



PONTIFICIA
UNIVERSIDAD
CATÓLICA DE
VALPARAÍSO



Elías Andrés Villegas Álvarez

Desarrollo de una Red Eléctrica Subterránea en 13.2kV Norma Chilquinta para el Plan de Valparaíso

Informe Proyecto de Título de Ingeniero Eléctrico



**Escuela de Ingeniería Eléctrica
Facultad de Ingeniería**

Valparaíso, 20 de diciembre de 2017



Desarrollo de una Red Eléctrica Subterránea en 13.2kV Norma Chilquinta para el Plan de Valparaíso

Elías Andrés Villegas Álvarez

Informe Final para optar al título de Ingeniero Eléctrico,
aprobada por la comisión de la
Escuela de Ingeniería Eléctrica de la
Facultad de Ingeniería de la
Pontificia Universidad Católica de Valparaíso
conformada por

Sr. Patricio Robles Calderón
Profesor Guía

Sr. Pedro Aranda Pizarro
Segundo Revisor

Sr. Sebastián Fingerhuth Massmann
Secretario Académico

Valparaíso, 20 de diciembre de 2017

Dedico este proyecto en forma especial a Dios.

“Hasta aquí nos ayudó Jehová”.

1 Samuel 7:2.



Agradecimientos

Quisiera agradecer a cada persona que dio de sí misma para permitir que yo llegara hasta aquí, pero en forma particular quisiera agradecer a Dios, quien me ha acompañado en cada etapa y puso a las personas claves para que yo pueda lograr mis metas, entre ellas, las más fundamentales que son mi familia.

Valparaíso, 20 de diciembre de 2017

Elías Villegas

Resumen

En la presente tesis, se analiza la estructura y funcionamiento de la red de distribución eléctrica subterránea que suministra energía al Plan de Valparaíso, estudiando su condición actual, así como los puntos de mayor demanda, el centro de carga geográfico, los elementos que forman parte de la red y sus capacidades eléctricas y térmicas.

Además de la condición actual, se estudiará el crecimiento de la demanda eléctrica en el sector para los próximos 10 años. De esta manera se puede estudiar si la red construida actualmente puede satisfacer dicha demanda.

Un aspecto importante en toda red de distribución eléctrica es el dimensionamiento de los conductores. Para ello se profundizará el estudio en cuanto a las capacidades eléctricas y térmicas que determinan si los elementos actuales de la red están en condiciones de suministrar de manera adecuada la energía eléctrica desde la subestación hacia los consumidores.

En el presente estudio, también se analiza si la red eléctrica puede entregar suministro eléctrico sin problemas al menos hasta los próximos 10 años, considerando el crecimiento de la demanda eléctrica del sector. Para ello, se estudiará la disposición actual de los conductores principales y las alternativas más atractivas económicamente para que el suministro pueda funcionar de manera segura y estable. Algunos conductores actuales, tendrán a futuro la capacidad de seguir funcionando como alimentadores, pero otros se verán sobrepasados en su capacidad.

Una de las alternativas que en particular se analiza, es la implementación de una subestación de transformación en el sector Aldunate de Valparaíso. Esto es, para poder aumentar la distancia de la línea en alta tensión, lo que producirá una disminución en las pérdidas relacionadas a la caída de tensión, ya que, la corriente en ese tramo será menor en comparación a la actual línea de media tensión.

Palabras claves: Vida útil, cable, aislamiento, conductor, XLPE, subterráneo, corto circuito, capacidad.

Abstract

In this thesis, the structure and operation of the underground electricity distribution network that supplies power to the center of city of Valparaíso is analyzed, and its current condition is analyzed as the points of greatest demand, the geographic load center, the elements that form part of the Network and its electrical and thermal capacities.

In addition to the current condition, the growth of electric actual demand in the sector will be studied for the next 10 years. In this way, it is possible to determine if the actual network currently built can satisfy this demand.

An important aspect in any electrical distribution network is that related with the cables. To this end, the study will be deepened in terms of the electrical and thermal capacities that determine if the current elements of the grid are able to adequately supply the electrical energy from the substation to the consumers.

In the present study, the actual electricity grid is also analyzed for determining if it can deliver power supply without problems until at least the next 10 years, considering the growth of the electric demand of the sector. To do this, the current layout of the main cables and the most economically attractive alternatives will be studied so that the supply can operate in a safe and stable way. In the future some cables will be able to continue working as electrical feeders, but others will look over past in their capacity.

One of the alternatives with greater intention to be studied is the implementation of a substation of transformation in the Aldunate sector of Valparaíso. That is, to increase the distance of the line in high voltage, which will produce a decrease in the losses related to the voltage drop, since, the current in that section will be smaller compared to the actual current medium voltage line.

Keywords: Useful life, cable, insulation, conductor, XLPE, underground, short circuit, capacity.

Índice general

Introducción.....	1
Objetivos generales.....	3
1 Antecedentes generales y propuesta	5
1.1 Descripción del problema.....	5
1.2 Alternativas para la solución del problema propuesto	5
1.2.1 Realizar un cambio completo de los elementos antiguos de la red eléctrica actual	5
1.2.2 Diseñar y construir una nueva red eléctrica	6
1.2.3 Estudiar la condición actual de la red eléctrica y analizar su capacidad para los próximos 10 años.....	6
1.3 Solución Propuesta	6
1.4 Objetivos generales.....	6
1.5 Objetivos específicos	7
1.5.1 Conocer el sistema de distribución eléctrica en el Plan de Valparaíso.	7
1.5.2 Proyectar la demanda a los próximos 10 años en el Plan de Valparaíso	7
1.5.3 Elaborar alternativas para satisfacer la proyección de la demanda a 10 años	7
2 Distribución eléctrica en disposición subterránea	8
2.1 Cables subterráneo	8
2.1.1 Elemento conductor.....	8
2.1.2 Capa semiconductor externa	14
2.1.3 Pantalla metálica	14
2.1.4 Cubierta exterior.....	14
2.2 Norma Chilquinta para la disposición subterránea	15
2.2.1 Cámaras Subterráneas	15
2.2.2 Ductos	18
2.2.3 Barra de derivación	22
2.2.4 Mufas Rectas Termocontraíbles.	24
2.2.5 Punto terminal muerto	25
3 Capacidad de corriente en conductores subterráneos.....	26
3.1 Elementos que influyen en la capacidad de transporte	27

3.1.1 Resistencia del conductor.....	27
3.1.2 Pérdidas de potencia en los conductores.....	29
3.1.3 Inductancia y reactancia inductiva.....	29
3.1.4 Pérdidas por efecto Joule en la pantalla	30
3.1.5 Resistencias térmicas	31
3.1.6 Caída de tensión	31
3.2 Capacidad de corriente en conductores con aislación XLPE.....	32
4 Fallas eléctricas en una red de distribución subterránea.....	34
4.1 Aspectos generales de fallas eléctricas en cables	34
4.2 Exceso de esfuerzo mecánico	35
4.3 Sobrecorriente.....	35
4.4 Técnicas inadecuadas de empalmes y terminaciones	36
4.5 Arborescencia.....	36
5 Condición actual de la red eléctrica en el Plan de Valparaíso	38
5.1 Subestación Primaria de Distribución	38
5.1.1 Distribución geográfica.....	40
5.1.2 Aislación de los alimentadores.....	45
5.1.3 Sección en mm ² de los alimentadores.....	45
5.2 Demanda eléctrica actual.....	46
6 Proyección de la demanda a 10 años.....	48
6.1 Servicio en condición normal	49
6.2 Alternativas para un sistema de respaldo	53
6.2.1 Brasil	54
6.2.2 Errázuriz	55
6.2.3 Francia.....	56
6.2.4 Independencia.....	57
6.2.5 Puerto 1	58
6.2.6 Puerto 2	60
6.2.7 TPS	60
6.2.8 Uruguay	61
7 Propuestas y soluciones	63
7.1 Mejorar la confiabilidad	63
7.1.1 Mantenimiento predictivo	63
7.1.2 Trasladar la subestación eléctrica.....	63
7.2 Optimizar la red eléctrica actual.....	64
7.2.1 Análisis de armónicos	64
7.2.2 Cambiar el nivel de tensión	64
7.3 Construir nuevos alimentadores de respaldo	64
7.3.1 Respaldo para el alimentador Brasil	65
7.3.2 Respaldo para el alimentador Puerto 1	65

Discusiones y conclusiones	67
Bibliografía	70

Introducción

No se puede negar que el progreso de la energía eléctrica ha facilitado la creciente expansión del desarrollo tecnológico, económico y social, mejorando la calidad de vida de las personas. A medida que estas áreas se han ido desarrollando y sumado al continuo incremento de la población, la demanda eléctrica ha ido en aumento cada vez más, convirtiéndose en un elemento casi imprescindible para la vida actual.

Chile representa la reforma eléctrica integral más grande del mundo puesta en marcha luego de la Segunda Guerra Mundial. La reforma se rigió por la Ley General de Servicios Eléctricos de 1982, que aún es la ley regulatoria más importante de la organización del sector eléctrico del país y que se ha ido perfeccionando en los últimos años. La reforma fue diseñada de acuerdo con los modelos del Reino Unido, Francia y Bélgica, y comenzó con la desagregación de la generación, transmisión y distribución en 1981. La reforma todavía es ampliamente considerada como un ejemplo exitoso de reforma eléctrica en un país en vías de desarrollo y se usa como modelo para otras privatizaciones en América Latina y en todo el mundo [1].

El sistema eléctrico nacional distingue tres grandes segmentos: Generación, Transmisión y Distribución. Este último es la tercera parte del sistema eléctrico, cuya función es entregar energía desde la subestación de distribución hacia los usuarios finales. La Distribución Eléctrica es un monopolio natural y es regulado en base a una concesión geográfica monopólica con características de servicio público y obligación de servicio. En este segmento, la tensión es transformada en las subestaciones de Alta Tensión (AT) a Media Tensión (MT), también denominada Distribución Primaria. En este último nivel de tensión se distribuye comúnmente la energía por la zona geográfica antes de ser transformada a Baja Tensión (BT) o Distribución Secundaria, para evitar aumentar las pérdidas de energía a través del conductor. También es posible que los usuarios que presenten un alto nivel de consumo de energía eléctrica se conecten de manera directa a un nivel de voltaje de Media Tensión.

Un factor de gran importancia para una empresa concesionaria es la correcta planificación de la distribución eléctrica en su zona de concesión, tanto primaria como secundaria. La importancia radica en que estas empresas poseen un carácter de servicio público y, por lo tanto, están obligada a dar suministro eléctrico a clientes regulados, cumpliendo estándares de calidad y servicio. Es por ello por lo que, a lo largo de los años, este tema ha sido objetivo de diversos estudios. Los primeros en abordar este tema fueron Adams y Laughton (1974), en que, dada una ubicación y

capacidad fija de las subestaciones, se escoge la ubicación y tipo de conductor de las líneas, minimizando el costo de los conductores a través de programación entera – mixta, considerando caídas de tensión y capacidad de conductores. Siguiendo los mismos supuestos, Wall et al (1979), encuentra el trazado y capacidad de las líneas, usando el algoritmo de transporte y aproximando la función de costo de los conductores a una función lineal proporcional a su capacidad térmica. Posteriormente, en 1988, Tram y Wall, trabajaron en la selección óptima de conductores, considerando la topología de la red como dato de entrada, lo que implica tomar un alimentador compuesto de n tramos, y para cada uno de ellos elegir el mejor conductor, considerando como restricción la caída de tensión y la capacidad de transporte de los conductores [2].

De lo anterior se desprende que en lo que respecta a las redes de distribución planificadas con programación matemática, las investigaciones apuntan al segmento de MT, compuesto por las subestaciones y alimentadores primarios, sin considerar en el proceso, la instalación de los transformadores y su red BT, situación que recién es abordada en un primer intento por Bujak (1988), realizando la elección de la ubicación de los transformadores de entre un conjunto de posiciones candidatas, dato de entrada difícil de conseguir en la práctica, usando para la resolución del problema como base la técnica de “Branch and Bound” apoyada por métodos heurísticos auxiliares [2].

La distribución eléctrica de un sector puede tener una disposición totalmente aérea, totalmente subterránea o una combinación ambas disposiciones. Desde hace varios años y en diferentes ciudades del mundo, se ha elegido suministrar la energía eléctrica a través de una configuración subterránea, sobre todo en lugares donde las redes aéreas pueden presentar un gran problema en sectores con muchos edificios, provocando que la red se pueda convertir incluso en un peligro para las personas y también pueda afectar la continuidad del suministro. Esto se debe a que una red aérea está más expuesta a accidentes fortuitos como los accidentes de tránsito o algún accidente natural como fuertes vientos.

La disposición subterránea además de ser más confiable presenta una gran ventaja estética frente a las redes aéreas, siendo estos aspectos importantes que considerar en una ciudad patrimonio como lo es Valparaíso de Chile.

Valparaíso es una ciudad que no solo es admirada por las personas de Chile, sino que, es admirada por personas de todo el mundo que día a día desembarcan en el puerto de la ciudad. Es por ello que, para mantener su riqueza arquitectónica y contribuir a la conservación de su apariencia visual, la distribución eléctrica en el centro de esta ciudad, que es declarada Patrimonio de la Humanidad, posee una disposición mayoritariamente subterránea.

El correcto funcionamiento de la red eléctrica en el plan de Valparaíso es un asunto de gran importancia, debido a que este sector de la ciudad es sede de diversas instituciones del estado, como lo es el Congreso Nacional. Además, Valparaíso es el principal puerto de Chile, donde cada día llegan la mayoría de los productos importados que luego son distribuidos a lo largo del país. Este puerto es uno de los más importantes del Pacífico Sur y, por lo tanto, gran parte del crecimiento económico nacional depende del correcto funcionamiento de este puerto.

La distribución subterránea ha estado en constante desarrollo, sobre todo los materiales que la componen. Esto es, porque a pesar de que tiene menos probabilidades de falla en comparación a una red aérea, la localización y la posterior reparación resultan en una manera más difícil y costosa, ya que, la red no está a la vista para poder intervenirla directamente. De la misma manera, la red eléctrica subterránea en el plan de Valparaíso ha ido en desarrollo.

Hoy en día el suministro eléctrico en el plan de Valparaíso, Chile, es entregado por la empresa Chilquinta Energía S.A. Este sector de la ciudad contiene alimentadores eléctricos que datan de antes de los años 1960, por lo que es necesario estudiar su condición actual, tanto las cualidades físicas de los conductores como las cualidades eléctricas.

Al transcurrir más de 60 años, es de inferir que los cables eléctricos han alcanzado o están por alcanzar su vida útil para la cual han sido diseñados. Es probable que en su capacidad de corriente aún estén vigentes por algunos o varios años más, sin embargo, es probable que algunos elementos hayan sobrepasado su vida útil o en forma variable estén deteriorados.

La demanda de energía eléctrica ha ido en aumento y en el plan de Valparaíso muchos conductores se han mantenido de la misma sección debido a que su capacidad de corriente parece ser suficiente, pero aparece un concepto importante que es la caída de tensión que provoca la resistencia interna de un conductor al pasar una corriente a través de él. Cuando mayor sea la corriente que transporte el conductor, entonces mayor será la caída de tensión. De la misma forma, cuanto mayor sea la longitud del conductor, mayor será su resistencia interna. Esto se traduce a que la tensión suministrada al inicio de la línea puede ser muy distinta al final de ella, sobre todos en tramos muy largos como los que se pueden presentar en el plan de Valparaíso. El Decreto Supremo 327 establece que la variación de voltaje en Media Tensión no debe ser superior al 6% de la tensión nominal durante el 95% del tiempo. Por ello, es importante el estudio constante de estos indicadores y proyectar el incremento de la demanda para establecer cuánto tiempo podrán ser útiles los conductores actuales.

El plan de Valparaíso posee principalmente cargas del tipo industrial y comercial. La diferenciación del tipo de carga que pueda tener un sector resulta de gran importancia al momento de proyectar una red eléctrica, debido a que se puede establecer el horario que dichas cargas tienen una mayor demanda de potencia y el horario en que su consumo es bajo. Entonces con esta información se puede establecer, a través de seccionadores, qué alimentadores pueden prestar respaldo a otros alimentadores que se vean afectados por un corte de suministro y así no afectar los índices de calidad y continuidad.

Objetivos generales

- Comprender qué es la distribución eléctrica en disposición subterránea, los materiales que la componen y las fallas más comunes que presenta este tipo de disposición.
- Conocer el actual sistema de distribución eléctrica que, a través de Chilquinta Energía S.A, suministra energía al Plan de Valparaíso, Chile.

- Proyectar la demanda eléctrica en el plan de Valparaíso hacia los próximos 10 años y lograr estudiar si la configuración actual de la red es capaz de entregar suministro eléctrico sin inconvenientes.
- Plantear una alternativa eficaz y rentable para satisfacer la demanda eléctrica en el plan de Valparaíso en los próximos 10 años.

1 Antecedentes generales y propuesta

Valparaíso es una ciudad considerada Patrimonio de la Humanidad, por lo que su riqueza arquitectónica debe mantenerse lo mejor posible, por lo tanto, la distribución eléctrica debiese ser, en el aspecto visual, lo menos invasiva posible. Es por ello por lo que la disposición de la red eléctrica utilizada en el plan de la ciudad es subterránea, es decir, los conductores y otros elementos que forman parte de la red eléctrica están bajo tierra y no a la vista como en la disposición aérea. Pero además de cuidar la riqueza arquitectónica, es importante cuidar la continuidad y calidad del suministro eléctrico, ya que, Valparaíso es sede de instituciones estatales como el Congreso Nacional. Además, esta ciudad es el puerto principal de Chile, por lo que su correcto funcionamiento está relacionado con el crecimiento económico del país.

1.1 Descripción del problema

El 18% de los elementos que forman parte de la red eléctrica del plan de Valparaíso, tienen una antigüedad de más de 60 años. Se puede concluir entonces que, estos elementos están conformados por materiales que pueden estar en el final de su vida útil o al límite de su capacidad. Esto podría perjudicar la calidad y continuidad del servicio eléctrico ante el aumento de la probabilidad de fallas en el plan de Valparaíso. Este problema puede tener implicancias económicas y legales, tanto para la empresa concesionaria como para el desarrollo de la ciudad y el país.

La segunda problemática surge al proyectar la red a los próximos 10 años; se puede asegurar que la demanda aumentará debido al crecimiento económico e industrial, por lo tanto, las fallas que ocurren hoy pueden incrementarse en número si se mantiene la red actual sin intervención en cuanto a la mantención y al reemplazo de elementos que sea necesario cambiar.

1.2 Alternativas para la solución del problema propuesto

1.2.1 Realizar un cambio completo de los elementos antiguos de la red eléctrica actual

Al considerar la antigüedad de los elementos de la red eléctrica actual, la alternativa más rápida a plantear es realizar un nuevo estudio de ingeniería para cambiar los conductores y otros elementos de la red, con tal de disminuir al mínimo la probabilidad de falla en por lo menos los

próximos 10 años. Esta solución es a largo plazo y requiere bastantes años debido a que se debe realizar por etapas en diferentes sectores del Plan. Además, el costo de una solución como tal, se ve incrementado por la operación de antes retirar los elementos antiguos. Por último, el costo de nuevos alimentadores de gran sección resulta en una inversión extremadamente alta.

1.2.2 Diseñar y construir una nueva red eléctrica

Debido a la complicada logística de retirar conductores eléctricos de gran longitud, una mejor solución es construir un nuevo circuito por un camino contiguo a la red eléctrica anterior. Si bien puede parecer una solución que cumpla el objetivo final, los costos se ven incrementados debido a la dificultad de implementar un circuito subterráneo en lugares donde ya están pavimentados. Esta solución conlleva más etapas, entre las cuales son la ruptura del pavimento, la excavación y nueva pavimentación. Al igual que la alternativa anterior, el costo de nuevos alimentadores de gran sección es muy alto el circuito eléctrico está constituido por varios kilómetros de red.

1.2.3 Estudiar la condición actual de la red eléctrica y analizar su capacidad para los próximos 10 años

A pesar de que gran parte de la red actual es antigua, es posible que muchos de los elementos tengan aún la capacidad de entregar un suministro confiable y seguro. Es por ello, que surge la alternativa de estudiar la condición actual de los elementos que forman parte de la red, específicamente el límite de corriente de los conductores. En base a la información que entregue el estudio, se puede concluir si es necesario cambiar dichos elementos o es posible que puedan seguir funcionando hasta 10 años más o hasta que el crecimiento de la demanda provoque que el límite de corriente que pueden soportar los conductores se vea sobrepasado. De esta manera, resulta una alternativa más económica en comparación a las anteriores, ya que, se puede evitar el costo de gran parte de los conductores.

1.3 Solución Propuesta

La alternativa planteada de la sección 1.2.3 será la que desarrollará en el siguiente estudio. Esta solución permite conocer el límite de corriente soportada por los conductores actuales y analizar la posibilidad de que puedan seguir abasteciendo la demanda de energía eléctrica en los próximos 10 años.

1.4 Objetivos generales.

- Comprender el funcionamiento de la red eléctrica en disposición subterránea.
- Comprender la infraestructura que posee la red eléctrica en disposición subterránea.
- Conocer los materiales que constituyen un cable subterráneo.
- Estudiar los efectos electromagnéticos presentes en los cables subterráneos.
- Conocer los aspectos más importantes de la norma por la cual se rige la empresa Chilquinta S.A.
- Analizar las fallas más comunes que se presentan en la red eléctrica en disposición subterránea.

