



UNIVERSIDAD NACIONAL DE MAR DEL PLATA



FACULTAD DE INGENIERIA
Departamento Ingeniería Eléctrica

Proyecto Trabajo Final

Mayo. 2013

DISEÑO DE SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGIA ELECTRICA EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN Y ALUMBRADO PÚBLICO DE EMPRENDIMIENTO URBANO INTEGRAL.

Autor

Vallo, Juan Ezequiel

Carrera

Ingeniería Eléctrica

Evaluadores:

Ing. Daniel Anaut

Ing. Oscar Noguera

Ing. Victor Romeo

Director

Ing. Eduardo Nasarov

Co-directores

Ing. Guillermo Di Mauro

Ing. Ruben Ferreyra



RINFI es desarrollado por la Biblioteca de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata.

Tiene como objetivo recopilar, organizar, gestionar, difundir y preservar documentos digitales en Ingeniería, Ciencia y Tecnología de Materiales y Ciencias Afines.

A través del Acceso Abierto, se pretende aumentar la visibilidad y el impacto de los resultados de la investigación, asumiendo las políticas y cumpliendo con los protocolos y estándares internacionales para la interoperabilidad entre repositorios



Esta obra está bajo una [Licencia Creative Commons Atribución- NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/).



UNIVERSIDAD NACIONAL DE MAR DEL PLATA



FACULTAD DE INGENIERIA
Departamento Ingeniería Eléctrica

Proyecto Trabajo Final

Mayo. 2013

DISEÑO DE SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGIA ELECTRICA EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN Y ALUMBRADO PÚBLICO DE EMPRENDIMIENTO URBANO INTEGRAL.

Autor

Vallo, Juan Ezequiel

Carrera

Ingeniería Eléctrica

Evaluadores:

Ing. Daniel Anaut

Ing. Oscar Noguera

Ing. Victor Romeo

Director

Ing. Eduardo Nasarov

Co-directores

Ing. Guillermo Di Mauro

Ing. Ruben Ferreyra

INDICE

Índice.....	1
Objetivo.....	1
Introducción.....	1
I. Memoria Descriptiva.....	5
1 Descripción del Emprendimiento Urbano Integral.	
1.1 Características.	
1.2 Ubicación de la Urbanización.	
1.3 Sectorización.	
II. Análisis Estructural de la Red.....	8
2 Distribución de la Red Energética.....	8
2.1 Distribución Primaria M.T.....	8
2.1.1 Tipos de configuración.	
2.1.2 Puntos de alimentación.	
2.1.3 Disponibilidad de alimentación a través de dos E.T.	
2.1.4 Tensión de servicio M.T.	
2.1.5 Condiciones de operación red M.T.	
2.1.5.1 Criterio de diseño adoptado.	
2.1.6 Líneas M.T.....	16
2.1.7 Tipos de cable.....	17
2.1.8 Condiciones de instalación de cables.....	17
2.1.8.1 Profundidades mínimas de instalación.	
2.1.8.2 Disposición de cables de energía directamente enterrados.	
2.1.8.3 Señalización de los cables en zanja.	
2.1.8.4 Disposición de varios cables en zanja común.	
2.1.8.5 Acercamientos entre cables de telecomunicaciones y cables de B.T.	
2.1.8.6 Colocación de Tubos de PVC rígidos para tendido en M.T.	
2.1.8.7 Cruces.	
2.1.8.8 Conexión de pantallas en los cables subterráneos.	
2.1.9 Centros de Transformación.....	21
2.1.9.1 Clasificación.	
2.1.9.2 Criterio de elección del tipo.	
2.1.9.3 Ubicación.	
2.1.9.4 Conformación	
2.1.9.4.1 Envolvente.	
2.1.9.4.2 Transformador.	
2.1.9.4.3 Celdas de Media Tensión.	
2.1.9.4.4 Celda de Línea.	
2.1.9.4.5 Celda de Protección.	
2.1.9.4.6 Celda de Medición.	
2.1.9.4.7 Celda de Remonte.	
2.1.9.4.8 Conexión entre celdas.	
2.1.9.4.9 Acometidas de Cables M.T.	
2.1.9.4.10 Puentes de Media Tensión.	

2.1.9.4.11 Puentes de Baja Tensión.	
2.1.9.4.12 Cuadro de Baja Tensión.	
2.1.9.4.13. Puesta a tierra de los C.T.	
2.1.9.5 Elección de los C.T.	
2.1.10 Alternativas de conexión para cables unipolares de M.T.....	30
3 Distribución Secundaria.....	34
3.1 Disposición de los circuitos.	
3.2 Alimentación a usuarios.	
3.3 Tipos de cable.	
3.4. Configuración de la red.	
3.5. Gabinete de distribución.	
3.6. Pilares.	
III. Diseño de la redes de distribución MT y B.T.....	39
4.1 Determinación de la sección del conductor.....	39
4.1.1 Verificación por Corriente nominal	
4.1.2 Caída de Tensión.	
4.1.3. Verificación contra cortocircuitos	
4.1.4 Protección contra sobrecarga.	
4.2 Protección red primaria.....	43
4.2.1 Indicadores de falla.	
4.3 Protección red secundaria.	
IV. Memoria de Cálculo.....	47
5. Estimación de la demanda de potencia.....	47
5.1 Sector Barrio Privado.	
5.2 Sectores Chacras.	
5.3 Sectores Viviendas Multifamiliares.	
5.4 Sectores Comerciales de Servicio y Equipamiento.	
5.5 Sectores Deportivos Recreativos.	
5.6 Sector Hoteles.	
5.7 Potencia total demandada.	
6 Transformadores a instalar por sector.....	53
7 Red de Distribución Primaria M.T.....	54
7.1 Corrientes de línea.	
7.2 Caída de tensión.....	58
7.3 Corrientes de cortocircuito.....	63
7.3.1 Parámetros de la red A.T 132 kV.	
7.3.2 Parámetros del transformador E.T Pinamar y E.T Valeria del Mar.	
7.3.3 Impedancias de red.	
7.3.4 Niveles de corriente de cortocircuito en los C.T.....	71
7.3.4.1 Cortocircuitos máximos.	
7.3.4.2 Cortocircuitos mínimos.	
7.4 Selección de protecciones.....	77
7.4.1 Protección alimentadores primarios.	
7.4.1.1 Verificación de actuación de la protección ante cortocircuito mínimo.	
7.4.1.2 Protección contra cortocircuitos.	

7.4.1.3	Coordinación.	
7.4.2	Protección del transformador.	
7.5	Selección de celdas.....	89
7.5.1	Celda de línea.	
7.5.2	Celda de protección con fusibles.	
7.6	Puesta a tierra de los C.T.....	93
7.6.1	Diseño.	
7.6.2	Verificación térmica del conductor.	
7.6.3	Tensión de contacto.	
7.7	Cálculo de Sección de la Pantalla Metálica.....	100
7.7.1	Pérdidas en pantalla.	
8.	Red de Distribución Secundaria B.T.....	104
8.1.	Caída de tensión.	
8.2	Corrientes de cortocircuito.	
8.3.	Verificación contra sobrecarga.	
8.4.	Verificación contra cortocircuitos.	
8.5	Coordinación.	
V.	Alumbrado Público.....	135
9	Configuración de calles.....	135
9.1	Avenida Valeria Guerrero.	
9.2	Calles Residenciales.	
9.3	Calles de Acceso.	
10	Evaluación Luminotécnica Avenida Valeria Guerrero.....	140
10.1	Criterio de selección de luminaria.....	140
10.2	Resultados.....	141
10.2.1	Luminarias de VSAP.	
10.2.2	Luminarias LED.	
11.	Análisis Económico.....	150.
11.1.	Métodos comparativos.	
11.2.	Método del valor presente.....	151
11.3.	Avenida Valeria Guerrero.....	152
11.3.1	Determinación de la Inversión fija.	
11.3.2.	Determinación de los costos anuales.....	155
11.3.2.1.	Costo de mantenimiento.	
11.3.2.1.1.	Luminarias VSAP.	
11.3.2.1.2	Luminarias LED.	
11.3.3	Costo energético.....	157
11.3.3.1.	Horas de funcionamiento al año.	
11.3.3.2	Comparación de la demanda anual de energética.	
11.3.3.3.	Variación anual del costo energético.	
11.3.4	Cálculo del Valor Presente.....	161
11.3.5	Resumen de resultados.....	169
11.3.6	Conclusión.....	169.
11.3.7	Luminaria escogida.....	170

12 Calles Residenciales.....	170
12.1 Evaluación Luminotécnica.....	170
12.1.1 Luminarias VSAP.	
12.1.1.1 Conclusión.	
12.1.2 Luminarias LED.	
12.1.2.1 Conclusión.	
12.2 Análisis Económico.....	177
12.2.1 Inversión fija.	
12.2.2. Costos anuales.....	179
12.2.2.1 Costos de mantenimiento.	
12.2.2.1.1 Luminaria VSAP.	
12.2.2.1.2 Luminaria LED.	
12.2.2.2. Costo energético.....	180
12.2.3 Cálculo del Valor Presente.....	181
12.2.4 Conclusión.....	183
12.3. Luminaria escogida.....	183
13 Calles de acceso a la urbanización.....	184
13.1. Luminaria adoptada.	
13.2 Accesos a sectores chacras.	
14 Resumen Sistema de Alumbrado Público.....	187
15 Red de Alumbrado Público.....	187
15.1. Disposición y tipos de cable.....	187
15.2. Configuración de la red.....	187
15.3. Cuadro de Mando, Medición y Protección.....	188
15.3.1 Sistema de control.	
15.3.2 Sistema de Medición.	
15.3.4 Composición del CMMP.	
15.4. Caída de tensión admisible.....	191
15.5. Elementos de Protección.....	195.
15.6. Criterio de selección de elementos de protección.....	195
15.6.1 Ejemplo de distintas formas de implementar la protección en circuitos.	
15.6.2. Verificación contra sobrecargas.	
15.6.3. Verificación contra cortocircuitos.	
15.7. Puesta a Tierra en Alumbrado Público.....	204
15.7.1. Sistema de PAT adoptado.	
15.7.2. Verificación térmica del conductor de protección.	
VI. Evaluación de Impacto Ambiental.....	208
VII. Datos Técnicos Garantizados.....	214
VIII.Presupuesto.....	221
Conclusión.....	234
Bibliografía.....	235
Anexo I: Caídas de Tensión en Red de Alumbrado Público.....	237
Anexo II: Valores de Referencia de Potencia Simultánea.....	254

Objetivo.

El objetivo de este trabajo es el diseño del sistema de distribución eléctrica y alumbrado público del emprendimiento urbano integral “La Mansa” y, al llevar a cabo el mismo, conocer las distintas formas de realizarlo analizando cuál de estas es más conveniente para implementarla.

Para ello es necesario volcar los conocimientos adquiridos a lo largo de la carrera e investigar aquellos que no hayan estado al alcance y que son necesarios para realizar el trabajo de una manera completa.

En la parte personal el objetivo de este proyecto, además de cumplir con el requisito de presentar un proyecto final de carrera, es adquirir experiencia y un conocimiento para el desarrollo en el ámbito profesional.

Introducción.

La Mansa es proyecto de urbanización compuesto por sectores de viviendas unifamiliares como barrios privados y chacras, sectores comerciales, hoteles, sectores recreativos, etc.

Como todo proyecto de urbanización, el mismo requerirá de una infraestructura de servicios para sus habitantes como lo son las redes de agua, gas y electricidad.

Justamente en esta última es en donde se desarrollará manera de llevarlo a cabo de acuerdo con los conocimientos adquiridos a lo largo de la carrera y apegándose a las normas que lo reglamentan.

El interés de presentarlo como proyecto final de carrera radica en que, por la magnitud del mismo, se integran muchos de los temas desarrollados en la formación académica especialmente en las áreas de Distribución e Instalaciones Eléctricas. Y además no solo expone dichos conocimientos sino que para poder llevarlo a cabo se requiere acceso a información que no se brinda en el ámbito académico y que tiene que ver más bien con la experiencia de profesionales en este tipo de proyectos. Esto hace que al concluir con el proyecto, pueda tener una base de la cual partir hacia un futuro como profesional de la Ingeniería Eléctrica.

I. Memoria Descriptiva.

1. Descripción del Emprendimiento Urbano Integral.

1.1. Características.

La Mansa es un proyecto destinado a una urbanización que ocupará una superficie neta total 2.762.358,82 m², de los cuales 444.043,73 m² corresponden a un lago, que es alrededor del cual se construyen las edificaciones.

