mientras que la potencia reactiva en dicho punto tiene signo negativo, esto quiere decir que en el extremo transmisor se inyecta potencia activa a la línea, pero la línea inyecta potencia reactiva al sistema o dispositivo al que esté conectado. Cabe destacar que la potencia activa que se puede tener en este cable de potencia, operando a 220 kV, es de aproximadamente $0,73 \cdot \text{SIL}$, debido a las limitaciones térmicas de la línea, por lo que la inyección de reactivos por parte de la línea en el extremo emisor sería en este caso de hasta $0,55 \cdot \text{SIL}$.

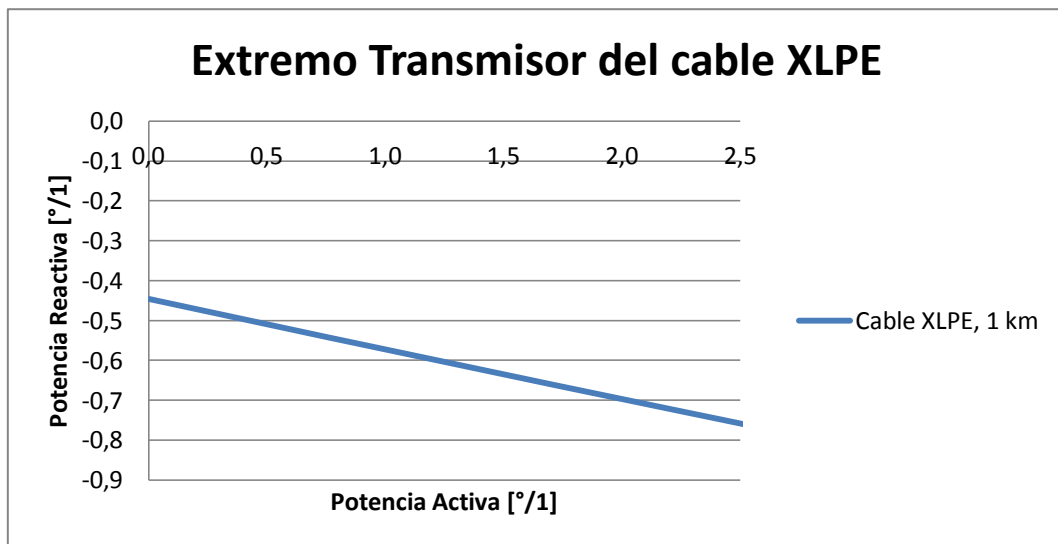


Gráfico 3.6: Diagrama P – Q, de la línea subterránea de 1 km con cables XLPE, en el extremo emisor.

En el extremo receptor, la curva del cable XLPE corresponde a la del Gráfico 3.7, donde se ve que para cualquier potencia activa que el cable inyecta al sistema o barra a la que esté conectada en el extremo receptor, también se inyectará una cantidad importante de reactivos en dicho punto de conexión. La potencia máxima que se puede transmitir en la línea, bajo las condiciones supuestas y operando a 220 kV, es de $0,73 \cdot \text{SIL}$, por lo que de la curva se obtiene que en este punto se inyectan en el extremo receptor, una potencia reactiva de $0,34 \cdot \text{SIL}$. Es relevante mencionar que en las líneas subterráneas con cables XLPE a 220 kV, el SIL es de 869 MW.

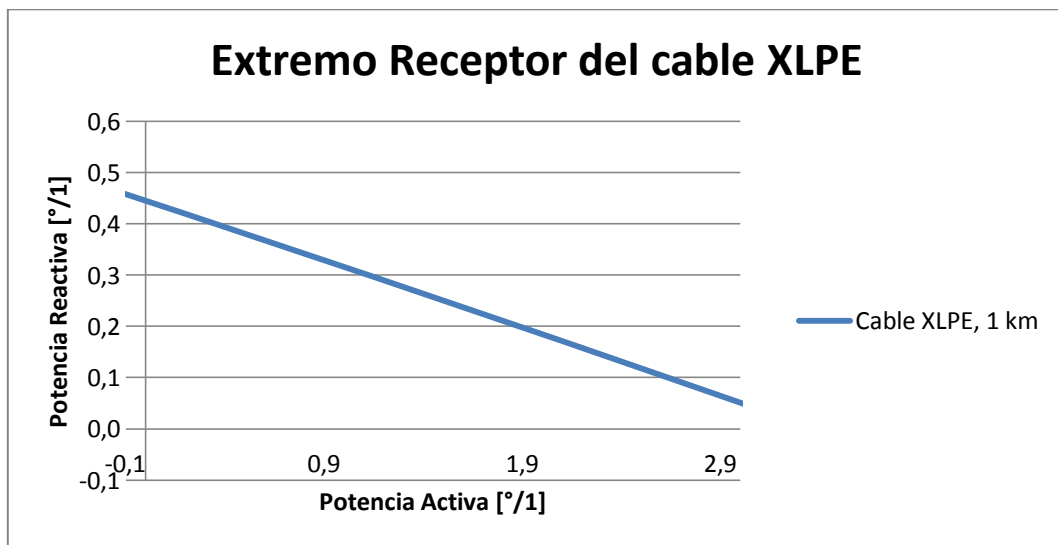


Gráfico 3.7: Diagrama P – Q, de la línea subterránea de 1 km, en el extremo receptor.

En el Gráfico 3.8 y 3.9, se muestra la curva P – Q en el extremo emisor y receptor, para una línea subterránea con cables en aceite que usan papel como aislante, de 1 km de largo.

La operación de la línea subterránea a 220 kV, soporta una potencia activa de $0,36 \cdot \text{SIL}$, por lo que al tener dicha potencia en el extremo transmisor, la línea inyecta al sistema una potencia reactiva de $0,38 \cdot \text{SIL}$. En el caso del extremo receptor, en las mismas condiciones, la potencia

reactiva que inyecta la línea al sistema es de $0,33 \cdot \text{SIL}$. Es relevante recordar que el SIL en un cable en aceite, operando a 220 kV, es de 1072 MW.

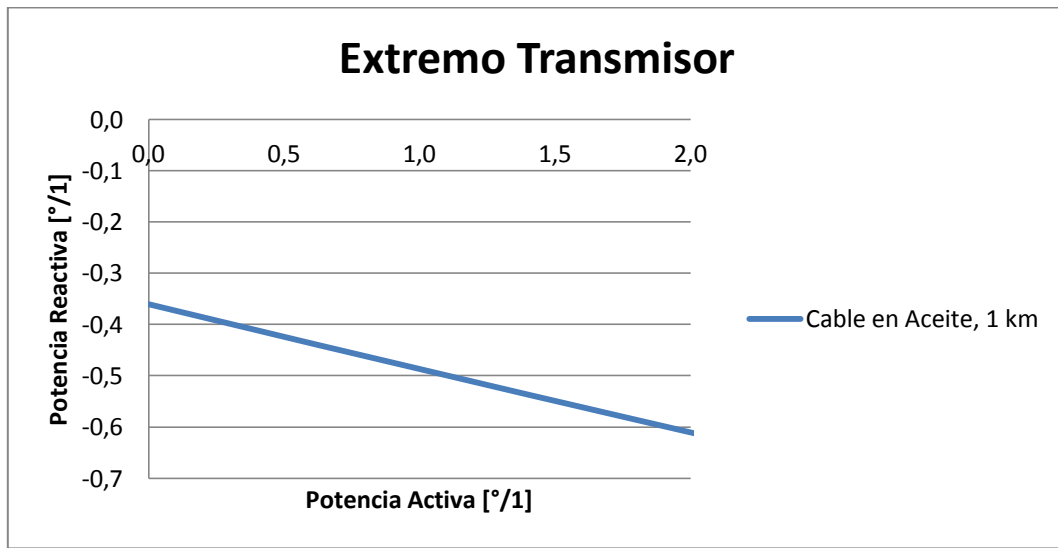


Gráfico 3.8: Diagrama P – Q, de la línea subterránea de 1 km, en el extremo emisor.

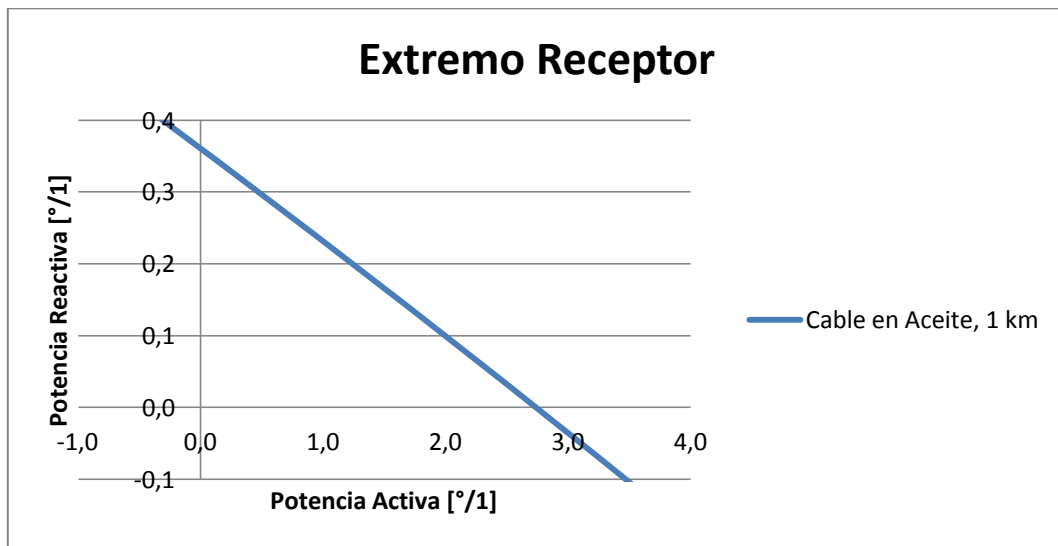


Gráfico 3.9: Diagrama P – Q, de la línea subterránea de 1 km, en el extremo receptor.

Para el caso de una línea subterránea con cables PPL a 220 kV y de 1 km de largo, su curva de operación en el extremo transmisor, es la que se ve en el Gráfico 3.10.

El cable PPL bajo las condiciones de operación supuestas, puede transmitir una potencia de $0,6 \cdot \text{SIL}$, esto produce una inyección de potencia reactiva de $0,49 \cdot \text{SIL}$ en el extremo transmisor.

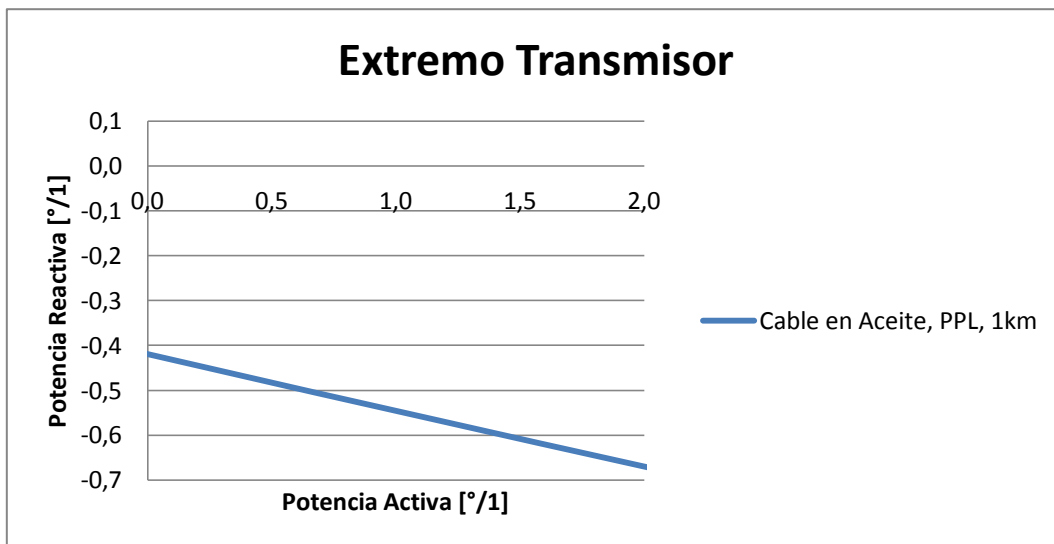


Gráfico 3.10: Diagrama P – Q, de la línea subterránea de 1 km, en el extremo receptor.

En el extremo receptor, el Gráfico 3.11 muestra la operación del cable PPL, por lo que al transmitir la máxima potencia que permite el límite térmico, se inyecta una potencia reactiva de $0,34 \cdot \text{SIL}$.

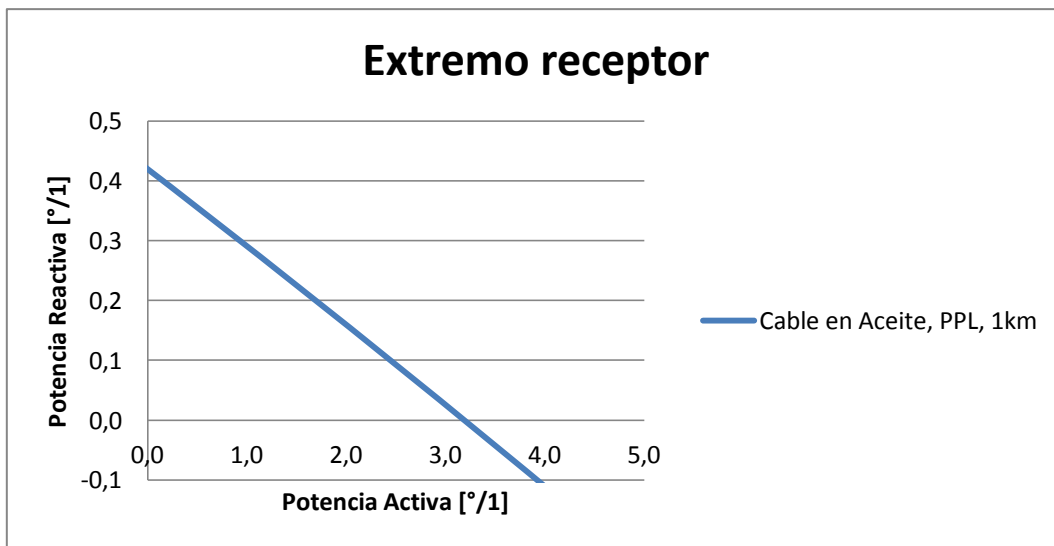


Gráfico 3.11: Diagrama P – Q, de la línea subterránea de 1 km, en el extremo receptor.

En los Gráficos, se puede ver una estimación de cómo operan los cables de potencia, donde se comprueba que los cables de potencia AC son una fuente de reactivos en ambos extremos.

Es relevante destacar que en el extremo transmisor de la línea subterránea, al transmitir una mayor potencia activa, se produce una mayor inyección de reactivos desde la línea, pero en el extremo receptor a tener una inyección de potencia activa mayor, la cantidad de reactivos que se inyecta desde la línea disminuyen. Esto implica que al tener una carga baja conectada a la línea, será necesario el uso de compensación reactiva, que absorba los reactivos que producen los cables, motivo por el cual es recomendable instalar cables en líneas cuya carga sea

considerablemente alta y que se mantenga relativamente constante a lo largo del tiempo, de modo que la compensación reactiva no deba ser demasiado grande.