- Analizar el límite de corriente que poseen los cables eléctricos en disposición subterránea debido a un problema de disipación de calor.

1.5 Objetivos específicos

1.5.1 Conocer el sistema de distribución eléctrica en el Plan de Valparaíso.

- Revisar la configuración actual de la red eléctrica en el Plan de Valparaíso.
- Revisar el tipo de aislación y protección que poseen los actuales alimentadores.
- Conocer la sección de los actuales alimentadores para conocer su límite de corriente.
- Conocer la ubicación de los elementos de respaldo en caso de alguna falla.
- Conocer las cargas a las que cada alimentador suministra energía eléctrica
- Conocer las demandas máximas de corriente de cada alimentador.

1.5.2 Proyectar la demanda a los próximos 10 años en el Plan de Valparaíso

- Estudiar el crecimiento económico del sector comercial e industrial en el Plan de Valparaíso.
- Generar distintos escenarios a través de tasas de crecimiento económico.
- Analizar el momento en que la demanda eléctrica podría superar la capacidad de los alimentadores actuales.

1.5.3 Elaborar alternativas para satisfacer la proyección de la demanda a 10 años

- Estudiar la capacidad actual de la subestación Valparaíso y proyectar una nueva subestación en el sector Aldunate.
- Pronosticar en qué momento será necesario el reemplazo de alimentadores.

2 Distribución eléctrica en disposición subterránea

Las líneas subterráneas tienen cada día más importancia en el contexto del transporte y distribución de la energía eléctrica, Esto es, debido a que, en grandes zonas urbanas como la Ciudad de Valparaíso, las líneas aéreas pueden resultar, en primer lugar, un peligro para los habitantes y, en segundo lugar, al deplorable efecto estético provocado por los postes y las líneas. Además de estos efectos, se le puede añadir el aumento de la probabilidad de fallas ante accidentes fortuitos como los de tránsito, que no suele ser menor en grandes ciudades urbanas.

2.1 Cables subterráneo

2.1.1 Elemento conductor

Se denomina cable, en general, al conjunto formado por uno o varios conductores cableados, casi siempre provistos de uno o más recubrimientos protectores. A pesar de que los dos metales con mejor conductividad eléctrica son el oro y la plata, quedan descartados al momento de considerarlos en un proyecto de distribución eléctrica debido a su alto precio y relativa escasez. Los dos materiales más utilizados en la actualidad para la distribución subterránea son el cobre y el aluminio. En cuanto a la utilización del cobre, éste se obtiene mediante cableado de hilos de cobre electrolíticos recocidos conforme a la Norma IEC 60228 y a la Norma NCH 4/2003. Las características mecánicas y eléctricas expuestas en dichas normas para los conductores de cobre y aluminio se expresan en la tabla 2-1.

Tabla 2-1: Características técnicas de los conductores utilizados en cables subterráneos (fuente: Manual Autodidáctico de líneas subterráneas [3]).

Características	Cobre	Aluminio
Resistividad a 20°C en $\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$	0.01724	0.0282
Coefficiente de variación de resistencia por	0.00393	0.004
Resistencia de la rotura en N/mm^2	220-250	130-170
Alargamiento a la rotura en %	30-55	0.5-2.5
Coefficiente de dilatación lineal por °C	0.000017	0.000002
Densidad a 20°C por g/cm^3	8.89	2.72

El cobre es considerado como la mejor opción para la distribución eléctrica en el Plan de Valparaíso, que se presenta características tales como:

- Baja resistividad eléctrica
- Buena resistencia mecánica
- Durabilidad
- Ductilidad

Además, debido a que el Plan de Valparaíso se encuentra muy cerca de la costa, no es posible utilizar el aluminio debido a que éste desarrolla corrosión y a largo plazo genera puntos calientes. De lo anterior, sumado a que los conductores de aluminio requieren una mayor disipación de calor, se produce que aumenten las probabilidades de que ocurra una falla eléctrica.

En cuanto a la cantidad de conductores que puede haber en un cable, los más utilizados son los monopolares y los tripolares, entendiendo esto como monoconductor o multiconductor. Los cables monopolares están constituidos por un solo conductor y cuando se requiere un circuito trifásico, se deben utilizar 3 cables monopolares. Por otro lado, un cable tripolar está constituido por 3 conductores aislados entre sí. La Norma Chilquinta en cuanto a la distribución subterránea establece que se debe utilizar cables monopolares y solo debe haber un cable por ducto. En la figura 2-1 se muestran las partes que constituyen un cable monopolar subterráneo.

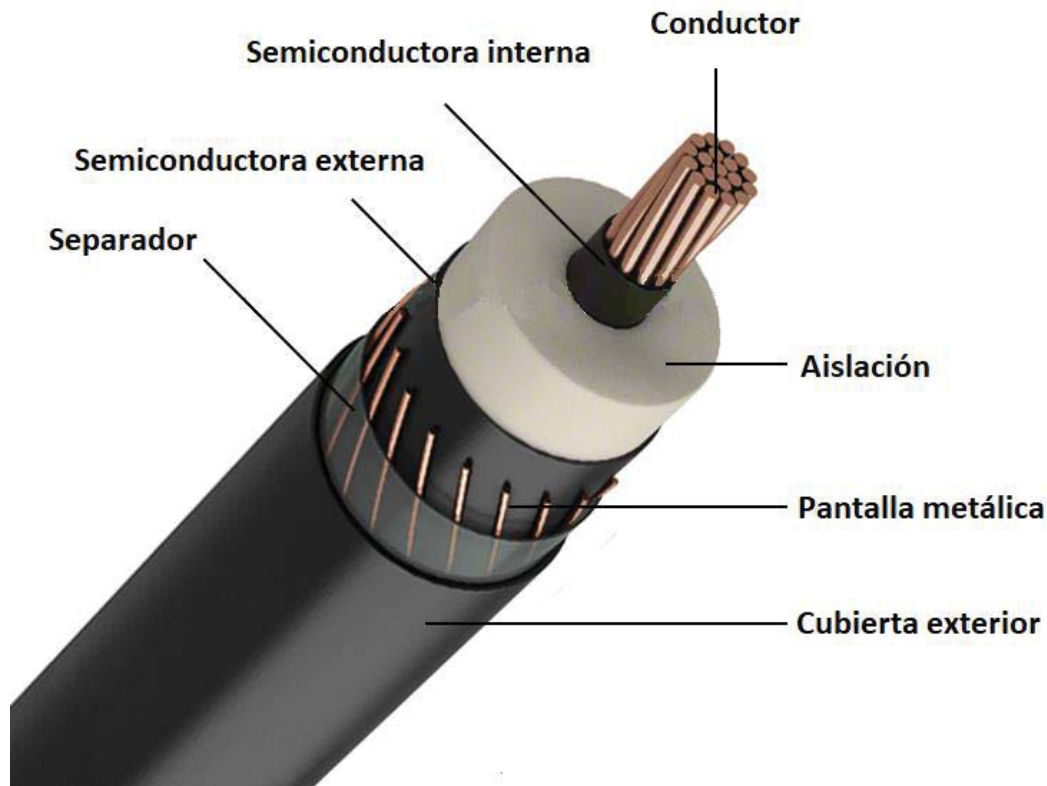


Figura 2-1: Elementos de un cable subterráneo de media tensión (fuente: <http://www.bjhygkcable.com>).

Capa semiconductora interna.

Es una fina capa de material semiconductor, es decir, conduce solo por un lado (interior). Esta capa se coloca sobre la superficie exterior de la cuerda conductora y su objetivo es hacer perfectamente lisa la superficie de contacto entre la parte conductora del cable y el aislamiento. De esta manera se evita que los intersticios que quedan entre los hilos conductores se vean sometidos a gradientes de tensión, que provocarían fenómenos de ionización o descargas parciales.

El campo eléctrico que se genera en el conductor es perpendicular a su superficie; debido a esto, existen puntos donde se cruzan líneas de campo, provocando alta concentración de esfuerzos, los cuales dañan el aislamiento que se coloca sobre el conductor. El aislamiento cumplirá su función en forma eficiente si el campo eléctrico se distribuye uniformemente. Una distribución no uniforme conduce a un incremento de estos esfuerzos en porciones del cable, con el consecuente deterioro. Esto se puede visualizar de mejor manera en la figura 2-2.

Las propiedades térmicas y mecánicas de este material deben ser similares a las del propio material aislante con el que estará en contacto, pues se sitúa a continuación, en una operación denominada de triple extrusión, junto con la capa semiconductora externa.

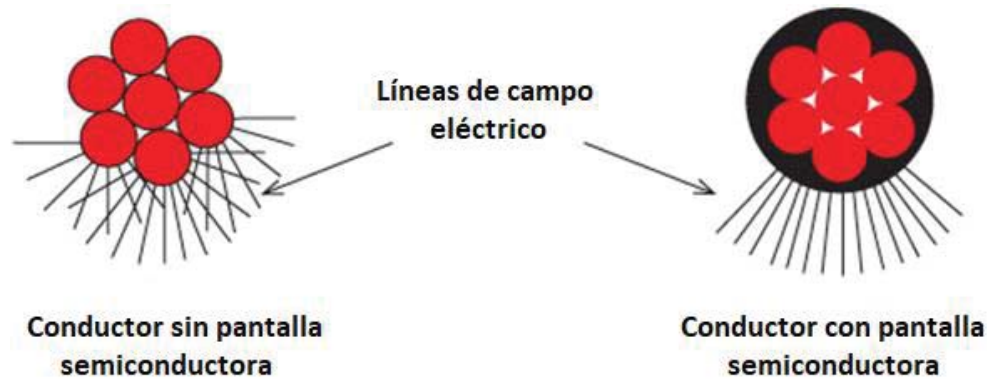


Figura 2-2: Líneas de campo eléctrico en un conductor con pantalla y sin pantalla semiconductora (fuente: <https://constructorelectrico.com>).

Aislación.

La función del aislamiento es confinar la corriente eléctrica al conductor y absorber el campo eléctrico dentro de su masa.

En principio, las propiedades de los aislamientos eléctricos son con frecuencia más que adecuados para su aplicación, pero los efectos del envejecimiento y del medio ambiente pueden degradar el aislamiento rápidamente hasta el punto en el que falle.

El material del aislamiento es un componente crítico del cable, ya que ha de soportar el elevado campo eléctrico presente en el interior, debido a que el material además de ser aislante es un dieléctrico. La tensión máxima que puede soportar un cable depende del material y del espesor del aislamiento, que aumenta con la tensión asignada del cable. Si el campo eléctrico en el conductor es mayor del que puede soportar el material aislante, entonces se comienzan a producir fugas de corriente desde el conductor hacia el exterior.

La elección del aislamiento va a depender de muchos factores, como el de la tensión de operación, corriente de carga, temperatura ambiente, tipo de instalación, costo de accesorios, entre otros.

En la actualidad, los materiales más utilizados para los aislantes en cables subterráneos son los siguientes:

- Papel impregnado
- Policloruro de vinilo
- Polietileno reticulado

Hasta hace pocas décadas, el papel impregnado con resinas y aceites minerales era el único dieléctrico empleado en los cables subterráneos. Actualmente, y a pesar de la aparición de nuevos materiales aislantes, el papel impregnado es uno de los más utilizados materiales aislantes.

Para realizar este tipo de aislamiento se enrolla sobre el conductor cintas de papel, helicoidalmente, en capas superpuestas, hasta obtener el espesor de aislamiento deseado; A continuación, se seca y se desgasifica el aislamiento calentándolo y sometiéndolo a un vacío elevado y se impregna con aceite mineral

Sus principales ventajas son su alta rigidez dieléctrica, bajas pérdidas dieléctricas, resistencia elevada a descargas parciales y posee buenas características térmicas. Su gran desventaja consiste en que es muy higroscópico (propenso a la humedad) y que la absorción de la humedad deteriora considerablemente sus cualidades dieléctricas, por esta razón el aislamiento de papel debe secarse perfectamente durante el proceso de fabricación del cable y protegerse con un forro hermético.

Para evitar la entrada de humedad, los cables aislados con papel impregnado deben ir provistos de una envoltura metálica de aluminio que rodea las capas aislantes y los extremos de la línea se hacen herméticos mediante mangas terminales.

En cuanto a los aislantes secos, los más utilizados son los termoplásticos y los termoestables. Los materiales termoplásticos se ablandan con el calor, lo que permite moldearlos repetidas veces sin que pierdan sus propiedades. Estos materiales se ablandan a temperaturas relativamente bajas, por lo que su temperatura de servicio es menor en comparación a los materiales termoestables. Mientras están calientes pierden sus propiedades mecánicas, aunque luego las recuperen al enfriarse. Entre los materiales termoplásticos más utilizados para el aislamiento en cables subterráneos es el Policloruro de Vinilo (PVC).

Los materiales termoestables resisten temperaturas más elevadas, estos solamente son plásticos al calentarse por primera vez al fabricarse, después de enfriarse ya no se ablandan por un nuevo calentamiento. El material termoestable más utilizado como aislante en cables subterráneos es el Polietileno Reticulado Retardante a la Arborescencia (XLPE-TR). Este material es el resultante de las tentativas por eliminar la condición termoplástica del polietileno inicial, aumentando de esta forma la temperatura de trabajo y de fusión del material. En cierto modo, la reticulación es comparable a la vulcanización de un elastómero, ya que, se proporciona al producto tratado la propiedad de fundirse a alta temperatura sin reblandecimiento previo; por esta razón, a este material se le conoce también con el nombre inapropiado de Polietileno Vulcanizado. El proceso de reticulación permite que cuando el cable es llevado a una alta temperatura, el aislamiento no pierda sus propiedades mecánicas, como sucede con los termoplásticos al deformarse.

El XLPE o polietileno de cadena cruzada pertenece al grupo de los termo fijos, es muy resistente a los esfuerzos mecánicos y a la abrasión, es muy resistente a las altas temperaturas y permite su aplicación a temperaturas de servicio a carga continua de 90 [4].

El XLPE, como cualquier otro tipo de aislante sólido, está sujeto al deterioro causado por las corrientes de pérdida producidas por el efecto Corona, que reducen el período de vida útil del cable; debido a esto los cables de medida y alta tensión se construyen y ensayan sometidos a rigurosos controles para evitar los posibles defectos que permitan descargas parciales localizadas (efecto Corona), calentamiento excesivo y carbonización, causando con el tiempo una posible falla.

En cuanto al nivel de aislación, el estándar IEEE 141 menciona que existen 3 niveles de aislamiento para cables en Media Tensión; 100, 133 y 173%. Si el sistema está sólidamente conectado a tierra se permite el uso de 100% de nivel de aislamiento. Cuando una falla en otro sistema eleve el voltaje del sistema por encima de lo normal durante el tiempo de falla, se debe especificar un nivel de aislamiento del 133% si la falla se despeja dentro de una hora. Cuando la falla permanezca durante un tiempo indefinido, se debe usar un aislamiento del nivel de voltaje del 173%. Chilquinta Energía utiliza en sus instalaciones un nivel de tensión del 133%.

Las propiedades mecánicas del XLPE son muy similares a las del polietileno común (PE); ambos tienen una estructura cristalina, lo que significa mejor resistencia al impacto, al rasgado y a la abrasión en el rango de temperaturas de operación, que las correspondientes de los aislamientos con base en caucho o PVC.

Debido al reticulamiento el XLPE es un material muy resistente al calor, que no se derrite como el PE (Polietileno) normal, sino que se descompone y carboniza si se expone por largos períodos de tiempo a temperaturas por encima de 90°C. La tendencia al agrietamiento desaparece y el material adquiere una muy buena resistencia al envejecimiento en el aire caliente, lo cual permite óptimos valores de funcionamiento con margen de seguridad muy amplio [4].

La reticulación del PE produce solamente un pequeño cambio en las propiedades eléctricas. Una alta rigidez dieléctrica (aprox. 25 KV/mm), un alto valor de resistividad volumétrica (no inferior a 10¹⁶ ohm-cm) y un factor de potencia muy bajo (tangente delta no mayor de 0,008) que permiten el uso de XLPE para tensiones muy altas, por ejemplo 220 V. En comparación con otros aislantes sólidos, la influencia del calor y la humedad en las propiedades dieléctricas es muy pequeña [4].

Debido al reticulamiento de las moléculas, el XLPE tiene una mayor resistencia que el PE a la mayoría de los químicos, tales como ácidos ordinarios, bases y aceites. Los agentes atmosféricos más importantes que atacan a los cables son el ozono y la luz ultravioleta. La resistencia del XLPE al ozono es muy alta comparada con la de los cauchos. El aislamiento de XLPE para media tensión siempre está protegido de la luz ultravioleta por medio de una chaqueta termoplástica o su equivalente; el material de XLPE para aislamientos de baja tensión se le agrega un pigmento con base en negro de humo, con lo cual se logra no sólo máxima resistencia a la luz ultravioleta sino también mejores propiedades mecánicas [4].

El resumen de las principales ventajas y desventajas de los materiales más utilizados en el aislamiento para cables subterráneos se encuentra en la tabla 2-2.

Tabla 2-2: Ventajas y desventajas de distintos materiales utilizados en aislamiento de conductores subterráneos.

Material	Ventajas	Desventajas
Papel Impregnado (PIL-PVC)	Alta rigidez dieléctrica, bajas pérdidas dieléctricas y es termoestable.	Higroscópico, absorbe humedad y deteriora sus cualidades dieléctricas.
Policloruro de Vinilo (PVC)	Buena rigidez dieléctrica.	Altas pérdidas dieléctricas y es termoplástico.
Polietileno Reticulado (XLPE)	Alta rigidez dieléctrica, bajas pérdidas dieléctricas y es termoestable.	Pérdidas en la flexibilidad y tiene costos más elevados.

2.1.2 Capa semiconductor externa

La misión de esta capa es homogenizar las distorsiones del campo eléctrico que no fueron confinadas por la capa semiconductor sobre el conductor. Recubre totalmente el aislamiento, se realiza con compuestos poliméricos con alta concentración de negro de humo para obtener la propiedad semiconductor. Este material está reticulado y en perfecto contacto con el aislamiento. Habitualmente se utilizan semiconductoras pelables, parcialmente adheridas al aislamiento, para facilitar al máximo la preparación de las conexiones.

2.1.3 Pantalla metálica

Los cables de media tensión llevan una pantalla metálica en contacto con la semiconductor externa. Esta pantalla está constituida por fibras de cobre colocadas en hélice recubriendo uniformemente todo el perímetro del cable.

En el caso de los cables de media y alta tensión tienen como función primordial dar forma regular y cilíndrica al campo eléctrico que rodea al conductor en tensión, así como proporcionar la referencia al potencial de tierra de la línea.

En el caso especial de los cables aislados con polietileno reticulado (XLPE), la acción biológica del agua contaminada puede deteriorar dichos aislamientos, determinando la formación de arborescencias químicas. Para evitar este riesgo, se deberá sellar el cable contra la penetración del agua, lo que generalmente se consigue utilizando cubiertas metálicas estancas.

2.1.4 Cubierta exterior

Es aquel elemento, generalmente no metálico, cuya función es la de proteger el cable contra agentes exteriores agresivos: químicos, biológicos, atmosféricos, abrasivos, entre otros, o para

mejorar algunas características propias del cable, que le permitan satisfacer mejor sus prestaciones. Las principales propiedades que debe tener la cubierta exterior son las siguientes:

- Dar forma cilíndrica a los cables multiconductor.
- Resistencia a la flama y el calor.
- Resistencia a la intemperie.
- Resistencia a la humedad.
- Resistencia a la abrasión.
- Resistencia a los golpes.
- Flexibilidad

En el caso de las cubiertas exteriores, sus características vienen definidas por la naturaleza de la agresión exterior prevista. Los materiales utilizados normalmente son el PVC y las poliolefinas libres de halógenos.

2.2 Norma Chilquinta para la disposición subterránea

Si bien el suministro eléctrico es un servicio público en nuestro país, este servicio es administrado por empresas privadas quienes son titulares en una zona de concesión en la cual pueden operar. Se entiende por concesión de servicio público son aquellas que habilitan a su titular para establecer, operar y explotar instalaciones de distribución de electricidad dentro de una zona determinada y efectuar suministro de energía eléctrica a usuarios finales ubicados dentro de dicha zona y a los que, ubicados fuera de ella, se conecten a sus instalaciones mediante líneas propias o de terceros, [5]. El Plan de Valparaíso está concesionado por la empresa Chilquinta Energía S.A., por lo cual, la reglamentación que se debe seguir en cuanto a la distribución eléctrica corresponde a la normativa que esta empresa entregue. Es importante mencionar que la normativa técnica que cada empresa concesionaria tenga debe ser igual o más estricta que la normativa entregada por el Ministerio de Energía a través de la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC).

2.2.1 Cámaras Subterráneas

Las cámaras subterráneas son el análogo a los postes utilizados en la distribución aérea. En media tensión las cámaras son fabricadas con ladrillos que luego es estucado y además lleva un marco y tapa metálicos. Aunque también existen empresas que se dedican a construir cámaras de hormigón prefabricadas.

Las cámaras subterráneas se pueden clasificar según su uso y el lugar en el que están ubicadas. Existen cámaras para colocar en vereda y también cámaras para colocar en la calzada. Esta última debe ser más robusta para soportar el peso de los vehículos.

En la figura 2-3 se muestra en vista lateral las dimensiones de una cámara de media tensión bajo la Norma Chilquinta DM-2300.