Se encuentra diseñado para una capacidad de población permanente de 8637 personas.

Su objetivo es ser un nuevo atractor económico en la zona y su diseño arquitectónico está supeditado al entorno visual característico de las ciudades como Cariló y Pinamar, dato que no es menor, ya que esto tiene un peso importante a la hora de diseñar el trazado de la línea y los centros de transformación

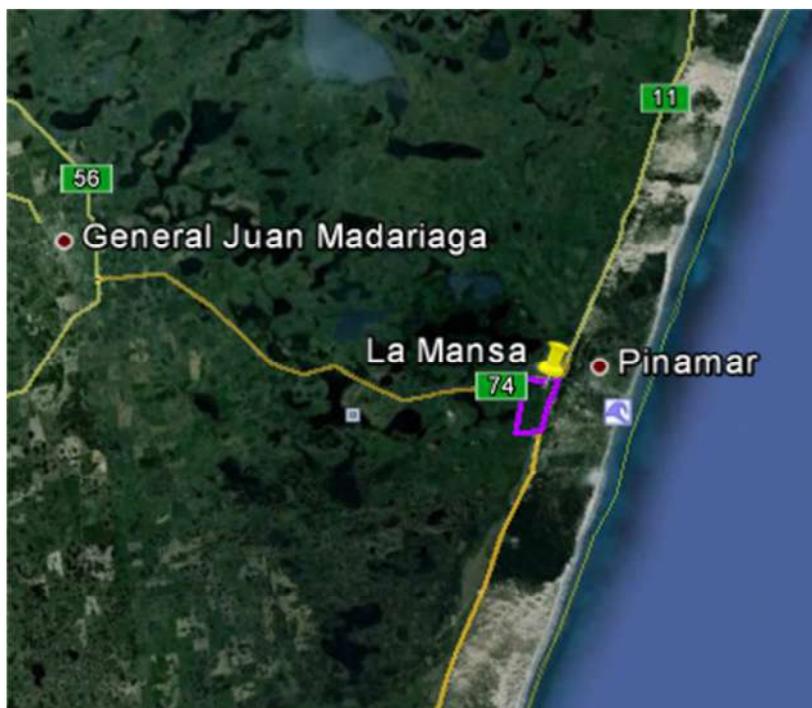
La siguiente imagen muestra una modelización del futuro emprendimiento.

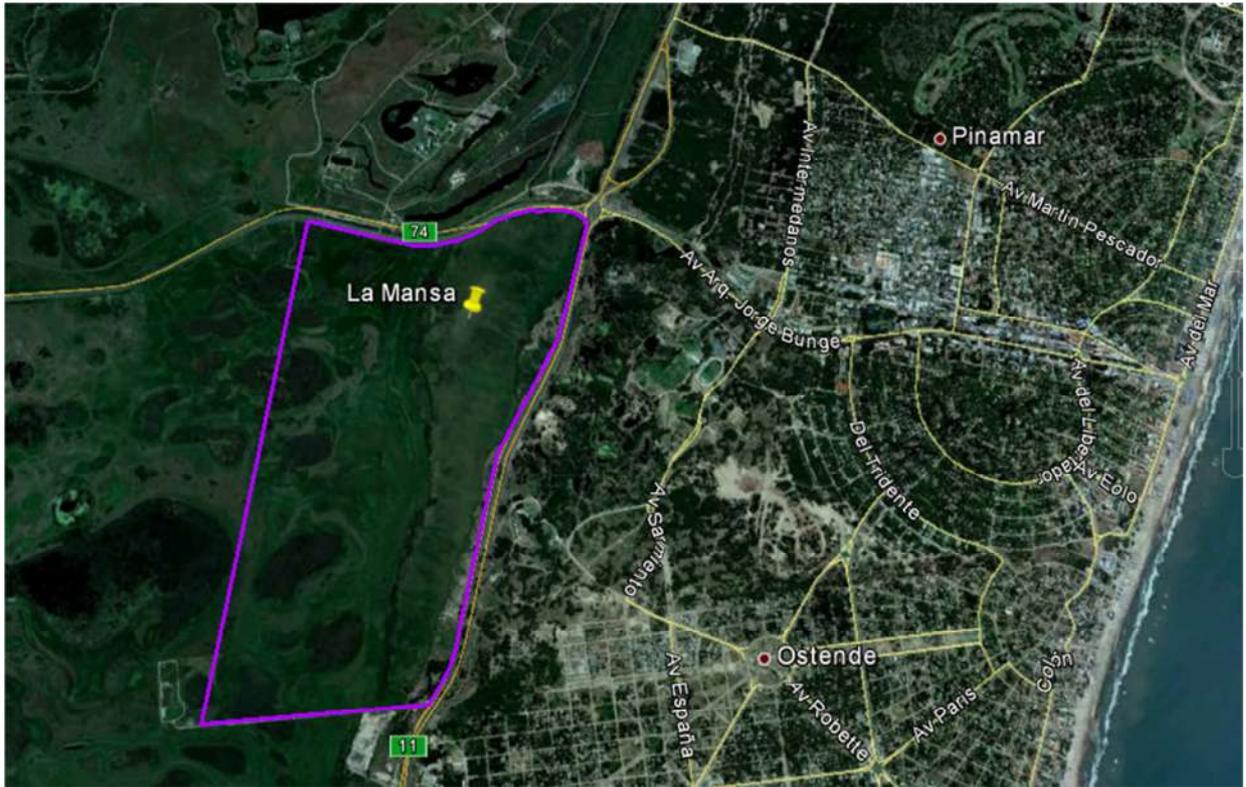


1.2. Ubicación de la urbanización.

Su ubicación será en la provincia de Buenos Aires, en el Municipio de General Madariaga en su límite este, colindante con el partido de Pinamar. Su ubicación más precisa es en la intersección de la R.P 74 y la R.P 11.

La siguiente figura muestra una vista satelital donde se realizará el emprendimiento.





1.3. Sectorización.

Es indispensable conocer como está compuesta la urbanización para entender cómo desarrollar los cálculos de estimación de demanda y como realizar el trazado de las líneas de alimentación.

La urbanización se divide en los siguientes sectores:

Sector	Descripción
Ub	Barrio cerrado. Zona residencial unifamiliar.
CH A	Chacras. Zona residencial unifamiliar.
CH B	Chacras. Zona residencial unifamiliar.
CH C	Chacras. Zona residencial unifamiliar.
DR A	Zona deportivo-recreativa. Centro de equitación.
DR B	Zona deportivo-recreativa. Cluster de locales bailables.
DR C	Zona deportivo-recreativa. Club deportivo.
H A	Hotel.
H B	Hotel.
Ce A	Centro comercial.
Ce B	Centro comercial.
CSE A	Comercial, servicios y equipamientos.
CSE B	Comercial, servicios y equipamientos.
CSE C	Comercial, servicios y equipamientos.
CSE D	Comercial, servicios y equipamientos.
Mmd A	Zona residencial media densidad. Edificios multifamiliares.

Mmd B	Zona residencial media densidad. Edificios multifamiliares.
Mmb A	Zona residencial media-baja densidad. Edificios multifamiliares.
Mmb B	Zona residencial media-baja densidad. Edificios multifamiliares
Mmb C	Zona residencial media-baja densidad. Edificios multifamiliares

La disposición geográfica de cada sector se puede observar en los planos adjuntos. Como se puede notar, este proyecto cuenta con varias zonas y a cada una de ellas le corresponde un análisis de estimación de demanda de potencia, ya que el consumo está dado por las características de cada sector.

II. Análisis Estructural de la Red.

2. Distribución de la Red Energética.

La red de distribución de energía eléctrica se puede dividir en dos tipos de sistemas de distribución: primaria y secundaria.

La **distribución primaria** comprende los circuitos que alimentan a los centros de transformación dispuestos en la urbanización. Conectan las Estaciones Transformadoras (E.T) AT/MT (132kV/13.2kV) con los centros de transformación (C.T) MT/BT (13.2kV/0.4kV).

Dentro de este tipo de red están comprendidos los elementos de maniobra y protección.

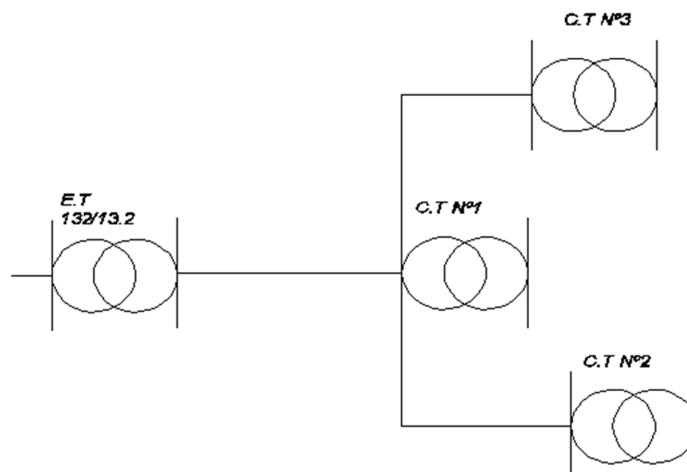
La **distribución secundaria** se encarga de conectar los centros MT/BT con los usuarios que se alimentan de energía en baja tensión. Comprende los circuitos alimentadores, cajas de distribución, elementos de maniobra y protección y todo elemento de baja tensión.

2.1. Distribución Primaria M.T.

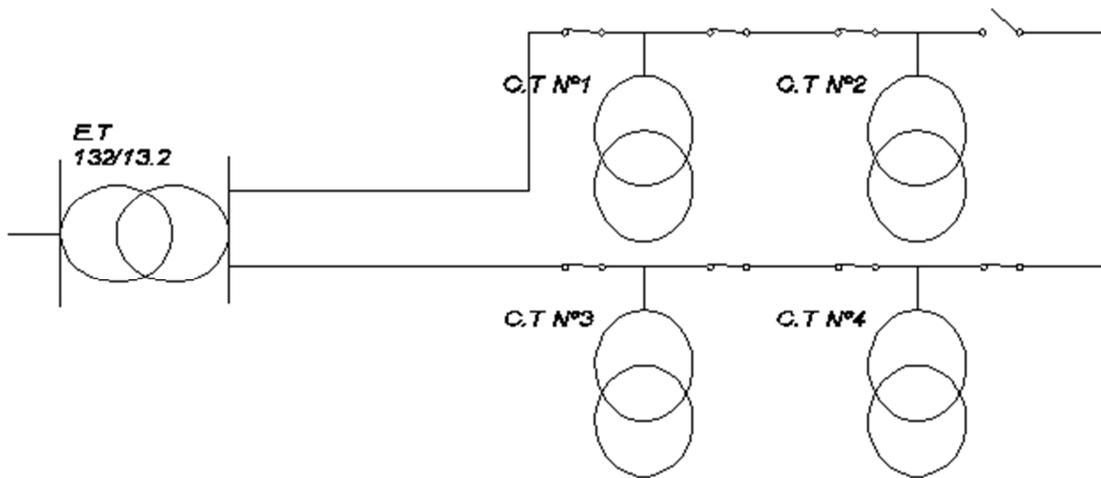
2.1.1. Tipos de configuración.

La red de distribución primaria puede alimentarse de las siguientes formas:

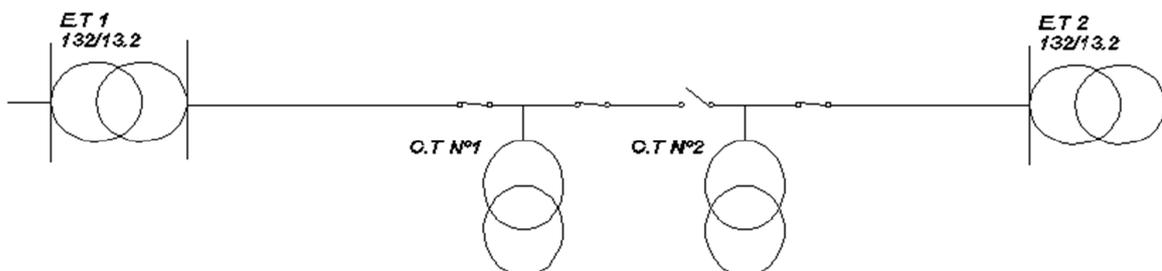
1. con un sola línea de llegada de alimentación.