Si bien un diagrama P – Q tiene forma circular, en este caso, debido a la limitación de potencia activa en la línea subterránea (límite térmico), el segmento de la curva correspondiente a una potencia activa mayor a la potencia máxima que se puede transmitir por los cables, deja de ser relevante debido a que no representa la operación de la línea.

3.5.6. Carga de la Línea Subterránea

En esta sección se busca confeccionar una curva que permita tener una estimación de la potencia activa que es posible transmitir a través de una línea subterránea con cables de potencia directamente enterrados. En dicha curva se considera la limitación térmica de los cables, la variación de tensión, que se produce a medida que aumenta la longitud del cable, y el criterio de estabilidad, de ser aplicables.

Para determinar los límites térmicos de la línea, se considera que en el extremo receptor se tiene una carga netamente resistiva, por lo que la ampacidad de los cables sería el módulo entre la componente activa y la componente capacitiva de la corriente, de modo que cada vez que la longitud del cable aumenta, también lo hace la componente capacitiva mientras que la componente activa disminuye.

La variación de tensión corresponde, a qué magnitud de potencia activa se puede transmitir por la línea subterránea manteniendo una tensión de $1 \pm 0,05$ [°/1] en el extremo receptor. En el caso de la línea subterránea considerada en el estudio, debido a su longitud, no se produce una variación de tensión superior al 5% de la tensión nominal en todos los casos estudiados.

Para determinar si se produce una variación de tensión superior al 5 %, se calcula la tensión en el extremo receptor para todos los tramos de la línea y en cada tensión nominal de operación. Para esto se usa los términos del tetrapolo y la ecuación $V_E = A \cdot V_R + B \cdot I_R$, donde $V_E = 1 \angle 0^\circ$ [°/1] tensión en el extremo emisor y la corriente en el extremo receptor corresponde a $I_R \angle \phi$, donde el módulo corresponde a la ampacidad y el ángulo es el que se forma entre la corriente capacitiva y la corriente resistiva en el extremo receptor. Al determinar la longitud en la cual se produce la variación de tensión, el módulo y ángulo de la tensión en dicho punto, se calcula la potencia activa en función de la longitud ($P = V_E \cdot V_R \cdot \sin(\delta) / Z_C \cdot \sin(\beta \cdot l)$) [14] o también se puede obtener la relación entre la potencia activa y el SIL directamente con la expresión $P/SIL = V_E \cdot V_R \cdot \sin(\delta) / \sin(\beta \cdot l)$ [°/1], donde δ es el ángulo de la tensión en el extremo receptor, β es la constante de fase y l es la longitud de la línea. Al variar l se obtiene la potencia activa que se puede transmitir manteniendo una variación de un 5 % en la tensión de la línea, para las distintas longitudes del cable.

El límite de estabilidad de la línea corresponde a la diferencia angular entre el extremo emisor y el extremo receptor, para lo que usualmente se considera un margen de estabilidad entre el 30 y el 35 % de la potencia máxima de la línea. En el caso de los cables, debido a la longitud de la línea, no se alcanza a tener límite por estabilidad, a no ser que considerando compensaciones de reactivos se aumente la longitud de los cables lo suficiente como para que la diferencia angular sea de 40 a 44°.

La curva de cargabilidad de la línea subterránea con cables de potencia directamente enterrados en el suelo, permite apreciar la potencia que se puede transmitir a través de ella cuando se usa cable XLPE, cable en aceite (papel) o cable PPL, y ver como varía su capacidad a medida que la longitud de la línea aumenta.

Al considerar una línea subterránea con cables XLPE, operando a una tensión de 110 kV, se tiene la curva de cargabilidad que se ve en el Gráfico 3.12, donde se puede ver que, a medida que la longitud de la línea aumenta la potencia que se puede transmitir disminuye. La capacidad está limitada térmicamente hasta los primeros 18 km y luego la potencia se limita por variación de tensión, la que debido a la componente capacitiva de los cables, se incrementa sobrepasando el 5 % por sobre la tensión nominal.

El SIL de esta línea es de 217 MW, por lo que en el tramo limitado térmicamente se puede transmitir hasta 306 MW a una distancia de 18 km, para luego caer rápidamente debido a la variación de tensión, logrando transmitir 87 MW por una línea de 60 km.

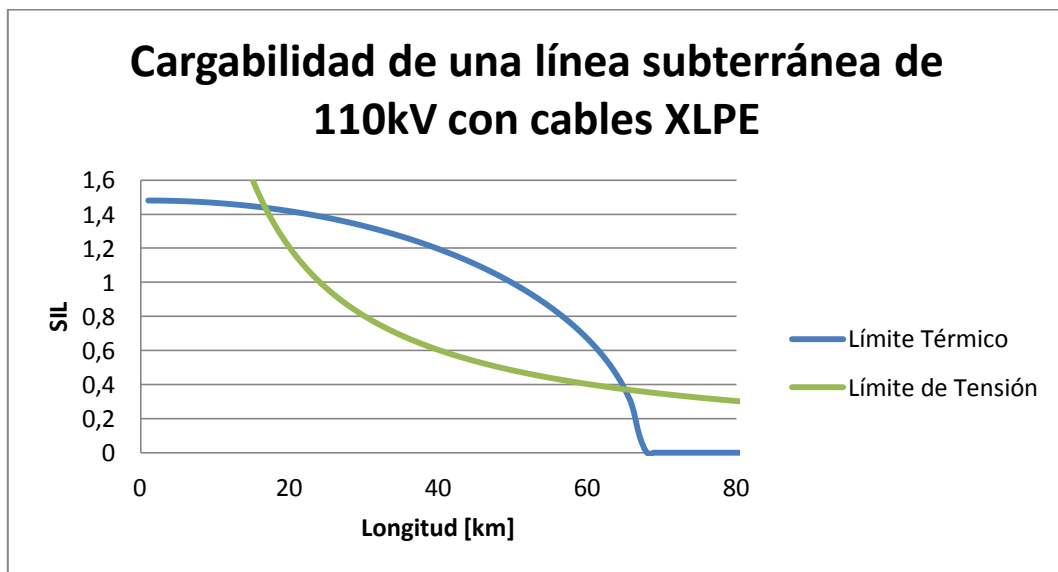


Gráfico 3.12: Curva de cargabilidad de una línea subterránea con cables XLPE directamente enterrados operando a 110 kV.

Al subir la tensión de operación de la línea a 220 kV, se tiene la curva de cargabilidad que se ve en el Gráfico 3.13, donde se ve que la tendencia de la curva es la misma, pero en este caso la longitud de la línea es menor, debido al aumento de la componente capacitiva, componente que es proporcional a la tensión de operación.

El SIL de esta línea es de 869 MW, por lo que en una línea subterránea de 10 km, se puede transmitir una potencia de 608 MW, para luego caer rápidamente producto de la variación de tensión logrando transmitir a una distancia de 20 km una potencia de 348 MW.

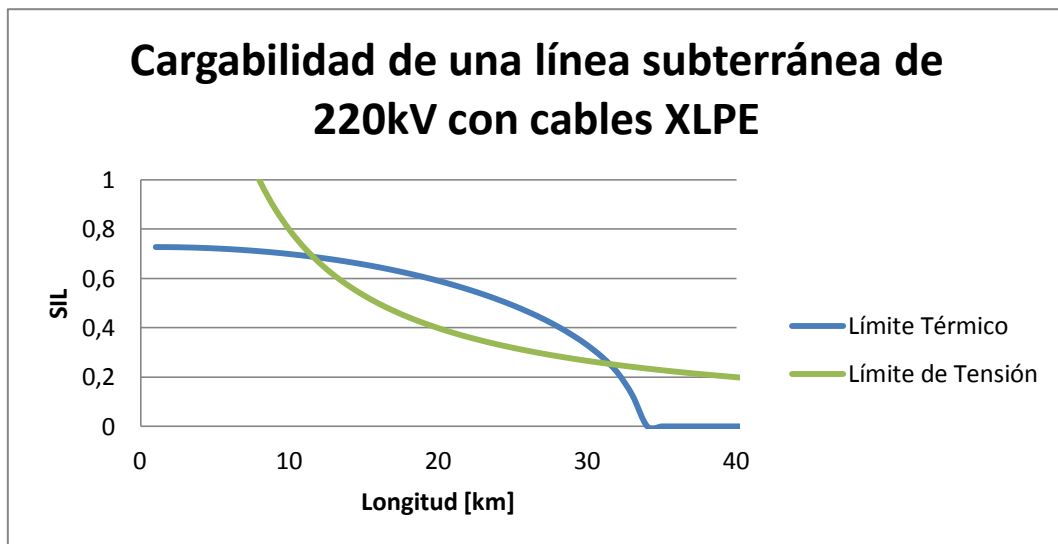


Gráfico 3.13: Curva de cargabilidad de una línea subterránea con cables XLPE directamente enterrados operando a 220 kV.

Para una línea subterránea con cables de potencia XLPE operando a 500 kV, se tiene la curva del Gráfico 3.14, donde se ve que debido al aumento de las pérdidas en el dieléctrico, la longitud de la línea disminuye. En este caso al tener una línea bastante corta, no se produce una variación de tensión superior al 5 % sobre la tensión nominal, por lo que sólo se limita térmicamente.

El SIL de esta línea es de 4487 MW, por lo que a una distancia de 12 km se podría transmitir una potencia de 449 MW.

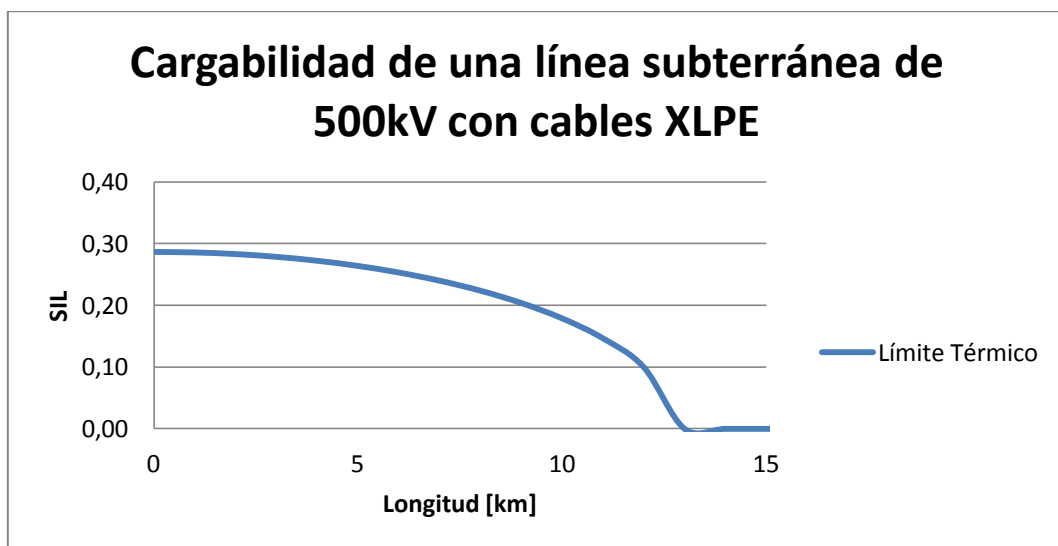


Gráfico 3.14: Curva de cargabilidad de una línea subterránea con cables XLPE directamente enterrados operando a 500 kV.

Al cambiar de tecnología de cables en la línea, tomando en este caso cables en aceite que usan papel como material aislante, la curva de cargabilidad de la línea subterránea a 110 kv es la que se ve en el Gráfico 3.15.

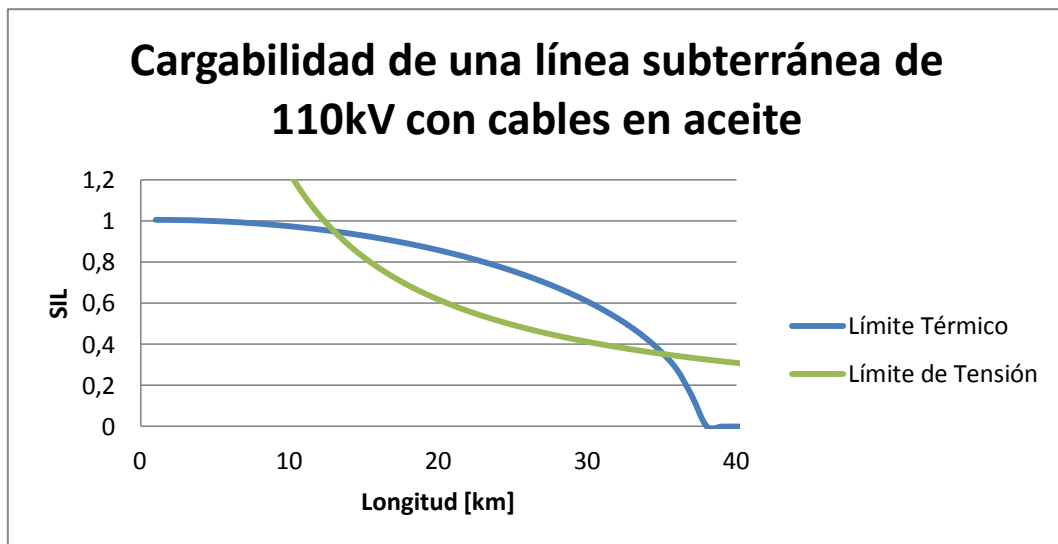


Gráfico 3.15: Curva de cargabilidad de una línea subterránea con cables en aceite directamente enterrados operando a 110 kV.

En este caso se puede ver que la longitud de la línea disminuye en relación a la línea con cables XLPE a igual tensión, esto se debe a que su ampacidad es menor.

Los primeros 13 km de línea se rigen por el límite térmico, por lo que a esa distancia se puede transmitir una potencia de 255 MW ya que el SIL de esta línea es de 268 MW. Para una longitud mayor su capacidad se ve disminuida por el límite de tensión por lo que a una distancia de 30 km se podrá transmitir una potencia de 107 MW.

En el caso de tener la línea con cables de similares características operando a 220 kV, la curva de cargabilidad es la siguiente.

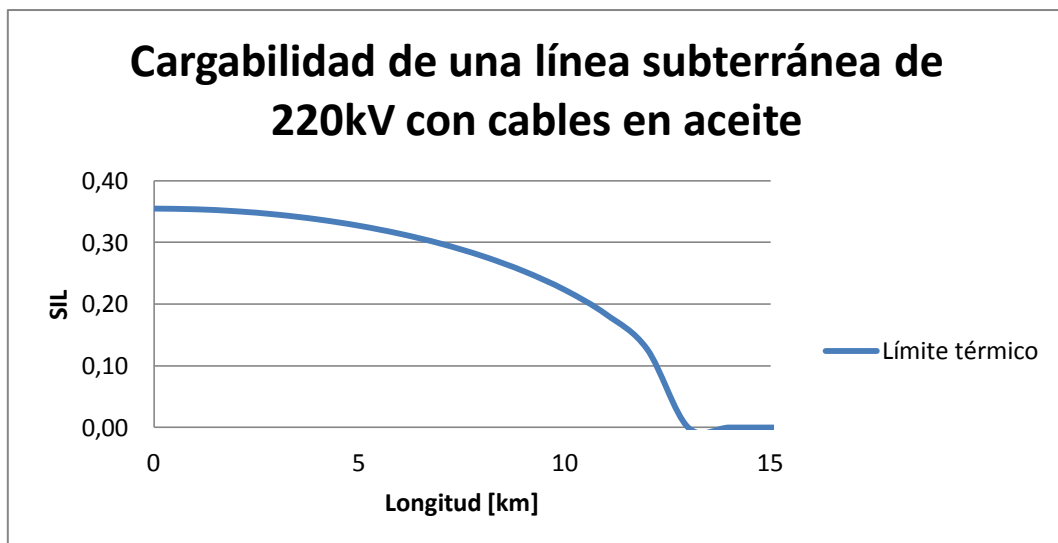


Gráfico 3.16: Curva de cargabilidad de una línea subterránea con cables en aceite directamente enterrados operando a 220 kV.