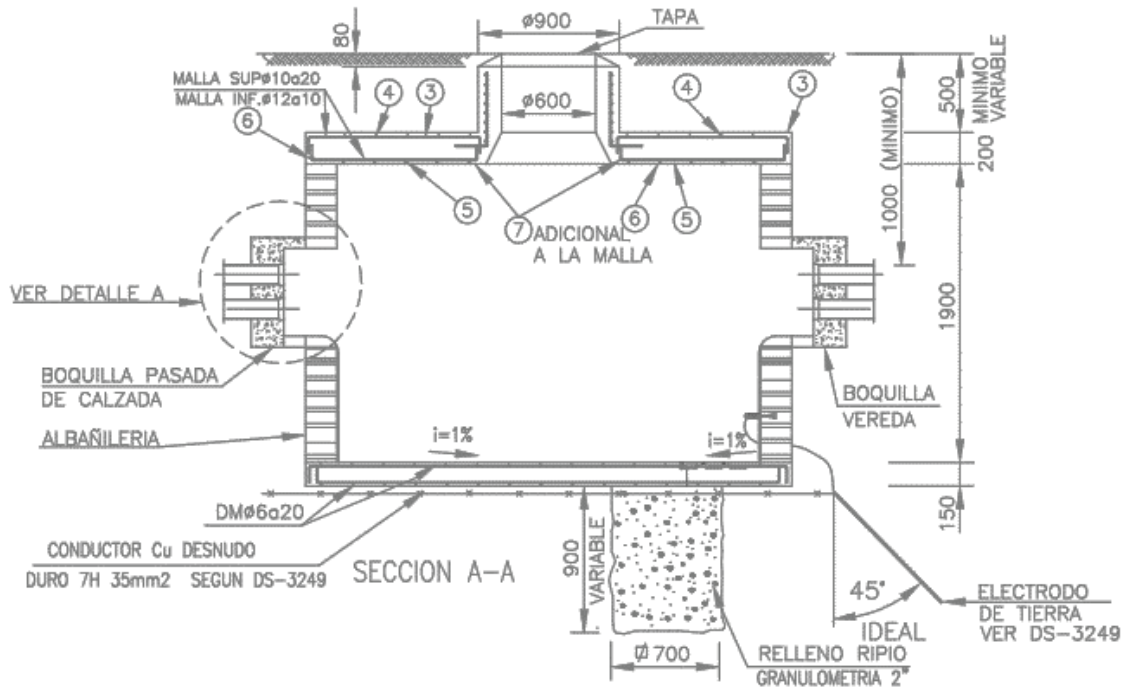


Figura 2-4: Cámara MT Norma Chilquinta DM-2301 (fuente: Chilquinta Energía S.A.).

Esta cámara puede usarse para uniones de cables monopoles en media tensión.

Por último, en cuanto a cámaras, existe una que funciona como bóveda para los transformadores. Esta se construye en base a la Norma Chilquinta DM-2308 y el detalle de sus elementos se encuentran en la figura 2-5.

Esta cámara es mucho más profunda que las anteriores, por lo que posee escaleras en sus costados para ingresar o salir de una manera más sencilla.

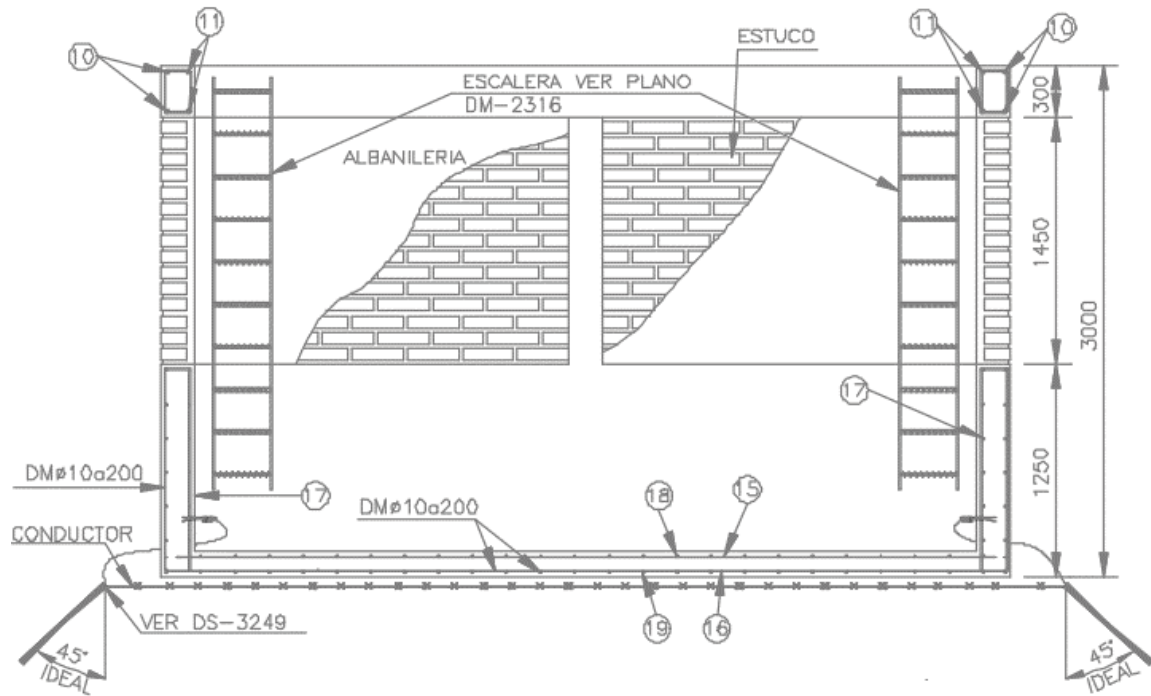


Figura 2-4: Bóveda MT Norma Chilquinta DM-2308 (fuente: Chilquinta Energía S.A.).

Estas bóvedas sirven para transformadores hasta 1KVA.

2.2.2 Ductos

Los ductos constituyen las canalizaciones para los cables subterráneos. Esto brinda otra protección más de agentes externos contra los cables eléctricos. En la Norma Chilquinta para media tensión, se utilizan ductos de PVC clase Schedule 40 de diámetro de 75mm.

Algunas empresas concesionarias utilizan un ducto de 110mm de diámetro por el cual hacen pasar los 3 conductores (3 fases) como lo hace la empresa CGE, la cual también tiene una región de concesión en Viña del Mar. Pero en los sectores concesionados por Chilquinta Energía S.A. se utiliza un ducto para cada conductor.

La disposición de los ductos depende del lugar que atraviese el circuito, debido a que pueden ir en disposición horizontal o vertical. La cantidad de ductos dependerá si la línea está en circuito simple o doble circuito. De todas maneras, por cada circuito debe haber siempre un ducto de reserva en caso de que falle un cable.

En las figuras 2-5 y 2-6 se puede observar en una vista transversal y longitudinal las para un doble circuito MT bajo la Norma Chilquinta.

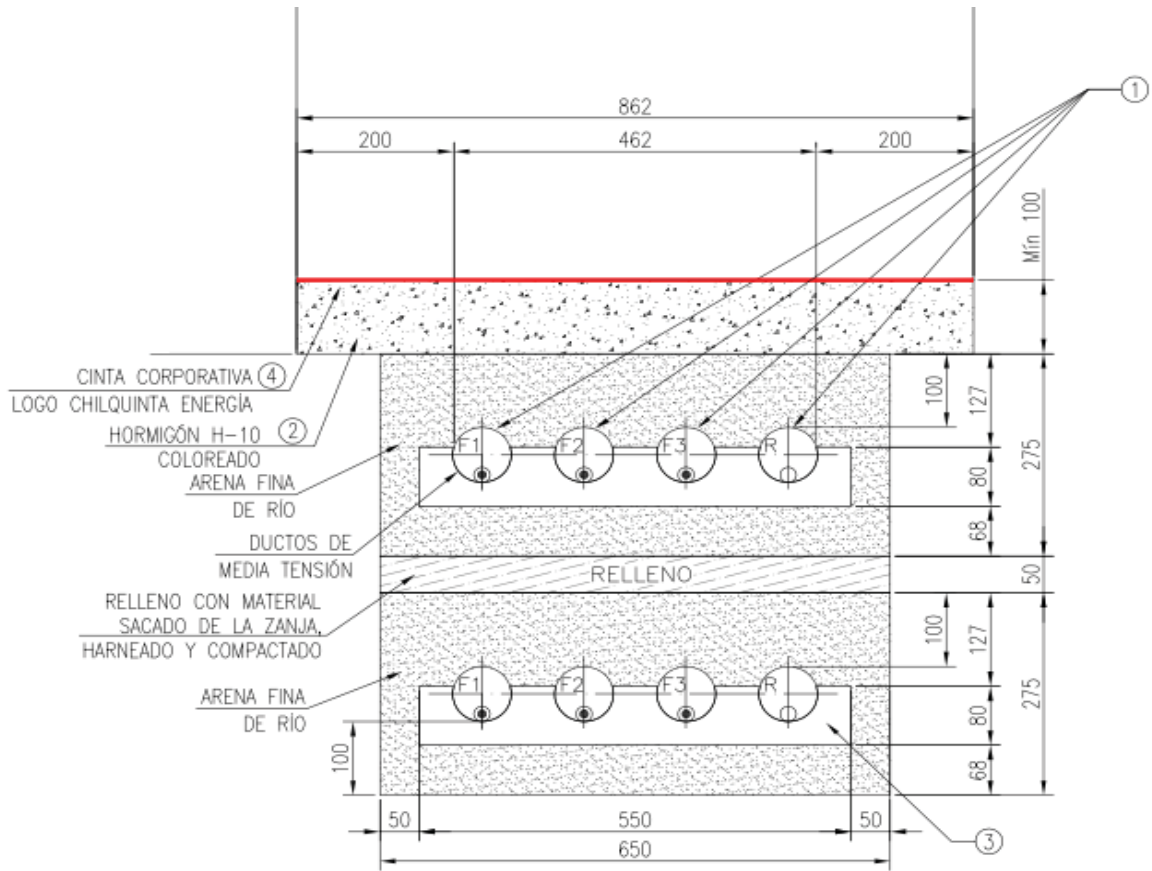


Figura 2-5: Vista transversal de la Disposición horizontal de tuberías en doble circuito MT bajo la Norma DS-3257 (fuente: Chilquinta Energía S.A.).

En la figura 2-6 se observa que las uniones de los ductos deben ir con adhesivo para PVC. Generalmente se ocupa Vinilit para hacer estas uniones.

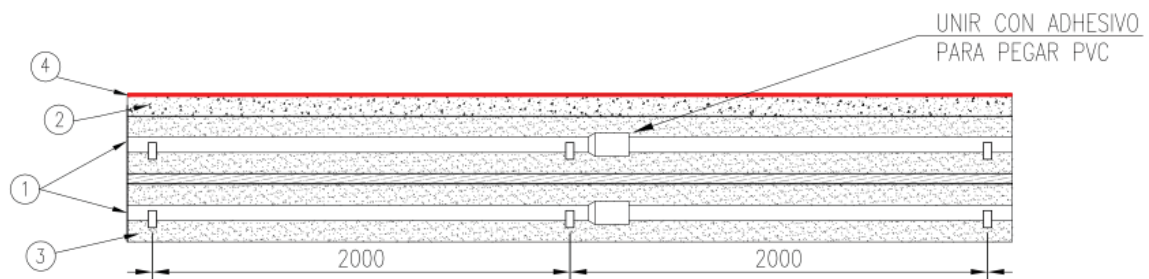


Figura 2-6: Vista longitudinal de la Disposición horizontal de tuberías en doble circuito MT bajo la Norma DS-3257 (fuente: Chilquinta Energía S.A.).

La disposición horizontal se usa para sectores denominados “vírgenes” porque poseen un mayor espacio. Pero en ocasiones los terrenos están contaminados con otras construcciones o instalaciones de otros servicios y para este caso se utiliza la disposición vertical, la cual se muestra en las figuras 2-7 y 2-8.

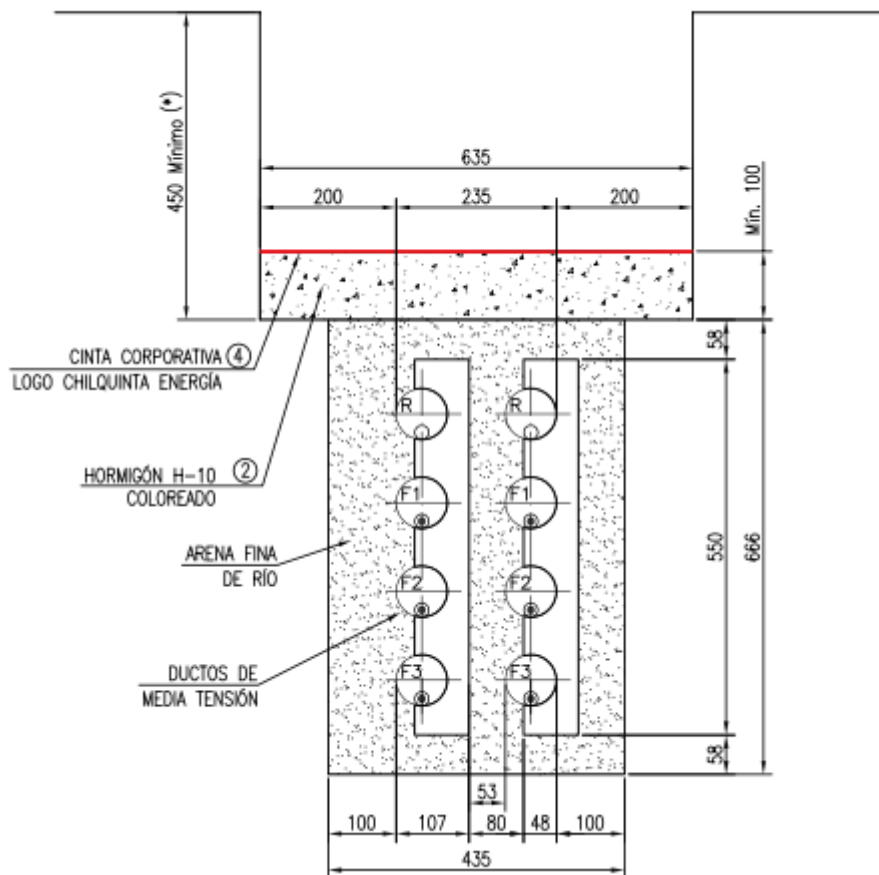


Figura 2-7: Vista transversal de la Disposición vertical de tuberías en doble circuito MT bajo la Norma DS-3257 (fuente: Chilquinta Energía S.A.).

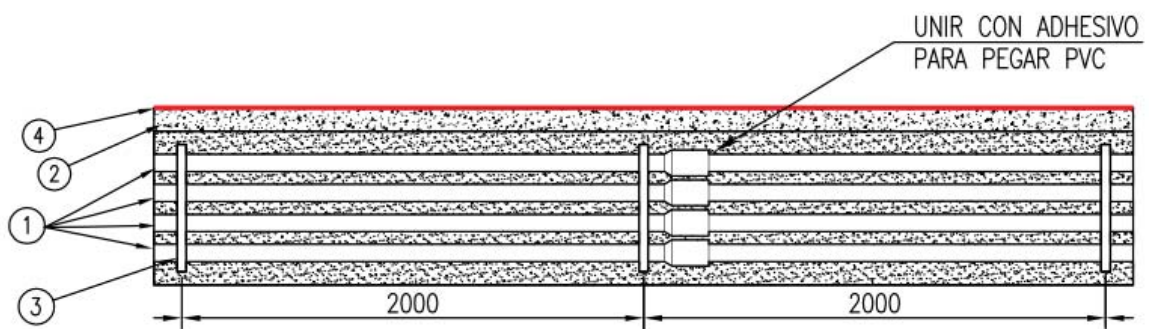


Figura 2-8: Vista longitudinal de la Disposición horizontal de tuberías en doble circuito MT bajo la Norma DS-3257 (fuente: Chilquinta Energía S.A.).

Como se muestran en las figuras 2-6 y 2-8, los ductos deben llevar separadores cada 200 metros.

Los materiales que forman parte de cada disposición (horizontal y vertical), son los mismos y se detallan en la tabla 2-3.

Tabla 2-3: Lista de materiales para la construcción de un DS-3257.

Ítem	Descripción
1	Tubo de PVC Schedule 40 de 75mm.
2	Bloque de hormigón bajo la norma DM-2218.
3	Separador de tubos de PVC.
4	Cinta corporativa con logo Chilquinta Energía.

Sobre los ductos debe ir una capa de hormigón para evitar algún daño a la red, producto de algún tipo de excavación. Es por ello, que sobre la capa de hormigón se instala una cinta con logo Chilquinta Energía. En baja tensión se utilizan losetas de hormigón para proteger los ductos contra estos tipos de daños.

Un aspecto importante al momento de instalar los ductos es que se debe dejar una pendiente, para que la humedad que se pueda acumular en los tubos no se almacene y ayude a generar una falla eléctrica en los conductores. De esta manera, la humedad puede despejarse hacia la cámara, la cual tiene su drenaje correspondiente. Esta pendiente se detalla en la figura 2-9.

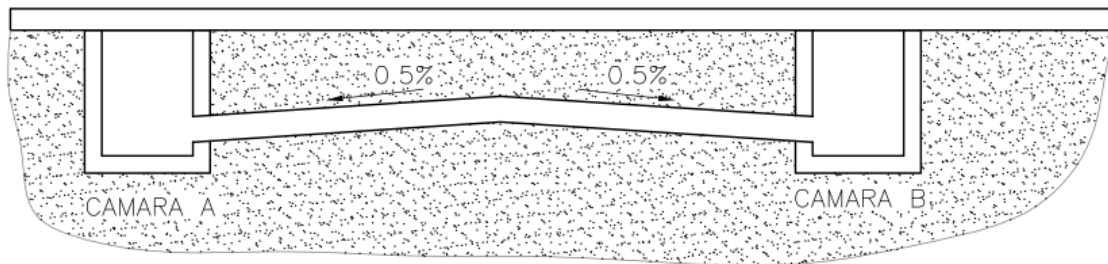


Figura 2-9: Detalle de pendiente para instalación de ductos (fuente: Chilquinta Energía S.A.).

Existen también otras disposiciones. Por ejemplo:

- Disposición para 4 circuitos MT en calzada.
- Disposición para 4 circuitos MT en vereda.
- Disposición para circuitos combinados de MT y BT en calzada.
- Disposición para circuitos combinados de MT y BT en vereda.
- Disposición para 1 circuito MT en calzada.
- Disposición para 1 circuito MT en vereda.

2.2.3 Barra de derivación

Las barras de derivación son un elemento fundamental en la distribución eléctrica en media tensión y se usa principalmente en:

- Derivaciones.
- Conexión de arranques.
- Alimentación a transformadores.

Las principales marcas utilizadas en el Plan de Valparaíso son Elastimold y Chardon.

Las barras se mandan a fabricar de acuerdo con la necesidad de circuitos que se disponga. Es común utilizar barras de 3 o 4 vías, y estas pueden ser a la vez de doble vías.

En la figura 2-10 se observa los elementos que conforman una barra de derivación y la lista de materiales se encuentra en la tabla 2-4.

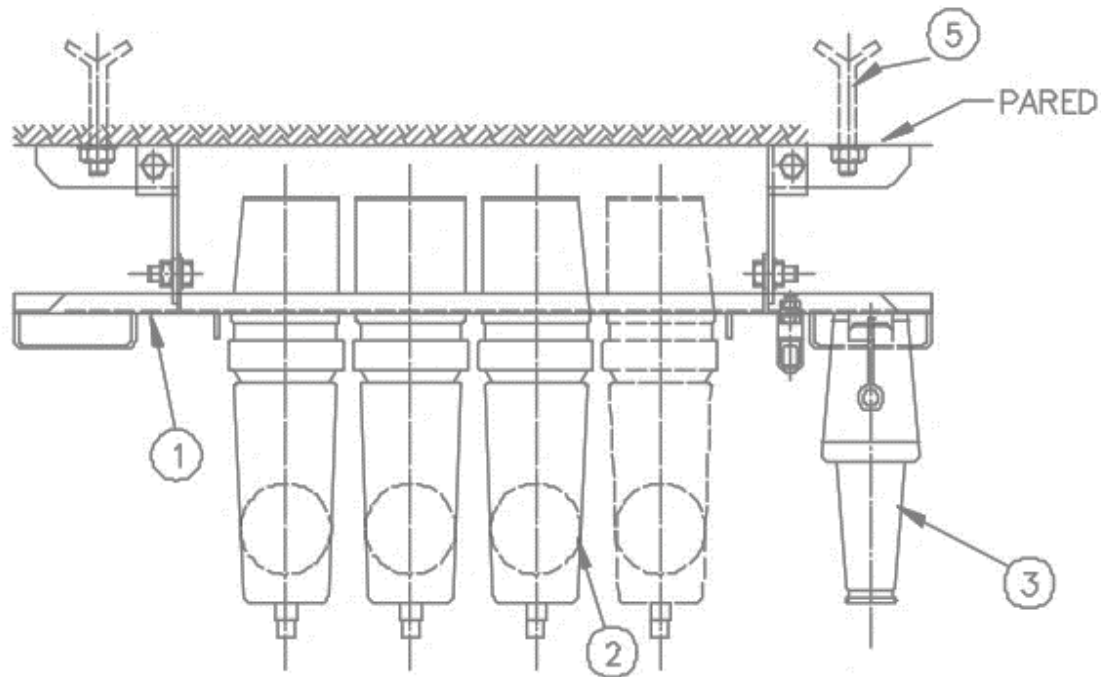


Figura 2-9: Detalle Barra Elastimold hasta 15KV norma DS-3259 (fuente: Chilquinta Energía S.A.).