2. Con dos líneas de llegada de alimentación, procedentes de la misma estación transformadora AT/MT.(red en anillo)



3. Con doble procedencia, es decir alimentada con dos E.T AT/MT distintas.



La primera opción, desde el punto de vista de la confiabilidad del sistema, no es la mejor, ya que una falla en el circuito alimentador principal dejaría fuera de servicio a todos los usuarios de la urbanización.

La segunda mejoraría la calidad del servicio al tener dos caminos para alimentar a los C.T aunque resultaría más costosa.

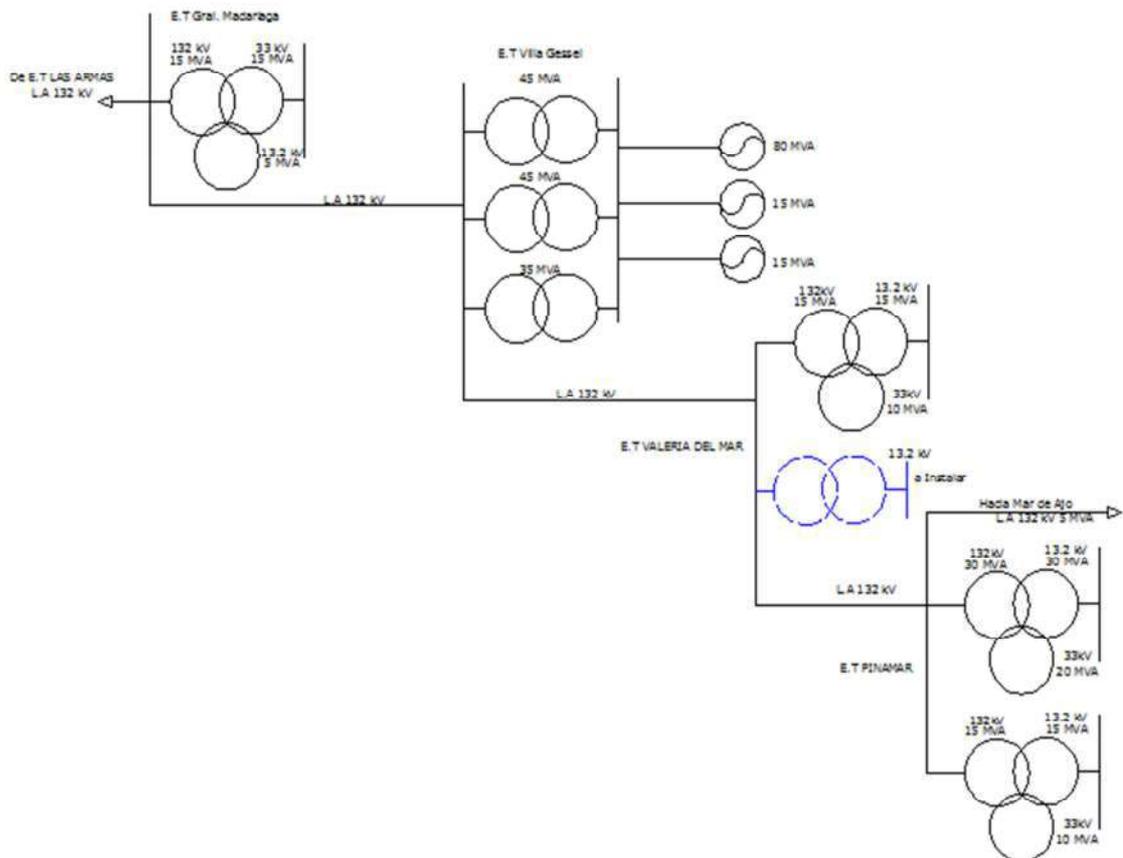
La tercer opción también mejoraría la confiabilidad del sistema y además se repartirían mejor las cargas de la E.T en condiciones normales de operación.

Para saber de qué forma diseñar se tienen que conocer las distintas alternativas en base E.T a las existentes de las en la zona.

2.1.2. Puntos de alimentación.

Para tomar la decisión de donde abastecer energéticamente se tiene que conocer cómo están distribuidas físicamente las distintas Estaciones Transformadoras (E.T) de la zona, así como también sus parámetros eléctricos.

La red energética se encuentra distribuida de la siguiente forma:
 Una línea Aérea de 132 kV, proveniente de Las Armas, acomete en una E.T 132 kV/33kV/13.2kV en Gral. Madariaga. De allí parte una derivación de esta línea aérea en 132 kV hacia Villa Gessel, donde se encuentra una Central de Energía con 3 generadores y 3 Transformadores. De esta E.T se deriva hacia Valeria del Mar, de allí va hacia Pinamar y Luego va por la Costa Atlántica siguiendo su recorrido. La siguiente figura muestra detalladamente la explicación anterior.



Puntos de Alimentación posibles.

- ✓ Línea Aérea existente

Una línea aérea en 13.2 kV sigue el trazado de la R.P 11, pasando por lo que sería el perímetro de la urbanización. Esta línea se alimenta de la E.T Gral Madariaga, que se encuentra a unos 30 km del lugar.

Esta opción se descarta ya que según se informó de la cooperativa local no está en condiciones de poder alimentar una de tal magnitud.

- ✓ E.T Pinamar.

Es el punto más cercano a una estación transformadora, se encuentra a 1.86 km de la urbanización.

En la misma se encuentran dos transformadores, uno de 30/20/30 MVA y otro de 15/10/15 MVA. Ambos 132/33/13.8 kV

✓ E.T Valeria del mar.

Esta subestación se encuentra a 4 km desde al punto más cercano de la urbanización y cuenta con un transformador de 15/10/15 MVA. Además se tiene proyectado instalar, en los próximos años, un transformador de 45 MVA.

✓ E.T Villa Gessel.

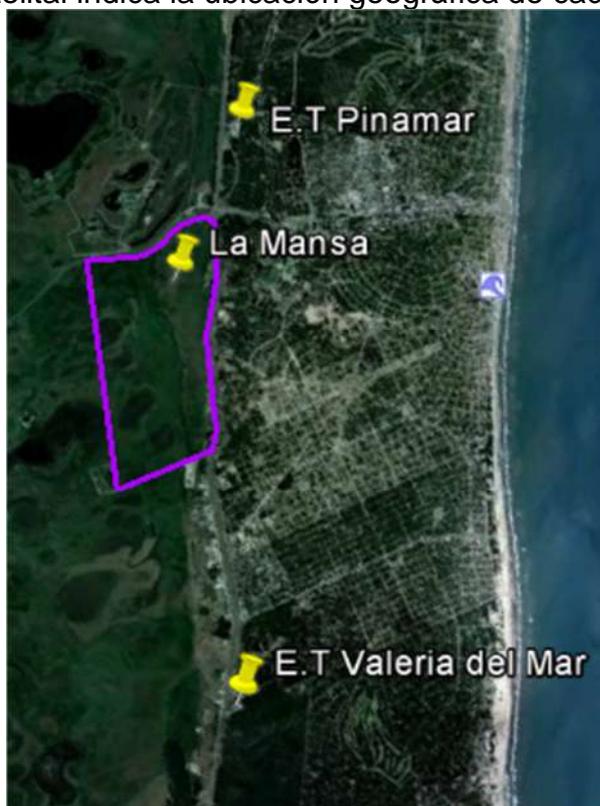
Se encuentra a unos 20 km de distancia, por lo que es una opción menos atractiva que las anteriormente mencionadas.

Para poder alimentar la urbanización es necesario realizar un nuevo tendido, ya que la única línea que pasa por el lugar no está en condiciones de suministrar energía a tal carga.

De los puntos disponibles siempre es conveniente escoger los más cercanos, ya que esto nos reduciría en costos, tanto si se hace un trazado aéreo como un trazado subterráneo.

Las dos estaciones transformadoras más cercanas son las de Pinamar y Valeria del Mar.

La siguiente vista satelital indica la ubicación geográfica de cada una.



2.1.3. Disponibilidad de alimentación a través de dos EETT.

La opción 3, del apartado anterior, resultaría la más interesante dado la disponibilidad de tener dos subestaciones AT/MT cercanas.

Para saber si se puede llevar a cabo dicha configuración se debe conocer si hay potencia disponible para cubrir la demanda estimada.

La estimación de la potencia instalada es de 10.741 MVA (esto se puede ver en la memoria de cálculos) y que una E.T debe ser capaz de alimentar toda la urbanización en caso de falla.

Consultando a la empresa transportista de energía de la provincia de Bs.As TRANSBA, se informó lo siguiente:

- ✓ En la E.T Pinamar se encuentran dos transformadores 132/33/13.8 kV: uno de 30/20/30 MVA y otro de 15/10/15 MVA.
- ✓ La potencia demandada en verano en la ciudad de Pinamar es de 30 MVA. Entonces el transformador está disponible y puede alimentar la urbanización desde este punto.
- ✓ En la E.T Valeria del Mar hay un transformador 15/10/15 MVA. y está proyectado instalar uno de 45 MVA. Por lo tanto también se puede disponer de este punto de alimentación.

Por lo tanto, al disponer de esta dos E.T resulta más conveniente utilizar este tipo de configuración, repartiendo las cargas y en caso de emergencia que una E.T pueda alimentar a la urbanización.

El sistema quedaría conformado por dos redes radiales alimentadas de E.T distintas, con la posibilidad de anillarlas en algún punto de la red y alimentarlas de un solo lado en caso de falla.

2.1.4. Tensión de servicio en M.T.

Las dos E.T tienen dos salidas a distinto nivel de tensión, una en 33 kV y otra en 13.2 kV.

La alimentación a la urbanización se realizará de la salida en 13.2 kV de las E.T, ya que es la opción económicamente más viable, dado que los elementos necesarios para una distribución en 33 kV necesitan más aislación y por ende son más costosos.

2.1.5. Condiciones de operación red M.T.

La configuración de la red de alimentación primaria se ha diseñado para 3 casos distintos de operación: una condición normal y dos casos de emergencia que se pueden presentar.

A continuación se detallan cada una.

Operación normal: es el caso en que la red va a funcionar la mayor parte del tiempo y es cuando la dos subestaciones(E.T Pinamar y E.T Valeria) que abastecen a la urbanización estén a disposición, es decir, sin interrupciones el servicio. En esta condición el sistema queda conformado en anillo abierto (dos redes radiales) o anillo cerrado.