En la curva se puede ver que la longitud disminuye considerablemente y que no se produce una limitación por variación de tensión. El SIL de esta línea es de 1072 MW, por lo que a una distancia de 12 km se puede transmitir una potencia de 134 MW.

Los cables de potencia en aceite que usan papel como aislante, no presentan muy buenas características en alta tensión, pero su uso es posible hasta una tensión de 220 kV bajo las condiciones supuestas en el estudio. Para tensiones mayores, las pérdidas en el dieléctrico son demasiado elevadas por lo que su uso no es conveniente.

Al usar cables PPL en la línea subterránea, operando a una tensión de 110 kV, su curva de cargabilidad es como la que se muestra en el siguiente Gráfico. Donde se puede ver que los primeros 16 km la línea se limita térmicamente, para luego pasar a ser la tensión lo que limita la transmisión de potencia en la línea.

El SIL de la línea subterránea a 110 kV es de 231 MW, por lo que se puede transmitir en una línea de 17 km una potencia de 254 MW para luego por límite de tensión se puede transmitir, por ejemplo, 93 MW en una línea de 44 km.

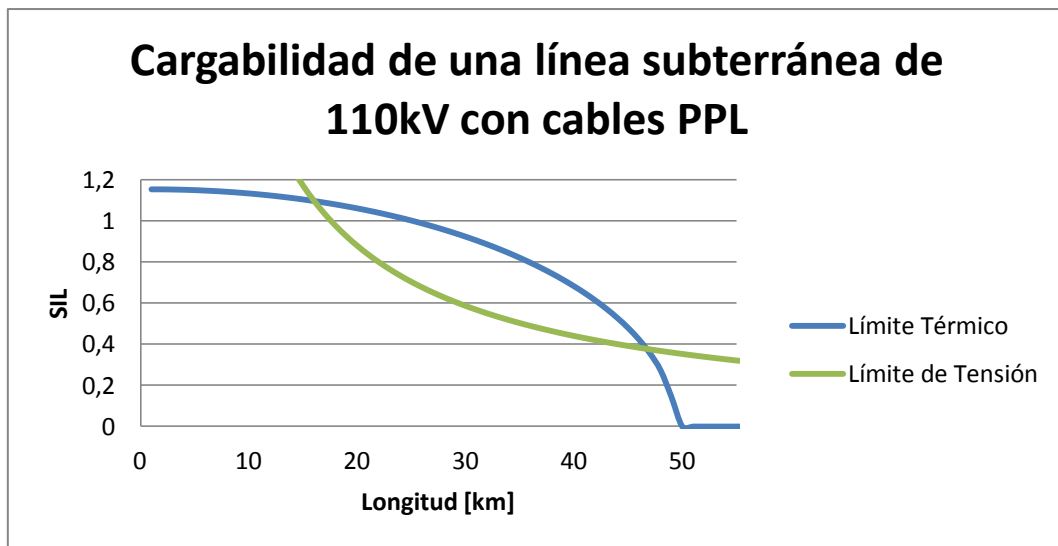


Gráfico 3.17: Curva de cargabilidad de una línea subterránea con cables PPL directamente enterrados operando a 110 kV.

Una línea subterránea de 220 kV con cables PPL, presenta una curva de cargabilidad como la que se muestra en el Gráfico 3.19.

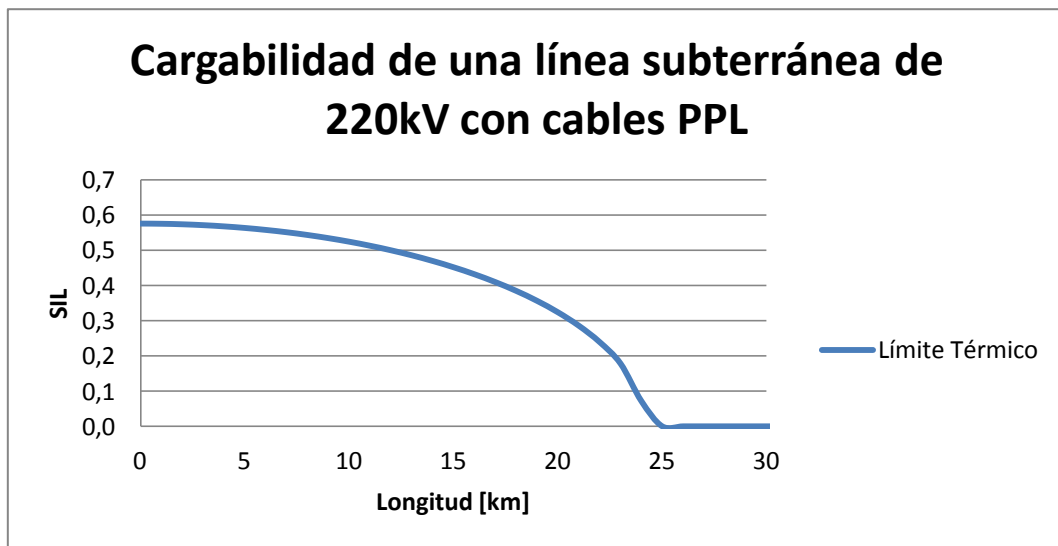


Gráfico 3.18: Curva de cargabilidad de una línea subterránea con cables PPL directamente enterrados operando a 220 kV.

Al operar la línea a 220 kV, sólo se tiene límite térmico en la línea, por lo que al tener un SIL de 924 MW, se puede transmitir 277 MW a una distancia de 22 km.

Para una línea con cables PPL a 500 kV, su curva de cargabilidad es la siguiente. Donde se puede ver que al tener un SIL de 4770 se puede transmitir una potencia de 477 MW en una línea de 7 km de largo.

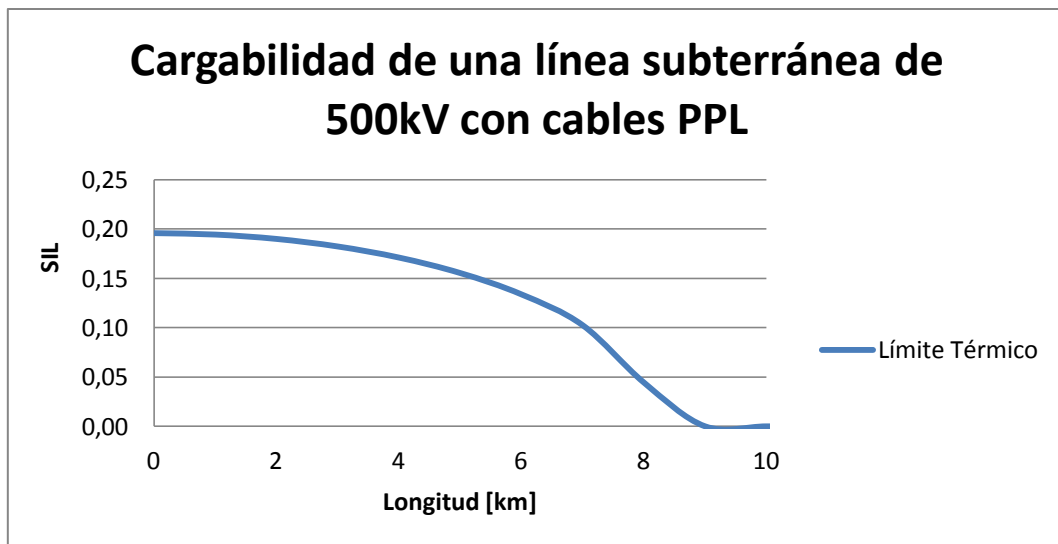


Gráfico 3.19: Curva de cargabilidad de una línea subterránea con cables PPL directamente enterrados operando a 500 kV.

Para similares condiciones de instalación, se puede ver que las líneas tienen distintas capacidades, lo que depende de las características de cada cable de potencia y de la tensión de operación, por lo que parámetros como el factor de pérdida de los cables es un ítem fundamental al momento de determinar que cable usar en una línea subterránea directamente enterrada.

Los cables XLPE y PPL muestran una capacidad aceptable para tensiones de 110 kV a 500 kV, pero siempre los cables XLPE muestran una mayor capacidad de transporte de potencia y permiten una mayor longitud. En el caso de los cables en aceite que usan papel como material aislante, su capacidad está bastante por debajo de los cables PPL y XLPE e incluso para tensiones de 500 kV no pueden ser usados debido a que tienen un factor de pérdida en el dieléctrico muy alto.

Es importante mencionar que para la confección de las curvas se considera una carga netamente resistiva en el extremo receptor y no se considera compensación de reactivos en ningún extremo de la línea subterránea.

4. Simulación de la Línea subterránea Lo Aguirre – Cerro Navia

4.1. Introducción

En esta etapa del trabajo, se plantean dos situaciones a simular. En la primera se realiza un modelo de cable de potencia con la herramienta computacional DigSILENT Power Factory. Simulación con la que se estudia un flujo de potencia en una línea que está formada por un segmento de línea aérea, conectada a una línea subterránea, a la que se conecta distintos tipos de carga.

Luego se realiza la modelación de la interconexión de la subestación Lo Aguirre con la subestación Cerro Navia en el SIC, por medio de una línea subterránea, en DigSILENT Power Factory, para luego realizar un flujo de potencia con el fin de ver el comportamiento de la línea y como se ven afectadas las subestaciones a las que se conecta, considerando un nivel de demanda medio en el sistema.

4.2. Línea con Cable de Potencia

Para ver el comportamiento de la línea subterránea, se considera un esquema radial, el cual se conecta a un sistema. La línea cuenta con un tramo de 50 km de línea aérea, para luego terminar con un tramo de 16 km de línea subterránea, como se puede ver en la Figura 4.2, a la que en el extremo receptor se conecta una carga, la que puede ser netamente resistiva, inductiva o capacitiva.

Los cables que se usan en la línea, corresponde a cables XLPE de características iguales a las que se muestran en la Tabla 4.1 y los cálculos que se realizan para determinarlo se encuentran en el Anexo C.

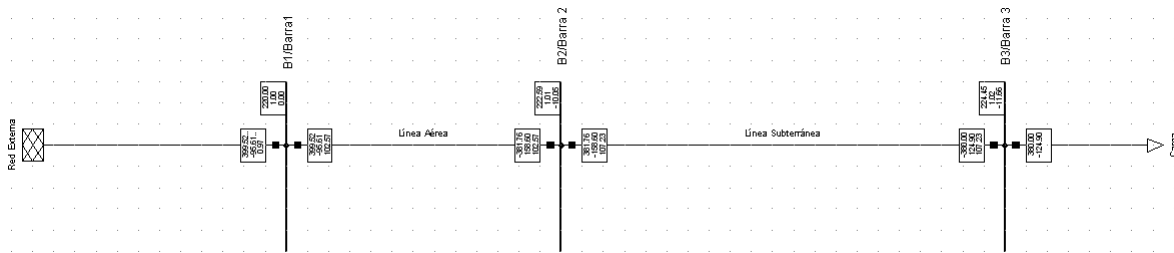


Figura 4.1: Línea radial.

Para ver el efecto de la línea subterránea con cables de potencia, se realiza un flujo de carga, del cual interesa ver la tensión en los extremos de la línea y la potencia que se transmite por ella.

En la Tabla 4.3 se muestra la tensión en las barras de la línea, para una carga netamente resistiva.

Tabla 4.1: Resultados del flujo de potencia, considerando una carga resistiva.

Carga MVA	F.P.	Subestación	Tensión [kV]	Tensión [°/1]	Ángulo [°]
0	1	Barra 1	220	1	0
	1	Barra 2	224,45	1,02	-0,32
	1	Barra 3	224,82	1,02	-0,33
50	1	Barra 1	220	1	0
	1	Barra 2	223,19	1,01	-1,49
	1	Barra 3	223,5	1,02	-1,71
100	1	Barra 1	220	1	0
	1	Barra 2	221,78	1,01	-2,69
	1	Barra 3	222,03	1,01	-3,11
150	1	Barra 1	220	1	0
	1	Barra 2	220,22	1	-3,89
	1	Barra 3	220,4	1	-4,54
200	1	Barra 1	220	1	0
	1	Barra 2	218,49	0,99	-5,12
	1	Barra 3	218,6	0,99	-5,99
250	1	Barra 1	220	1	0
	1	Barra 2	216,57	0,98	-6,38
	1	Barra 3	216,61	0,98	-7,48
300	1	Barra 1	220	1	0
	1	Barra 2	214,45	0,97	-7,66
	1	Barra 3	214,41	0,97	-9,01
350	1	Barra 1	220	1	0
	1	Barra 2	212,11	0,96	-8,98
	1	Barra 3	211,98	0,96	-10,59
400	1	Barra 1	220	1	0
	1	Barra 2	209	0,95	-10,34
	1	Barra 3	209,29	0,95	-12,22

El flujo de potencia para esta línea subterránea es el que se muestra en la Tabla a continuación.

Tabla 4.2: Flujo de potencia en la línea subterránea considerando una carga resistiva.

Carga MVA	Conexión	Potencia Activa MW	Potencia Reactiva MVAr	Carga [%]
0	Barra 2	0,97	-45,96	11,83
	Barra 3	0	0	11,83
50	Barra 2	50,97	-45,25	17,63
	Barra 3	-50	0	17,63
100	Barra 2	101	-44,12	28,69
	Barra 3	-100	0	28,69
150	Barra 2	151,05	-42,54	41,14
	Barra 3	-150	0	41,14
200	Barra 2	201,12	-40,49	54,21
	Barra 3	-200	0	54,21
250	Barra 2	251,23	-37,94	67,73
	Barra 3	-250	0	67,73
300	Barra 2	301,36	-34,85	81,67
	Barra 3	-300	0	81,67
350	Barra 2	351,53	-31,17	96,06
	Barra 3	-350	0	96,06
400	Barra 2	401,73	-26,83	110,95
	Barra 3	-400	0	110,95

Al tener conectada a la línea una carga resistiva, los reactivos que producen los cables de potencia son inyectados en su totalidad en la barra 2. Al tener la línea en vacío, la tensión en la barra 1 y 2 es de 1,02 [°/1], un 2 % superior a la tensión nominal, y se inyectan 45,96 MVAr en la barra 2.

A medida que la carga de la línea se incrementa, la tensión y la potencia reactiva que inyectan los cables disminuye, teniendo una tensión de 0,96 en la barra 2 y 3, inyectando 31,17 MVAr en la barra 2, cuando el nivel de carga del cable llega al 96,06 %.