La utilización de este tipo de barras para realizar una derivación conlleva la necesidad de utilizar otros elementos como los codos terminales, a los cuales llega el conductor y a través de un conector se une al codo. De esta manera, la conexión entre el conductor y la barra se realiza de una manera más segura.

Estas barras también deben ir correctamente aterrizadas a través de un cable de cobre desnudo que se conecta al codo a través de un conector de unión recto.

Tabla 2-4: Lista de materiales para la construcción de un DS-3257.

Ítem	Descripción
1	Barra Elastimold 12KV.
2	Codos operables con carga 200A.
3	Soporte tipo terminal para codo.
4	Módulos T 600A.
5	Pernos de expansión de ½”.

En la figura 2-10 se puede observar una Barra Elastimold real de 2 vías y en la imagen 2-11 se puede apreciar un codo real utilizado para este tipo de barras.



Figura 2-10 Barra Elastimold 3 vías (fuente: <https://www.tiendatecnored.cl>).



Figura 2-11 Codo para Barra Elastimold 3 (fuente: <https://www.tiendatecnored.cl>).

2.2.4 Mufas Rectas Termocontraíbles.

Podemos entender como mufas rectas a los elementos que permiten la construcción de la unión de un cable con otro. Su correcta construcción es vital para el correcto funcionamiento de la red eléctrica, ya que, en las uniones es donde más suelen aparecer puntos calientes que con el tiempo pueden dar origen a una falla eléctrica.

En la figura 2-12 se observan los elementos que constituyen una mufa recta para un cable monopolar de media tensión bajo la Norma Chilquinta DS-3252.

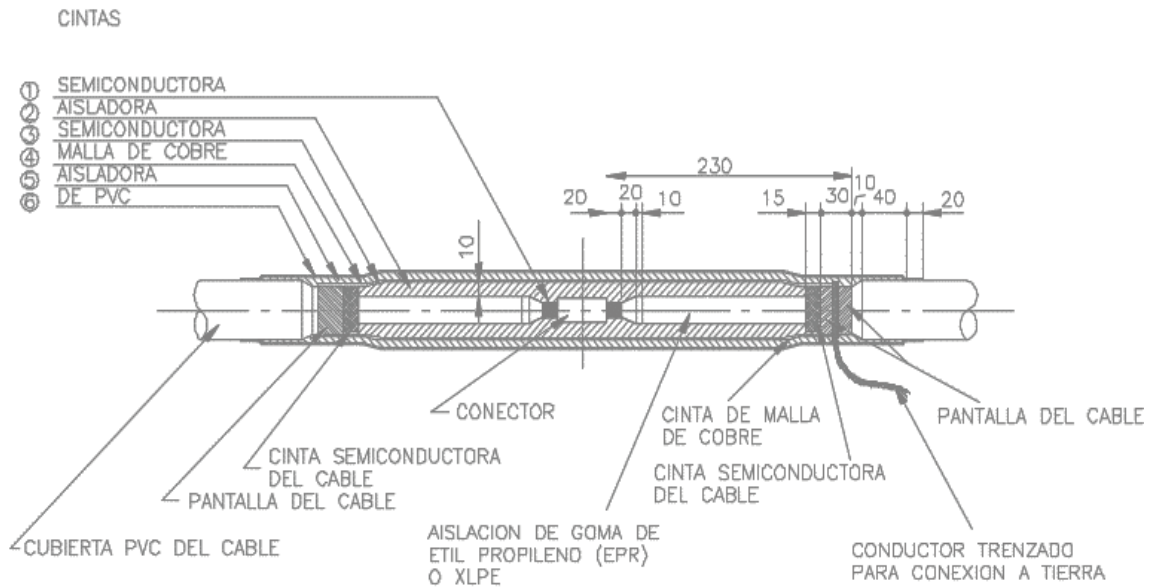


Figura 2-12: Detalle mufa recta bajo la norma DS-3252 (fuente: Chilquinta Energía S.A.).

Es importante saber que no solo el conductor debe estar bien unido en cada extremo, también lo deben estar las pantallas metálicas para mantener el uniforme el gradiente del campo eléctrico. Luego de que se haya unido el conductor central de cobre, se coloca un tubo aislante para controlar el esfuerzo eléctrico. Luego se realiza la unión de las pantallas metálicas a través de cintas de toma a tierra n°25 y encima de esta se coloca una tierra n°24. Finalmente se cubre la unión con una chaqueta exterior.

En el mercado es posible encontrar el kit completo para realizar una mufa recta, ya sea para cables monopolares como tripolares. También con el avance de la tecnología, se pueden encontrar mufas prefabricadas que facilitan la unión de dos cables.

En la figura 2-13 se puede observar un kit completo para realizar la mufa.



Figura 2-13 Kit para la construcción de una mufa recta (fuente: <https://www.tiendatecnored.cl>).

2.2.5 Punto terminal muerto

Cuando el largo de la línea eléctrica llega a su fin, esta se debe sellar para evitar la entrada de humedad u otros elementos que puedan ser perjudiciales para el correcto funcionamiento del suministro. Además, se debe realizar este procedimiento por seguridad, ya que, de otra forma el conductor eléctrico quedaría expuesto a que alguna persona haga contacto directo con él.

En la figura 2-14 se observa la construcción de un punto terminal para un cable tripolar con aislación de PIL-PVC, bajo la Norma Chilquinta DS-3258.

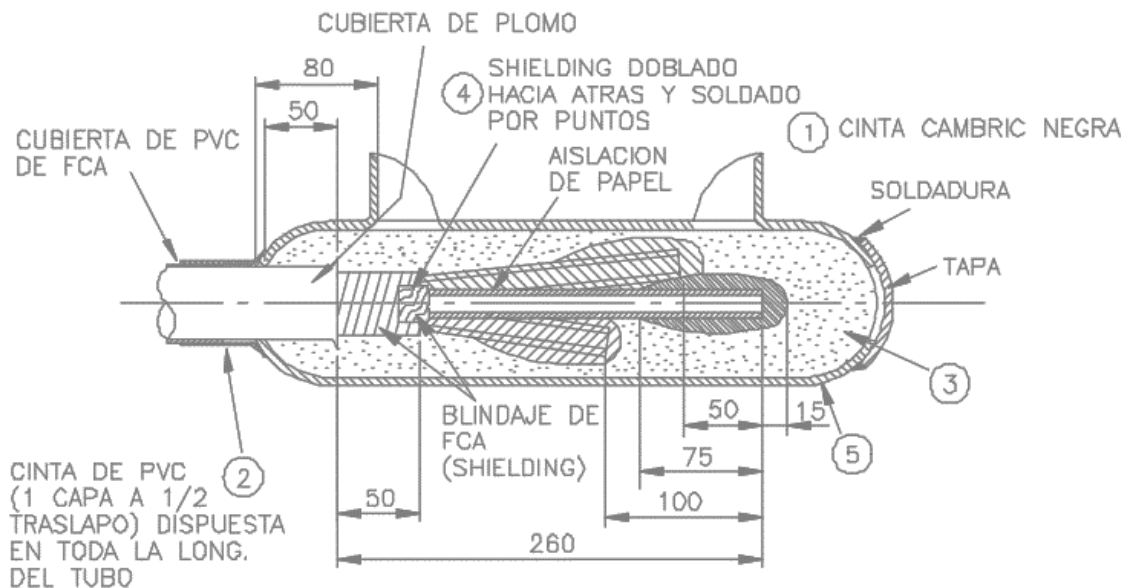


Figura 2-12: Detalle punto terminal para cable tripolar PIL-PVC bajo la norma DS-3258 (fuente: Chilquinta Energía S.A.).

La construcción de un punto terminal para un cable monopolar no varía mucho al de la figura anterior. La diferencia solamente radica en que vez de haber 3 conductores, solo hay uno en un cable monopolar.

Es importante que el punto terminal quede completamente sellado, ya que, la humedad acumulada puede producir el fenómeno de arborescencia eléctrica en algún punto del conductor.

3 Capacidad de corriente en conductores subterráneos

En el apartado 2.1.2 se estudió los distintos tipos de aislación más utilizados en los cables subterráneos. Con respecto al XLPE por ejemplo, se determinó que su temperatura de servicio es 90°C, por lo tanto, el cálculo de la intensidad máxima de corriente admisible que puede circular por un cable en régimen permanente, consiste en resolver un problema de transferencia de calor, de forma que las pérdidas de potencia activa generadas en el cable se disipen al entorno sin que el aislamiento del cable alcance una temperatura excesiva que pueda deteriorar sus características eléctricas, mecánicas o químicas.

El aumento de la temperatura en el cable y su aislación se produce por las diferentes pérdidas de energía que tienen lugar en el cable, estas son:

- Pérdidas por efecto Joule en el conductor.
- Pérdidas dieléctricas en el aislante.
- Pérdidas por efecto Joule debida a las corrientes inducidas en la pantalla.

El calor generado se puede transmitir por 3 vías: convección, conducción y radiación. Esto depende de la relación en que se encuentre el cable con el entorno que lo rodea.

Si el cable está enterrado, el calor generado por las pérdidas, después de atravesar las protecciones del cable, llega al terreno donde se diluye por conducción en la gran masa de tierra que rodea al cable. Sólo en el caso en el que el cable estuviera muy próximo a la superficie se apreciaría un aumento de la temperatura en la superficie del terreno.

La metodología que se emplea habitualmente para calcular la capacidad de transporte de líneas subterráneas se basa en un modelo discreto de la instalación que está fundamentado en la analogía eléctrica de las ecuaciones de Fourier. Dicha analogía consiste en considerar cada una de las diferentes capas que separan el conductor del exterior de la instalación como una resistencia térmica. El flujo de calor asociado a la evacuación de las pérdidas de potencia activa del conductor atraviesa este tren de resistencias, y conforme lo atraviesa va provocando una serie de gradientes de temperatura cuya suma determina la diferencia de temperatura existente entre el conductor y el ambiente que rodea a la instalación eléctrica [6].

Esta metodología se encuentra recogida en las normas IEC 287.

3.1 Elementos que influyen en la capacidad de transporte

Como se mencionó anteriormente, el cálculo de la capacidad de transporte en la que puede estar en servicio un cable en régimen permanente está ligado a la máxima temperatura a la cual los elementos que conforman el cable no pierdan sus propiedades. Dichas temperaturas dependen principalmente del calor disipado en los conductores por efecto Joule. Pero, además, existen otras fuentes de calor que influyen en la temperatura de los conductores y las pantallas, que deben ser estudiados para el cálculo de la capacidad de transporte de las instalaciones subterráneas.

3.1.1 Resistencia del conductor

Cuando un cable se pone en servicio y transporta energía, se calienta. Este calentamiento es debido a las pérdidas de potencia activa por efecto Joule que se producen cuando una corriente atraviesa un conductor. Está demostrado que el calentamiento del cable es proporcional al cuadrado de la intensidad de la corriente que circula a través del cable. Además, crece con una magnitud característica del material conductor denominada resistencia eléctrica. Esta resistencia eléctrica del conductor depende de la frecuencia de la corriente y de la temperatura del conductor.

Cuando una corriente alterna pasa a través del conductor de un cable, se induce a su alrededor un campo magnético que genera una fuerza contra electromotriz en su seno o en los conductores situados en sus proximidades, que se opone al sentido original de la corriente. Esto hace que la intensidad real que recorre el cable sea menor que la que le recorrería si se alimentara con una tensión en corriente continua del mismo valor que la tensión eficaz en corriente alterna aplicada. Esto provoca un aumento de su resistencia óhmica y, por tanto, de las pérdidas por efecto Joule que se generan en dichos cables.

Este fenómeno ocasiona una diferencia en la distribución de la intensidad eléctrica en el seno del conductor, reduciendo la densidad de corriente en las partes del mismo más próximas a su interior, por lo que los valores más elevados se encuentran en la superficie del conductor (efecto piel o pelicular), o reduciendo la intensidad de la corriente que lo recorre a causa de los campos magnéticos provocados por otros conductores situados en sus proximidades (efecto proximidad). El efecto piel es mucho más pronunciado en los conductores de gran sección y a frecuencias elevadas.

La fórmula de la resistencia del conductor en corriente alterna y a la temperatura máxima de servicio es:

$$R = R_{cc} \cdot (1 + Y_s + Y_p) \quad (3-1)$$

Donde:

- R : Resistencia óhmica en corriente alterna a temperatura máxima de servicio en Ω/km .
- R_{cc} : Resistencia óhmica en corriente continua a temperatura máxima de servicio en Ω/km .
- Y_s : Factor de efecto pelicular.
- Y_p : Factor de efecto proximidad.

En corriente continua, la densidad de corriente es similar en todo el conductor (figura 3-1), pero en corriente alterna se observa que hay una mayor densidad de corriente en la superficie que en el centro. Este fenómeno se conoce como efecto pelicular, efecto Kelvin o efecto skin. Este fenómeno hace que la resistencia efectiva o de corriente alterna sea mayor. Este efecto es el causante de la variación de la resistencia eléctrica, en corriente alterna de un conductor debido a la variación de la frecuencia de la corriente eléctrica que circula por éste.

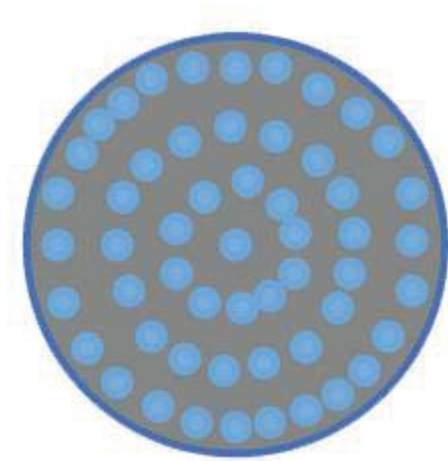


Figura 3-1: Distribución normal de electrones en un conductor (fuente: <https://ccee.mx>).

Este efecto es apreciable en conductores de grandes secciones, especialmente si son macizos. Aumenta con la frecuencia, en aquellos conductores con cubierta metálica o si están arrollados en un núcleo ferromagnético o huecos. En frecuencias altas los electrones tienden a circular por la zona más externa del conductor, en forma de corona, en vez de hacerlo por toda su sección, con lo que, de hecho, disminuye la sección efectiva por la que circulan estos electrones aumentando la resistencia del conductor [7].

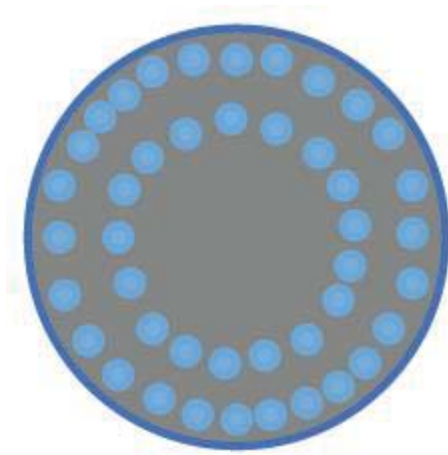


Figura 3-2: Distribución de los electrones tipo corona en un conductor debido al efecto pelicular (fuente: <https://ccee.mx>).

La resistencia R_{cc} en corriente continua a la temperatura máxima de servicio es:

$$R_{cc} = R_0 \cdot (1 + \alpha \cdot (\theta - 20)) \quad (3-2)$$

Donde:

R_0 : Resistencia del conductor en corriente continua a 20°C en Ω/km .

θ : Temperatura máxima de servicio en °C.

α : Coeficiente de temperatura del cobre a 20°C en k^{-1} .

3.1.2 Pérdidas de potencia en los conductores

Cuando una corriente I atraviesa un conductor, se generan pérdidas de potencia activa por efecto Joule cuyo valor por unidad de longitud es:

$$W_c = I \cdot R_c \quad (3-3)$$

Donde:

R_c : Resistencia del conductor en corriente alterna a la temperatura máxima de servicio.

3.1.3 Inductancia y reactancia inductiva

Cuando por un conductor circula una corriente eléctrica de magnitud variable en el tiempo, se crea en su entorno un campo magnético también variable, que rodea a los restantes conductores del circuito por los que también circulan otras corrientes de naturaleza análoga.

A la relación de proporcionalidad existente entre la variación del flujo magnético y la variación de la corriente eléctrica en el tiempo, se la conoce con el nombre de inductancia. Este flujo magnético variable genera una diferencia de potencial en el propio conductor.

La inductancia de un cable viene dada por la suma de la inductancia propia o interna, ya que parte del flujo generado corta al propio conductor, y la externa o mutua.

La inductancia propia de un conductor es constante y solo depende de su formación, esto es, si se trata de un alambre único macizo o si está formado por varios alambres cableados.

La reactancia inductiva depende de la frecuencia del sistema y del valor de la inductancia total, suma de las inductancias propia y mutua del cable [6].

La reactancia por kilómetro de línea viene dada por:

$$X_L = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L \quad (3-4)$$

Donde:

f : Frecuencia de la red en Hz.

L : Coeficiente de autoinducción entre fases.

El cálculo para el coeficiente de autoinducción se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$L = 0.5 + 2 \cdot \ln \left[\left(\frac{2 \cdot D_m}{d} \right) \cdot 10^4 \right] \quad \left[\frac{H}{km} \right] \quad (3-5)$$

Donde:

D_m : Separación media geométrica entre fases en mm.

D : Diámetro del conductor en mm.

3.1.4 Pérdidas por efecto Joule en la pantalla

Las pérdidas de potencia en las pantallas se deben por un lado a las pérdidas óhmicas debidas al paso de las corrientes inducidas por las pantallas, y por el otro lado a las pérdidas causadas por la existencia de corrientes de Foucault [8]. Estas pérdidas se calculan como un incremento aparente (λ) de la resistencia del conductor, es decir:

$$W_{pantalla} = \lambda \cdot R \cdot I^2 \cdot 10^{-3} \quad \left[\frac{kW}{km} \right] \quad (3-6)$$

El factor λ recoge la influencia de las corrientes de circulación por la pantalla debido a la aparición de las tensiones inducidas (λ'), y la influencia de las corrientes de Foucault en la propia pantalla (λ'').

$$\lambda = \lambda' + \lambda'' \quad (3-7)$$

Cuando la pantalla se pone a tierra en ambos extremos, la influencia de las corrientes de Foucault (λ'') es despreciable frente a la influencia de las corrientes que circulan por la pantalla (λ').

Cuando la pantalla se pone a tierra en un único extremo o se realiza la conexión Crossbonding, no hay circulación de corrientes por la pantalla y todas las pérdidas que se producen en ella son debidas a la existencia de corrientes de Foucault (λ'').

3.1.5 Resistencias térmicas

Las pérdidas de energía de los cables, es decir, las fuentes de generación de calor están en los conductores, las protecciones metálicas (pantallas y armaduras) y en el dieléctrico. El camino que debe seguir el calor para llegar a disiparse hacia el medio ambiente varía según cuál sea el lugar en el que se ha generado: el calor procedente del conductor debe atravesar los aislamientos y las cubiertas, mientras que el generado en las pantallas y armaduras solo debe atravesar las cubiertas.

La determinación de la intensidad máxima admisible en servicio permanente, o lo que es lo mismo, aquella a la que se alcanza el equilibrio térmico, depende únicamente del valor de la resistencia térmica total de los elementos que tiene que atravesar el calor generado en el cable para llegar al medio ambiente. Esta resistencia térmica total está formada por un conjunto de resistencias térmicas parciales.

Los diferentes elementos del cable y el medio exterior oponen una resistencia a la propagación del calor producido por las fuentes de calor consideradas en anteriores apartados, en el interior del cable. Esta resistencia depende de la resistividad térmica de los distintos materiales y de los espesores de los mismos.

Los valores de resistencia térmica entre el conductor, la pantalla y la cubierta exterior, son propios de cada cable y dependen únicamente de las dimensiones del cable y la resistividad térmica del aislante o de la cubierta. El valor de la resistencia térmica del aislante o de la cubierta del medio exterior depende de la instalación realizada (al aire, directamente enterrada o enterrada bajo tubo) y de las características del terreno.

3.1.6 Caída de tensión

Cuando la corriente eléctrica circula por un conductor y éste disipa energía en forma de calor, la energía que recibe del generador debe ser mayor que la que entrega al receptor en una cuantía igual a la de las pérdidas en el cable. Además, la potencia disponible en el extremo receptor del cable es proporcional a la intensidad que lo recorre y a la diferencia de potencial disponible en dicho extremo.

Por continuidad, la cantidad de electrones que entran el cable por unidad de tiempo es la misma que la que sale, la menor potencia disponible en el extremo receptor del cable se debe a que la diferencia de potencial a la entrada del cable es mayor que a la salida. Esta disminución de la diferencia de potencial se conoce con el nombre de caída de tensión.