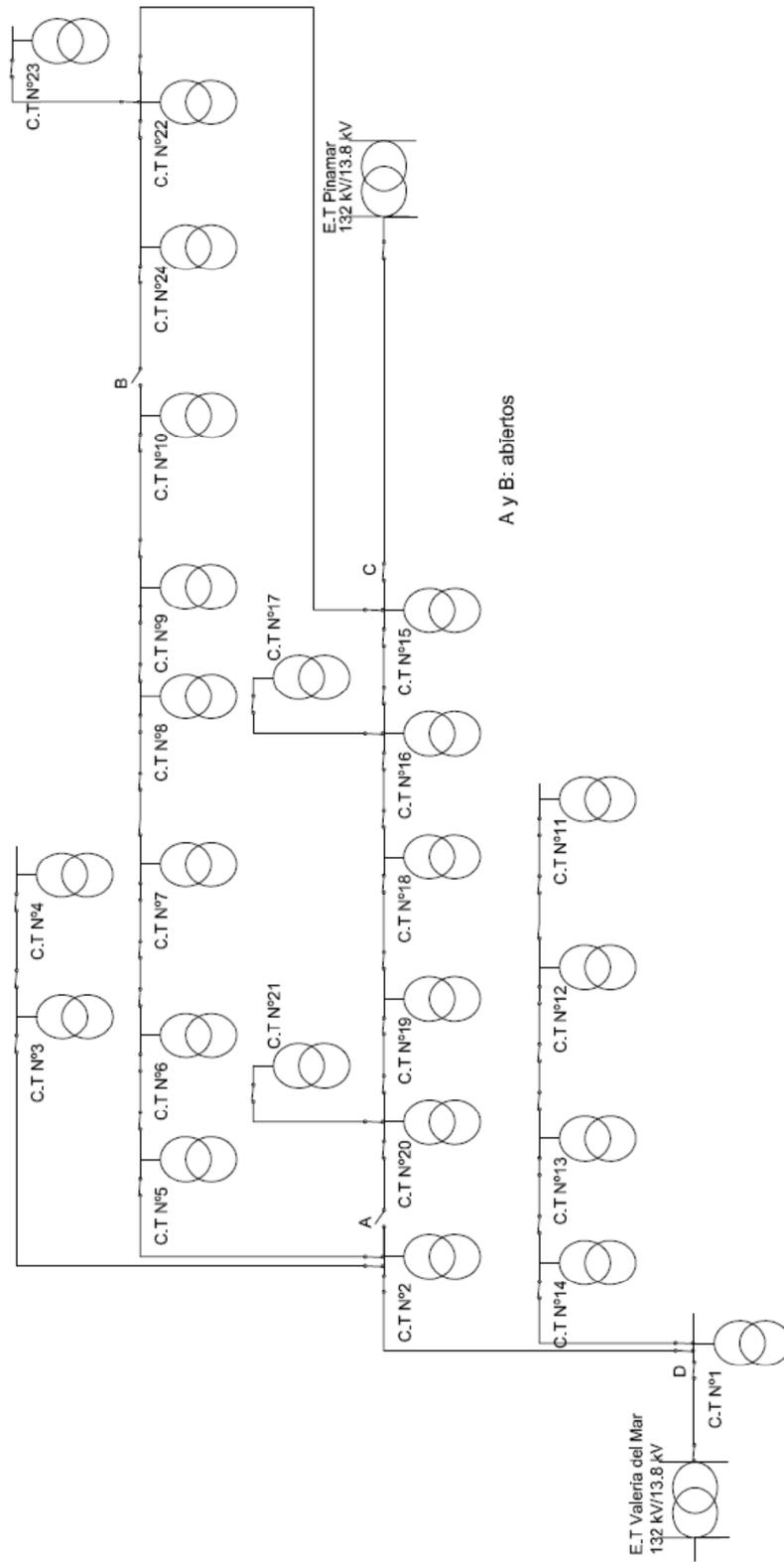
Esta última opción no resulta viable ya que las dos E.T están conectadas en paralelo a la misma línea de 132 kV y si se produjese una falla en esta línea en el tramo Valeria del Mar y Pinamar se estaría alimentando a la E.T Pinamar desde el arrollamiento en 13.2, y por ende a toda carga que de esta depende, inclusive a la línea de 132 kV que sigue por el partido de la costa sale de servicio u ocurre una falla en el tramo de alimentación principal.

Condición de Emergencia I: se presenta cuando la E.T Pinamar sale de servicio u ocurre una falla en el tramo de alimentación principal. De esta manera la alimentación de la urbanización es a través de una sola red radial que depende de la E.T Valeria del Mar.

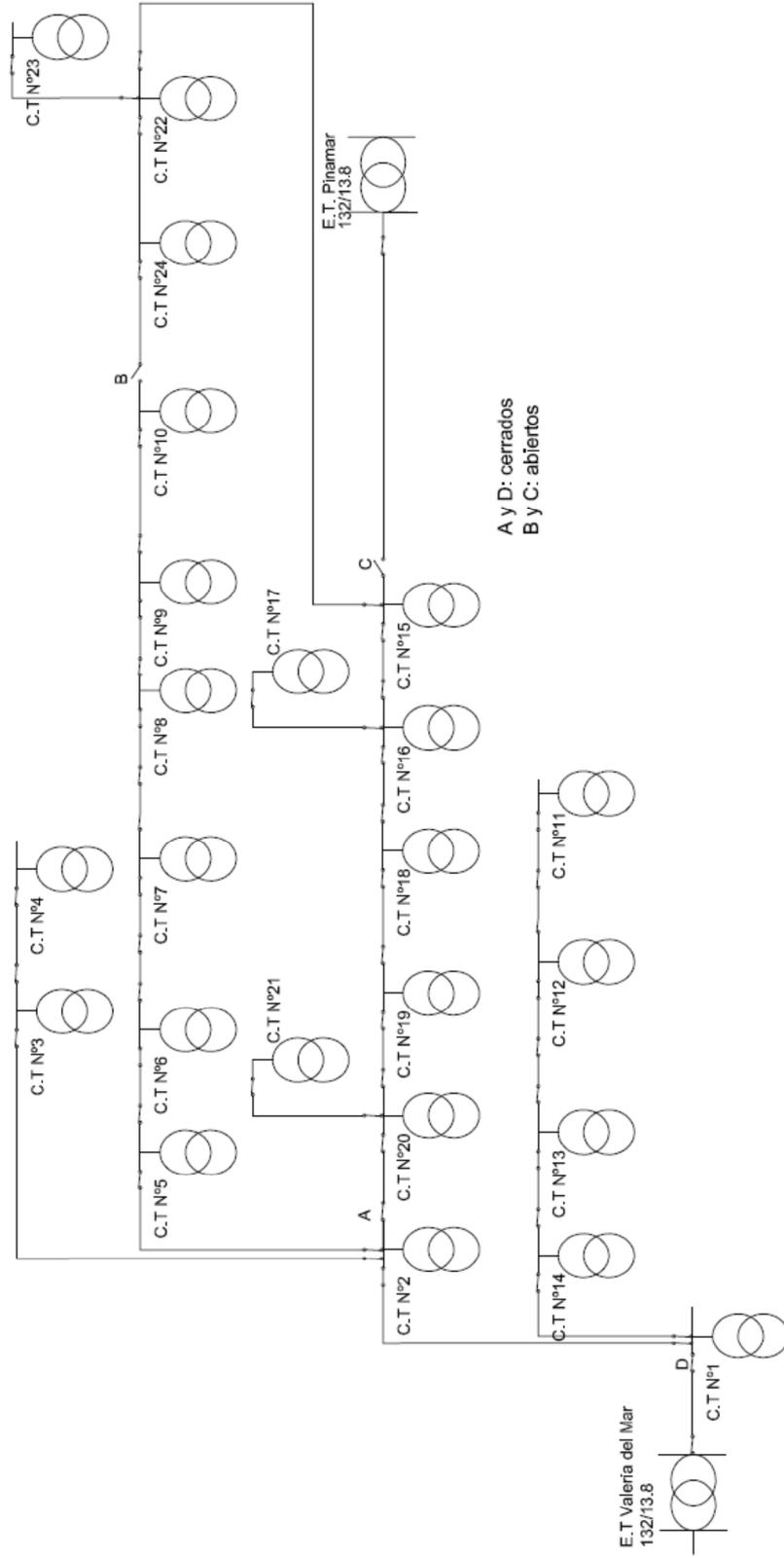
Condición de Emergencia II: es cuando la E.T Valeria sale de servicio u ocurre una falla en el tramo de alimentación principal. De esta manera la alimentación de la urbanización es a través de una sola red radial que depende de la E.T Pinamar.

A continuación se muestra la configuración de toma la red para cada uno de los casos:

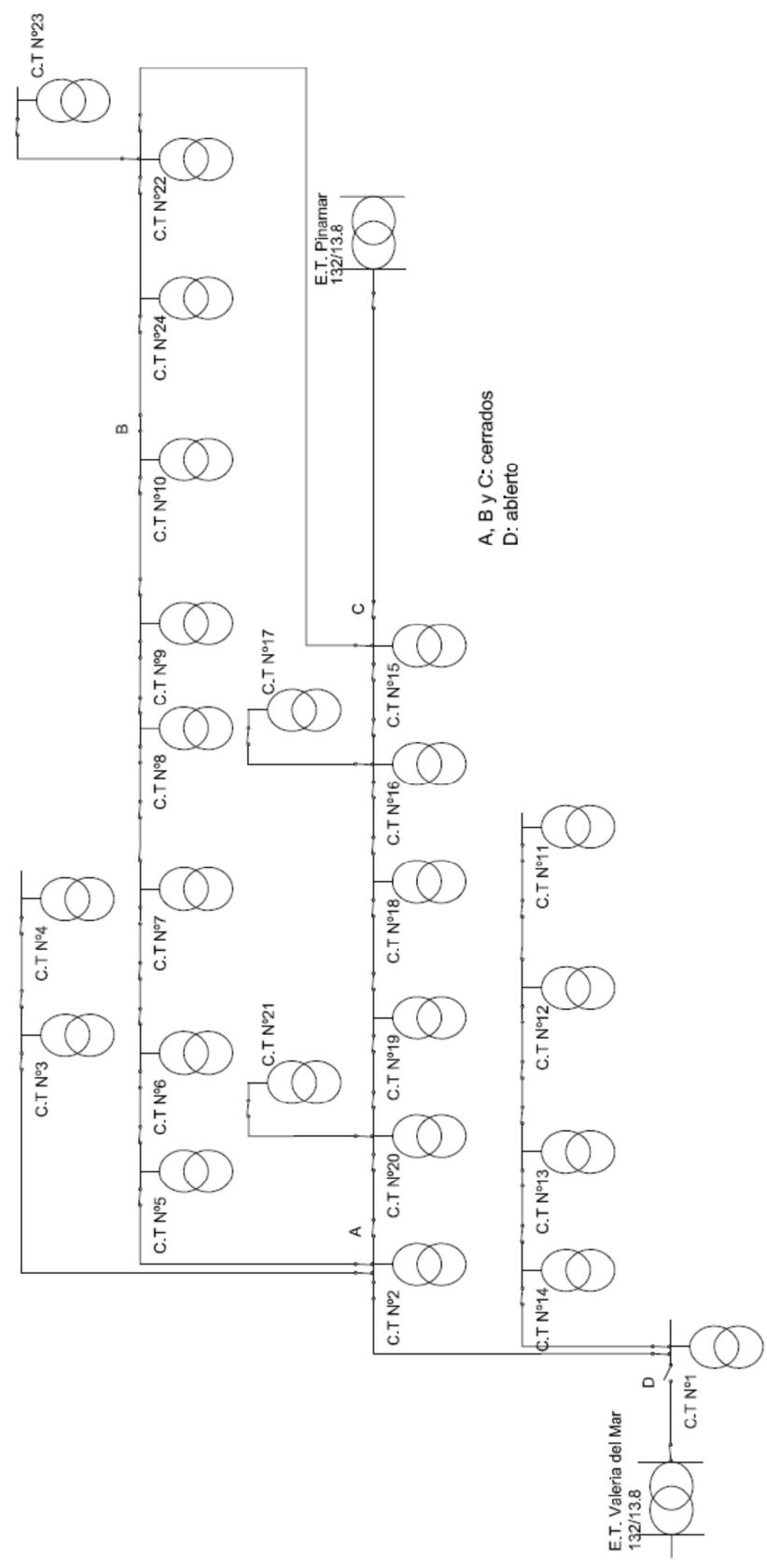
Condición normal



Condición de Emergencia I



Condición de Emergencia II



2.1.5.1 Criterio de diseño adoptado.

Dado los tres casos presentados hay que analizar para cuál de estos se diseñarán los elementos conductores y protecciones de MT y BT.

Las condiciones de emergencia I y II son obviamente más desfavorables que la condición normal ya que toda la potencia proviene de una sola E.T y por lo cual se tienen mayores caídas de tensión debido a una mayor circulación de corriente.

Pero si se optara por diseñar la red para cualquiera de estas dos condiciones de emergencia de manera que la caída de tensión se encuentre por debajo de los límites impuestos por el organismo de control los cables tendrían que sobredimensionarse, aumentando el costo económico en gran medida y haciendo difícil la instalación.

Cuando el OCEBA controla el perfil de tensiones lo hace en el período de una semana, estableciendo que el 95% del tiempo controlado la tensión debe mantenerse dentro del rango $\pm 8\%$. Esto significa que en la semana de control, durante 8 hs y 24 minutos pueden tenerse valores de tensión fuera del rango exigido sin ser sancionados por el Organismo.

Además hay que tener en cuenta la baja probabilidad de falla en cables para tendidos subterráneos y que se prevé instalar un cuarto conductor de reserva para todo el trazado de la línea de M.T, con lo cual la probabilidad de que una E.T no entregue energía es aún menor.

Dicho todo esto, el criterio que se tomó para el diseño de los elementos de la red reúne las siguientes condiciones:

- ✓ Los cables en M.T tienen que verificar térmicamente para todas las condiciones.
- ✓ Los cables se diseñarán para que cumplan el requisito de caída de tensión **solo para la condición normal.**

Entonces tanto la red de distribución primaria como secundaria se diseñaran para que pueda en caso de falla de un alimentador principal, se pueda alimentar a la urbanización desde una de las dos ET pero no se le exigirá que cumpla con las condiciones de caída de tensión.

Los parámetros de corriente nominal y caída de tensión para cada caso se puede observar en la memoria de cálculos.