Con lo que se puede apreciar que al tener una línea subterránea, con una carga resistiva, esta inyecta reactivos en el extremo transmisor produciendo una sobretensión, la que disminuye a medida que la carga de la línea aumenta, ya que una mayor capacidad de la línea es ocupada por la potencia activa que se debe inyectar en la carga.

Considerando en esta oportunidad una carga con un factor de potencia de 0,95 inductivo, se tiene la tensión en las barras que se muestra en la Tabla siguiente.

Tabla 4.3: Resultado del flujo de potencia, considerando una carga inductiva.

Carga MVA	F.P.	Subestación	Tensión [kV]	Tensión [°/1]	Ángulo [°]
0	0,95 ind.	Barra 1	220	1	0
	0,95 ind.	Barra 2	224,45	1,02	-0,32
	0,95 ind.	Barra 3	224,82	1,02	-0,33
50	0,95 ind.	Barra 1	220	1	0
	0,95 ind.	Barra 2	221,8	1,01	-1,35
	0,95 ind.	Barra 3	221,86	1,01	-1,55
100	0,95 ind.	Barra 1	220	1	0
	0,95 ind.	Barra 2	218,98	1	-2,4
	0,95 ind.	Barra 3	218,71	0,99	-2,81
150	0,95 ind.	Barra 1	220	1	0
	0,95 ind.	Barra 2	215,95	0,98	-3,49
	0,95 ind.	Barra 3	215,35	0,98	-4,11
200	0,95 ind.	Barra 1	220	1	0
	0,95 ind.	Barra 2	212,69	0,97	-4,6
	0,95 ind.	Barra 3	211,74	0,96	-5,46
250	0,95 ind.	Barra 1	220	1	0
	0,95 ind.	Barra 2	209,17	0,95	-5,76
	0,95 ind.	Barra 3	207,85	0,94	-6,87
300	0,95 ind.	Barra 1	220	1	0
	0,95 ind.	Barra 2	205,34	0,93	-6,97
	0,95 ind.	Barra 3	203,62	0,93	-8,35

El flujo de potencia en la línea subterránea con una carga inductiva es el que se ve en la Tabla a continuación.

Tabla 4.4: Flujo de potencia en la línea subterránea considerando una carga inductiva.

Carga MVA	Conexión	Potencia Activa MW	Potencia Reactiva MVar	Carga [%]
0	Barra 2	0,97	-45,96	11,83
	Barra 3	0	0	11,83
50	Barra 2	48,46	-29,08	14,71
	Barra 3	-47,5	-15,61	14,71
100	Barra 2	95,97	-11,74	26,4
	Barra 3	-95	-31,22	26,4
150	Barra 2	143,5	6,07	40,22
	Barra 3	-142,5	-46,84	40,22
200	Barra 2	191,07	24,43	54,53
	Barra 3	-190	-62,45	54,53
250	Barra 2	238,67	43,4	69,44

Carga MVA	Conexión	Potencia Activa MW	Potencia Reactiva MVAr	Carga [%]
	Barra 3	-237,5	-78,04	69,44
300	Barra 2	286,31	63,08	85,06
	Barra 3	-285	-93,67	85,06

Al conectar una carga inductiva en el extremo receptor, se produce una menor inyección de reactivos por parte del cable de potencia en la barra 2, ya que la carga absorbe parte de los reactivos que produce el cable.

El cable inyecta reactivos hasta una carga de aproximadamente 100 MVA y cuando la carga aumenta a 150 MVA, los reactivos que produce el cable ya no son suficientes por lo que el sistema es quien debe suplir la diferencia de reactivos en la carga.

Al tener que inyectar reactivos desde el sistema, además de los que entrega el cable, se produce una mayor caída de tensión en la línea y en particular en el cable, obteniendo una tensión de 0,94 [°/1] en la barra 3 al conectar una carga de 250 MVA. Esto produce un límite por caída de tensión, lo que afecta la magnitud de carga que se puede conectar a la línea.

Si bien en la práctica es muy poco probable tener una carga capacitiva, para efectos del estudio, en esta oportunidad se considera una carga con un factor de potencia de 0,95 capacitiva, con la que se producen las siguientes tensiones en las barras de la línea.

Tabla 4.5: Resultado del flujo de potencia, considerando una carga capacitiva.

Carga MVA	F.P.	Subestación	Tensión [kV]	Tensión [°/1]	Ángulo [°]
0	0,95 Cap.	Barra 1	220	1	0
	0,95 Cap.	Barra 2	224,45	1,02	-0,32
	0,95 Cap.	Barra 3	224,82	1,02	-0,33
50	0,95 Cap.	Barra 1	220	1	0
	0,95 Cap.	Barra 2	224,69	1,02	-1,52
	0,95 Cap.	Barra 3	225,25	1,02	-1,73
100	0,95 Cap.	Barra 1	220	1	0
	0,95 Cap.	Barra 2	224,79	1,02	-2,73
	0,95 Cap.	Barra 3	225,55	1,03	-3,13
150	0,95 Cap.	Barra 1	220	1	0
	0,95 Cap.	Barra 2	224,76	1,02	-3,93
	0,95 Cap.	Barra 3	225,71	1,03	-4,53
200	0,95 Cap.	Barra 1	220	1	0
	0,95 Cap.	Barra 2	224,6	1,02	-5,14
	0,95 Cap.	Barra 3	225,74	1,03	-5,93
250	0,95 Cap.	Barra 1	220	1	0
	0,95 Cap.	Barra 2	224,31	1,02	-6,35
	0,95 Cap.	Barra 3	225,63	1,03	-7,34
300	0,95 Cap.	Barra 1	220	1	0
	0,95 Cap.	Barra 2	223,88	1,02	-7,57

Carga MVA	F.P.	Subestación	Tensión [kV]	Tensión [°/1]	Ángulo [°]
	0,95 Cap.	Barra 3	225,38	1,02	-8,77
350	0,95 Cap.	Barra 1	220	1	0
	0,95 Cap.	Barra 2	223,31	1,02	-8,81
	0,95 Cap.	Barra 3	224,99	1,02	-10,2
400	0,95 Cap.	Barra 1	220	1	0
	0,95 Cap.	Barra 2	222,59	1,01	-10,05
	0,95 Cap.	Barra 3	224,45	1,02	-11,66

El flujo de potencia en la línea subterránea con una carga capacitiva es el siguiente.

Tabla 4.6 Flujo de potencia en la línea subterránea considerando una carga capacitiva.

Carga MVA	Conexión	Potencia Activa MW	Potencia Reactiva MVAr	Carga [%]
0	Barra 2	0,97	-45,96	11,83
	Barra 3	0	0	11,83
50	Barra 2	48,49	-61,48	20,12
	Barra 3	-47,5	15,61	20,12
100	Barra 2	96,03	-76,59	31,55
	Barra 3	-95	31,22	31,55
150	Barra 2	143,6	-91,3	43,71
	Barra 3	-142,5	46,84	43,71
200	Barra 2	191,18	-105,6	56,14
	Barra 3	-190	62,45	56,14
250	Barra 2	238,79	-119,5	68,73
	Barra 3	-237,5	78,06	68,73
300	Barra 2	286,42	-132,97	81,43
	Barra 3	-285	93,68	81,43
350	Barra 2	334,08	-146,01	94,26
	Barra 3	-332,5	109,29	94,26
400	Barra 2	381,76	-158,6	107,23
	Barra 3	-380	124,9	107,23

Como se puede ver en este caso siempre se inyectan reactivos a la red por parte de la carga y de la línea subterránea, lo que produce que la tensión en la barra 3 siempre se encuentre por sobre la tensión nominal.

En el caso de conectar una carga de 400 MVA en la línea, se tendría una inyección de reactivos hacia el sistema, en la barra 2, de 124,9 MVAr, magnitud excesivamente elevada.

Con las situaciones descritas se busca explicitar el hecho de que la carga conectada en la línea subterránea, condiciona la operación de la línea, mostrando las posibles situaciones que se pueden producir. De lo que se ve la conveniencia de tener compensación de reactivos para mejorar las condiciones de operación de la línea.

4.3. Línea de Transmisión Lo Aguirre – Cerro Navia

El continuo incremento en la demanda de energía en el sistema troncal, se ha reflejado en el hecho de que muchas líneas del sistema están al límite de sus capacidades, por lo que el plan de expansión del sistema de transmisión troncal, establece que con el fin de aliviar el flujo de carga en las líneas Cerro Navia – Lampa 220 kV y Chena – Cerro Navia 220 kV, la construcción de una subestación seccionadora, Lo Aguirre 220/500 kV, lo que implicaría el seccionamiento de la línea Alto Jahuel – Polpaico 500 kV y el de la línea Cerro Navia – Rapel 220 kV. La ubicación de dicha subestación seccionadora sería en el kilómetro 16,5 de la ruta CH – 68 en la comuna de Pudahuel, provincia de Santiago, región Metropolitana [15].

El proyecto, además contempla la conexión de la Subestación Lo Aguirre 220 kV con la Subestación Cerro Navia 220 kV, por medio de la línea 2X1000 MVA Lo Aguirre – Cerro Navia 220 kV, lo que permitiría descongestionar en parte el sistema de 220 kV en la zona central del Sistema de Transmisión Troncal [15].

En la Figura 4.1 se muestra el diagrama unilineal del informe del Plan de expansión del sistema de transmisión troncal, donde se puede ver la disposición de la Línea Lo Aguirre – Cerro Navia y de la subestación Lo Aguirre.

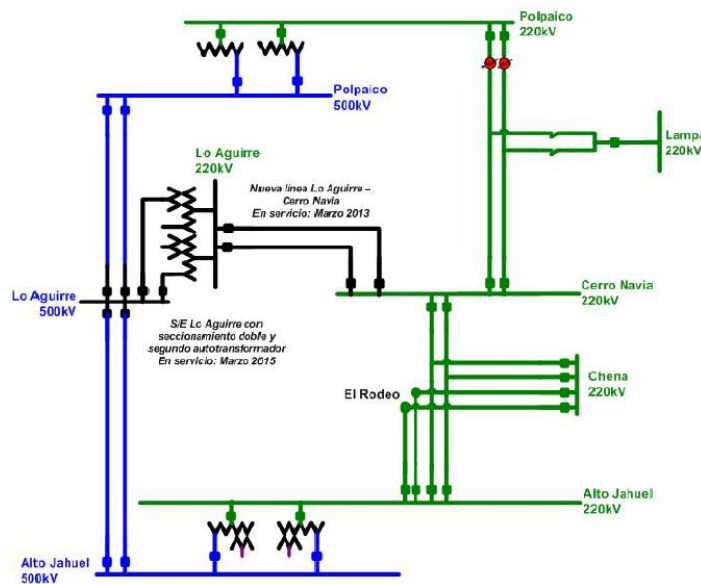


Figura 4.2: Proyecto de expansión del sistema troncal [15].

Si bien el proyecto contempla la instalación de una subestación y el seccionamiento de las líneas anteriormente mencionadas, el trabajo se centra en la conexión Lo Aguirre – Cerro Navia.

La línea Lo Aguirre – Cerro Navia 220 kV, tendrá una longitud de 16 km y parte de ella pasará por una zona residencial, por lo que es conveniente que su instalación sea subterránea, lo que motiva el estudio de una línea subterránea Lo Aguirre – Cerro Navia 220 kV.

La línea doble circuito, debe tener una capacidad de 1000 MVA por circuito lo que implica una corriente de 2,624 kA por cable, ya que la línea es de 220 kV. Para seleccionar el cable se hace un cálculo de la ampacidad para un cable XLPE, ya que son los que presentan mayor

capacidad en líneas subterránea directamente enterradas. Las características del cable se muestran en la siguiente Tabla. Los resultados de los cálculos realizados para obtener la ampacidad de la línea se muestran en el Anexo C.

Tabla 4.7: Dimensiones del cable XLPE.

Datos del cable XLPE		
Sección del conductor	2200	[mm ²]
Diámetro del conductor	57,4	[mm]
Espesor del aislante	24	[mm]
Diámetro exterior del aislante	109	[mm]
Espesor de la cubierta de Al	2,8	[mm]
Protección externa	5	[mm]
Diámetro del cable	146	[mm]

En el trabajo se considera una base de datos existente del Sistema Interconectado Central del año 2010, la que cuenta con el número de dispositivos que se muestra en la Tabla 4.2. En el modelo mencionado se implementa la subestación Lo Aguirre, se realiza el seccionamiento de las líneas correspondientes y se realiza la instalación de la línea subterránea a estudiar.

Tabla 4.8: Dispositivos con los que cuenta el modelo del SIC.

Dispositivos	
Subestaciones	326
Líneas	856
Transformadores de dos devanados	401
Transformadores de tres devanados	102
Máquinas sincrónicas	110
Cargas	473
Compensadores	177

Para ver el comportamiento de los cables de potencia se plantean dos situaciones. En la primera se considera una línea a la que se conectan distintos tipos de carga y por medio del estudio de un flujo de potencia se busca observar el efecto de la carga en el comportamiento de la línea.

La segunda situación, corresponde al estudio de la línea subterránea implementada en el Sistema Troncal, para lo que se realiza un flujo de potencia del SIC, usando la herramienta computacional DigSILENT Power Factory. En la simulación no se considera una hidrología en particular, ya que el enfoque del trabajo es estudiar la línea subterránea, los dispositivos adyacentes a ella y no el comportamiento del sistema completo o en alguna situación estacional en particular.

4.3.1. Escenario de Estudio

El escenario de simulación del sistema está determinado por la demanda, en este caso se considera una demanda media. Un resumen de las características del sistema que se obtienen luego del flujo de carga, son las que muestran en la siguiente Tabla.

Tabla 4.9: Condiciones del sistema ante una demanda media.

Características del Sistema			
	MVA	MW	MVAr
Generación	6086,55	6086,19	-66,41
Carga	5947,1	5847,53	1083,7
Pérdidas	-----	238,66	-662,34
Compensación inductiva	-----	-----	1133,45
Compensación capacitiva	-----	-----	-1621,22

Bajo estas condiciones de simulación, las barras próximas a la línea subterránea presentan las condiciones de tensión que se muestran en la Tabla 4.10.

Tabla 4.10: Tensión en las barras cercanas a la línea subterránea.

Subestación	Tensión [kV]	Tensión [°/1]	Ángulo [°]
Polpaico 220 kV	232,7	1,058	15,5
Cerro Navia 220 kV	231,6	1,053	13,1
Lampa 220 kV	231,9	1,054	14,1
Chena 220 kV	232,5	1,057	12,4
Alto Jahuel 220 kV	235,9	1,072	12,6
Lo Aguirre 220 kV	231,7	1,053	13,7
Polpaico 500 kV	525,4	1,051	15,5
Lo Aguirre 500 kV	526,5	1,053	15,5
Alto Jahuel 500 kV	527	1,054	15,9

Como se puede ver en la Tabla anterior, las tensiones de las barras Lo Aguirre y Cerro Navia, se encuentran operando a una tensión de 1,053 [°/1], un 5,3 % sobre la tensión nominal. La sobretensión puede aumentar si la carga de la línea subterránea disminuye, debido a que los cables inyectan una mayor cantidad de reactivos en las barras. Esta situación hace necesaria la compensación de reactivos en la barra Cerro Navia y Lo Aguirre 220 kV.