Para la determinación de la caída de tensión es necesario evaluar las pérdidas que se producen en cada uno de los elementos del cable (conductor, aislamiento y protecciones metálicas). Si bien existen ecuaciones similares en diversos libros y estudios, la empresa Chilquinta Energía S.A

establece su propio método para el cálculo de la caída de tensión, tal como se muestra a continuación:

$$\Delta U = B \cdot kVA \quad \left[\frac{\%}{km} \right] \quad (3-8)$$

Con:

$$B = ((R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi) \cdot 0.1) \cdot kV^{-2} \quad (3-9)$$

Y

$$X = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot 10^{-4} \cdot \left(2 \cdot \ln \left(\frac{S}{r} \right) \right) \quad (3-10)$$

Donde:

f : Frecuencia.

S : Distancia entre conductores vecinos en cm.

r : Radio del conductor de cobre en cm.

3.2 Capacidad de corriente en conductores con aislación XLPE

La Norma Eléctrica 4/2003 entregada por la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC), establece los límites de corriente admisible para distintos tipos de conductores, según su aislación e instalación.

Tabla 3-1: Intensidad de corriente admisible para conductores con aislación XLPE instalados en ductos (fuente: NCH Elec. 4/2003 [7]).

Sección		Corriente
AWG	mm ²	(A)
2	33.6	130
2/0	67.4	195
4/0	126.7	290
500 MCM	253.2	430

La tabla anterior solo muestra la capacidad de corriente para 4 secciones distintas. Estas son las secciones más utilizadas en Chile y son las utilizadas en el Plan de Valparaíso.

Si bien, existen otros estudios que muestran una capacidad de corriente mayor en conductores con aislación XLPE, cada instalación eléctrica en Chile debe regirse por las normativas que entrega la S.E.C.

En conclusión, se puede decir que para un cable monopolar con aislación XLPE de 253.2mm^2 , la intensidad de corriente que provoca que la temperatura se eleve a los 90°C es de 430A. Por lo tanto, éste es el límite de corriente al proyectar una red eléctrica, para disminuir la probabilidad de fallas a causa del pronto deterioro de la aislación del conductor. En ocasiones se suele confundir este concepto y se piensa que el límite de corriente está sujeto a la temperatura de servicio y no al revés como lo es en realidad. Por ejemplo, para el caso de un conductor de 253.2mm^2 sería erróneo decir que su límite de corriente es 430A si la temperatura de servicio es de 90°C y que la capacidad de corriente puede aumentar mientras se trabaje a una temperatura de servicio más baja.

4 Fallas eléctricas en una red de distribución subterránea

Sin lugar a duda, la ventaja de una red eléctrica subterránea es que posee una menor probabilidad de que ocurra una falla en comparación a una red eléctrica aérea. Esto se debe principalmente a que la red subterránea está menos expuesta a incidentes como accidentes de tránsito, contacto con árboles u otros elementos que puedan provocar una falla a tierra, problemas con aves de gran tamaño que puedan provocar una falla bifásica o derrumbes que provoquen la caída de un poste. Pero a pesar de que una red subterránea no está expuesta a este tipo de fallas tan habituales, sí existen otros elementos que pueden generar problemas en el suministro eléctrico como, por ejemplo, la humedad. El mantenimiento a redes subterráneas es más atareado que a una red aérea, por lo que es importante estudiar las fallas más comunes y hacer lo posible por evitarlas.

4.1 Aspectos generales de fallas eléctricas en cables

En términos generales, se denomina falla, a la condición física que ocasiona la avería en un cable, o que no permite que el mismo retenga o mantenga la tensión de servicio requerida.

Existen muchos tipos de fallas, alta resistencia, baja resistencia, fase a fase, fase a tierra y así sucesivamente. Debido a que la norma Chilquinta establece que los conductores van por ductos separados, es muy poco probable que suceda una falla entre fases.

Una falla también puede verse como una resistencia no lineal en paralelo con un espacio de chispa (spark gap o explosor). Se usan diferentes métodos para localizar y ubicar exactamente estos distintos tipos de fallas. Aún no se ha desarrollado nada que elimine la necesidad de ubicar la falla con exactitud mediante el uso de un generador de impulso. Generalmente las fallas se presentan en derivación, entre el conductor y la pantalla, pero cualquier otra combinación es posible.

Para una estructura dada, tal como un cable blindado, se utiliza material aislante para limitar la fuga de corriente entre el conductor y tierra, o entre dos conductores de diferente potencial. Siempre y cuando la corriente de fuga no exceda un límite de diseño específico, el cable es considerado bueno, y es capaz de entregar eficientemente energía eléctrica a una carga. En pocas palabras, la aislación del cable puede ser considerada buena cuando la corriente de fuga es

despreciable, pero, aun así, la aislación buena pierde alguna pequeña cantidad de corriente expresada en micro-amperes.

Los ensayos de aislación se realizan con una base de "pasa / no pasa", según el nivel de fuga o ruptura detectado. La tensión es aumentada en el cable ensayado, hasta el máximo requerido, manteniéndolo allí por un período de tiempo aconsejado por normativas. Si la aislación puede soportar esta tensión de prueba, es considerada buena. El parámetro real que se está ensayando, es la resistencia de la aislación. Este ensayo debe realizarse inicialmente para ayudar a establecer si el cable es realmente apto o no, y luego para determinar la condición de la falla, corto, abierto o de alta resistencia.

Toda aislación se deteriora en forma natural con el tiempo, aun cuando no están presentes condiciones ambientales inusuales y no existan daños físicos. Muchas sustancias tales como agua, aceite y químicos pueden contaminar y acortar la vida útil de la aislación, y causar serios problemas. Cuando en un punto determinado en un cable, se ha deteriorado la aislación a un grado tal que ocurre una elevación de corriente a tierra, el cable se denomina cable fallado, y la posición de ruptura, generalmente se denomina falla de cable.

4.2 Exceso de esfuerzo mecánico

Dentro de las principales causas en las fallas de estos cables, se encuentra el estiramiento o un exceso de esfuerzo mecánico. Al "estirarse", los delgados hilos conductores en su interior se verán afectados, perdiendo su solidez, rompiéndose fácilmente cuando se flexionan. Además, el aislamiento también se romperá cuando es aplastado y puede deslizarse sobre el conductor en un empalme.

De igual modo, un esfuerzo mecánico superior al especificado por el fabricante provoca que las chaquetas del cable pierdan su resistencia a los daños mecánicos. Ahora bien, cabe recordar que el aislamiento y la chaqueta vuelven a su longitud original una vez que se elimina el esfuerzo, pero no así el alambre de cobre, causando un daño permanente en el cable.

4.3 Sobrecorriente

Al someter los cables a una carga eléctrica, aumenta la temperatura de los conductores, del aislamiento y de la chaqueta, lo que inicia una serie de fenómenos: se incrementa la resistencia del metal, cae la tensión eléctrica en el cable y se reduce la corriente suministrada a la máquina. Por lo tanto, la máquina exige más corriente, lo que calienta aún más el cable.

A medida que aumenta la temperatura de trabajo del cable, este se calienta, su aislación y chaqueta pierden su capacidad para resistir los impactos y abusos físicos, como golpes y aplastamientos, y situaciones que no representaban un problema, ahora sí lo son.

También cabe destacar que la sección del cable que queda en forma de seno en la cámara también está expuesta a sufrir daños por sobrecarga eléctrica, debido a que, al estar enrollado, se impide la correcta ventilación y la disipación de calor.

4.4 Técnicas inadecuadas de empalmes y terminaciones

Un empalme o una terminación mal hecha pueden también dañar significativamente el cable, restándole vida útil y encareciendo su mantención. En este sentido, se deben evitar algunos de estos errores frecuentes:

- No eliminar los residuos semi-conductores en la superficie de aislación.
- Brechas, vacíos o puntos blandos en la cinta aislante.
- Terminación incorrecta del sistema de protección.
- Daños en la aislación de fábrica.
- Holgura excesiva en uno o más conductores individuales.
- Daños por incorrecta manipulación.
- El empalme tiene baja resistencia a la tracción y se corta fácilmente.
- Se dañan los cables individuales durante la conexión.

4.5 Arborescencia

En ingeniería eléctrica, la arborescencia es un fenómeno eléctrico previo a la ruptura dieléctrica de un material aislante. Es un proceso destructivo progresivo e irreversible debido a descargas parciales que avanzan dentro o en la superficie de un dieléctrico cuando se lo somete a un prolongado estrés eléctrico de alta tensión. El nombre arborescencia se debe a que sigue un patrón semejante a las ramificaciones de un árbol.

La arborescencia eléctrica se inicia y se propaga gradualmente cuando un material dieléctrico sólido se somete al estrés de un campo eléctrico elevado y divergente durante un tiempo prolongado. Las características de la arborescencia dependerán de la tensión eléctrica empleada, del material dieléctrico, y aun de variaciones en la morfología producidas por proporciones de mezcla distintas o variaciones de temperatura [8].

Para reducir la probabilidad de que ocurra este fenómeno, se utiliza un tipo de aislación especial en el conductor llamada XLPE-TR. Este tipo de aislación tiene el efecto de retardar la arborescencia.

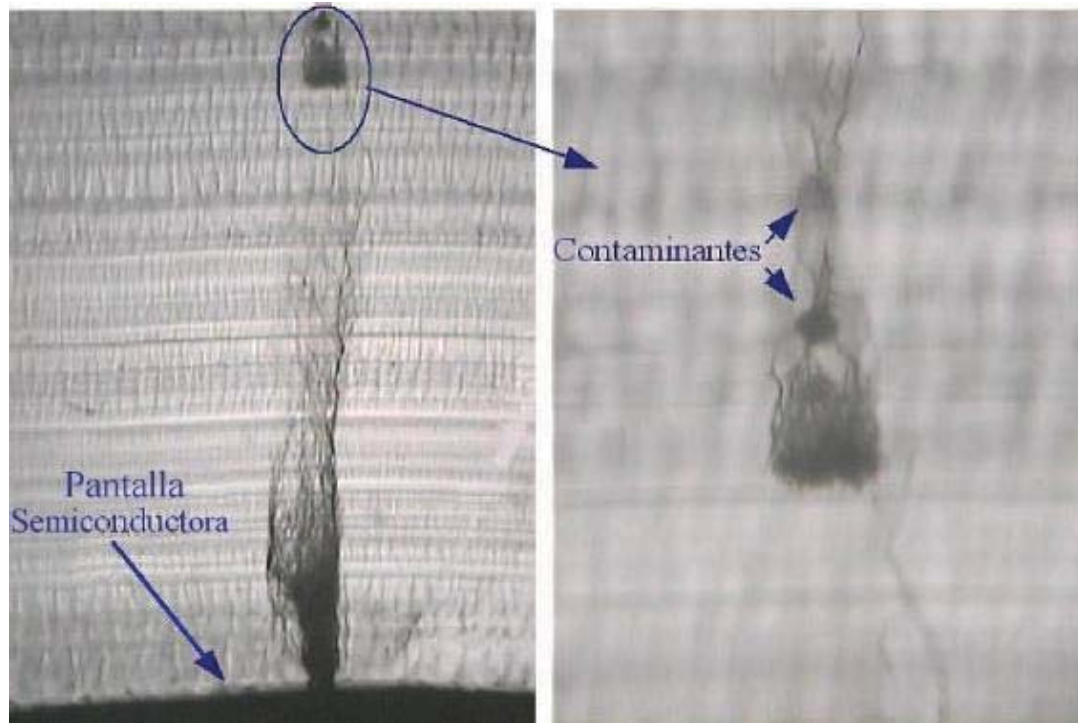


Fig. 4-1: Arborescencia eléctrica en un cable subterráneo (fuente: <http://factorelectrico.blogspot.com.es>).

En ocasiones se generan tramos en la red eléctrica en donde existe un radio de curvatura que excede el esfuerzo mecánico del cable, por ejemplo, en bajadas de poste donde se realiza la transición de disposición aérea a subterránea. Esto genera que la distancia de la aislación disminuya y además se crea un espacio para que se comience a acumular humedad. Bajo estas condiciones, se crea el ambiente ideal para que suceda una arborescencia eléctrica, se comienzan a generar descargas parciales entre el conductor y el medio exterior a través del material aislante. Llega un momento en que las descargas parciales terminan por romper la rigidez del material dieléctrico y se genera un arco eléctrico producto de una falla monofásica a tierra.

5 Condición actual de la red eléctrica en el Plan de Valparaíso

Como ya se ha estudiado en este informe, tanto los elementos que forman parte de una red eléctrica como también la norma que rige el sistema de distribución en el Plan de Valparaíso, es posible estudiar ahora y entender cómo está conformada la red eléctrica en este sector. Principalmente, la red eléctrica en el Plan de Valparaíso satisface la demanda eléctrica de tipo comerciales (grandes centros comerciales, locales comerciales y oficinas), de tipo industriales (puerto de Valparaíso, fábricas e industrias), de tipo residenciales (en su mayoría edificios residenciales) y otras cargas como los edificios universitarios. Está demás decir que el servicio eléctrico entregado a este sector de Valparaíso posee un gran impacto en el crecimiento económico tanto de la región como del país.

5.1 Subestación Primaria de Distribución

En el Plan de Valparaíso, los alimentadores comienzan su recorrido desde la Subestación Valparaíso, ubicada cerca de la intersección entre Av. Alemania con Calle Trinquete, comuna de Valparaíso.

La transformación de alta tensión a baja tensión se realiza a través de dos transformadores de 30 MVA ubicados en esta subestación con una relación de 115/13.2kV, es decir, los alimentadores que comienzan su recorrido desde este punto poseen una tensión de servicio de 13.2kV entre líneas.

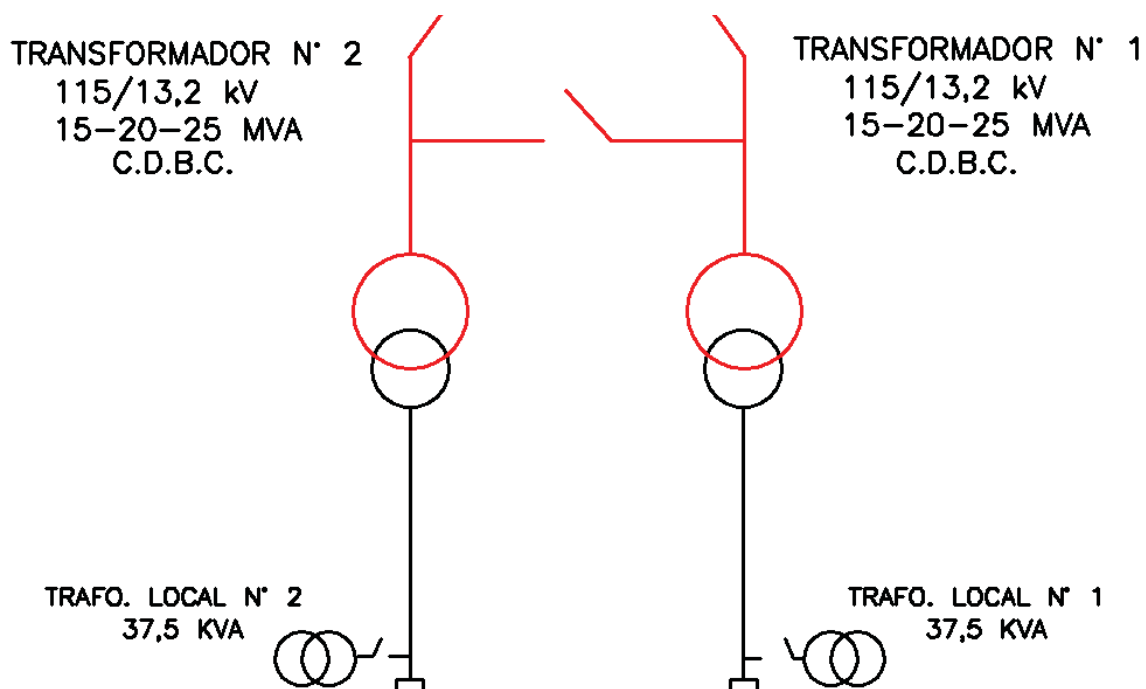


Figura 5-1: Características de los transformadores de distribución en el Plano de Red MT (fuente: Chilquinta Energía S.A.). Alimentadores.

A continuación, se muestra la distribución de las cargas para los transformadores 1 y 2. Estos transformadores también entregan suministro a otros alimentadores que no son parte del Plan de Valparaíso.

Tabla 5-1: Distribución de cargas para los transformadores de la subestación Valparaíso.

Transformador	Carga Conectada (MVA)	Carga máxima (MVA)	Uso (%)
1	26.4	30	88.0
2	13.8	30	46.0

La ubicación actual de la subestación Valparaíso no es la más adecuada debido a que desde que se realiza la transformación de tensión hacia donde se encuentran las primeras cargas en el plan de Valparaíso existe una distancia de 1000m aproximadamente y que sólo genera pérdidas de potencia.

A continuación, se realiza un cálculo para la resistencia eléctrica que presenta el cable en ese tramo.

$$\frac{\rho \cdot l}{A} (\Omega) \quad (5-1)$$

Donde:

ρ : Resistividad del cobre.

l : Distancia del conductor (m).

A : Sección del conductor (mm^2).

Reemplazando los valores para nuestro caso, tenemos que:

$$\frac{0.0179 \cdot 1000}{253} = 0.067 (\Omega)$$

Por cada conductor existe esta resistividad, por tanto, por cada conductor tendremos pérdidas de potencia. Si tomamos como ejemplo el caso del alimentador Puerto 1 con una demanda promedio de 345A:

$$3 \cdot 0.067 \cdot 345^2 = 23.91 (Kw)$$

Si consideramos ahora el traslado de la subestación a un sector 1000m más próximos al plan de Valparaíso, la tensión en ese tramo será de 115KV, por lo tanto, la corriente se verá reducida producto de la relación de transformación:

$$\frac{115}{13.2} = 8.71 p.u.$$

Y las pérdidas de potencia en ese tramo para nuestro ejemplo con el alimentador Puerto 1 serán:

$$3 \cdot 0.067 \cdot \left(\frac{345}{8.71}\right)^2 = 0.315 (Kw)$$

Las pérdidas se ven reducidas drásticamente si la relación de transformación ocurriera en un sector más próximo al plan de Valparaíso.

5.1.1 Distribución geográfica

Se utiliza el término “Alimentador” para referirse a los conductores troncales de media tensión que comienzan desde la subestación primaria de distribución hasta los puntos de baja tensión o clientes finales que requieran alimentación en media tensión según sea el contrato.

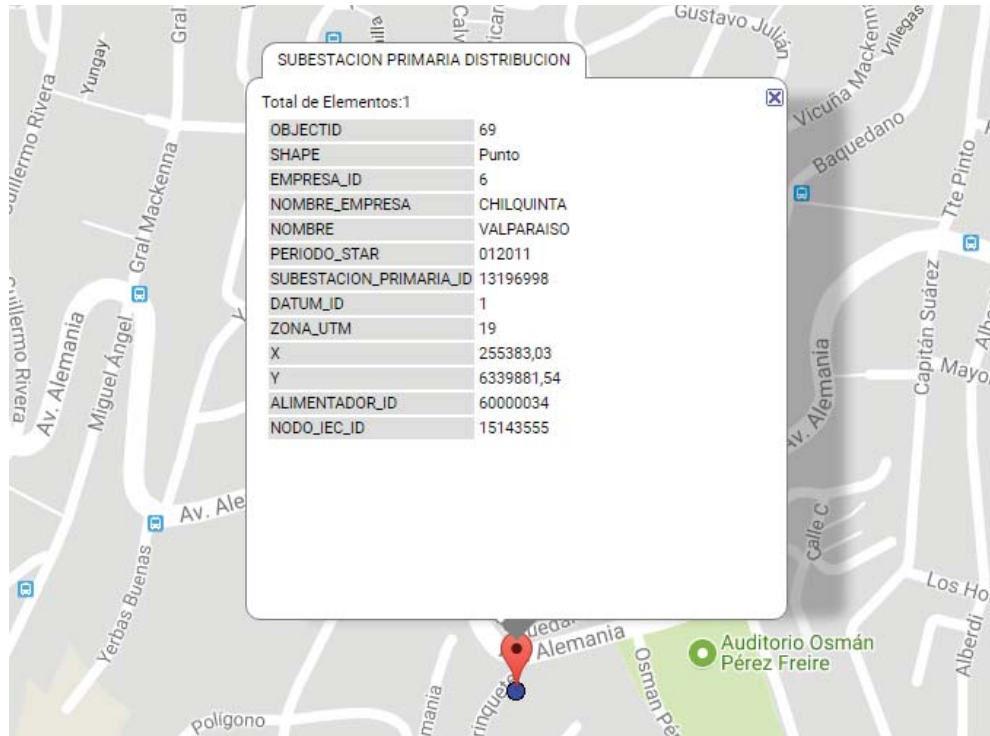


Figura 5-2: Ubicación de la Subestación Valparaíso (fuente: <http://secgis.sec.cl>).

Esta red eléctrica es una red trifásica y se distribuye a través del Plan de Valparaíso mediante 8 alimentadores subterráneos:

- Brasil.
- Colón.
- Errázuriz.
- Francia.
- Independencia.
- Puerto 1.
- Puerto 2.
- TPS.

Es muy importante para este estudio conocer la planimetría de la red eléctrica actual en el Plan de Valparaíso, por lo que, en las siguientes imágenes se muestra la distribución geográfica de cada alimentador.



Figura 5-3: Alimentador Brasil (fuente: Planimetría Chilquinta Energía S.A.)

Este alimentador, como su nombre lo indica, entrega suministro principalmente a cargas que se encuentran en la Avenida Brasil y Errázuriz.