2.1.6. Líneas M.T.

El tendido de la red de M.T puede ser aéreo o subterráneo.

Una red tipo subterránea presenta menos probabilidad de falla ya que no está expuesta a los fenómenos atmosféricos directamente. Por otro lado no tiene un impacto visual como si lo posee una línea Aérea. Esta ventaja podría ser determinante para la elección de una u otra opción debido a la importancia que tiene en este tipo de obras la cuestión estética.

Como desventaja, una red subterránea necesita cables aislados y estos son más costosos que los cables desnudos utilizados en líneas aéreas. Los elementos de maniobra y protección también resultan más costosos.

Distribución dentro de la urbanización

Como se mencionó anteriormente el aspecto estético es determinante y desde este punto de vista una red aérea dentro de la urbanización no es la mejor opción. Entonces para mantener una estética acorde con el entorno urbanístico la distribución de la red M.T será subterránea.

Distribución fuera de la urbanización

Resta determinar el tipo de distribución a implementar en las afueras del emprendimiento, es decir, las conexiones con la E.T Pinamar y Valeria del Mar.

Debido a que pasan por el lugar líneas aéreas de 13.2 kV, 132 kV y en algunos tramos líneas de baja tensión, implementar una línea aérea desde cada E.T impactaría de gran manera desde el punto de vista estético, es decir, que ofrecería un gran impacto visual.

Por lo tanto una línea subterránea mejoraría este aspecto, además de las ventajas ya mencionadas. Por otro lado, al no haber grandes distancias, el costo económico no sería un inconveniente.

En resumen, toda la instalación de la red M.T tanto dentro como fuera de la urbanización será subterránea.

2.1.7. Tipos de cable.

El material conductor podría ser de cobre o aluminio. El cable utilizado será de aluminio ya que para iguales parámetros eléctricos resulta, estimadamente, tres veces más económico que el cobre.

Se dispondrán de tres cables unipolares más un cuarto conductor de reserva cuya función es sustituir a otro en caso de falla.

Las características del cable de M.T a instalar son las siguientes:

- Conformación: Unipolar
- Material conductor: Aluminio
- Material aislante: XLPE.
- Categoría: I (ya que las E.T son de neutro rígido a tierra)
- Armadura metálica incorporada
- Pantalla de cobre de cinta en espiral.

2.1.8. Condiciones de instalación de cables subterráneos.

Para establecer las condiciones de instalación de los cables subterráneos se recurrió a la norma *AEA 95101*^[1].

2.1.8.1. Profundidades mínimas de instalación.

De acuerdo a esta norma las profundidades mínimas de instalación son las siguientes:

Tabla 1. Profundidades mínimas de instalación.

Tensión Nominal del sistema	Profundidad mínima en vereda [m]	Profundidad mínima en Calzada [m]
Hasta 1 kV, telefónicos y señalización.	0.7	1
Hasta 33 kV	1	1.1
Hasta 161 kV	1.3	1.4
Hasta 500 kV	1.5	1.6

Para este proyecto se estableció que los cables de media tensión se alojarán a 1.3 m del nivel del suelo y los cables de baja tensión se dispondrán mínimo a 0.8 m. Esto según lo recomienda la cooperativa de la zona.

La norma establece que para urbanizaciones nuevas, además de aplicarse las profundidades de instalación mencionadas en la tabla anterior, se deberán respetar las franjas referidas a la línea municipal indicadas en la siguiente tabla

Tabla

Tabla 2. Franjas medidas desde la línea municipal

Sistema	Franja(medida desde línea municipal) [m]
Hasta 1 kV(distribución o señalización)	0.4 a 1.2
Telefónico o videocable	1.2 a 2
Hasta 33 kV	Mayor a 2

Para todos los casos se deben respetar 0.2 m de separación en el plano horizontal si ya se encuentra instalado un cable en un extremo de la franja.

Las zanjas para cables se trazaran de tal modo, que sus bordes se encuentren a una distancia mínima de 0.5m de los postes, puntales, vientos (riendas), líneas aéreas, de alumbrado u otros.

2.1.8.2. Disposición de cables de energía directamente enterrados.

Antes del tendido de los cables debe verificarse que el fondo de la zanja se encuentre firme, nivelado, libre de agua y de materiales con puntas, cantos o bordes que puedan dañar la cubierta exterior de los cables.

Sobre el fondo se colocará una capa compacta de arena fina o tierra cernida libre de piedras, de espesor no inferior a 0.10 m, que actuará como cuna o asiento para los cables. Por encima de los cables ira otra capa de los materiales recién mencionados con un espesor mínimo de 0.10 m.

Los cables de M.T 13.2 kV se protegerán mediante una capa continúa de elementos de resistencia adecuada, como ser: placas de cerámica, ladrillos de alta resistencia al impacto, placas de hormigón, placas de polietileno de alta densidad. Dicha cobertura no deberá dejar huecos entre las piezas que la constituyen. La resistencia al impacto de la protección, será igual o mayor a la brindada por una placa de hormigón de 200 kg/cm² de presión y de 40 mm de espesor. Las dimensiones de las placas, ladrillos de alta resistencia al impacto o losetas y la configuración adoptada para su colocación serán tales que aseguren la protección de los cables. El ángulo de protección para el cable será mayor o igual a 45° respecto de la vertical, en una línea tangente al borde de la protección. Estas placas irán sobre una capa del mismo material dispuesto en el fondo, a una altura por sobre el punto superior del cable de al menos 50 mm.

Para los cables B.T con armadura puede prescindirse la protección mecánica superior, bastando solamente con la cinta de señalización.

La vista en corte de las distintas disposiciones de cables en la urbanización se pueden observar en el Anexo Planos.

2.1.8.3. Señalización de los cables en zanja.

Sobre los cables, a una distancia máxima del mismo de 0.30 m, se debe colocar una cinta indicadora de la traza del cable, que indique la existencia de la instalación de los mismo y el valor de su tensión nominal.

De existir más de una capa de cables, se colocará una cinta sobre cada una de ellas.

2.1.8.4. Disposición de varios cables en zanja común.

Los cables tendidos en zanja común se dispondrán como regla general uno al lado del otro (en una capa). Donde esto no sea posible se debe realizar un tendido multicapas, donde la profundidad mínima indicada vale para la capa superior.

En el tendido multicapa se debe guardar una distancia vertical mínima de 0.15m.

2.1.8.5. Acercamientos entre cables de telecomunicaciones y cables de B.T.

La normativa establece que la distancia mínima debe ser de 0.20 m en sentido vertical.

2.1.8.6. Colocación de Tubos de PVC rígidos para tendido en M.T.

La colocación de los tubos PVC rígidos en zanja abierta, se efectuarán sobre material fino (arena asentada) cubriéndose con tierra zarandeada o arena compactada a mano por capas. Estos quedarán perfectamente alineados sin ovalizaciones y nivelados en la zanja y en el caso de los cruces, su longitud será tal, que sobrepasen los cordones 0.2 m.

El diámetro de los tubos será de 100mm para cables de B.T y 160 mm para cables M.T.

2.1.8.7. Cruces.

Los cruces de calle tanto para los cables de M.T como los de B.T se harán a través de cañería de PVC rígido según norma IRAM 13350 e IRAM 13351 o de otro material que garantice condiciones mecánicas, eléctricas y químicas similares.

No se colocarán en el fondo de la zanja, sino sobre un lecho de material fino (arena, tierra zarandeada).

Se instalará un caño reserva para cada cruce de conductor. En este caso se dejará pasado un alambre galvanizado de 3 mm de diámetro y se dejaran taponados ambos extremos con trapos embreados y una barrera externa al ingreso de tierra (como ser baldosas).

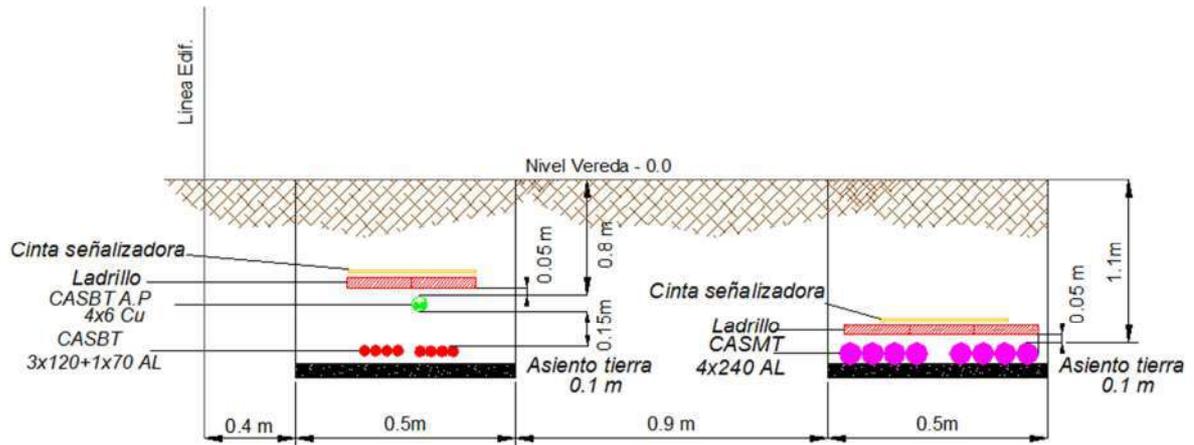
Para asegurar la estanqueidad de los caños en los cruces se utilizará un producto que proporcione dicha estanqueidad como puede ser poliuretano expandido, arpillera embebida en alquitrán, o bien productos que cumplen la misma función, como RDSS (Rayflate Duct Sealing System) de la marca Raychem.

RDSS

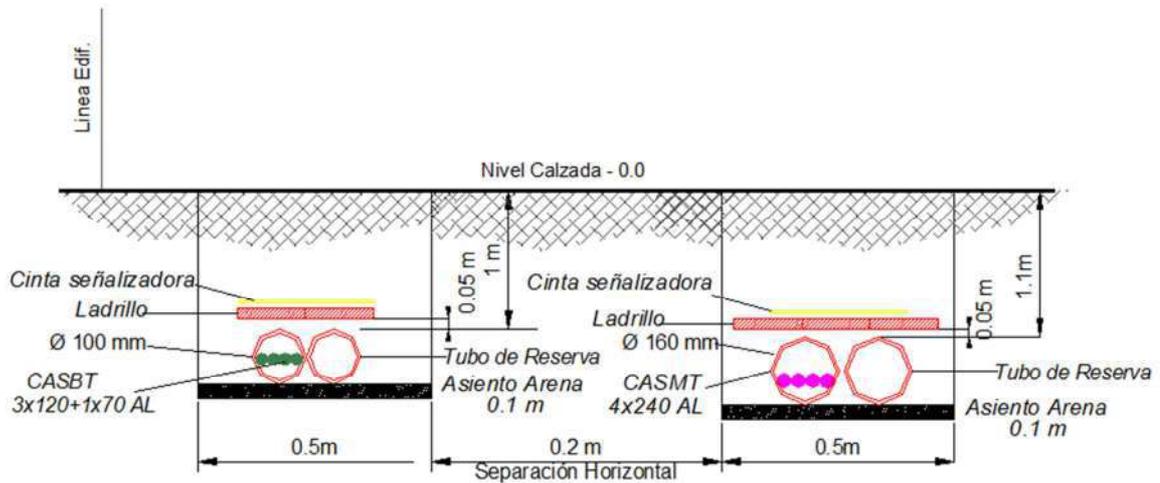


Vista en corte

Vereda



Cruce de calle



2.1.8.8. Conexión de pantallas en los cables subterráneos.

La pantalla metálica en un cable subterráneo de M.T cumple las siguientes funciones:

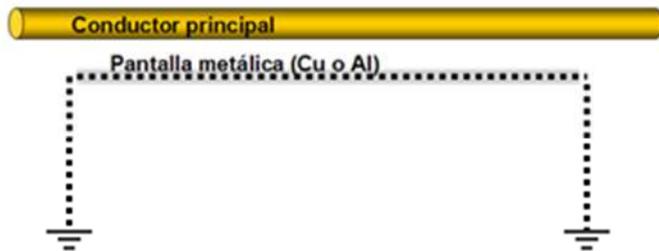
- ✓ Confinar el campo eléctrico dentro del aislamiento, para evitar la presencia de un potencial peligroso en el exterior del cable.
- ✓ Conducir la corriente monofásica de cortocircuito a tierra.
- ✓ Conducir las corrientes capacitivas a tierra.