El flujo de potencia en la línea subterránea es el que se presentan en la siguiente Tabla.

Tabla 4.11: Condiciones de operación de la línea subterránea, con una demanda media en el sistema.

Línea subterránea	Extremo	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVAr]	Carga de la línea [%]
Cable Lo Aguirre - Cerro Navia 220kV 1	Lo Aguirre	157,6	-28,8	23,1
	Cerro Navia	-157,5	-19,4	23,1
Cable Lo Aguirre - Cerro	Lo Aguirre	157,6	-28,8	23,1

Línea subterránea	Extremo	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVar]	Carga de la línea [%]
Navia 220kV 2	Cerro Navia	-157,5	-19,4	23,1

Como se puede ver, de las condiciones de operación de la línea subterránea, esta inyecta potencia reactiva en ambos extremos de la línea, que es lo esperado ya que los cables de potencia son una fuente de potencia reactiva. Bajo las condiciones de demanda supuestas, la carga de la línea es del 23,1 % de su capacidad, por lo que la línea subterránea estaría en condiciones de aumentar la cantidad de potencia a transmitir.

Bajo las mismas condiciones de demanda en el sistema, se realiza la desconexión del cable Lo Aguirre – Cerro Navia 220 kV 2, para ver cómo se comporta la línea subterránea en relación a un criterio N – 1.

Tabla 4.12: Tensión en las barras cercanas a la línea subterránea, según criterio N – 1.

Subestación	Tensión [kV]	Tensión [°/1]	Ángulo [°]
Polpaico 220 kV	232,1	1,055	15,3
Cerro Navia 220 kV	230,4	1,047	12,7
Lampa 220 kV	231	1,05	13,7
Chena 220 kV	231,4	1,052	12,1
Alto Jahuel 220 kV	235	1,068	12,3
Lo Aguirre 220 kV	230,5	1,048	13,8
Polpaico 500 kV	523,5	1,047	15,4
Lo Aguirre 500 kV	524,5	1,049	15,4
Alto Jahuel 500 kV	525,1	1,05	15,8

Como se puede ver en la Tabla 4.12, la tensión que se tiene en la barra de conexión en la subestación Cerro Navia y en Lo Aguirre 220 kV disminuye en relación a la situación anterior, ya que la potencia reactiva que inyecta el cable es menor que cuando se tiene ambos circuitos conectados.

El flujo de potencia del cable, es el que se muestra en la Tabla 4.13.

Tabla 4.13: Condiciones de operación de la línea subterránea, con una demanda media en el sistema, bajo el criterio N – 1.

Línea subterránea	Extremo	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVar]	Carga de la línea [%]
Cable Lo Aguirre - Cerro Navia 220kV 1	Lo Aguirre	276,1	-36,8	40,3
	Cerro Navia	-275,7	-7,3	40,3

Bajo estas condiciones se puede ver que la línea puede cumplir con el criterio N – 1, cuando se tiene una demanda media en el sistema, ya que la carga de la línea llega al 40,3 % de su capacidad. La cantidad de reactivos que se inyecta es de 36,8 MVar en Lo Aguirre y 7,3 en Cerro Navia, mientras que en condiciones de conexión normal la cantidad de reactivos que se

inyectan en Cerro Navia es de 38,8 MVar y en Lo Aguirre se tiene una inyección de reactivos de 57,6 MVar, lo que explicaría la disminución de tensión en sus barras de conexión.

En el caso de tener una línea aérea, Lo Aguirre – Cerro Navia 220 kV, el flujo de carga considerando el mismo caso de estudio, arroja los siguientes valores de tensión en las barras de interés, Tabla 4.14.

Tabla 4.14: Tensión en las barras cercanas a la línea aérea.

Subestación	Tensión [kV]	Tensión [°/1]	Ángulo [°]
Polpaico 220 kV	231,4	1,052	15,2
Cerro Navia 220 kV	229,3	1,042	12,7
Lampa 220 kV	230,1	1,046	13,7
Chena 220 kV	230,5	1,048	12
Alto Jahuel 220 kV	234,1	1,064	12,2
Lo Aguirre 220 kV	229,9	1,045	13,6
Polpaico 500 kV	522,1	1,044	15,3
Lo Aguirre 500 kV	523,1	1,046	15,3
Alto Jahuel 500 kV	523,7	1,047	15,7

En el caso de tener una línea aérea, la tensión Lo Aguirre y Cerro Navia es menor que cuando se tiene una línea subterránea, como se puede ver en la Tabla, ya que la cantidad de reactivos en las barras respectivas es menor, debido a que los conductores de la línea aérea bajo este nivel de carga, no producen la cantidad de reactivos que producen los cables.

El flujo de potencia que se tiene en la línea aérea, es el que se ve en la Tabla 4.15.

Tabla 4.15: Condiciones de operación de la línea aérea, con una demanda media en el sistema.

Línea aérea	Extremo	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVar]	Carga de la línea [%]
Línea Lo Aguirre - Cerro Navia 220kV 1	Lo Aguirre	142,9	-16,5	69,7
	Cerro Navia	-142,3	16,5	69,7
Línea Lo Aguirre - Cerro Navia 220kV 2	Lo Aguirre	142,9	-16,5	69,7
	Cerro Navia	-142,3	16,5	69,7

En las condiciones del sistema, al usar una línea aérea que conecte las subestaciones Cerro Navia y Lo Aguirre, permite transportar una menor cantidad de potencia, ya que al transportar 285,8 MW desde Lo Aguirre a Cerro Navia, ocupa un 69,7 % de su capacidad, mientras que la línea subterránea permite el transporte de 315,2 MW desde Lo Aguirre a Cerro Navia ocupando un 23,1 % de su capacidad.

5. Conclusiones y Trabajo Futuro

Este Trabajo de Título propone un estudio de cables de potencia para aplicaciones en corriente alterna. En él se puede conocer e identificar parámetros y condiciones de operación de líneas subterráneas en alta tensión con cables de potencia directamente enterrados en el terreno. Lo que cumple con el objetivo de establecer un criterio que permita discriminar entre las distintas tecnologías de cables y obtener una estimación preliminar de la capacidad de las líneas subterráneas con cables de potencia AC. Objetivos que permiten que este trabajo entregue los criterios principales a considerar en el diseño de una línea subterránea con cables de potencia.

Al momento de tomar la decisión de implementar una línea subterránea en alta tensión AC, se debe tener condiciones muy claras que justifiquen dicha decisión, debido a la gran diferencia de costos entre una línea aérea y su equivalente subterráneo.

Para aplicaciones en alta tensión AC, se conocen en principio cuatro tecnologías de cables de potencia. De esas cuatro tecnologías se descartan los cables con masa impregnada para aplicaciones en alta tensión AC, debido a su mal factor de pérdidas en el dieléctrico y a que el dieléctrico se deteriora rápidamente cuando se producen descargas parciales en él. Las otras tres tecnologías de cables corresponden a cable XLPE (polietileno reticulado) y cables en aceite (*Oil filled*) los que pueden ser con aislante de papel o papel con revestimiento de polipropileno.

Los factores principales a considerar al momento de seleccionar un cable de potencia para aplicaciones en alta tensión AC, es la temperatura de operación de los cables, el factor de pérdidas en el dieléctrico y la resistividad térmica del terreno, ya que estos factores afectan directamente la capacidad de los cables de potencia.

La temperatura de operación máxima de los cables XLPE es de 90 °C, mientras que la temperatura de operación de los cables en aceite es de 85 °C, por lo que los cables XLPE, permiten, bajo este concepto una mayor capacidad de la línea. En el caso de la resistividad térmica del terreno, es un factor que afecta a todas las tecnologías por igual, por lo que no se puede usar como un punto de comparación entre tecnologías, pero es importante destacar que la variación de la resistividad térmica del terreno puede hacer variar la capacidad de los cables de forma considerable, por lo que siempre es conveniente tener un terreno con una baja resistividad térmica. Por último el factor de pérdidas en el dieléctrico es un factor muy importante, ya que influye de forma muy marcada en la capacidad de los cables. Los cables XLPE son los que presentan el menor factor de pérdida en el dieléctrico, seguidos por los cables PPL que tienen un factor de pérdidas del mismo orden de magnitud, pero en el caso de los cables en aceite con papel aislante, tienen un factor de pérdida de un orden de magnitud superior al de los otros cables, lo que limita bastante su capacidad.

Los parámetros eléctricos de los cables de potencia AC difieren de los parámetros de sus equivalentes aéreas. La resistencia del conductor debe ser ajustada por efecto *skin* y por efecto de la proximidad entre los cables, por lo que la resistencia resulta superior a la resistencia de las líneas aéreas. El efecto proximidad es más fuerte a medida que los cables se encuentran más cerca. En el caso de líneas subterráneas en alta tensión su efecto disminuye debido a que lo recomendado es usar cables monofásicos o de un conductor, mientras que en líneas de menor tensión se puede usar cables de tres conductores o trifásicos por lo que su efecto se ve incrementado. También se tiene que la inductancia serie presenta una magnitud inferior, mientras que la capacitancia paralela es considerablemente superior a la de las líneas aéreas.

Producto de las diferencias en los parámetros entre la línea aérea y subterránea, se tiene que la impedancia característica de los cables es muy inferior, lo que implica que el SIL de los cables sea muy superior al de las líneas aéreas. Si bien esta magnitud permite tener una idea de las capacidades de los cables, esta no se puede considerar como un dato determinante que permita concluir que la capacidad de los cables es muy superior a las líneas aéreas, ya que en muchos casos dependiendo de la longitud de la línea, la tecnología y las condiciones ambientales, los cables operan bastante por debajo del SIL.

La capacidad de las líneas subterráneas en estudio, se ven afectadas por las limitaciones térmicas y en algunos casos limitaciones por variación de tensión, además de eso su longitud es muy inferior a la de las líneas aéreas, debido a la cantidad de reactivos que producen los cables.

En el caso de los cables XLPE considerando solo su límite térmico y una longitud bastante resucida, puede transmitir potencias de 332 MW, 632 MW y 1286 MW para tensiones de 110 kV, 220 kV y 500 kV respectivamente. Para los cables PPL considerando sólo el límite térmico se tiene una capacidad de 266 MW, 532 MW y 933 MW para tensiones de 110 kV, 220 kV y 500 kV. Por último para los cables en aceite con papel aislante, se tiene una capacidad de 269 MW y 381 para tensiones de 110 kV y 220 kV. Para tensiones superiores a 220 kV no es posible transmitir potencia en los cables en aceite con papel aislante, debido a que las pérdidas en el dieléctrico del cable son muy elevadas.

La longitud máxima de la línea, dependiendo de la capacidad de los cables que use, es bastante reducida. Para cables XLPE se tiene que la longitud máxima es de 66 km, 33 km y 13 km para tensiones de 110 kV, 220 kV y 500 kV respectivamente. En el caso de los cables PPL la longitud máxima de sus cables es de 50 km, 24 km y 8 km para tensiones de 110 kV, 220 kV y 500 kV. Por último las longitudes máximas de las líneas con cables en aceite que tiene papel aislante son de 37 km y 13 km para tensiones de 110 kV y 220 kV respectivamente.

La longitud y capacidad de los cables, se pueden mejorar manipulando la resistividad térmica del entorno de los cables, y manejando la diferencia de temperatura entre el cable y su entorno. Otra forma de aumentar la longitud de las líneas subterráneas es el uso de compensación de reactivos, lo que no sería aplicable a líneas submarinas.

Las líneas que cuentan con cable de potencia AC son una fuente de reactivos, los que son inyectados en el punto transmisor y en punto receptor. La cantidad de reactivos que inyecta la línea subterránea varía dependiendo de la carga que se conecta a ella. Al conectar una carga resistiva los cables sólo inyectan reactivos a la red, si se deja la línea de 220 kV en vacío, y se usan cables XLPE, estos inyectan 62 MVAR al sistema, al usar cables PPL se inyectan 49,5 MVAR y en el caso de los cables en aceite se inyecta una potencia reactiva de 31 MVAR. Al tener una carga inductiva, parte de los reactivos creados por los cables, son absorbidos por la carga. Mientras que la carga sea baja, los reactivos de los cables se distribuirán entre el sistema y la carga, pero al aumentar la carga, serán necesarios reactivos desde el sistema, lo que produce una caída de tensión en la línea subterránea, si la carga es alta. Al conectar una carga capacitiva, siempre se inyectan reactivos al sistema y además se opera por sobre la tensión nominal.

Junto con determinar las características de los cables, también se estudia la instalación de una línea subterránea de 16 km en el sistema de transmisión troncal, donde se considera un escenario de demanda media en el sistema. La línea subterránea conecta la subestación Lo Aguirre 220 kV con la subestación Cerro Navia. Al realizar un flujo de potencia en el sistema, se puede ver que la

línea inyecta reactivos en ambos extremos de la línea y transporta una potencia activa de 315 MW produciéndose una pérdida de 0,2 MW en la línea. Bajo las condiciones de operación descrita, la línea subterránea sólo se encuentra al 23,1 % de su capacidad. Una situación importante a considerar, es la salida de operación de uno de los circuitos, por lo que es pertinente realiza un estudio del criterio N – 1.

Al dejar fuera de servicio un circuito de la línea subterránea, se tiene que la línea conectada inyecta una menor cantidad de reactivos a sistema, ya que solo se encuentra conectado un cable de potencia, y transporta 276,1 MW a Cerro Navia, lo que significa un 40 % de la capacidad de la línea cuando se tiene una demanda media, por lo que bajo estas condiciones la línea cumple con el criterio.

Al considerar la misma línea, bajo las mismas condiciones del sistema, pero en esta oportunidad se implementa una línea aérea, se transporta 285,8 MW desde Lo Aguirre a Cerro Navia y no se tiene la inyección de reactivos en ambos extremos de la línea, sino que se transporta reactivos desde Cerro Navia a Lo Aguirre. Bajo estas condiciones de operación se tiene que la línea aérea Lo Aguirre – Cerro Navia 220 kV opera a un 69,7 % de su capacidad, lo que deja en evidencia que la línea subterránea en estudio tiene una mayor capacidad que una línea aérea equivalente.

El estudio que se realiza en este trabajo es cuasiestático, por lo que sería un tema interesante realizar un estudio dinámico de sistemas que cuentan con cables de potencia AC, donde se pueda estudiar el comportamiento y efecto de los cables ante diversas situaciones que se puedan producir. Un estudio de transientes donde se determine como se modifica y afecta las capacidades de la línea debido a los cambios de temperatura estacional e incluso diaria, a lo que se puede incluir las variaciones de carga e incluso agregar un estudio de las posibles contingencias que se puedan producir.

Otros aspectos de las líneas con cable de potencia interesantes, que se podrían desarrollar, son los distintos tipos de instalación y ventilación que se usan para aumentar las capacidades de los cables de potencia y estudiar los distintos tipo de métodos que se realizan para disminuir la resistividad del terreno que rodea la línea subterránea.