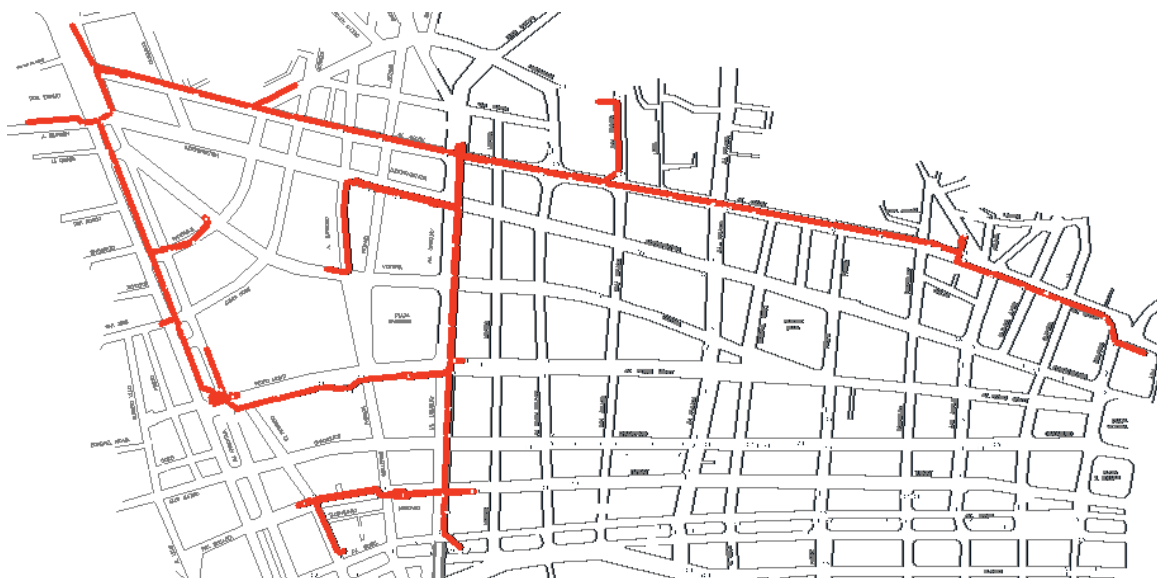


Figura 5-4: Alimentador Colón (fuente: Planimetría Chilquinta Energía S.A.).

El alimentador Colón comienza el suministro desde Av. Colón, pero también entrega energía a sectores en Av. Uruguay y Av. Argentina.



Figura 5-5: Alimentador Francia (fuente: Planimetría Chilquinta Energía S.A.).

El alimentador Francia entrega suministros a cargas ubicadas principalmente en Av. Francia y a algunas cargas ubicadas en Calle Chacabuco.



Figura 5-6: Alimentador Errázuriz (fuente: Planimetría Chilquinta Energía S.A.).

Este alimentador finaliza aproximadamente en Calle San Martín y entrega suministro eléctrico principalmente a las cargas ubicadas en la Av. Errázuriz.

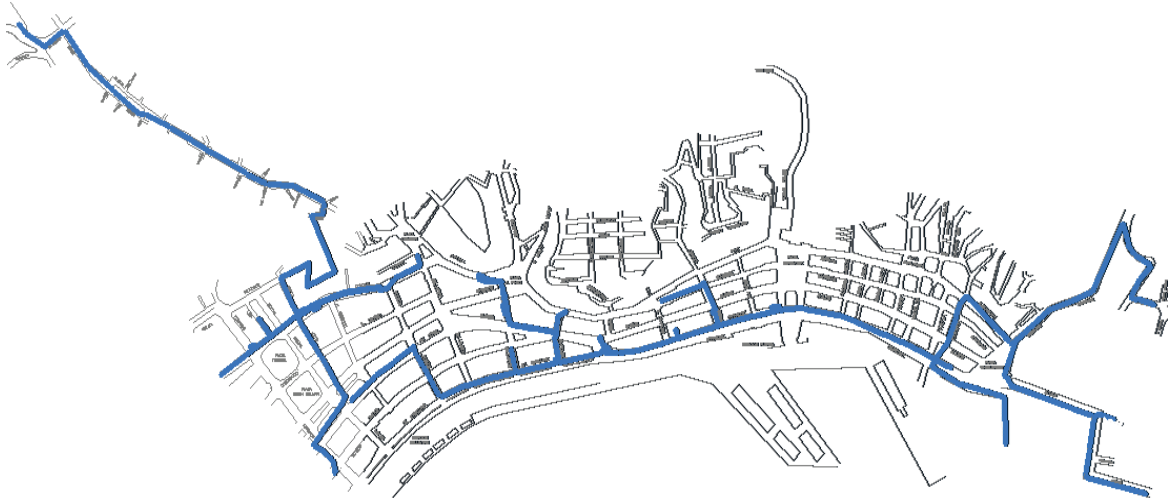


Figura 5-7: Alimentador Puerto 1 (fuente: Planimetría Chilquinta Energía S.A.).



Figura 5-8: Alimentador Puerto 2 (fuente: Planimetría Chilquinta Energía S.A.).

Los alimentadores Puerto 1 y Puerto 2, entregan suministro eléctrico principalmente al Puerto de Valparaíso.

Como se observa en las figuras anteriores, muchos de los alimentadores comparten una misma ruta por varios kilómetros entre la subestación y el Plan de Valparaíso. Sobre todo, para los alimentadores que comienzan a suministrar energía a cargas en el sector más cercano a la costa. Esta gran distancia en la que no hay cargas, solo genera caídas de tensión y pérdidas de potencia en la línea. Pero también al compartir tramos entre alimentadores, se da la posibilidad de que al fallar algún alimentador y no pueda entregar suministro, otro alimentador pueda tomar esas cargas. Esta idea se desarrolla con mejor detalle más adelante en este estudio.

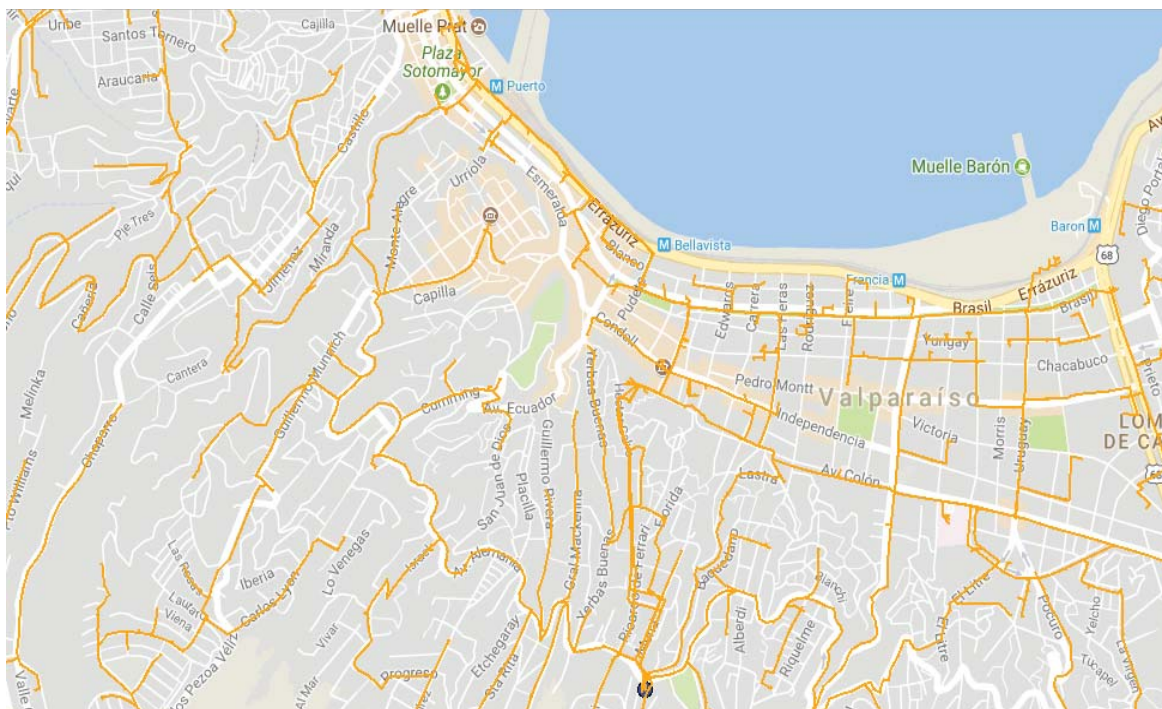


Figura 5-9: Red eléctrica MT Plan de Valparaíso (fuente: <http://secgis.sec.cl/>).

5.1.2 Aislación de los alimentadores

Como se mencionó al principio de este estudio, la red eléctrica de Valparaíso tiene más de 50 años de antigüedad. Si bien, en un comienzo la aislación más utilizada en esta red fue la de PIL-PVC, hoy en día la mayoría de los alimentadores poseen una aislación XLPE, quedando unos pocos kilómetros con aislación PIL-PVC, los cuales están en proceso de ser reemplazados. Este cambio en la aislación se debe principalmente a la probabilidad de falla del PIL-PVC sobre el XLPE debido a la presencia de humedad en la línea.

Al tener una aislación de XLPE los alimentadores actuales tienen una temperatura de servicio de 90°C en régimen permanente.

5.1.3 Sección en mm² de los alimentadores

La siguiente tabla muestra la sección que tienen los alimentadores en el Plan de Valparaíso. En base a la sección se puede determinar la capacidad de corriente de cada alimentador según lo establece la NCH Elec. 4/2003.

Tabla 5-3: Sección en mm² y capacidad de corriente para los alimentadores del Plan de Valparaíso.

Alimentador	Sección (mm ²)	Intensidad máxima de Corriente
Brasil	240	430
Francia	240	430
Errázuriz	240	430
Colón	240	430
Independencia	240	430
Puerto 1	240	430
Puerto 2	240	430
TPS	240	430

Si bien, en la tabla aparece que todos los alimentadores tienen una sección de 240mm², esto no se mantiene a lo largo de toda la red. A medida que cada tramo de un alimentador se acerca al final de la línea, el número de cargas disminuye, por lo que el alimentador va reduciendo su sección hasta llegar a un mínimo de 33mm².

5.2 Demanda eléctrica actual

A continuación, se muestran los valores máximos de corriente y potencia para cada alimentador en el Plan de Valparaíso.

Tabla 5-4: Demanda máxima actual de los alimentadores del Plan de Valparaíso.

Alimentador	Demanda máxima actual (A)	Demanda máxima actual (kVA)	Demanda máxima admisible	Uso (%)
Brasil	120	2743.5	9830.8	27.9
Francia	190	4343.9	9830.8	44.2
Errázuriz	90	2057.6	9830.8	20.9
Colón	170	3886.6	9830.8	39.5
Independencia	170	3886.6	9830.8	39.5
Puerto 1	345	7887.5	9830.8	80.2
Puerto 2	230	5258.3	9830.8	53.5
TPS	180	4115.4	9830.8	41.9

Los horarios en que cada alimentador se encuentra suministrando la máxima corriente, no necesariamente coinciden, ya que, son distintos los tipos de cargas a la que cada alimentador suministra energía.

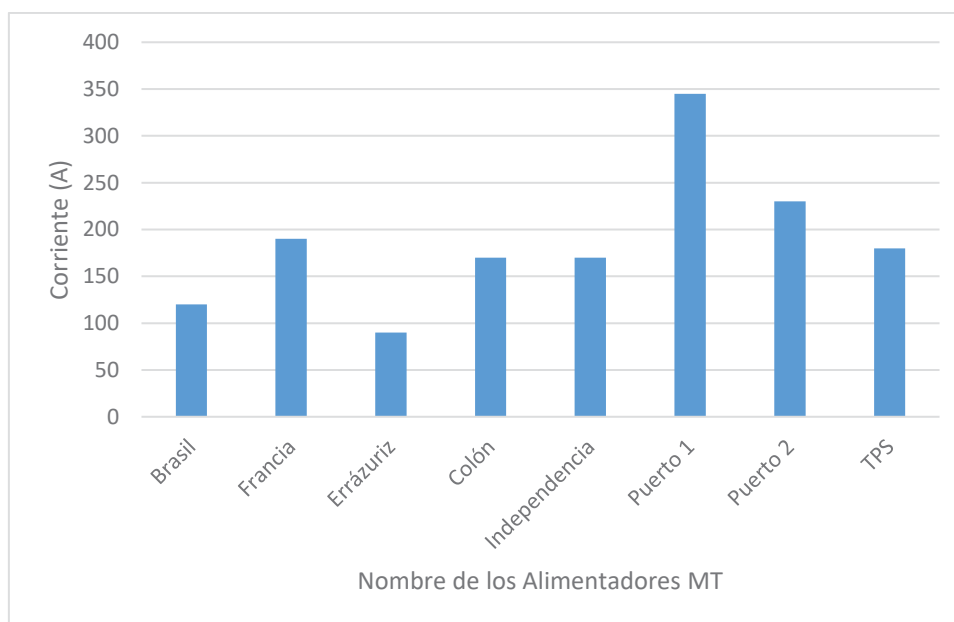


Gráfico 5-1: Demanda máxima actual de los alimentadores del Plan de Valparaíso.

En el gráfico anterior se puede observar que el alimentador Puerto 1 es el que posee la mayor demanda eléctrica actual y además se encuentra en sobre un 80% de su capacidad.

Un aspecto de gran importancia en la red eléctrica actual es que existen puntos donde no hay protecciones eléctricas como lo es la conexión de la Casa Central de la PUCV. Si se genera una falla en algún punto de la instalación de este edificio, provocará una falla en el alimentador hasta el punto donde exista un interruptor.

Con respecto al alimentador TPS, este alimenta una carga importante que es el Puerto. El riesgo en este alimentador es que al comienzo de la red tiene disposición aérea, por lo tanto, queda expuesto a un accidente de tránsito, caída de un árbol o hasta incluso un volantín podría ser la causa de dejar sin suministro el Puerto de Valparaíso.

6 Proyección de la demanda a 10 años

El objetivo principal de este estudio es conocer si el actual sistema de distribución en el Plan de Valparaíso será capaz de satisfacer la demanda eléctrica en el crecimiento de la demanda obtenido en los próximos 10 años. Para ello es necesario estimar una tasa de crecimiento, pero si la tasa llega a variar, se generarán problemas para tomar la correcta decisión en cuanto a las modificaciones que se deben hacer. En base a esto, surge la idea de proyectar el crecimiento para una tasa del 1% lineal anual y para el 2% lineal anual. Estos porcentajes son en base a la información de las últimas estadísticas de crecimiento en el Plan de Valparaíso y al estudio del crecimiento de la demanda eléctrica que entrega Chilquinta Energía cada año en su memoria anual. Lo que este estudio busca es entregar la información para que sirva de consulta y comparación para tomar decisiones, cuando se observe que la demanda eléctrica ha alcanzado valores específicos como los que se mostrarán más adelante.

Al momento de proyectar la demanda eléctrica, es importante hacer una mirada general de las grandes cargas que se incorporarán al sistema de distribución. Principalmente son dos:

- Aumento de potencia para el Puerto de Valparaíso en 2MVA más, y será considerado en el alimentador TPS.
- Construcción del Mall Barón con una carga estimada de 6MVA y será considerado en el alimentador Brasil.

Al considerar las cargas mencionadas anteriormente, el cuadro de demandas máximas variará como se muestra a continuación:

Tabla 6-1: Demandas máximas considerando las nuevas cargas de los alimentadores del Plan de Valparaíso.

Alimentador	Demanda máxima actual (A)	Demanda máxima actual (kVA)	Demanda máxima admisible	Uso (%)
Brasil	330	7543.5	9830.8	76.7
Francia	190	4343.9	9830.8	44.2
Errázuriz	90	2057.6	9830.8	20.9
Colón	170	3886.6	9830.8	39.5
Independencia	170	3886.6	9830.8	39.5
Puerto 1	345	7887.5	9830.8	80.2
Puerto 2	230	5258.3	9830.8	53.5
TPS	270	5715.4	9830.8	58.13

Para agregar las cargas mencionadas a la tabla anterior, se considera un factor de demanda del 80%, tanto para el puerto como para el Mall Barón.

Este capítulo se dividirá en 2 etapas; en primera instancia se considera el servicio en condición normal y se proyecta la demanda de acuerdo con una tasa de crecimiento. La segunda parte de este capítulo considera el estudio del sistema de respaldo considerando también una tasa de crecimiento.

6.1 Servicio en condición normal

En esta condición no está presente ninguna falla y cada alimentador entrega suministro a sus cargas correspondientes.

En la siguiente tabla se observa la corriente que circularía por cada alimentador del Plan de Valparaíso si es que la demanda crece con una tasa anual del 1%.

Tabla 6-2: Proyección de la demanda con una tasa de crecimiento del 1%.

Alimentador	Demanda máxima actual (A)	Proyección de la demanda (A)									
		1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Brasil	330	333.3	336.6	339.9	353.4	346.5	349.8	353.1	356.4	359.7	363
Francia	190	191.9	193.8	195.7	203.5	199.5	201.4	203.3	205.2	207.1	209
Errázuriz	90	90.9	91.8	92.7	96.4	94.5	95.4	96.3	97.2	98.1	99
Colón	170	171.7	173.4	175.1	182.1	178.5	180.2	181.9	183.6	185.3	187
Independencia	170	171.7	173.4	175.1	182.1	178.5	180.2	181.9	183.6	185.3	187
Puerto 1	345	348.45	351.9	355.35	358.8	362.25	365.7	369.15	372.6	376.05	379.5
Puerto 2	230	232.3	234.6	236.9	246.3	241.5	243.8	246.1	248.4	250.7	253
TPS	270	272.7	275.4	278.1	289.2	283.5	286.2	288.9	291.6	294.3	297

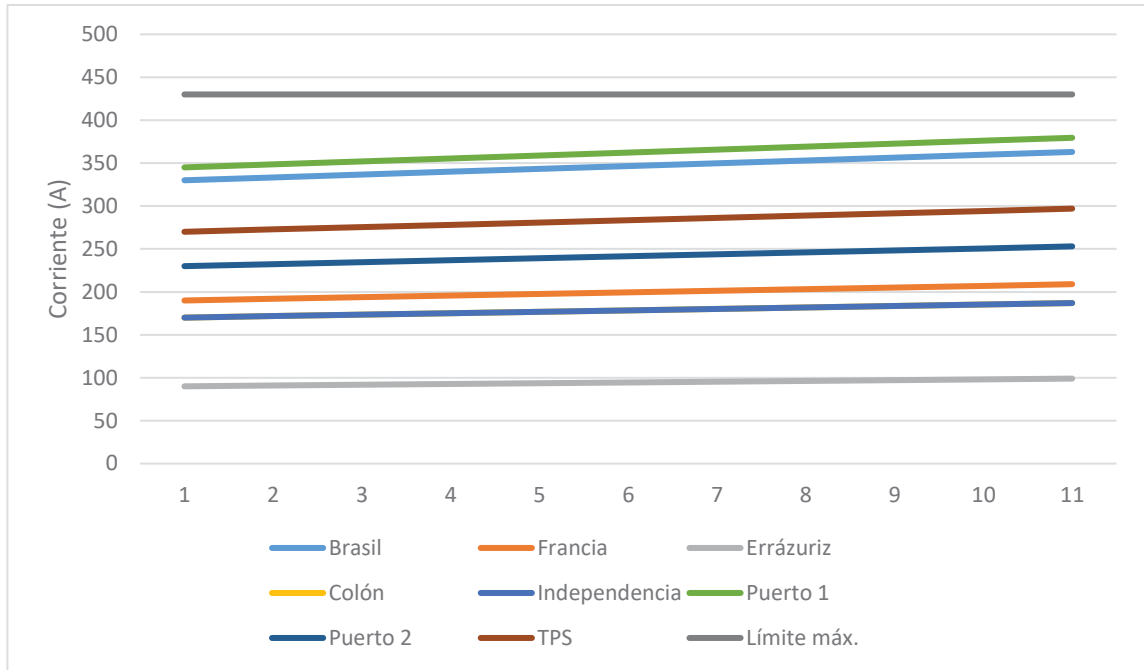


Gráfico 6-2: Proyección de la demanda con una tasa del 1% anual y lineal.

En el gráfico anterior se puede observar que considerando las cargas del Mall Barón y el Puerto, ningún alimentador sobrepasa su capacidad de corriente incluso, si la demanda aumenta en un 10%.

En la tabla 6-3 se encuentra la proyección para la subestación. Esta tiene una capacidad de 60MVA considerando ambos transformadores.

Tabla 6-3: Proyección de las cargas de la subestación Valparaíso con una tasa del 1% lineal y anual.

Transformador	Carga	Proyección	
	Conectada (MVA)	10 % (MVA)	Uso %
1	26.4	29.04	96.8
2	13.8	15.18	50.6

Como se observa en el gráfico anterior, si la demanda llega a crecer en un 10% en referencia a los valores actuales, entonces el transformador 1 se encontraría casi al límite de su capacidad. Sin embargo, el transformador 2 puede recibir algunos alimentadores del transformador 1, por lo tanto, la subestación sí tendría capacidad para un aumento de la demanda del 10% final.

A continuación, se presenta en la tabla 6-4 la proyección de la demanda para cada alimentador, pero considerando un 2% lineal anual.

Tabla 6-4: Proyección de la demanda con una tasa de crecimiento del 2%.