Formas de conexionado.

Por seguridad las pantallas metálicas deben estar puestas a tierra en al menos un punto.

Las posibilidades son:

Pantalla con conexión a tierra en ambos extremos.

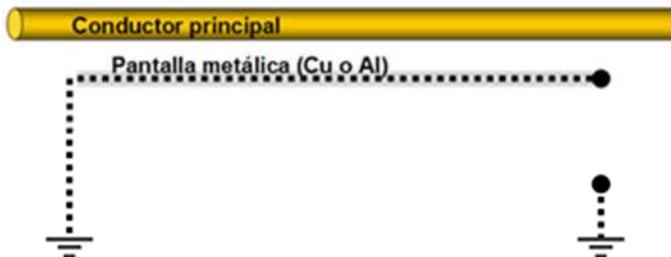


La corriente inducida en la pantalla genera pérdidas eléctricas adicionales que se suman a las del cable principal.

Estas pérdidas dependen de la corriente inducida, de la resistencia de la pantalla y de las resistencias de puesta a tierra en los extremos.

Para reducir estas pérdidas, si es que son significativas, existen métodos como el de trasposición de vainas (cross bonding).

Pantalla con conexión a tierra en uno de sus extremos y el otro abierto.



La corriente inducida es nula, ya que la pantalla no forma un circuito cerrado pero se deberá tener en cuenta que en el extremo abierto aparece una tensión inducida.

La FEM inducida es función de la corriente primaria y la longitud del cable.

Si ocurre una falla y la corriente es 10 veces mayor, se induce una tensión 10 veces mayor poniendo en riesgo la chaqueta exterior del cable al superar el umbral de rigidez dieléctrica de la misma.

Para este caso los puntos que se encuentran abiertos deberán ser protegidos con equipos, para no someter a un riesgo la seguridad de las personas.

Forma de conexionado escogida:

Teniendo en cuenta las ventajas y las desventajas de las dos alternativas se optó por conectar las pantallas de los cables subterráneos en ambos extremos, admitiendo de esta manera tener pérdidas en las pantallas en vez de tensiones inducidas.

El cálculo de sección de la misma y las pérdidas se encuentran en la memoria de cálculo en los apartados 3.7 y 3.7.1.

2.1.9. Centros de Transformación.

Un centro de transformación (C.T) es una" instalación destinada a transformar la energía eléctrica de un valor de tensión a otro. Incluye en el/los transformador/es, el

equipamiento de maniobra y protección, y la estructura que contiene o soporta el equipamiento”

Para el diseño de las mismas se basó en la reglamentación *AEA 95401* [2]

2.1.9.1. Clasificación de los C.T.

La norma los clasifica en

Tipos de instalación prevista:

- Instalación en el interior
 - ✓ En recintos cerrados de operación interior
 - ✓ En recintos cerrados de operación exterior.
- Instalaciones de intemperie:
 - ✓ En altura (centros aéreos tipo plataforma o monoposte)
 - ✓ A nivel (área cercada, operación interior)
 - ✓ Bajo nivel (equipamiento sumergible)

Tipos de centro según su emplazamiento y construcción

Presentan las siguientes variables

- a) Centros aéreos (instalación de intemperie en altura).
- b) Centros a nivel

B1 instalación interior en recintos cerrados de operación interior, con las siguientes variantes:

B1a. Recinto en inmueble, acceso desde espacio abierto o vía pública.

B1b. Recinto en inmueble, acceso desde espacio interior.

B1c. Recinto independiente, acceso desde espacio abierto.

B2 instalación interior en recintos cerrados de operación exterior.

B2a. Recinto cerrado incluido en planta interior de inmueble.

B2b. Recinto cerrado en espacio abierto.

B3 instalación intemperie a nivel (en área cercada de operación interior)

B3a. Aparatos de maniobra y protección dentro de envolventes (celdas).

B3b. Aparatos de maniobra y protección abiertos.

- c) Centros subterráneos

C1 instalación interior en recinto (cámara) operación interior, acceso desde espacio abierto o vía pública.

C2 instalación de exterior en pozo, equipamiento sumergible, operación externa.

Tipos de centro según su función

- Centro de transformación MT/BT
- Centro de transformación MT/MT
- Centro de distribución y maniobra MT (instalación a la que acceden tres o más líneas, con equipamiento de maniobra que permita el cambio de configuración de la red de MT).
- Centro de suministro y medición (instalación destinada al suministro de un usuario de MT)
- Centro de regulación de tensión.

Tipos de Centro según propietario.

La propiedad de estos centros de transformación puede ser:

- **Del cliente.** Sólo alimenta a un cliente. El abonado es un gran consumidor y compra la energía eléctrica en Media Tensión, y la transforma en sus propias instalaciones.

- **De la compañía eléctrica.** Alimenta a varios clientes por medio de una red de distribución en Baja Tensión.

Dentro de los centros de transformación y distribución se ubican los equipos necesarios para la maniobra, el control y la protección en Media Tensión.

2.1.9.2. Criterio de elección del tipo.

Para escoger el diseño de los distintos C.T que se van a instalar por toda la urbanización hay que tener en cuenta, primordialmente, el lugar de emplazamiento. Es decir ver qué tipo de C.T afectará más al entorno, desde el punto de vista de un impacto visual en el lugar en donde se prevé la instalación.

Entonces se descarta la instalación de centros aéreos en lugares comerciales y barrios cerrados.

De hecho se dispuso la instalación de un solo centro aéreo, en el sector deportivo DR A, que se encuentra en las afueras de la urbanización.

En las zonas comerciales, y residenciales multifamiliar las centros de transformación serán del tipo subterráneos (bajo nivel).

En la zona de barrio cerrado, chacras y sectores deportivo-recreativos se utilizarán centros a nivel, en lugares donde su emplazamiento no impacte al entorno.

Se encuentra fuera del alcance de este proyecto a los C.T de dominio privado.

Solo se diseñaran aquellos C.T que corresponden a la compañía suministradora de energía.

2.1.9.3. Ubicación.

La disposición de los C.T en la urbanización se puede observar en los planos adjuntos.

La elección de la ubicación se realiza de manera tal que estos encuentren en un punto lo más cercano posible al baricentro de potencia.

2.1.9.4. Conformación.

Como se mencionó anteriormente estos están conformados por una envolvente que protege los elementos internos como lo son el transformador, los elementos de maniobra y protección en M.T y el cuadro de salida de B.T. Por último completa la conformación del C.T la puesta a tierra del mismo.

2.1.9.4.1. Envolvente.

Dependiendo el tipo de uso, subterráneo o a nivel, y la potencia del transformador, cambia el material de la envolvente.

Se utilizarán centros de transformación prefabricados que tienen la ventaja de una instalación en menor tiempo.

En el anexo de catálogos se pueden observar más detalladamente los diferentes tipos.

2.1.9.4.2. Transformador.

Se utilizarán transformadores de llenado integral.

Entre las ventajas que estos presentan con respecto a los tradicionales están:

-Diseño	compacto	y	económico.
-	Mínimo		mantenimiento.

- Ausencia de cámara de Nitrógeno.
- Ausencia de tanque de expansión

Al ser un transformador hermético (sin tanque de expansión) su estructura trabaja a presión variable en función de la temperatura del aceite, sin intercambio de aire con el exterior. Esto permite que el aceite del transformador nunca esté en contacto con el medio ambiente, lo que impide el ingreso de humedad preservando los inhibidores de oxidación y por ende prolongando la vida útil del transformador.

2.1.9.4.3. Celdas de Media Tensión.

Las celdas de M.T. a instalar en los C.T. serán de tipo modular prefabricado bajo envoltorio metálico y con dieléctrico SF6. El fabricante es la empresa ORMAZABAL y el modelo de celda a utilizar es CGM.

Se pueden distinguir los siguientes tipos de celdas:

- De línea.
- De protección.
- De Medición
- De remonte.



Celda MT

Para los C.T que son dominio de la cooperativa se utilizan celdas de línea y de protección al transformador.

La medición a los usuarios se efectúa en baja tensión.

2.1.9.4.4. Celda de Línea.

Las celdas de línea, utilizadas para la maniobra de los cables que alimentan el centro de transformación están provistas de un seccionador y seccionadoras de puesta a tierra, con alojamiento para las cabezas terminales de los cables, y embarrado de unión entre ellas y con las celdas de protección del transformador



Celda de línea

2.1.9.4.5. Celdas de Protección.

Pueden proteger los transformadores y cortar de servicio los mismos. Consta de un interruptor-seccionador automático tripolar equipado con fusibles de alto poder de ruptura (HH), bobina de disparo a emisión por temperatura del transformador,

seccionador de puesta a tierra, y alojamiento para las puntas terminales de los puentes de unión de los interruptores-seccionadores automáticos con los transformadores.

Cada uno de estos elementos de maniobra estará aislado por piezas moldeadas de araldita, y todo el conjunto se encontrará en el interior de una envuelta metálica común, de manera que ninguna parte en tensión sea accesible.

Todas las maniobras de explotación se realizarán desde el exterior de las celdas a través de palancas de accionamiento de los aparatos.

Dispondrán, asimismo, de una serie de enclavamientos y controles visuales de presencia de tensión y posición de los aparatos, que haga imposible la ejecución de falsas maniobras.



Celda de protección

2.1.9.4.6. Celda de Medición.

Posee transformadores de intensidad y de tensión para efectuar la medición de energía.

2.1.9.4.7. Celda de Remonte.

Posee una envolvente metálica que protege el remonte de los cables hacia el embarrado.

2.1.9.4.8. Conexión entre celdas.

El elemento empleado para realizar la conexión eléctrica y mecánica entre celdas, que utiliza la marca se denomina **ORMALINK** (conjunto de unión). Este elemento permite la unión del embarrado de las celdas fácilmente y sin necesidad de reponer gas SF₆.

El conjunto de unión está formado por tres adaptadores elastoméricos enchufables que, montados entre las tulipas (salidas de los embarrados) existentes en los laterales de las celdas a unir, dan continuidad al embarrado y sellan la unión, controlando el campo eléctrico por medio de las correspondientes capas semiconductoras.

Ormalink(uni3n de celdas)



Tulipas para la conexi3n de celdas



2.1.9.4.9. Acometidas de Cables M.T.

Las acometidas de Media Tensi3n y las salidas a transformador o celda de medida se realizan con cables. Las uniones de estos cables con los pasatapas correspondientes en las celdas **CGM** deben ejecutarse con terminales enchufables de conexi3n sencilla (enchufables) o reforzada (atornillables), apantallados o no apantallados.

En este caso en todos los C.T se usar3n terminales ser3n de tipo apantallados.

Los terminales enchufables vienen para corrientes de 250 A(categor3a A) y para 400 A (Categor3a B)

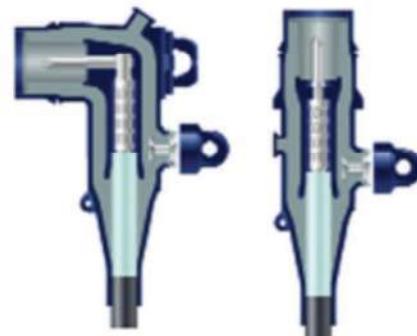
Los terminales atornillables vienen para corrientes de 400 A (Categor3a B) y de 630 A (Categor3a C).

Conexión frontal



Conexión directa al embarrado

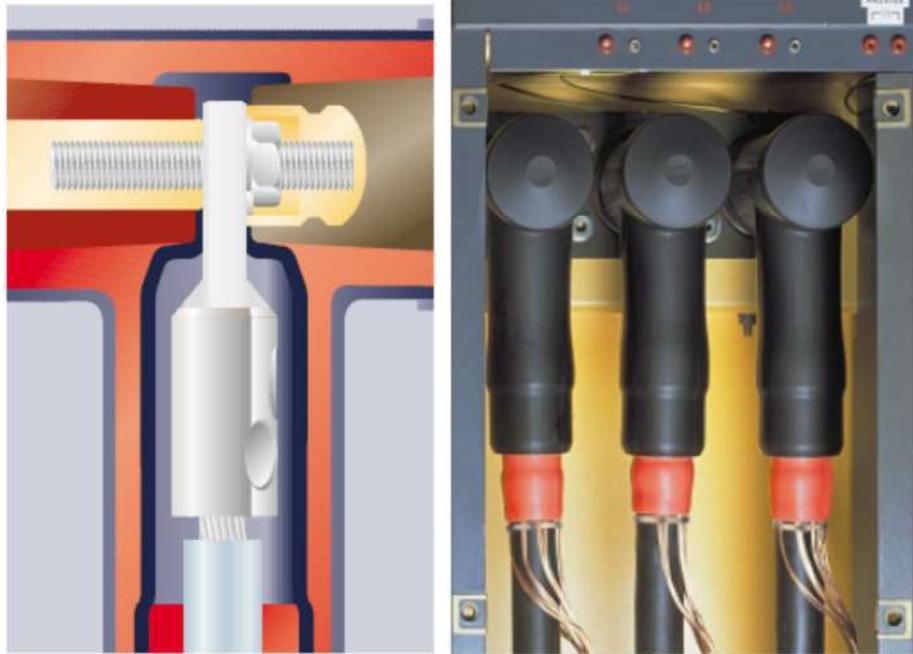
Terminal enchufable 250 A apantallado, tipo acodado y recto.