6. Referencias

- [1] *Department of electrical power engineering, “TET 4195 High Voltage Equipment, Cable Technology”, 2009, Faculty of Information Technology, Mathematics and Electrical Engineering, NTNU.*
- [2] W. Brokering, R. Palma, L. Vargas, “Los Sistemas Eléctricos de Potencia, Ñom Lufke”, 2008, Prentice Hall.
- [3] Dr. Housseem Rafik El Hana Bouchekara, “Transmission and Distribution of Electrical Power”, *Department Of Electrical Engineering, 2009/2010, Umm Al-Qura University.*
- [4] ABB, “*Electrical Transmission and Distribution Reference Book*”, 1997, *Electrical Systems Technology Institute.*

- [5] Turan Gönen, “*Electrical Power Transmission System Engineering, Analysis Design*”, 1987, *California State University*.
- [6] Brian Gregory, “*Choices and Considerations for the Selection of Power Cable in Tunnel Installations*”, 2000, *IEEE Seminar*.
- [7] George J. Anders, “*Rating of Electric Power Cables in Unfavorable Thermal Environment*”, 2005, *IEEE Books & eBooks, IEEE Press*.
- [8] S. Y. King y N. A. Halfter, “*Under Ground Power Cable*”, 1982, *LONGMAN*.
- [9] Peter Graneau, “*Underground Power Transmission, The Science, Technology, and Economics of High Voltage Cables*”, 1979, *Wiley – Interscience Publication*.
- [10] Francisco de León, “*Calculation of Underground Cable Ampacity*”, 2005, *CYME International T&D*.
- [11] E. F. Steennis, “*KEMA Course Power Cables*”, 2012, *Kema Academy*.
- [12] Thomas. Worzyk, “*Submarine Power Cables, Design, Installation, Repair, Environmental Aspects*”, 2009, *Springer*.
- [13] Johan Engström, “*Underground Cables in Transmission Networks*”, 30 January 2007, *Master Thesis, Lund University*.
- [14] Prabha Kundur, “*Power System Stability and Control*”, 1994, *Electric Power Research Institute, McGraw – Hill*.
- [15] CNE, “*Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal*”, Enero de 2009.
- [16] R. D. Dunlop, R. Gutman y P. P. Marchenko, “*Analytical Development of Loadability Characteristics for EHV and UHV Transmission Lines*”, *IEEE Transactions*, March/April 1979.
- [17] F. Farneti, “*ENEL Invests 20 Years in Underground Cable Project*”, 1 Julio 1997, *Sitio Web Transmission & Distribution world*
http://tdworld.com/mag/power_enel_invests_years/

7. Anexos

Anexo A: Catálogo de Cables de Potencia.

YJLW02 YJLW0-Z 型铜芯 127/220kV 交联聚乙烯绝缘皱纹铝护套电力电缆												
YJLW02 YJLW03-Z 127/220kV Cu. Core XLPE Insulated Corrugated Al Sheathed Power Cable												
导体 Conductor			绝缘标称厚度 Nominal Insulation Thickness	绝缘外径 Insulation Outer Dia.	铝护套厚度 Al Sheath Thickness	护套标称厚度 Nominal Sheath Thickness	电缆外径 Cable Overall Diameter	电缆重量大约 kg/km Approx. Weight of Cable		20°C 导体电阻 20°C Conductor DC Resistance	电缆电容 Capacitance	弯曲半径 Bending Radius
标称截面 Nominal Cross Section	形状 Shape	直径 Diameter						YJLW02	YJLW03			
mm ²		mm	mm	mm	mm	mm	Kg/km	Kg/km	Ω/km	μF/km	mm	
400	紧压圆形 Tight Circumferential	23.8	27	80.2	2.4	5.0	115.0	12801	11985	0.0470	0.114	2000
500		26.6	27	84.0	2.4	5.0	120.0	14279	13426	0.0366	0.124	2100
630		30.0	26	85.5	2.4	5.0	122.0	15327	14466	0.0283	0.136	2100
800	分割导体 Divided Conductor	34.8	25	85.5	2.4	5.0	125.0	17897	17007	0.0221	0.156	2200
1000		38.8	24	91.5	2.6	5.0	127.0	19894	18989	0.0176	0.172	2200
1200		42.0	24	95.0	2.6	5.0	131.0	22196	21262	0.0151	0.182	2300
1400		45.2	24	98.2	2.6	5.0	134.0	24444	23487	0.0129	0.190	2300
1600		48.0	24	101.0	2.6	5.0	137.0	26650	25672	0.0113	0.198	2400
1800		50.8	24	103.5	2.8	5.0	139.0	28802	27808	0.0101	0.205	2400
2000		54.0	24	107.0	2.8	5.0	143.0	31106	30082	0.0090	0.215	2500
2200		57.4	24	109.0	2.8	5.0	146.0	34015	32978	0.0083	0.223	2500
2500		61.2	24	114.0	2.8	5.0	150.0	37305	36238	0.0073	0.234	2500

A - 1: Catálogo de cable XLPE con conductor de cobre para una tensión nominal de 220 kV.

Cross-section of conductor	Diameter of conductor	Insulation thickness	Diameter over insulation	Cross-section of screen	Outer diameter of cable	Cable weight (Al-conductor)	Cable weight (Cu-conductor)	Capacitance	Charging current per phase at 50 Hz	Inductance		Surge impedance
										mH/km	mH/km	
mm ²	mm	mm	mm	mm ²	mm	kg/m	kg/m	μF/km	A/km			Ω
Single-core cables, nominal voltage 220 kV (U _m = 245 kV)												
500	26.2	24.0	77.6	185	94.0	8.3	11.4	0.14	5.8	0.44	0.60	40.2
630	29.8	23.0	79.2	185	95.8	8.8	12.7	0.16	6.4	0.42	0.58	36.4
800	33.7	23.0	83.1	185	100.3	9.7	14.7	0.17	6.9	0.41	0.56	33.8
1000	37.9	23.0	87.3	185	104.9	10.7	16.9	0.19	7.4	0.39	0.54	31.3
1200	42.8	23.0	93.8	185	111.8	12.0	19.4	0.21	8.2	0.38	0.52	28.8
1400	46.4	23.0	97.4	185	115.6	12.9	21.6	0.22	8.7	0.37	0.51	27.3
1600	49.8	23.0	100.8	185	119.2	13.8	23.7	0.23	9.1	0.36	0.50	26.0
2000	54.4	23.0	105.4	185	124.2	15.4	27.8	0.24	9.7	0.35	0.49	24.5
2500	62.0	23.0	113.0	185	132.4	17.6	33.1	0.27	10.6	0.34	0.47	22.3

A - 2: Cable XLPE para tensión nominal de 220 kV.

YJLLW02 YJLLW0-Z 型铝芯 127/220kV 交联聚乙烯绝缘皱纹铝护套电力电缆												
YJLLW02 YJLLW03-Z 127/220kV Al. Core XLPE Insulated Corrugated Al Sheathed Power Cable												
导体 Conductor			绝缘标称厚度 Nominal Insulation Thickness	绝缘外径 Insulation Outer Dia.	铝护套厚度 Al Sheath Thickness	护套标称厚度 Nominal Sheath Thickness	电缆外径 Cable Overall Diameter	电缆重量大约 kg/km Approx. Weight of Cable		20℃ 导体电阻 20℃ Conductor DC Resistance	电缆电容 Capacitance	弯曲半径 Bending Radius
标称截面 Nominal Cross Section	形状 Shape	直径 Diameter						YJLLW02	YJLLW03			
mm ²		mm	mm	mm	mm	mm	mm	Kg/km	Kg/km	Ω/km	μ F / km	mm
400	紧压圆形 Conductor 紧压圆形	23.8	27	80.2	2.4	5.0	115.0	10336	9519	0.0778	0.114	2000
500		26.6	27	84.0	2.4	5.0	120.0	11248	10395	0.0605	0.124	2100
630		30.0	26	85.5	2.4	5.0	122.0	11629	10769	0.0469	0.136	2100
800	分割导体 Milliken Conductor	34.8	25	85.5	2.4	5.0	125.0	12722	11832	0.0367	0.156	2200
1000		38.8	24	91.5	2.6	5.0	127.0	13425	12520	0.0291	0.172	2200
1200		42.0	24	95.0	2.6	5.0	131.0	14434	13500	0.0247	0.182	2300
1400		45.2	24	98.2	2.6	5.0	134.0	15388	14431	0.0212	0.190	2300
1600		48.0	24	101.0	2.6	5.0	137.0	16301	15322	0.0186	0.198	2400
1800		50.8	24	103.5	2.8	5.0	139.0	17159	16165	0.0165	0.205	2400
2000		54.0	24	107.0	2.8	5.0	143.0	18168	17145	0.0149	0.215	2500
2200		57.4	24	109.0	2.8	5.0	146.0	19830	18793	0.0135	0.223	2500
2500		61.2	24	114.0	2.8	5.0	150.0	21185	20118	0.0119	0.234	2500

A - 3: Catálogo de cable XLPE con conductor de aluminio para una tensión nominal de 220 kV.

YJLW02 YJLW0-Z 型铜芯 290/500kV 交联聚乙烯绝缘皱纹铝护套电力电缆												
YJLW02 YJLW03-Z 290/500kV Cu. Core XLPE Insulated Corrugated Al Sheathed Power Cable												
导体 Conductor			绝缘标称厚度 Nominal Insulation Thickness	绝缘外径 Insulation Outer Dia.	铝护套厚度 Al Sheath Thickness	护套标称厚度 Nominal Sheath Thickness	电缆外径 Cable Overall Diameter	电缆重量大约 kg/km Approx. Weight of Cable		20℃ 导体电阻 20℃ Conductor DC Resistance	电缆电容 Capacitance	弯曲半径 Bending Radius
标称截面 Nominal Cross Section	形状 Shape	直径 Diameter						YJLW02	YJLW03			
mm ²		mm	mm	mm	mm	mm	mm	Kg/km	Kg/km	Ω/km	μ F / km	mm
800	分割导体 Milliken Conductor	36.0	34.0	109.0	2.9	6.0	154.0	24350	23030	0.0221	0.127	3200
1000		39.5	33.0	110.5	3.0	6.0	154.0	26380	25070	0.0176	0.140	3200
1200		43.0	33.0	114.0	3.0	6.0	160.0	28940	27580	0.0151	0.148	3200
1400		46.5	32.0	115.5	3.0	6.0	159.0	30810	29450	0.0129	0.158	3200
1600		49.5	32.0	118.5	3.1	6.0	163.0	33360	31970	0.0113	0.165	3300
1800		52.0	31.0	119.0	3.2	6.0	164.0	35300	33900	0.0101	0.174	3300
2000		55.5	31.0	122.5	3.2	6.0	169.0	37790	36350	0.0090	0.181	3400
2200		57.5	31.0	124.5	3.2	6.0	169.0	39870	38430	0.0083	0.185	3400
2500		61.5	31.0	128.5	3.3	6.0	175.0	43590	42090	0.0073	0.194	3550

A - 4: Catálogo de cable XLPE con conductor de cobre para una tensión nominal de 500 kV.

Anexo C:

Datos del cálculo de la ampacidad del cable de potencia XLPE que se usa en el caso de estudio.

Datos de la línea		
Potencia	1000	[MVA]
Tensión	220	[kV]
Corriente deseada	2624	[A]

Tabla C 1: Datos de operación de la línea subterránea.

Las constantes que se usan en el cálculo.

Constantes		
ϵ_r	2,6	[OIL PPL]
ϵ_r	3,5	[Oil PAPEL]
ϵ_r	2,3	[XLPE]
ϵ_0 [Vacío]	8,8542E-12	[F/m]
$\tan(\delta)$	0,0004	[XLPE]
$\tan(\delta)$	0,0028	[Oil PAPEL]
$\tan(\delta)$	0,00055	[OIL PPL]
Resistividad térmica Oil Papel	5	[Km/W]
Resistividad térmica XLPE	3,5	[Km/W]
Resistividad térmica PPL	6	[Km/W]
Resistividad térmica Al	0,00478	[Km/W]
Terreno	1,8	[Km/W]
Terreno muy húmedo	0,7	[Km/W]
Terreno húmedo	1	[Km/W]
Terreno seco	2	[Km/W]
Terreno muy seco	3	[Km/W]
Supuesto del terreno	2,5	[Km/W]
Round segmental Ks	0,435	[Km/W]
Round segmental Kp	0,37	[Km/W]
Frecuencia	50	[Hz]
t° operación XLPE	90	[°C]
t° operación OIL	85	[°C]
t° operación PPL	85	[°C]
ρ [$\Omega\text{mm}^2/\text{km}$]	28,264	Al
ρ [$\Omega\text{mm}^2/\text{km}$]	17,241	Cu
Longitud	1	[km]
α [°C ⁻¹]	0,0039	Cu
Profundidad	1	[m]
Separación	0,7	[m]
α [°C ⁻¹]	0,0043	Al
t° ambiente	20	[°C]

Tabla C 2: Constantes usadas para el cálculo de ampacidad del cable.

Datos necesarios para el cálculo de la ampacidad.

Resistencia		
R DC Cu 90°C	0,00998	[Ω/km]
Efecto Skin		
$(X_s)^2 = F_k * K_s$	5,4794	
Fk	12,5963	
Ks	0,4350	
Ys	0,1390	
Proximidad		
Kp	0,37	
$(X_p)^2$	4,6606	
Fp	0,1037	
Yp	0,0022	
Resistencia AC, Cu, XLPE Cable	0,0114	[Ω/km]

Tabla C 3: Resistencia AC del cable de potencia.

Cubierta Metálica		
R _s DC, Al, 90°C	0,03739	[Ω/km]
Sección de la cubierta	983	[mm ²]
X	0,00018	
λ	0,000086	

Tabla C 4: Factor de pérdidas de la cubierta metálica.

Resistencia Térmica		
T1	0,33852	[Km/W]
T2	0,00005	[Km/W]
T4	0,52687	[Km/W]

Tabla C 5: Resistencia térmica necesaria para el cálculo de la ampacidad.

Pérdidas en el Dieléctrico		
Capacitancia	1,99523E-10	[F/m]
W _d	0,404508209	[W/m]

Tabla C 6: Pérdidas en el dieléctrico del cable de potencia.

Ampacity		
I	2660	[A]

Tabla C 7: Ampacidad del cable de potencia.

Anexo D:

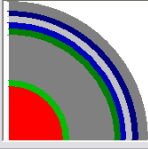
Modelación de un cable de potencia en DigSILENT Power Factory.

Tipo de Cable

Cable tipo unifilar - Equipment Type Library\Tipo Cable XLPE.TypCab *

Simulación RMS | Simulación EMT | Armónicos | Optimización | Estimador de Estado | Confiabilidad | Descripción
 Datos Básicos | Flujo de Carga | Corto Circuito VDE/IEC | Corto Circuito Completo | Corto Circuito ANSI | IEC 61363

Nombre: Tipo Cable XLPE
 Tensión Nominal: 220 kV
 Alma:
 Forma: Compacto
 Diámetro externo: 57.4 mm



Capas Conductoras:

	Existe	Resistividad uOhm/cm	Permeabilid. %	Espesor mm	Filling Factor %	Resistenci. Ohm/Km
▶ Conductor	<input checked="" type="checkbox"/>	1.7241	1.	28.7	66.78706	0.009376
▶ Pantalla	<input checked="" type="checkbox"/>	2.84	1.	1.	100.	0.06188406
▶ Cubierta	<input checked="" type="checkbox"/>	2.84	1.	2.8	100.	0.02778462

Capas de aislamiento:

	Existe	Factor de p..	Permitivida..	Espesor mm
▶ 1 (Aislamiento)	<input checked="" type="checkbox"/>	0.0004	2.3	24.
▶ 2 (sobre pantalla)	<input checked="" type="checkbox"/>	0.02	3.	1.
▶ 3 (Cubierta)	<input checked="" type="checkbox"/>	0.02	3.	5.