Alimentador	Demanda	Proyección de la demanda (A)									
	máxima actual (A)	2%	4%	6%	8%	10%	12%	14%	16%	18%	20%
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Brasil	330	336.6	343.2	349.8	356.4	363	369.6	376.2	382.8	389.4	396
Francia	190	193.8	197.6	201.4	205.2	209	212.8	216.6	220.4	224.2	228
Errázuriz	90	91.8	93.6	95.4	97.2	99	100.8	102.6	104.4	106.2	108
Colón	170	173.4	176.8	180.2	183.6	187	190.4	193.8	197.2	200.6	204
Independencia	170	173.4	176.8	180.2	183.6	187	190.4	193.8	197.2	200.6	204
Puerto 1	345	351.9	358.8	365.7	372.6	379.5	386.4	393.3	400.2	407.1	414
Puerto 2	230	234.6	239.2	243.8	248.4	253	257.6	262.2	266.8	271.4	276
TPS	270	275.4	280.8	286.2	291.6	297	302.4	307.8	313.2	318.6	324

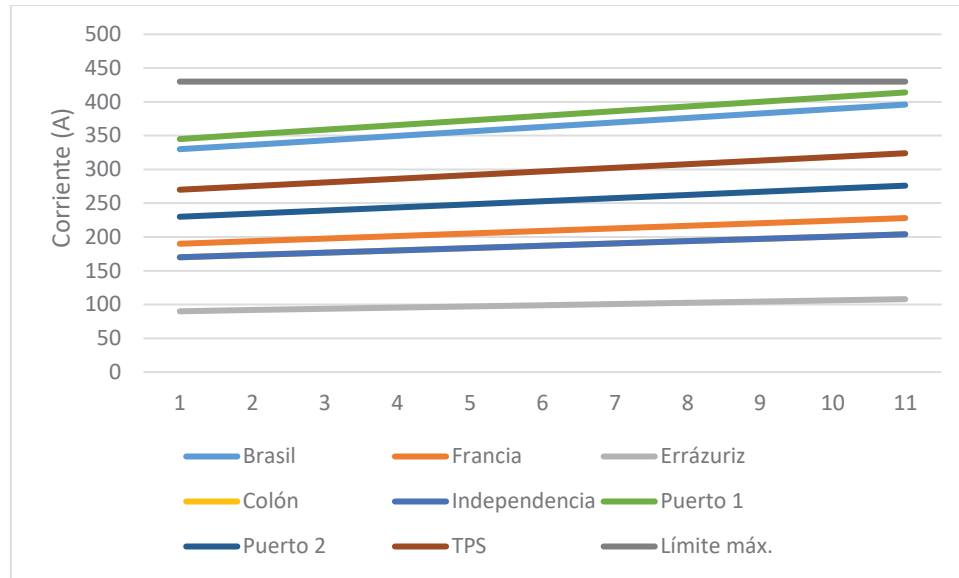


Gráfico 6-3: Proyección de la demanda con una tasa del 2% anual y lineal.

En el gráfico anterior se puede observar que considerando las cargas del Mall Barón y el Puerto, ningún alimentador sobrepasa su capacidad de corriente incluso, si la demanda aumenta en un 20%. Pero el alimentador Brasil y el alimentador Puerto 1 se encuentran muy cercano a su límite de capacidad de corriente.

En la tabla 6-5 se encuentra la proyección para la subestación con una tasa del 2%.

Tabla 6-5: Proyección de las cargas de la subestación Valparaíso con una tasa del 2% lineal y anual.

Transformador	Carga Conectada (MVA)	Proyección	
		20 % (MVA)	Uso %
1	26.4	31.68	105.6
2	13.8	16.56	55.2

Si se observa la tabla anterior, el transformador 1 se encuentra sobrepasado en capacidad si la demanda llega a crecer en un 20%. Sin embargo, el transformador 2 tiene casi la mitad de su capacidad disponible, por lo que la subestación Valparaíso aún podría entregar suministro si la demanda aumenta en un 20%.

6.2 Alternativas para un sistema de respaldo

El estudio del sistema de respaldo es importante para conocer qué alimentadores pueden entregar suministro cuando uno de los demás falla.

El traspaso de cargas se hace principalmente a través de maniobras de los interruptores SF6 ubicados en cámaras subterráneas en el Plan de Valparaíso. Es importante conocer los lugares donde están ubicados estos interruptores.

Para este estudio, se considera la demanda actual, pero teniendo en cuenta el aumento de potencia de 2MVA para el puerto y los 6MVA del Mall Barón. No se aplicará una tasa de crecimiento, ya que, es relativo saber cuál alimentador tendrá un mayor o menor crecimiento en relación con las cargas conectadas. Pero, aun así, esta información resulta de ayuda para tomar decisiones sobre qué alimentadores pueden entregar respaldo a otros en caso de alguna falla.

6.2.1 Brasil

El alimentador Brasil posee una demanda de 330A considerando el Mall Barón con una potencia de 6MVA y aplicando un factor de demanda del 80%.

Debido a la distribución geográfica de los alimentadores, la mejor alternativa es que el alimentador Errázuriz pueda funcionar como respaldo ante una falla en el Alimentador Brasil.

A continuación, se muestra la intersección de los tramos de los alimentadores Brasil y Errázuriz:



Figura 6-1: Ubicación de interruptor SF6 Brasil-Las Heras (fuente: <http://secgis.sec.cl>).

Este interruptor se encuentra ubicado en la cámara señalada en la figura 6-1 específicamente en la cámara MO0084.

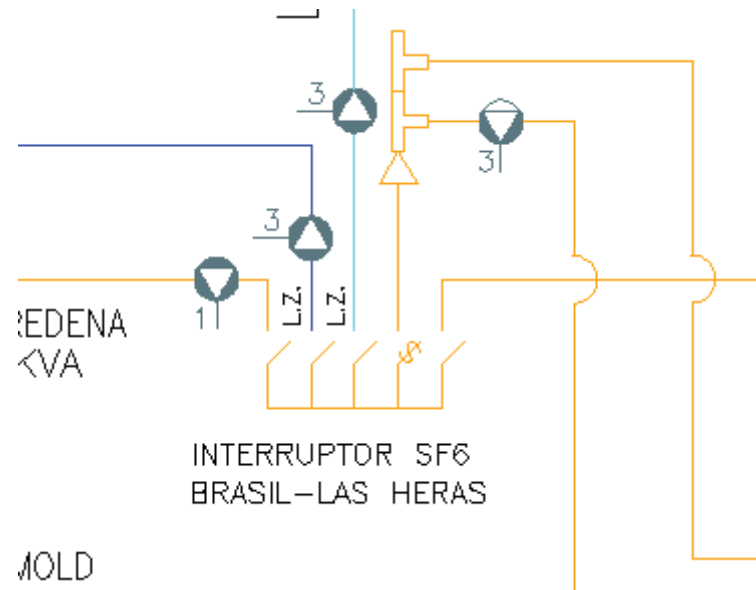


Figura 6-2: Palancas SF6 Brasil-Las Heras (fuente: Chilquinta Energía S.A.).

Al realizar las maniobras correspondientes en las palancas de los interruptores, es posible traspasar carga desde el alimentador Brasil hacia el alimentador Errázuriz. De todos modos, no es posible traspasar toda la carga cuando se tiene en consideración la demanda eléctrica del Mall Barón. Esto se ejemplifica en la siguiente tabla:

Tabla 6-6: Respaldo alimentadores Brasil-Errázuriz.

Alimentador	Demanda Máxima (A)
Brasil	330
Errázuriz	90
TOTAL	420

Aunque el total de corriente no supera el límite de los 430A, puede resultar un riesgo traspasar toda la carga desde el alimentador Brasil hacia Errázuriz, debido a que la corriente puede aumentar y la capacidad del conductor se vería sobrepasada.

6.2.2 Errázuriz

El alimentador Errázuriz posee una demanda de 90A. Es uno de los alimentadores que menos carga tiene, por lo que mayor es su disponibilidad para funcionar como respaldo para otros alimentadores.

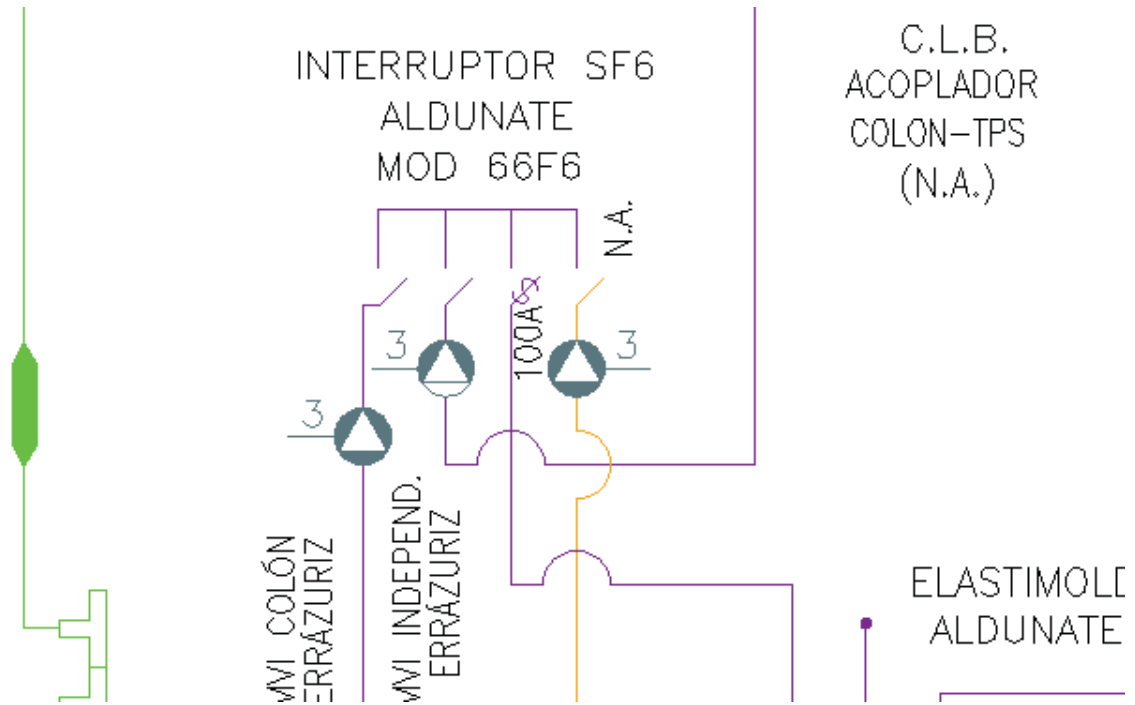


Figura 6-3: Palancas SF6 Aldunate (fuente: Chilquinta Energía S.A.).

Como se estudió en la sección anterior, es una buena alternativa el respaldo entre los alimentadores Errázuriz y Brasil. El cuadro de cargas no cambia, ya que la suma total es la misma, lo que sí cambia es que, para realizar este respaldo, las maniobras se deben realizar en el SF6 Aldunate.

6.2.3 Francia.

El alimentador Francia posee una demanda de 190A. Debido a esto, el alimentador Brasil no puede ser el único respaldo si ocurre una falla, por lo que es necesario un segundo respaldo y para ello, la mejor alternativa es el alimentador Colón. Para ello es necesario realizar maniobras en 2; para el traspaso de carga entre los alimentadores Francia y Brasil, se debe maniobrar el SF6 que muestran las figuras 6-1 y 6-2, y para realizar el traspaso de carga entre los alimentadores Francia y Colón, se debe maniobrar el SF6 Colón Francia como muestra la figura 6-4.



Figura 6-4: Palancas SF6 Aldunate (fuente: Chilquinta Energía S.A.).

La tabla 6-6 muestra que entre los 3 alimentadores es posible respaldar completamente la demanda eléctrica del alimentador Francia ante un caso de falla.

Tabla 6-7: Respaldo alimentadores Francia- Brasil-Colón.

Alimentador	Demanda Máxima (A)
Francia	190
Colón	170
Brasil	330
TOTAL	690

6.2.4 Independencia

El alimentador independencia tiene una demanda de 170A. Al igual que en el caso anterior, un solo alimentador no podría dar respaldo suficiente ante una falla, por lo que, es necesario otro alimentador de respaldo. La mejor alternativa es respaldar con los alimentadores Puerto 1 y Brasil.

Para realizar el traspaso de cargas entre los alimentadores Independencia y Brasil, se debe maniobrar el SF6 Brasil-Las Heras que muestra la figura 6.2. Para realizar el traspaso de cargas entre los alimentadores Independencia y Puerto 1, se debe maniobrar el SF6 Malgarejo O'Higgins, como muestra la siguiente imagen.

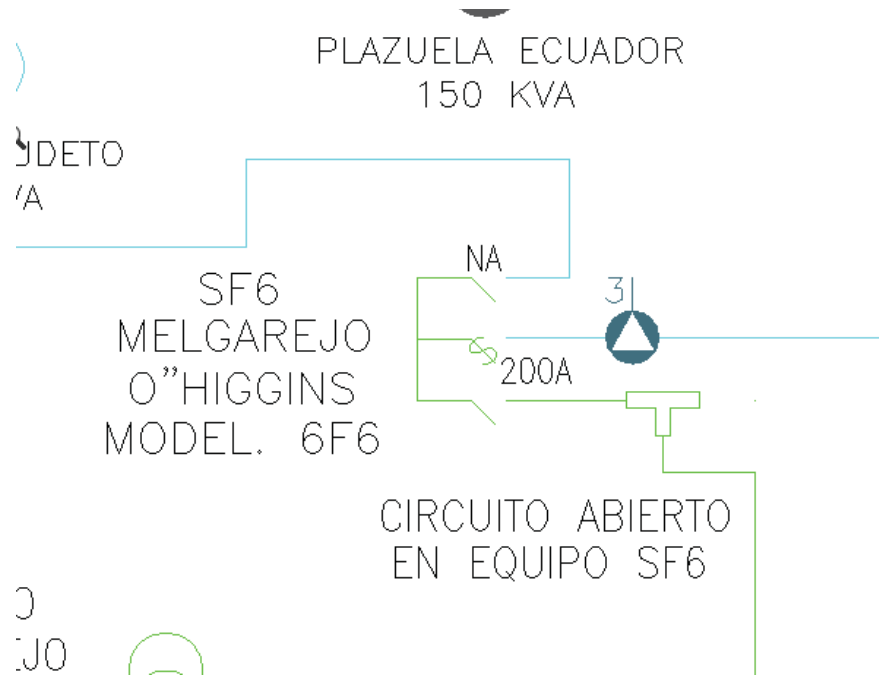


Figura 6-5: Palancas SF6 Malgarejo O'Higgins (fuente: Chilquinta Energía S.A.).

La tabla 6-7 muestra que entre los 3 alimentadores es posible respaldar completamente la demanda eléctrica del alimentador Independencia ante un caso de falla.

Tabla 6-8: Respaldo alimentadores Independencia- Brasil-Puerto 1.

Alimentador	Demanda Máxima (A)
Independencia	170
Brasil	330
Puerto 1	250
TOTAL	750

6.2.5 Puerto 1

Este alimentador es el que tiene la mayor demanda con 345A. Debido a esto, la mejor alternativa de respaldo es traspasar cargas a los alimentadores Puerto 2 y Errázuriz.

Para el traspaso de cargas desde Puerto 1 a Puerto 2, se debe maniobrar el SF6 Salvador Donoso que se muestra en la figura 6-6. Para el traspaso de cargas desde Puerto 1 a Errázuriz, se debe maniobrar el SF6 Brasil-Huito como muestra la figura 6-7.

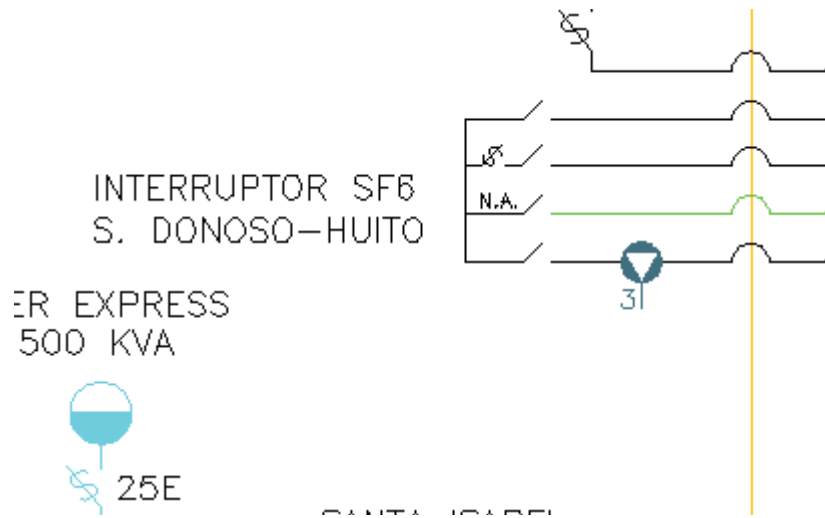


Figura 6-6: Palancas SF6 Salvador Donoso-Huito (fuente: Chilquinta Energía S.A.).

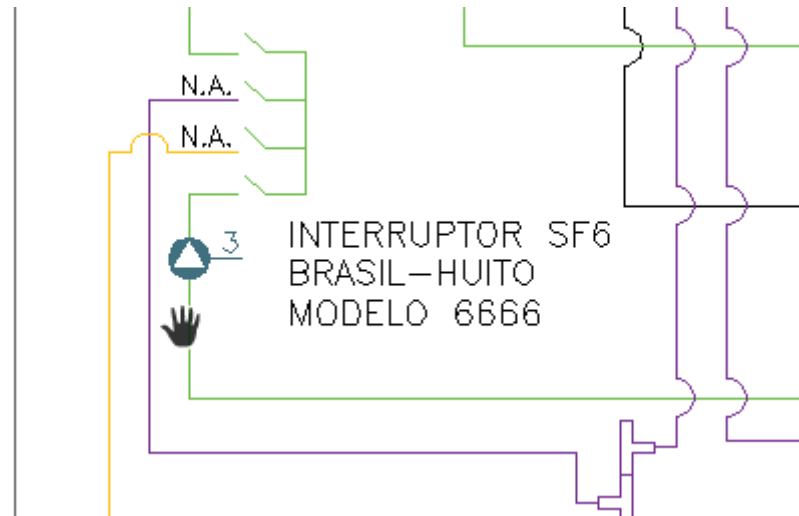


Figura 6-7: Palancas SF6 Brasil-Huito (fuente: Chilquinta Energía S.A.).

La tabla 6-9 muestra que entre los 3 alimentadores es posible respaldar completamente la demanda eléctrica del alimentador Puerto 1 ante un caso de falla.

Tabla 6-9: Respaldo alimentadores Puerto 1-Puerto 2-Errázuriz

Alimentador	Demanda Máxima (A)
Puerto 1	345
Puerto 2	250
Errázuriz	90
TOTAL	685

6.2.6 Puerto 2

Este alimentador posee una demanda de 250A. También es una gran demanda en comparación a otros alimentadores, por lo que la mejor alternativa de respaldo consiste en traspasar cargas desde Puerto 1 a otros alimentadores como Independencia o Playa Ancha y luego ocupar Puerto 1 como respaldo de Puerto 2.

El traspaso de cargas desde Puerto 2 a Puerto uno se realiza a través de maniobras en el SF6 Salvador Donoso-Huito, el cual se muestra en la figura 6-6.

La tabla 6-10 muestra que entre los posibles 3 alimentadores, se puede respaldar completamente la demanda eléctrica del alimentador Puerto 2 ante un caso de falla.

Tabla 6-10: Respaldo alimentadores Puerto 1-Puerto 2-Independencia.

Alimentador	Demanda Máxima (A)
Puerto 1	345
Puerto 2	250
Independencia	170
TOTAL	765

6.2.7 TPS

Con el aumento de potencia de 2MVA en el puerto, el alimentador TPS tendría una demanda de 270A. Una gran alternativa en caso de falla es traspasar las cargas al alimentador Errázuriz a través del SF6 TPS que se muestra en la figura 6-8.

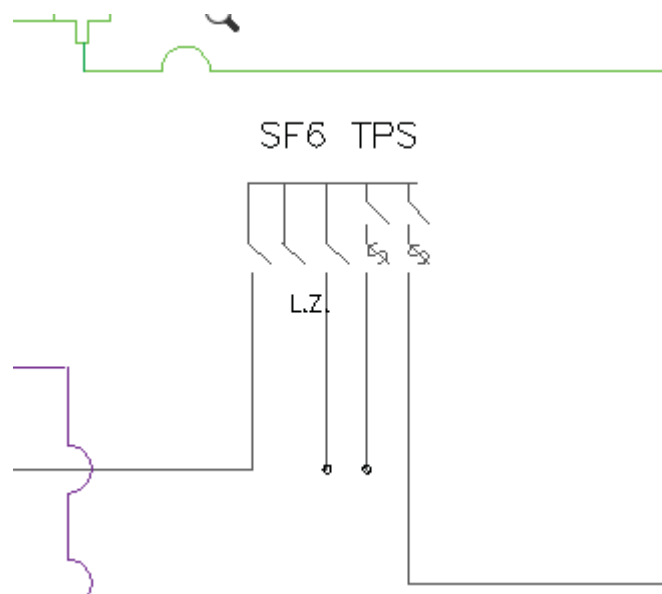


Figura 6-8: Palancas SF6 TPS (fuente: Chilquinta Energía S.A.).

La tabla 6-11 muestra que entre los 2 alimentadores es posible respaldar completamente la demanda eléctrica del alimentador Francia ante un caso de falla.