Terminal enchufable 400 A apantallado



Terminal atornillable 630 A apantallado



Como el cable a utilizar es de Aluminio 240 mm², para esta sección los terminales que pueden ser adaptados son los de 400 A y 630 A. Los terminales de 250 A enchufables vienen hasta una sección de 120 mm².

Para este proyecto se utilizarán terminales apantallados atornillables 630 A en la llegada de los cables que provienen de la E.T Pinamar y la E.T Valeria del Mar.(es decir en la C.T N°15 y C.T N°1)

Para el resto de las acometidas se utilizarán terminales apantallados atornillables de 400 A.

2.1.9.4.10. Puentes de Media Tensión.

El puente de unión de la celda de protección con el transformador estará formado por un conjunto de cables unipolares de M.T, de sección a determinar, efectuando las conexiones por medio de terminales adecuados.

2.1.9.4.11. Puente de Baja Tensión.

Para la interconexión entre el secundario del transformador de potencia y el cuadro de baja tensión se utilizarán cables de aislamiento PVC unipolares de aluminio, de sección a determinar.

2.1.9.4.12. Cuadro de Baja Tensión.

El Cuadro de Baja Tensión (CBT), es un conjunto de elementos de protecciones de BT cuya función es recibir el circuito principal de BT procedente del transformador MT/BT, y distribuirlo en un número determinado de circuitos individuales.

La estructura del cuadro prevista está compuesta por un bastidor de chapa blanca, en el que se distinguen las siguientes zonas:

- Zona de acometida

En la parte superior del C.B.T existe un compartimento para la acometida al mismo, que se realiza a través de un pasamuros, evitando la penetración del agua al interior.

- Unidad funcional de control

En una caja situada en la parte superior del cuadro se instala el control y un amperímetro. La conexión del control a Cuadro de Baja Tensión se realizará directamente al embarrado vertical.

- Zona de salidas

Está formada por un compartimento que aloja exclusivamente el embarrado y los elementos de protección de cada circuito de salida. La protección se hará a través de fusibles dispuestos en bases trifásicas pero maniobradas fase a fase, pudiéndose realizar las maniobras de apertura y cierre en carga.

2.1.9.4.13. Puesta a tierra de los C.T.

El diseño y cálculo de la puesta a tierra se encuentra desarrollado en la memoria de cálculo apartado 3.6.

Se realizará de acuerdo a la Reglamentación AEA 95401 y a la Norma IRAM 2281-1^[3].

El electrodo está conformado por una combinación de malla-jabalina y tiene que estar en contacto con una napa de agua subterránea, a fin de lograr valores más estables.

2.1.9.5. Elección de los C.T

La siguiente tabla muestra las características de cada centro dispuesto en la urbanización.

C.T	Pot. Traf. kVA	Tipo	Propiedad	Modelo	Largo [m]	Ancho [m]	Altura [m]	Equipamiento
C.T.Nº1	315	a nivel	Cooperativa	PFU-5	6,08	2,38	3,045	2P+2L+ CBT
C.T.Nº2	500	Subterráneo	Cooperativa	PFS-48	5,14	2,46	2,84	2P+2L+ CBT
C.T.Nº3	200	a nivel	Cooperativa	PFU 4	4,46	2,38	3,045	2L+1P+ CBT
C.T.Nº4	250	Subterráneo	Cooperativa	Mini sub24	3,46	2,46	2,35	1L+1P+ CBT
C.T.Nº5	250	Subterráneo	Privado	-	-	-	-	2L+1P+ 1M+CBT
C.T.Nº6	125	a nivel	Cooperativa	PFU-5	6,08	2,38	3,045	2L+1P+ CBT
C.T.Nº7	400	Subterráneo	Privado	-	-	-	-	2L+1P+ 1M+CBT
C.T.Nº8	100	Subterráneo	Cooperativa	PFS-48	5,14	2,46	2,84	2L+1P+ CBT
C.T.Nº9	200	Subterráneo	Cooperativa	Mini sub24	3,46	2,46	2,35	2L+1P+ CBT
C.T.Nº10	250	Subterráneo	Cooperativa	Mini sub24	3,46	2,46	2,35	2L+1P+ CBT
C.T.Nº11	16	Aéreo	Cooperativa	Plataforma	-	-	-	-
C.T.Nº12	160	a nivel	Cooperativa	PFU-3	3,28	2,38	1,5	2L+1P+ CBT
C.T.Nº13	160	a nivel	Cooperativa	PFU-4	3,28	2,38	1,5	2L+1P+ CBT

C.T.Nº14	160	a nivel	Cooperativa	PFU-5	3,28	2,38	1,5	2L+1P+CBT
C.T.Nº15	800	Subterráneo	Cooperativa	PFS-48	5,14	2,46	2,84	3L +1P+1M+CBT
C.T.Nº16	400	Subterráneo	Cooperativa	PFS-48	5,14	2,46	2,84	2L+2P+CBT
C.T.Nº17	630	Subterráneo	Cooperativa	PFS-48	5,14	2,46	2,84	1L+1P+CBT
C.T.Nº18	250	Subterráneo	Cooperativa	Mini sub24	3,46	2,46	2,35	2L+1P+CBT
C.T.Nº19	400	Subterráneo	Cooperativa	PFS-48	5,14	2,46	2,84	1L+1P+CBT
C.T.Nº20	400	Subterráneo	Cooperativa	PFS-48	5,14	2,46	2,84	2L+2P+CBT
C.T.Nº21	400	Subterráneo	Cooperativa	Mini sub24	3,46	2,46	2,35	1L+1P+CBT
C.T.Nº22	1600		Privado	-	-	-	-	3L+1P+1M+CBT
C.T.Nº23	1600		Privado	-	-	-	-	1L+1P+1M+CBT
C.T.Nº24	125	a nivel	Cooperativa	PFU-5	6,08	2,38	3,045	2L+1P+CBT

Los modelos referidos son de la marca Ormazabal

Referencias:

En la columna de equipamiento la notación indica lo siguiente:

El número indica la cantidad y la letra la función de la celda.

L: celda de línea.

P: celda de protección.

M: celda de medición.

CBT: cuadro de Baja tensión de hasta 8 salidas

La selección del tipo de celdas se encuentra en la memoria de cálculos.

2.1.10. Alternativas de conexión para cables unipolares de M.T.

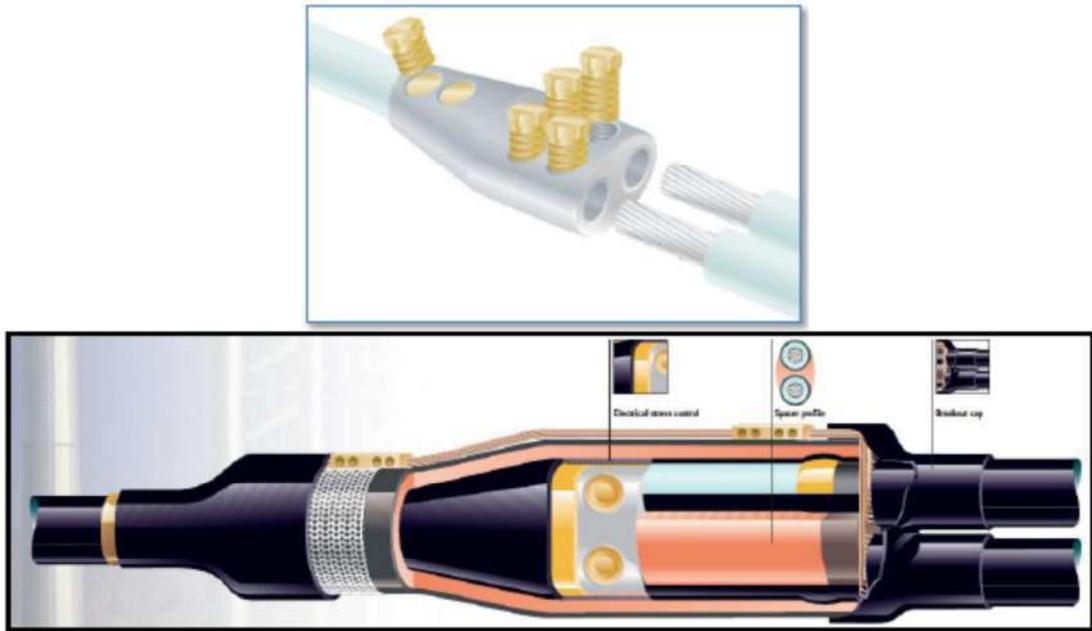
En este apartado se presentarán las alternativas que reemplazarían a las celdas de maniobra y protección utilizadas en los C.T.

Estas alternativas son más económicas que de dicho equipamiento pero también presentan limitaciones que se detallaran a continuación.

Empalme Derivación en T.

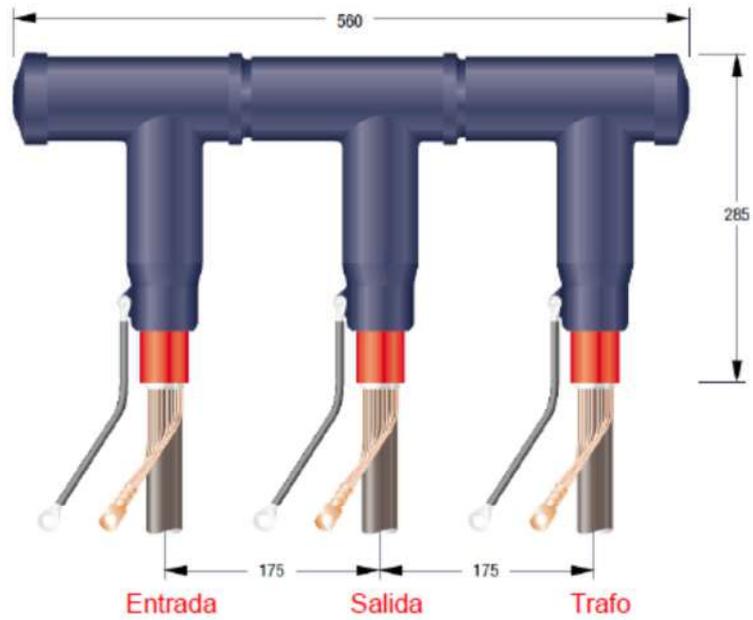
El empalme se realiza a través de accesorios que permiten realizar una derivación de una línea.

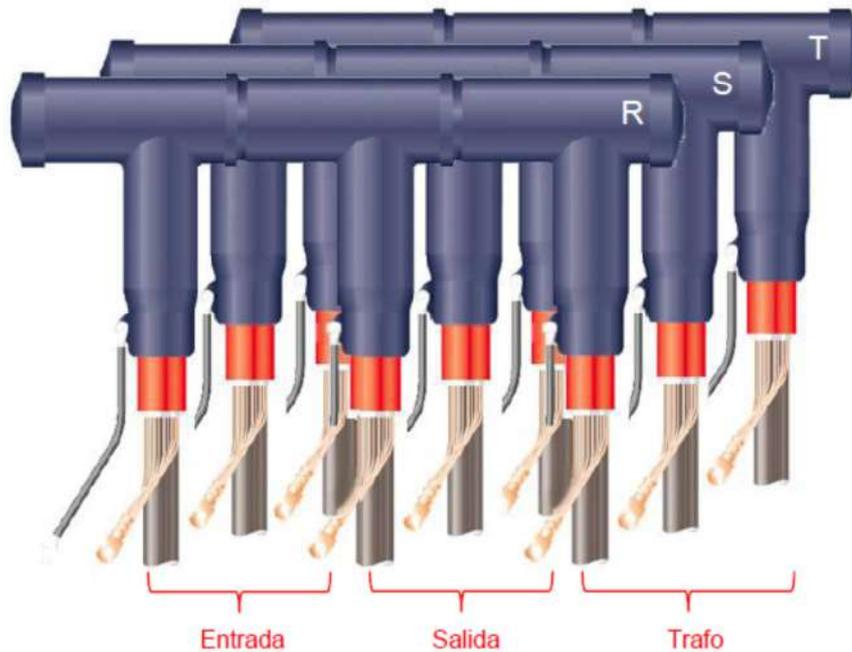
En caso de Falla, quedan todos los usuarios afectados durante el tiempo que dure la reparación.