Semiconducting Layers:

	Existe	Resistividad uOhm/cm	Permeabilidad rel.	Permitividad rel.	Espesor mm
▶ Core Outer	<input checked="" type="checkbox"/>	1000000	1.	3.	1.
▶ Ins. Outer	<input checked="" type="checkbox"/>	1000000	1.	3.	1.

Diámetro total del cable: 129 mm

D - 1: Modelación del tipo de cable en DigSILENT Power Factory.

Tipo de sistema de cables.

Definición del Cable - Equipment Type Library\Tipo Sistema de cables.TypCabsys

Simulación RMS | Simulación EMT | Armónicos | Optimización | Estimador de Estado | Confiabilidad | Descripción
 Datos Básicos | Flujo de Carga | Corto Circuito VDE/IEC | Corto Circuito Completo | Corto Circuito ANSI | IEC 61363

Nombre: Tipo Sistema de cables
 Frecuencia Nom.: 50 Hz
 Tierra:
 Resistividad: 250 Ohm*m Conductivity: 40 uS/cm


Enterrado: Directamente Enterrado Circuito: 1

Cable tipo unifilar:

	Cable tipo unifilar TypCab	Núm. de Fases	Corriente Nominal kA	Reducido	Aterramiento cruzado
▶ Circuito 1	Tipo Cable XLPE	3.	1.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

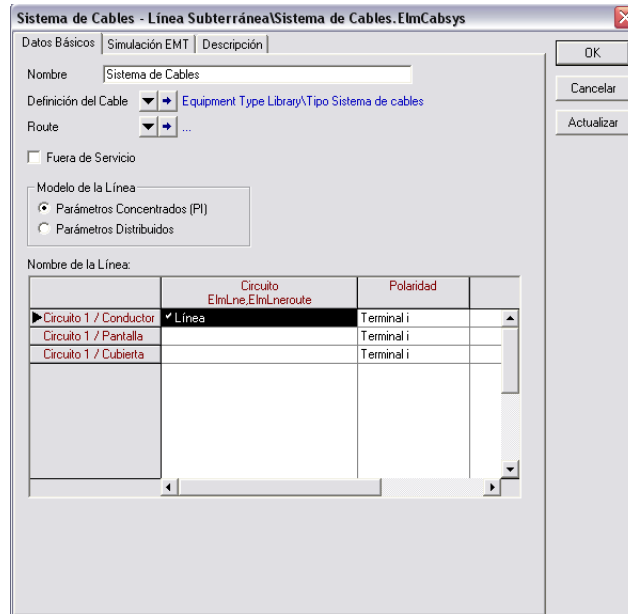
Coordenadas de Fases [m]:

	X1	X2	X3	Y1	Y2	Y3
▶ Circuito 1	-0.7	0.	0.7	1.	1.	1.



D - 2: Modelación del tipo de sistema de cables en DigSILENT Power Factory.

Elemento de cable.



D - 3: Modelación del elemento cable en DigSILENT Power Factory.

Anexo E:

Resumen del flujo de potencia en DigSILENT Power Factory.

		DigSILENT PowerFactory 14.0.520		Proyecto	
				Fecha 31/10/2012	
Cálculo del Flujo de Carga				Resumen del Sistema Total	
AC Flujo de Carga, balanceada, Secuencia Positiva			Adaptación del Modelo automático para convergencia No		
Ajuste Automático de Taps de Transformadores No			Máx. error de Flujo de Carga aceptable para		
Considerar Límites de Potencia Reactiva SI			Nodos 1.00 kVA		
			Ecuaciones del Modelo 1.00 %		
Resumen del Sistema Total			Caso de Estudio: Dda Media		Anexo: / 1
No. de Subestaciones	326	No. de Barras	1426	No. de Terminales	8369
No. de Trafos bidev.	401	No. de Trafos tridev.	102	No. de Máquinas Sin.	106
No. de Cargas	472	No. de Shunts	177	No. de SVS	4
Generación	= 6086.19 MW		-66.41 Mvar	6086.55 MVA	
Alimentador Externo	= 0.00 MW		0.00 Mvar	0.00 MVA	
Carga P(U)	= 5847.53 MW		1083.70 Mvar	5947.10 MVA	
Carga P(Un)	= 5847.53 MW		1083.70 Mvar	5947.10 MVA	
Carga P(Un-U)	= 0.00 MW		-0.00 Mvar		
Carga del Motor	= 0.00 MW		0.00 Mvar	0.00 MVA	
Pérdidas en la Red	= 238.66 MW		-662.24 Mvar		
Carga de la Línea	=		-2971.72 Mvar		
Compensación Ind.	=		1133.45 Mvar		
Compensación Cap.	=		-1621.22 Mvar		
Capacidad Instalada	= 7854.55 MW				
Reserva Rodante	= 1768.36 MW				
Factor Potencia Total:					
Generación	= 1.00 [-]				
Carga/Motor	= 0.98 / 0.00 [-]				

		DigSILENT PowerFactory 14.0.520	Proyecto
			Fecha 31/10/2012

Cálculo del Flujo de Carga	Resumen de la Red
----------------------------	-------------------

AC Flujo de Carga, balanceada, Secuencia Positiva	No	Adaptación del Modelo automático para convergencia	No
Ajuste Automático de Taps de Transformadores	No	Máx. error de Flujo de Carga aceptable para	1.00 kVA
Considerar Límites de Potencia Reactiva	Sí	Nodos	1.00 %
		Ecuaciones del Modelo	

Red: 01-Atacama	Escenario del Sistema: Dda Media	Caso de Estudio: Dda Media	Anexo: / 1
-----------------	----------------------------------	----------------------------	------------

Red: 01-Atacama		Resumen			
No. de Subestaciones	31	No. de Barras	93	No. de Terminales	671
No. de Trafos bidev.	26	No. de Trafos tridev.	7	No. de Máquinas Sin.	4
No. de Cargas	39	No. de Shunts	10	No. de SVS	1
No. de Líneas	50	No. de Máquinas Asin.	0		
Generación	= 596.00 MW	35.45 Mvar	597.05 MVA		
Alimentador Externo	= 0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA		
Flujo inter. Red	= 156.83 MW	-58.49 Mvar			
Carga P(U)	= 415.32 MW	97.66 Mvar	426.65 MVA		
Carga P(Un)	= 415.32 MW	97.66 Mvar	426.65 MVA		
Carga P(Un-U)	= -0.00 MW	-0.00 Mvar			
Carga del Motor	= 0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA		
Pérdidas en la Red	= 23.84 MW	-15.56 Mvar			
Carga de la Línea	=	-201.59 Mvar			
Compensación Ind.	=	55.67 Mvar			
Compensación Cap.	=	-43.83 Mvar			
Capacidad Instalada	= 604.05 MW				
Reserva Rodante	= 8.05 MW				
Factor Potencia Total:					
Generación	= 1.00 [-]				
Carga/Motor	= 0.97 / 0.00 [-]				
Flujo inter. Red a					
02-Coquimbo	= 156.83 MW	-58.49 Mvar			
Total	= 156.83 MW	-58.49 Mvar			

		DigSILENT PowerFactory 14.0.520	Proyecto
			Fecha 31/10/2012

Cálculo del Flujo de Carga	Resumen de la Red
----------------------------	-------------------

AC Flujo de Carga, balanceada, Secuencia Positiva	No	Adaptación del Modelo automático para convergencia	No
Ajuste Automático de Taps de Transformadores	No	Máx. error de Flujo de Carga aceptable para	1.00 kVA
Considerar Límites de Potencia Reactiva	Sí	Nodos	1.00 %
		Ecuaciones del Modelo	

Red: 02-Coquimbo	Escenario del Sistema: Dda Media	Caso de Estudio: Dda Media	Anexo: / 2
------------------	----------------------------------	----------------------------	------------

Red: 02-Coquimbo		Resumen			
No. de Subestaciones	28	No. de Barras	105	No. de Terminales	708
No. de Trafos bidev.	33	No. de Trafos tridev.	10	No. de Máquinas Sin.	2
No. de Cargas	34	No. de Shunts	9	No. de SVS	2
No. de Líneas	61	No. de Máquinas Asin.	1		
Generación	= 23.15 MW	-4.40 Mvar	23.56 MVA		
Alimentador Externo	= 0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA		
Flujo inter. Red	= -315.62 MW	101.39 Mvar			
Carga P(U)	= 323.42 MW	105.17 Mvar	340.09 MVA		
Carga P(Un)	= 323.42 MW	105.17 Mvar	340.09 MVA		
Carga P(Un-U)	= 0.00 MW	-0.00 Mvar			
Carga del Motor	= 0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA		
Pérdidas en la Red	= 15.35 MW	-184.47 Mvar			
Carga de la Línea	=	-259.55 Mvar			
Compensación Ind.	=	45.10 Mvar			
Compensación Cap.	=	-71.59 Mvar			
Capacidad Instalada	= 30.91 MW				
Reserva Rodante	= 7.76 MW				
Factor Potencia Total:					
Generación	= 0.98 [-]				
Carga/Motor	= 0.95 / 0.00 [-]				
Flujo inter. Red a					
01-Atacama	= -156.83 MW	58.49 Mvar			
03-Chilquinta-Aconca	= -57.35 MW	116.17 Mvar			
06-Troncal_Qui-Cha	= -101.43 MW	-73.26 Mvar			
Total	= -315.62 MW	101.39 Mvar			

		DigSILENT PowerFactory 14.0.520	Proyecto
			Fecha 31/10/2012

Cálculo del Flujo de Carga Resumen de la Red

AC Flujo de Carga, balanceada, Secuencia Positiva	No	Adaptación del Modelo automático para convergencia	No
Ajuste Automático de Taps de Transformadores	No	Máx. error de Flujo de Carga aceptable para	1.00 kVA
Considerar Límites de Potencia Reactiva	Si	Nodos	1.00 %
		Ecuaciones del Modelo	

Red: 03-Chilquinta-Aconcaenario del Sistema: Dda Media Caso de Estudio: Dda Media Anexo: / 3

Red: 03-Chilquinta-Aconcaguasumen							
No. de Subestaciones	37	No. de Barras	143	No. de Terminales	751	No. de Líneas	133
No. de Trafos bidev.	23	No. de Trafos tridev.	9	No. de Máquinas Sin.	12	No. de Máquinas Asin.	0
No. de Cargas	45	No. de Shunts	16	No. de SVS	0		
Generación	= 505.62 MW		-83.52 Mvar	512.47 MVA			
Alimentador Externo	= 0.00 MW		0.00 Mvar	0.00 MVA			
Flujo inter. Red	= -122.85 MW		-166.45 Mvar				
Carga P(U)	= 616.10 MW		111.10 Mvar	626.04 MVA			
Carga P(Un)	= 616.10 MW		111.10 Mvar	626.04 MVA			
Carga P(Un-U)	= 0.00 MW		-0.00 Mvar				
Carga del Motor	= 0.00 MW		0.00 Mvar	0.00 MVA			
Pérdidas en la Red	= 12.37 MW		29.21 Mvar				
Carga de la Línea	=		-67.96 Mvar				
Compensación Ind.	=		0.00 Mvar				
Compensación Cap.	=		-57.38 Mvar				
Capacidad Instalada	= 703.93 MW						
Reserva Rodante	= 198.31 MW						
Factor Potencia Total:							
Generación	= 0.99 [-]						
Carga/Motor	= 0.98 / 0.00 [-]						
Flujo inter. Red a							
02-Coquimbo	= 57.35 MW		-116.17 Mvar				
06-Troncal Qui-Cha	= -229.55 MW		-57.35 Mvar				
04-Chilectra	= 49.34 MW		7.06 Mvar				
Total	= -122.85 MW		-166.45 Mvar				

		DigSILENT PowerFactory 14.0.520	Proyecto
			Fecha 31/10/2012

Cálculo del Flujo de Carga Resumen de la Red

AC Flujo de Carga, balanceada, Secuencia Positiva	No	Adaptación del Modelo automático para convergencia	No
Ajuste Automático de Taps de Transformadores	No	Máx. error de Flujo de Carga aceptable para	1.00 kVA
Considerar Límites de Potencia Reactiva	Si	Nodos	1.00 %
		Ecuaciones del Modelo	

Red: 04-Chilectra Escenario del Sistema: Dda Media Caso de Estudio: Dda Media Anexo: / 4

Red: 04-Chilectra Resumen							
No. de Subestaciones	60	No. de Barras	404	No. de Terminales	2101	No. de Líneas	211
No. de Trafos bidev.	141	No. de Trafos tridev.	6	No. de Máquinas Sin.	12	No. de Máquinas Asin.	0
No. de Cargas	123	No. de Shunts	56	No. de SVS	0		
Generación	= 460.90 MW		-69.50 Mvar	466.11 MVA			
Alimentador Externo	= 0.00 MW		0.00 Mvar	0.00 MVA			
Flujo inter. Red	= -1877.61 MW		-574.39 Mvar				
Carga P(U)	= 2305.70 MW		400.60 Mvar	2340.24 MVA			
Carga P(Un)	= 2305.70 MW		400.60 Mvar	2340.24 MVA			
Carga P(Un-U)	= 0.00 MW		0.00 Mvar				
Carga del Motor	= 0.00 MW		0.00 Mvar	0.00 MVA			
Pérdidas en la Red	= 32.81 MW		476.79 Mvar				
Carga de la Línea	=		-101.45 Mvar				
Compensación Ind.	=		0.00 Mvar				
Compensación Cap.	=		-372.50 Mvar				
Capacidad Instalada	= 686.70 MW						
Reserva Rodante	= 225.80 MW						
Factor Potencia Total:							
Generación	= 0.99 [-]						
Carga/Motor	= 0.99 / 0.00 [-]						
Flujo inter. Red a							
06-Troncal Qui-Cha	= -1828.26 MW		-567.33 Mvar				
03-Chilquinta-Aconca	= -49.34 MW		-7.06 Mvar				
Total	= -1877.61 MW		-574.39 Mvar				

		DigSILENT PowerFactory 14.0.520	Proyecto
			Fecha 31/10/2012

Cálculo del Flujo de Carga Resumen de la Red

AC Flujo de Carga, balanceada, Secuencia Positiva	No	Adaptación del Modelo automático para convergencia	No
Ajuste Automático de Taps de Transformadores	No	Máx. error de Flujo de Carga aceptable para	1.00 kVA
Considerar Límites de Potencia Reactiva	Sí	Nodos	1.00 %
		Ecuaciones del Modelo	

Red: 05-Colbún Escenario del Sistema: Dda Media Caso de Estudio: Dda Media Anexo: / 5