Tabla 6-11: Respaldo alimentadores TPS-Errázuriz.

Alimentador	Demanda Máxima (A)
TPS	270
Errázuriz	70
TOTAL	360

6.2.8 Uruguay

Este alimentador posee una demanda de 185A. Una alternativa es realizar el traspaso de cargas desde el alimentador Uruguay hacia el alimentador Francia a través del SF6 Colón-Francia, el cual se muestra en la figura 6-9.

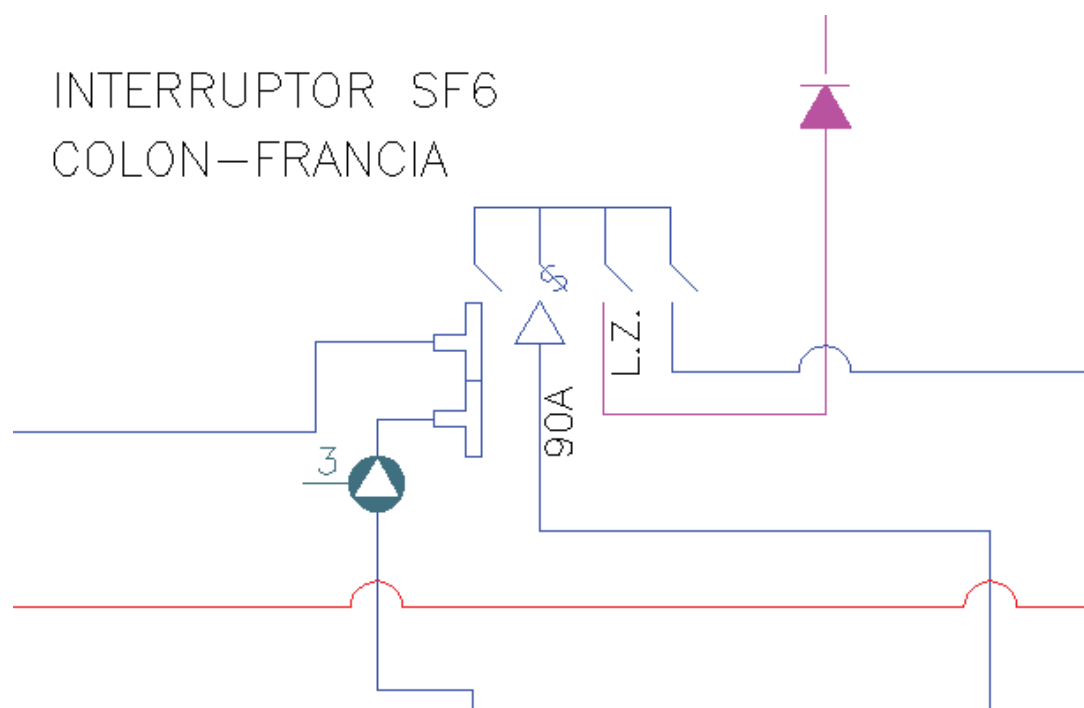


Figura 6-9: Palancas SF6 Colón-Francia (fuente: Chilquinta Energía S.A.).

La tabla 6-10 muestra que entre los 2 alimentadores es posible respaldar completamente la demanda eléctrica del alimentador Francia ante un caso de falla, pero el alimentador Francia estaría llegando al máximo de su capacidad. Se recomienda analizar también la alternativa de traspasar cargas desde el alimentador Uruguay hacia el alimentador Sauce, que también está conectado a la subestación Valparaíso, pero no es parte del sector Plan.

Tabla 6-12: Respaldo alimentadores Uruguay-Francia.

Alimentador	Demanda Máxima (A)
Uruguay	185
Francia	190
TOTAL	375

Las alternativas de respaldo mencionadas en este capítulo no son necesariamente las únicas disponibles, dependiendo de la situación, es posible que aparezca una nueva alternativa que dé solución al problema de respaldo en caso de una falla.

7 Propuestas y soluciones

Luego de estudiar el comportamiento de la red eléctrica actual en el plan de Valparaíso y proyectando su demanda a los próximos 10 años, es correcto afirmar que con la red actual no habrá problemas en satisfacer la demanda en el período de tiempo considerado. Esto se debe en gran manera a que el crecimiento industrial o comercial en este sector se ve fuertemente limitado por el poco espacio geográfico que pudiese aún haber para construir y de esa manera crezca la demanda eléctrica. Sin embargo, surgen propuestas para mantener y mejorar la calidad del servicio entregado.

7.1 Mejorar la confiabilidad

Si bien la red eléctrica actual tiene la capacidad de entregar suministro eléctrico para los próximos 10 años e inclusive más, es importante que el servicio sea confiable, es decir, que la cantidad de eventos y fallas que causen la discontinuidad del suministro eléctrico sea la mínima.

7.1.1 Mantenimiento predictivo

Aún existen tramos de la red actual que no poseen aislación XLPE-TR, por lo tanto están más expuestas a sufrir algún tipo de falla como las que se estudiaron en el capítulo 4. . Realizar este cambio en la aislación mejorará la confiabilidad del servicio.

Además del mantenimiento común que se debe realizar cada cierto tiempo, se propone estudiar las tecnologías actuales para la localización de fallas. Esto se debe a que en una red eléctrica subterránea no es sencillo encontrar el lugar de una falla eléctrica.

7.1.2 Trasladar la subestación eléctrica

Como se puede observar en el capítulo 5.1 la ubicación actual de la subestación primaria está alejada 1 Km aproximadamente de las cargas eléctricas. Además de las pérdidas de energía debido al efecto joule, los alimentadores que consideran un tramo aéreo en ese sector se ven fuertemente comprometidos a dejar sin suministro todas las cargas en el plan de Valparaíso si es que llega a ocurrir una falla, debido a que la red aérea está más expuesta que una red subterránea. El suministro sería más confiable si la transformación de energía ocurriera en un sector más próximo al plan de Valparaíso y que todos los alimentadores comiencen su recorrido de forma

subterránea. Para ello, se propone construir la subestación en el sector Aldunate, mencionado en el capítulo 5 y que es propiedad de Chilquinta Energía S.A.

7.2 Optimizar la red eléctrica actual

Uno de los grandes problemas que poseen las redes eléctricas subterráneas es el largo y costoso proceso de cambiar los conductores. Además, en el Plan de Valparaíso la red eléctrica ya está construida para alimentadores de la mayor sección posible según la norma. Es por ello que se propone estudiar alternativas para optimizar la red eléctrica actual y otorgar una mayor capacidad de suministro.

7.2.1 Análisis de armónicos

Si bien la contaminación armónica en alta tensión es despreciable, es necesario estudiar a qué nivel la red eléctrica en media tensión está contaminada debido a los armónicos generados principalmente en baja tensión. Pensando que el plan de Valparaíso considera un gran sector industrial donde se ocupan motores que pueden estar controlados electrónicamente, lo que genera contaminación armónica y finalmente sobrecarga a los conductores eléctricos. Puede ser una solución concreta reducir la contaminación armónica a través compensadores de energía reactiva y de esta manera tener una red eléctrica más eficiente y disminuir la probabilidad de que un relé de protección actúe por error.

7.2.2 Cambiar el nivel de tensión

Debido a la complicación actual de aumentar la sección de los conductores, lo que conlleva cambiar los ductos para una mejor disipación de calor, puede resultar un estudio útil considerar aumentar el nivel de tensión, lo que a su vez disminuiría las corrientes en los conductores y aumentaría su capacidad. Este cambio en el nivel de tensión se verá limitado a la tensión máxima que pueda soportar la aislación actual en los conductores en régimen permanente.

7.3 Construir nuevos alimentadores de respaldo

Como se observó anteriormente en la tabla 6-2, los alimentadores Brasil y Puerto 1 llegarán a un momento que será difícil entregar respaldo debido a la gran cantidad de energía que suministran. Es por ello por lo que también se estudiará los costos de construir nuevos alimentadores pensando que cuanto antes realizar la inversión, mejor será la confiabilidad del servicio.

Se considera para este estudio la utilización de cable de cobre en contraste a uno más barato como el cable de aluminio, pero que, al requerir mayor disipación de calor, los ductos deben ser de mayor diámetro. Sin embargo, la norma chilena exige que a menos de 2 kilómetros de la costa no se puede instalar cables de aluminio para la distribución eléctrica debido a la rápida corrosión que presenta el material en sectores húmedos. Además, el plan de Valparaíso es considerado un sector inundable en caso de tsunami.

7.3.1 Respaldo para el alimentador Brasil

Este alimentador tendría una distancia total de 4Km aproximadamente y entregaría energía a grandes cargas como lo será en algún momento el Mall Barón. En la tabla 7-1 se observan los costos asociados a la construcción de una nueva red que entregue apoyo continuo a las demandas eléctricas actuales, a las cuales el alimentador Brasil entrega energía. En esta tabla están presentes sólo los costos de materiales y no las horas hombres, eso se puede calcular dependiendo del tiempo límite que tenga el proyecto.

La justificación para cada uno de los costos empleados se puede revisar en el apéndice B.

Tabla 7-1: Costos de materiales para nuevo alimentador en ruta Brasil.

Descripción del material		Cantidad	Valor Material Unitario (CLP)	Valor Total Material (CLP)
Ductos	Tubo 6m Schedule 40 clase II de 75mm	2667	23,000	61,341,000
	Pegamento Vinilit (galón)	23	2,390	54,970
	Separador de 4 vías (un)	2000	1,562	3,124,000
Zanja	Excavación (m)	4000	4,000	16,000,000
	Encamado de arena fina (m ³)	1000	15,000	15,000,000
	Compactado (m)	7300	2,000	14,600,000
	Retiro de escombros (m ³)	1576	80,000	8,407,680
	Losetas de hormigón (un)	16000	8,500	136,000,000
	Cinta de Peligro Chilquinta (Rll)	40	13,900	556,000
Cámaras	Paso Construida c/Ladrillos + Marco y Tapa (un)	17	755,000	12,835,000
	Maniobra Construida c/Ladrillos + Marco y Tapa (un)	6	775,000	4,650,000
Conductor	XLPE-TR CU 250mm ² (m)	9450	19500	184,275,000
	XLPE-TR CU 70mm ² (m)	3150	7500	23,625,000
Malla a tierra	Por cada cámara (un)	73000	23	1,679,000
Total				482,147,650

7.3.2 Respaldo para el alimentador Puerto 1

Este respaldo entregaría apoyo continuo a sobrecargado alimentador Puerto 1. Tendría una longitud de 4Km aproximadamente y alimentaría cargas importantes en un sector industrial de

Valparaíso. En la tabla 7-2 se muestran los costos asociados a los materiales para la construcción de esta nueva red eléctrica.

Tabla 7-2: Costos de materiales para nuevo alimentador en ruta Puerto 1.

Descripción del material		Cantidad	Valor Material Unitario (CLP)	Valor Total Material (CLP)
Ductos	Tubo 6m Schedule 40 clase II de 75mm	3000	3000	23,000
	Pegamento Vinilit (galón)	25	25	2,390
	Separador de 4 vías (un)	2250	2250	1,562
Zanja	Excavación (m)	4500	4500	4,000
	Encamado de arena fina (m ³)	1125	1125	15,000
	Compactado (m)	1202	1202	-
	Retiro de escombros (m ³)	7300	7300	2,000
	Losetas de hormigón (un)	1773	1773	80,000
	Cinta de Peligro Chilquinta (Rll)	18000	18000	8,500
Cámaras	Paso	45	13,900	12,835,000
	Maniobra	18	755,000	4,650,000
Conductor	XLPE-TR CU 250mm ² (m)	7	7	775,000
	XLPE-TR CU 70mm ² (m)	9450	9450	19500
Malla a tierra	Por cada cámara (un)	3150	3150	7500
Total				513,873,390

Los costos asociados son bastantes altos, pero llegará un momento en que el crecimiento de la demanda exija la construcción de un nuevo alimentador. Es por ello por lo que no se debe postergar en demasiados años esta alternativa si es que aparecen más cargas importantes. Se debe tener en consideración que según el informe anual de Chilquinta, la rentabilidad anual en los últimos 3 años ha sido aproximadamente del 12%.

Discusiones y conclusiones

Luego de haber realizado este estudio, se entiende la gran importancia de conocer muy bien la estructura de la red eléctrica, su distribución geográfica y los elementos que la componen para poder tomar correctas decisiones a futuro. Conocer a cabalidad el sistema de distribución eléctrica del Plan de Valparaíso es un trabajo de muchos años y requiere experiencia en el funcionamiento de éste.

Al estudiar la disposición subterránea, es indudable concluir que presenta muchas ventajas en contraste con la disposición aérea en relación con las probabilidades de falla. Sin embargo, el mantenimiento tiene un grado de dificultad mayor en la disposición subterránea, debido a que los cables no se encuentran a simple vista. Esto también dificulta la localización de fallas. Pero se concluye que aun tomando en cuenta estas consideraciones, es un sistema de distribución más robusto y seguro. Esto se ve reflejado en los altos costos que conlleva construir una red eléctrica subterránea.

Cuando se estudia el sistema de distribución eléctrica actual en el capítulo 5, se puede observar que, a pesar de la antigüedad de la red eléctrica, la mayoría de los alimentadores poseen una gran disponibilidad en su capacidad de corriente. Esto entrega una seguridad de que el sistema eléctrico actual no estará en un límite de capacidad a corto plazo.

Se concluye que, en la proyección de la demanda, el sistema de distribución eléctrica actual es capaz de entregar suministro aunque la demanda aumente a un 20%. Por lo tanto no es necesario invertir en estos momentos para desarrollar una nueva red eléctrica hasta al menos en los próximos 10 años. En caso de que se implemente alguna nueva carga importante, de tal manera que ninguno de los alimentadores actuales pueda entregar suministro, la capacidad de la subestación Valparaíso entrega la posibilidad de conectar un nuevo alimentador para ser usado por las nuevas cargas.

Los elementos estudiados en el capítulo 2 son solo una parte de la distribución subterránea. Existen muchos más que son también importantes, como lo es una Bajada de Poste, en donde se realiza la transición de red aérea a red subterránea. Los elementos presentados en este estudio corresponden a las últimas modificaciones y actualizaciones que la empresa Chilquinta Energía S.A. va realizando, esto permite concluir que la empresa distribuidora se encuentra en una mejora

continúa, revisando en base a la experiencia y otros estudios, los mejores componentes para entregar un buen servicio. Es por ello, que la empresa Chilquinta Energía S.A. se encuentra entre las mejores posicionadas en la lista nacional con los mejores indicadores que muestran resultados de calidad y servicio.

En lo que corresponde a fallas subterráneas, es indudable pensar que, si se utilizan los materiales correctos en base a la normativa, muchas fallas podrían evitarse. Pero se concluye de esto que además de los materiales, el personal que realiza las mantenciones y arreglos necesarios, debe realizarlo a la perfección. Si se deja pasar algunos detalles como espacios vacíos entre pantallas en alguna unión, entonces es probable que con el tiempo este punto caliente sea el origen de una falla que deje sin suministro una gran parte del Plan de Valparaíso. Por esto, una buena supervisión de los trabajos de mantenimiento ayuda a disminuir las probabilidades de falla y es algo en que Chilquinta Energía S.A. también se destaca.

En cuanto a la capacidad de corriente en los conductores subterráneos, se concluye que, si se encuentra una forma de mejorar el traspaso de calor desde el cable hacia el medio exterior, entonces la capacidad de corriente que pueden soportar aumentaría. Actualmente en nuestro país, el mejor material de aislación para cables es el XLPE y se ocupa el tipo XLPE-TR para dar efecto retardante a la arborescencia eléctrica. Si estos son los mejores materiales en el mercado, entonces se infiere que las empresas distribuidoras deben apuntar a tener sus sistemas de distribución subterráneos con este tipo de aislación.

Como se mencionó anteriormente, una de las debilidades en la red actual es que los comienzos del tramo de algunos alimentadores están en disposición aérea, lo que conlleva a una mayor exposición o aumento de la probabilidad de falla y pueda dejar sin suministro a todas las cargas aguas abajo de este tramo. Además, al observar la capacidad de la subestación Valparaíso, se concluye que aún tiene la suficiente capacidad para entregar suministro a un largo plazo. El único detalle negativo que pueda haber con relación a la subestación es la lejanía que hay entre la ubicación de ésta y las cargas del Plan de Valparaíso. Esta gran distancia sólo genera pérdidas de potencia en la línea y caídas de tensión. Por ello se concluye que una alternativa puede ser trasladar la subestación hasta un sector habilitado más próximo al Plan de Valparaíso, como lo es en el sector Aldunate y dejar soterrado completamente los alimentadores y de esta manera darle más robustez al sistema de distribución actual.

Como se estudió en el capítulo 7, si se quiere pensar en un futuro que la red eléctrica actual no sea capaz en satisfacer la demanda, se propone estudiar el cambio en el nivel de tensión a uno más alto, de esta manera, la corriente disminuye y la capacidad de los conductores aumenta.

Por último, en cuanto al sistema de respaldo se concluye que, es una buena alternativa implementar más interruptores SF6 entre alimentadores que no cuentan con esta intersección y de esta manera, mejorar la continuidad del suministro eléctrico. Estos se instalarían en las cámaras de maniobra en las que se interceptan algunos alimentadores.

Para estudios posteriores, se puede analizar el sistema actual de respaldo y ver la opción de implementar la automatización. Hoy en día existen elementos de este tipo que permiten la

conexión y desconexión aun cuando el alimentador está con carga. El estudio de las protecciones también es un trabajo de gran complejidad que resulta interesante aplicarlo a futuro en el sistema de distribución del Plan de Valparaíso.

Bibliografía

- [1] M. Pollitt, *Electricity Reform in Chile Lessons for Developing Countries*, Cambridge: CEEPR, 2004.
- [2] A. Navarro, *Planificación de Redes de Distribución*, Santiago de Chile: PUC, 2007.
- [3] J. Ramirez, *Manual Autodidáctico de Líneas Subterráneas*, Barcelona: CEAC, 1986.
- [4] S. Achuri, *Redes Eléctricas de Distribución*, Medellín: Universidad Pontificia Bolivariana, 1998.
- [5] M. d. Minería, *Decreto Supremo 327*, Santiago de Chile, 1998.
- [6] T. P. Manzanera, «Estudio de la capacidad de transporte de sistemas de cables aislados de Alta Tensión,» Universidad Carlos III de Madrid, Madrid, 2010.
- [7] J. Arrillaga, *Armónicos en Sistemas Eléctricos de Potencia*, Cantabria: Universidad de Cantabria, 1994.
- [8] G. Santamaría, *Electrotecnia*, Madrid: Editex S.A., 1997.
- [9] S.E.C, *NCH Elec. 4/2003*, Santiago de Chile, 2003.
- [10] W. Thue, *Electrical Insulation in Power Systems*, CRC, 1997.

A Planimetría MT del plan de Valparaíso

Debido al tamaño del plano, se divide en 2 partes; una primera parte que abarca desde Av. Argentina hasta la Plaza Victoria y una segunda parte que abarca desde Plaza Victoria hasta el Puerto de Valparaíso.

A.1 Desde Av. Argentina hasta Plaza Victoria



Figura A-1: Plano MT plan de Valparaíso parte 1

A.2 Desde Plaza Victoria hasta el puerto de Valparaíso



Figura A-2: Plano MT plan de Valparaíso parte 2

B Cubicación

Para las cantidades a utilizar en la construcción de una nueva línea, se detalla a continuación el método para calcularlas.

B.1 Ductos

Se utiliza Shedule 40 de 75mm y un ducto por fase. Por lo tanto, cada metro de red trifásica se debe multiplicar por 3 para obtener la cantidad de ductos necesarios. Cada pieza tiene una longitud de 6m. Por lo tanto la cantidad de ductos a utilizar es:

$$\text{cantidad de ductos} = 3 \cdot \frac{\text{metros de red}}{6} \quad (0-1)$$

B.2 Separadores

Los separadores se instalan cada 2m. Por lo tanto, la cantidad a utilizar es:

$$\text{cantidad de separadores} = \frac{\text{metros de red}}{2} \quad (0-2)$$

B.3 Pegamento

Los ductos deben sellarse con pegamento Vinilit. 1 galón de 250ml alcanza para 20 uniones si se utiliza en ductos de 75mm. Por lo tanto, la cantidad de galones de 250ml a utilizar es:

$$\text{cantidad de galones} = \frac{\text{cantidad de ductos}}{20} \quad (0-2)$$

B.4 Excavación

En un día normal, se logran realizar 30m lineales de excavación trabajando aproximadamente 7 horas. Además, la hora de arriendo de esta maquinaria tiene un costo de 16000CLP. La cantidad de metros que se avanza en una hora es:

$$\text{metros de excavación en una hora} = \frac{30}{7} \quad (0-3)$$

B.5 Losetas

En la red MT se deben utilizar losetas de hormigón, dependiendo de la disposición del circuito se ocupan 4 o 6 losetas por metro lineal.

B.6 Arena fina

Para el encamando de los ductos, se debe utilizar arena fina. El cálculo que se necesita por metro lineal se realiza estimando el alto y ancho del encamado y se le resta el espacio que ocupan los ductos:

$$\text{Cantidad de arena por metro lineal} = 1 \cdot 0.87 \cdot 0.307 - 4 \cdot \left(\pi \cdot \frac{0.075^2}{2} \right) \quad (0-4)$$