Red: 05-Colbún		Resumen	
No. de Subestaciones	8	No. de Barras	36
No. de Trafos bidev.	9	No. de Trafos tridev.	4
No. de Cargas	6	No. de Shunts	4
No. de Terminales	160	No. de Máquinas Sin.	7
No. de Líneas	16	No. de Máquinas Asin.	0
Generación	= 564.80 MW	-14.41 Mvar	564.98 MVA
Alimentador Externo	= 0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA
Flujo inter. Red	= 175.89 MW	117.77 Mvar	
Carga P(U)	= 364.40 MW	73.10 Mvar	371.66 MVA
Carga P(Un)	= 364.40 MW	73.10 Mvar	371.66 MVA
Carga P(Un-U)	= 0.00 MW	-0.00 Mvar	
Carga del Motor	= 0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA
Pérdidas en la Red	= 24.51 MW	70.71 Mvar	
Carga de la Línea	=	-117.23 Mvar	
Compensación Ind.	=	0.00 Mvar	
Compensación Cap.	=	-275.99 Mvar	
Capacidad Instalada	= 634.30 MW		
Reserva Rodante	= 69.50 MW		
Factor Potencia Total:			
Generación	= 1.00 [-]		
Carga/Motor	= 0.98 / 0.00 [-]		
Flujo inter. Red a			
06-Troncal_QUI-CHA	= 175.89 MW	117.77 Mvar	
Total	= 175.89 MW	117.77 Mvar	

		DigSILENT PowerFactory 14.0.520	Proyecto
			Fecha 31/10/2012

Cálculo del Flujo de Carga Resumen de la Red

AC Flujo de Carga, balanceada, Secuencia Positiva	No	Adaptación del Modelo automático para convergencia	No
Ajuste Automático de Taps de Transformadores	No	Máx. error de Flujo de Carga aceptable para	1.00 kVA
Considerar Límites de Potencia Reactiva	Sí	Nodos	1.00 %
		Ecuaciones del Modelo	

Red: 06-Troncal_QUI-Chascenario del Sistema: Dda Media Caso de Estudio: Dda Media Anexo: / 6

Red: 06-Troncal_QUI-CHA		Resumen	
No. de Subestaciones	29	No. de Barras	133
No. de Trafos bidev.	36	No. de Trafos tridev.	11
No. de Cargas	22	No. de Shunts	29
No. de Terminales	859	No. de Máquinas Sin.	16
No. de Líneas	92	No. de Máquinas Asin.	0
Generación	= 1726.00 MW	109.92 Mvar	1729.50 MVA
Alimentador Externo	= 0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA
Flujo inter. Red	= 1495.05 MW	812.07 Mvar	
Carga P(U)	= 196.24 MW	43.70 Mvar	201.05 MVA
Carga P(Un)	= 196.24 MW	43.70 Mvar	201.05 MVA
Carga P(Un-U)	= 0.00 MW	-0.00 Mvar	
Carga del Motor	= 0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA
Pérdidas en la Red	= 34.71 MW	-1214.07 Mvar	
Carga de la Línea	=	-1658.07 Mvar	
Compensación Ind.	=	934.02 Mvar	
Compensación Cap.	=	-465.80 Mvar	
Capacidad Instalada	= 1962.05 MW		
Reserva Rodante	= 236.05 MW		
Factor Potencia Total:			
Generación	= 1.00 [-]		
Carga/Motor	= 0.98 / 0.00 [-]		
Flujo inter. Red a			
03-Chilquinta-Aconca	= 229.55 MW	57.35 Mvar	
04-Chilectra	= 1828.26 MW	567.33 Mvar	
05-Colbún	= -175.89 MW	-117.77 Mvar	
02-Coquimbo	= 101.43 MW	73.26 Mvar	
07-Sistema154 - 66 kV	= 182.19 MW	100.41 Mvar	
08-Charrúa	= -670.50 MW	131.48 Mvar	
Total	= 1495.05 MW	812.07 Mvar	

		DigSILENT PowerFactory 14.0.520	Proyecto Fecha 31/10/2012
--	--	---------------------------------------	------------------------------

Cálculo del Flujo de Carga Resumen de la Red

AC Flujo de Carga, balanceada, Secuencia Positiva	No	Adaptación del Modelo automático para convergencia	No
Ajuste Automático de Taps de Transformadores	No	Máx. error de Flujo de Carga aceptable para	1.00 kVA
Considerar Límites de Potencia Reactiva	Sí	Nodos	1.00 %
		Ecuaciones del Modelo	

Red: 07-Sistemat54 - 66 kenario del Sistema: Dda Media	Caso de Estudio: Dda Media	Anexo:	/ 7
--	----------------------------	--------	-----

Red: 07-Sistemat54 - 66 kV (Centro)			
No. de Subestaciones	46	No. de Barras	202
No. de Trafos bidev.	33	No. de Trafos tridev.	21
No. de Cargas	93	No. de Shunts	12
No. de Terminales	1064	No. de Máquinas Sin.	19
No. de Máquinas Sin.	19	No. de SVS	0
No. de Líneas	133	No. de Máquinas Asin.	0
No. de Máquinas Asin.	0		
Generación	= 406.80 MW	1.90 Mvar	406.80 MVA
Alimentador Externo	= 0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA
Flujo inter. Red	= -236.74 MW	-128.06 Mvar	
Carga P(U)	= 608.00 MW	80.70 Mvar	613.33 MVA
Carga P(Un)	= 608.00 MW	80.70 Mvar	613.33 MVA
Carga P(Un-U)	= 0.00 MW	-0.00 Mvar	
Carga del Motor	= 0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA
Pérdidas en la Red	= 35.54 MW	94.12 Mvar	
Carga de la Línea	=	-78.17 Mvar	
Compensación Ind.	=	0.00 Mvar	
Compensación Cap.	=	-44.86 Mvar	
Capacidad Instalada	= 781.67 MW		
Reserva Rodante	= 374.87 MW		
Factor Potencia Total:			
Generación	= 1.00 [-]		
Carga/Motor	= 0.99 / 0.00 [-]		
Flujo inter. Red a			
06-Troncal_Qui-Cha	= -182.19 MW	-100.41 Mvar	
08-Charrúa	= -54.54 MW	-27.65 Mvar	
Total	= -236.74 MW	-128.06 Mvar	

		DigSILENT PowerFactory 14.0.520	Proyecto Fecha 31/10/2012
--	--	---------------------------------------	------------------------------

Cálculo del Flujo de Carga Resumen de la Red

AC Flujo de Carga, balanceada, Secuencia Positiva	No	Adaptación del Modelo automático para convergencia	No
Ajuste Automático de Taps de Transformadores	No	Máx. error de Flujo de Carga aceptable para	1.00 kVA
Considerar Límites de Potencia Reactiva	Sí	Nodos	1.00 %
		Ecuaciones del Modelo	

Red: 08-Charrúa	Escenario del Sistema: Dda Media	Caso de Estudio: Dda Media	Anexo:	/ 8
-----------------	----------------------------------	----------------------------	--------	-----

Red: 08-Charrúa Resumen			
No. de Subestaciones	35	No. de Barras	103
No. de Trafos bidev.	39	No. de Trafos tridev.	10
No. de Cargas	24	No. de Shunts	14
No. de Terminales	835	No. de Máquinas Sin.	16
No. de Máquinas Sin.	16	No. de SVS	0
No. de Líneas	41	No. de Máquinas Asin.	0
No. de Máquinas Asin.	0		
Generación	= 1388.12 MW	-18.10 Mvar	1388.24 MVA
Alimentador Externo	= 0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA
Flujo inter. Red	= 1149.36 MW	-206.12 Mvar	
Carga P(U)	= 209.37 MW	47.72 Mvar	214.74 MVA
Carga P(Un)	= 209.37 MW	47.72 Mvar	214.74 MVA
Carga P(Un-U)	= -0.00 MW	-0.00 Mvar	
Carga del Motor	= 0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA
Pérdidas en la Red	= 29.39 MW	218.14 Mvar	
Carga de la Línea	=	-187.12 Mvar	
Compensación Ind.	=	0.00 Mvar	
Compensación Cap.	=	-77.84 Mvar	
Capacidad Instalada	= 1935.85 MW		
Reserva Rodante	= 547.73 MW		
Factor Potencia Total:			
Generación	= 1.00 [-]		
Carga/Motor	= 0.97 / 0.00 [-]		
Flujo inter. Red a			
11-Araucanía 66 kV	= 3.53 MW	-0.07 Mvar	
06-Troncal_Qui-Cha	= 670.50 MW	-131.48 Mvar	
07-Sistemat54 - 66 kV	= 54.54 MW	27.65 Mvar	
09-Concepción	= 236.54 MW	-22.51 Mvar	
10-Araucanía	= 184.26 MW	-79.71 Mvar	
Total	= 1149.36 MW	-206.12 Mvar	

		DigSILENT PowerFactory 14.0.520	Proyecto
			Fecha 31/10/2012

Cálculo del Flujo de Carga Resumen de la Red

AC Flujo de Carga, balanceada, Secuencia Positiva	No	Adaptación del Modelo automático para convergencia	No
Ajuste Automático de Taps de Transformadores	No	Máx. error de Flujo de Carga aceptable para	1.00 kVA
Considerar Límites de Potencia Reactiva	Sí	Nodos	1.00 %
		Ecuaciones del Modelo	

Red: 09-Concepción	Escenario del Sistema: Dda Media	Caso de Estudio: Dda Media	Anexo: / 9
--------------------	----------------------------------	----------------------------	------------

Red: 09-Concepción		Resumen			
No. de Subestaciones	20	No. de Barras	76	No. de Terminales	441
No. de Trafos bidev.	14	No. de Trafos tridev.	13	No. de Máquinas Sin.	3
No. de Cargas	33	No. de Shunts	12	No. de SVS	0
No. de Líneas	42	No. de Máquinas Asin.	0		
Generación	= 127.00 MW	4.28 Mvar	127.07 MVA		
Alimentador Externo	= 0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA		
Flujo inter. Red	= -236.54 MW	22.51 Mvar			
Carga P(U)	= 356.79 MW	65.21 Mvar	362.70 MVA		
Carga P(Un)	= 356.79 MW	65.21 Mvar	362.70 MVA		
Carga P(Un-U)	= -0.00 MW	-0.00 Mvar			
Carga del Motor	= 0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA		
Pérdidas en la Red	= 6.75 MW	10.76 Mvar			
Carga de la Línea	=	-34.00 Mvar			
Compensación Ind.	=	0.00 Mvar			
Compensación Cap.	=	-94.21 Mvar			
Capacidad Instalada	= 140.35 MW				
Reserva Rodante	= 13.35 MW				
Factor Potencia Total:					
Generación	= 1.00 [-]				
Carga/Motor	= 0.98 / 0.00 [-]				
Flujo inter. Red a					
08-Charrúa	= -236.54 MW	22.51 Mvar			
Total	= -236.54 MW	22.51 Mvar			

		DigSILENT PowerFactory 14.0.520	Proyecto
			Fecha 31/10/2012

Cálculo del Flujo de Carga Resumen de la Red

AC Flujo de Carga, balanceada, Secuencia Positiva	No	Adaptación del Modelo automático para convergencia	No
Ajuste Automático de Taps de Transformadores	No	Máx. error de Flujo de Carga aceptable para	1.00 kVA
Considerar Límites de Potencia Reactiva	Sí	Nodos	1.00 %
		Ecuaciones del Modelo	

Red: 10-Araucanía	Escenario del Sistema: Dda Media	Caso de Estudio: Dda Media	Anexo: / 10
-------------------	----------------------------------	----------------------------	-------------

Red: 10-Araucanía		Resumen			
No. de Subestaciones	11	No. de Barras	56	No. de Terminales	383
No. de Trafos bidev.	20	No. de Trafos tridev.	9	No. de Máquinas Sin.	4
No. de Cargas	7	No. de Shunts	5	No. de SVS	1
No. de Líneas	22	No. de Máquinas Asin.	0		
Generación	= 200.00 MW	-21.40 Mvar	201.14 MVA		
Alimentador Externo	= 0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA		
Flujo inter. Red	= 147.78 MW	106.71 Mvar			
Carga P(U)	= 42.89 MW	9.74 Mvar	43.98 MVA		
Carga P(Un)	= 42.89 MW	9.74 Mvar	43.98 MVA		
Carga P(Un-U)	= -0.00 MW	-0.00 Mvar			
Carga del Motor	= 0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA		
Pérdidas en la Red	= 9.33 MW	-159.68 Mvar			
Carga de la Línea	=	-247.19 Mvar			
Compensación Ind.	=	98.66 Mvar			
Compensación Cap.	=	-76.83 Mvar			
Capacidad Instalada	= 253.80 MW				
Reserva Rodante	= 53.80 MW				
Factor Potencia Total:					
Generación	= 0.99 [-]				
Carga/Motor	= 0.98 / 0.00 [-]				
Flujo inter. Red a					
11-Araucanía 66 kV	= 332.04 MW	27.01 Mvar			
08-Charrúa	= -184.26 MW	79.71 Mvar			
Total	= 147.78 MW	106.71 Mvar			

		DigSILENT PowerFactory 14.0.520	Proyecto Fecha 31/10/2012
--	--	---------------------------------------	------------------------------

Cálculo del Flujo de Carga		Resumen de la Red	
AC Flujo de Carga, balanceada, Secuencia Positiva		Adaptación del Modelo automático para convergencia	No
Ajuste Automático de Taps de Transformadores	No	Máx. error de Flujo de Carga aceptable para	
Considerar Límites de Potencia Reactiva	Sí	Nodos	1.00 kVA
		Ecuaciones del Modelo	1.00 %

Red: 11-Araucanía 66 kV escenario del Sistema: Dda Media		Caso de Estudio: Dda Media		Anexo: / 11	
Red: 11-Araucanía 66 kV Resumen					
No. de Subestaciones	21	No. de Barras	75	No. de Terminales	396
No. de Trafos bidev.	27	No. de Trafos tridev.	2	No. de Máquinas Sin.	11
No. de Cargas	46	No. de Shunts	10	No. de SVS	0
Generación	= 87.80 MW	-6.62 Mvar		88.05 MVA	
Alimentador Externo	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA	
Flujo inter. Red	= -335.57 MW	-26.94 Mvar			
Carga P(U)	= 409.30 MW	49.00 Mvar		412.22 MVA	
Carga P(Un)	= 409.30 MW	49.00 Mvar		412.22 MVA	
Carga P(Un-U)	= -0.00 MW	-0.00 Mvar			
Carga del Motor	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA	
Pérdidas en la Red	= 14.07 MW	11.70 Mvar			
Carga de la Línea	=	-19.41 Mvar			
Compensación Ind.	=	0.00 Mvar			
Compensación Cap.	=	-40.39 Mvar			
Capacidad Instalada	= 120.94 MW				
Reserva Rodante	= 33.14 MW				
Factor Potencia Total:					
Generación	= 1.00 [-]				
Carga/Motor	= 0.99 / 0.00 [-]				
Flujo inter. Red a					
10-Araucanía	= -332.04 MW	-27.01 Mvar			
08-Charrúa	= -3.53 MW	0.07 Mvar			
Total	= -335.57 MW	-26.94 Mvar			