Conectores Acodados en paralelo.

Se realiza a través del acoplamiento de los conectores enchufables.
 Las siguientes figuras muestran como es la disposición.





Instalación segura no operable con tensión.

En caso de falla en alguno de los tramos del cable, troncal o ramales derivados, para su operación requiere personal entrenado en este tipo de instalaciones

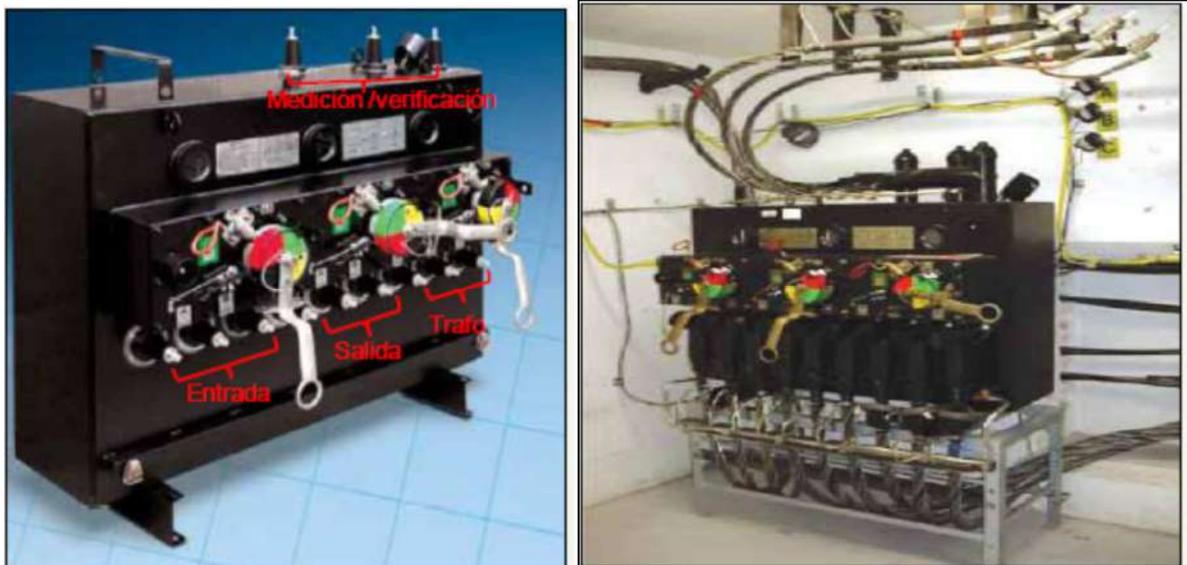
Seccionador Bajo Carga en SF6 de 3 vías -15 kV-600 A.

El proveedor de este equipamiento es la empresa Thomas&Betts.

Permite seccionar la entrada y salida de línea y también la salida al transformador.

Posee instalación segura, operable en servicio con alto grado de disponibilidad de maniobras.

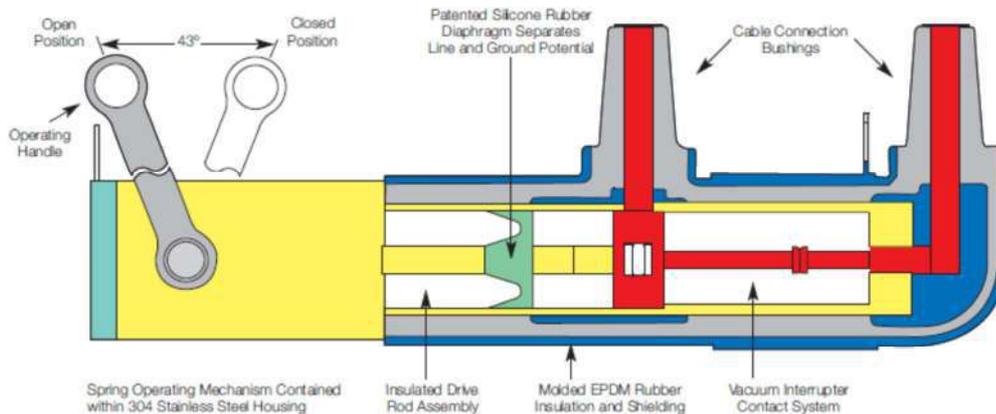
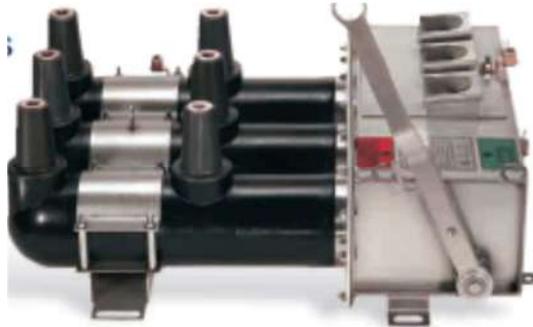
Estos requieren transformadores con fusibles HH incorporados en la cuba.



Seccionadores de vacío.

Los MVS (Molded vacuum swiches) son interruptores que operan interrumpiendo el arco en una cámara de vacío, por lo cual permite lograr dimensiones considerablemente reducidas con respecto a los interruptores asilados en SF6.

La empresa norteamericana que los provee es la firma Elastimold.



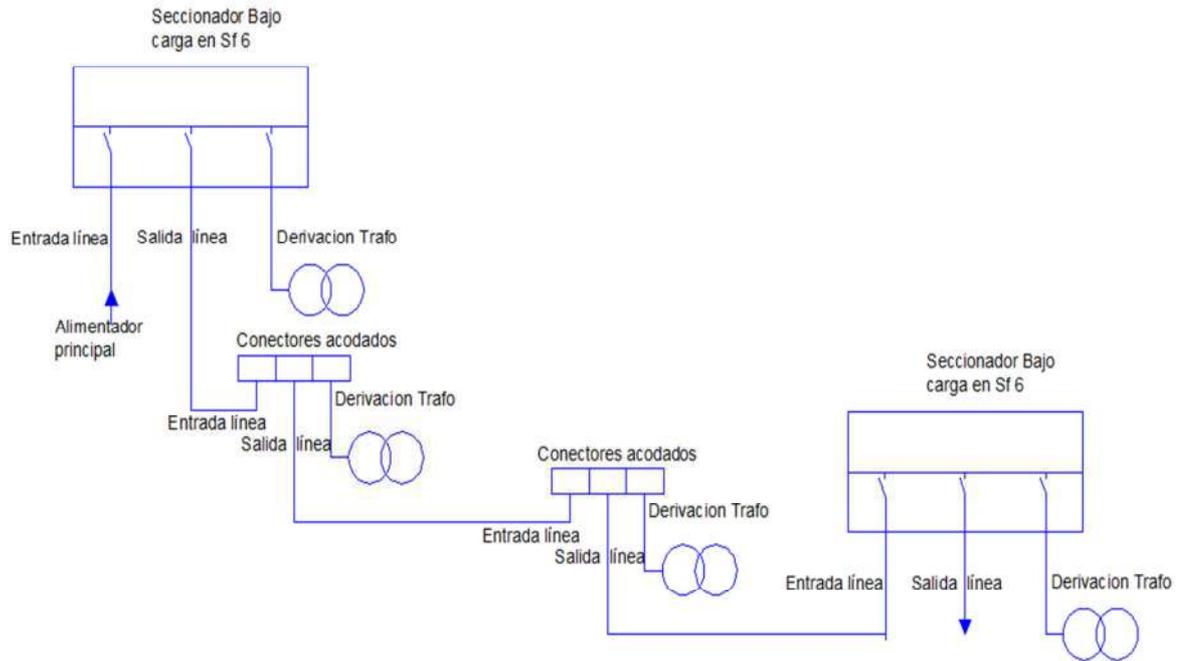
Entre las características de este producto se encuentran las siguientes.

- ✓ Totalmente sellados, sumergibles y resistente a la corrosión.
- ✓ Es un dispositivo libre de mantenimiento.
- ✓ Dimensiones reducidas.

Combinación de alternativas.

Se pueden combinar estas distintas opciones para disminuir la desventajas que presentan en su implementación individual. Por ejemplo se puede instalar un seccionador bajo carga cada cierto tramo y las derivaciones al transformador a través de conductores acodados en paralelo.

Esquema de conexionado combinación seccionador bajo carga en Sf6 – conductores acodados.



Con la implementación de este sistema se ahorraría tiempo en la detección de una falla con respecto a la alternativa de solo implementar conductores acodados y a su vez sería menos costosa que disponer solo de seccionadores bajo carga.

Lo mismo sería si en vez de utilizar el seccionador de 3 vías en Sf6 se utilizara seccionadores de vacío con la ventaja adicional del ahorro en espacio y mantenimiento.

Conclusión.

Estas alternativas con sus ventajas y desventajas mencionadas permiten un ahorro en cuanto coste total con respecto a los centros de transformación con seccionamiento a través de celdas aisladas en SF6, pero implica una desventaja en cuanto a operabilidad.

Además hay que tener en cuenta que estas alternativas si bien son utilizadas en países como Estados Unidos no son utilizados frecuentemente en la Argentina, con lo cual llevarlas a cabo requerirá capacitación del personal, aún más teniendo en cuenta que la cooperativa, bajo el cual queda dominio la red energética, se puede denominar como “pequeña” y el personal no cuenta con experiencia en este tipo de instalaciones.

Por esto es que se utilizará el esquema clásico de centro de transformación. No obstante es interesante conocer las formas de implementación que se utilizarán en otros lugares para poder aplicarlas cuando las condiciones sean adecuadas.

3. Distribución Secundaria.

3.1. Disposición de los circuitos.

Al igual que las líneas de M.T el tendido en B.T será subterráneo por las mismas razones del impacto visual que tendría una línea aérea en este tipo de urbanizaciones.

La disposición de los cables en las canalizaciones se realizará de acuerdo al apartado 2.1.8

3.2. Alimentación a usuarios.

Debido a las características de las viviendas unifamiliares, cuyas superficies construibles son típicas de una casa tipo country, se les proveerá alimentación trifásica.

3.3. Tipos de cable.

Al igual que los cables de M.T, el cable utilizado en B.T. será de aluminio ya que para iguales parámetros eléctricos resulta cuatro veces más económico que el cobre.

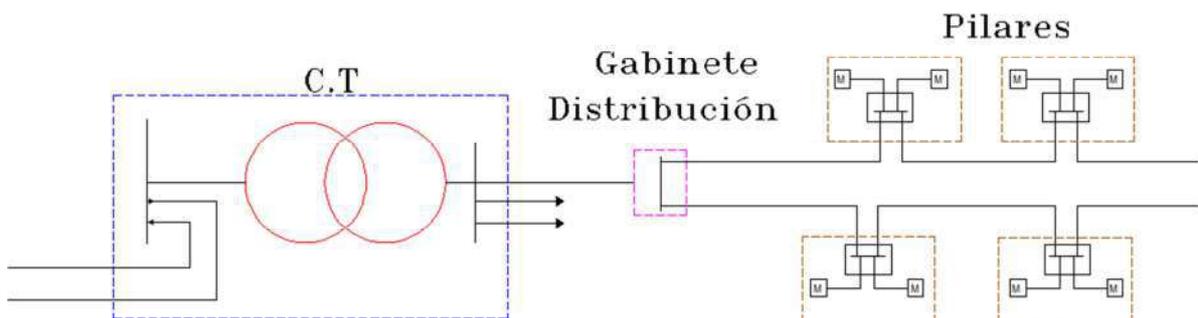
En el caso del sistema de distribución de baja tensión dichos conductores serán unipolares a fin de lograr una mejor manipulación al momento de la instalación de la red. Además permite que ante la falla de uno de los conductores (una fase por ejemplo) no sea necesario el recambio de un conductor multipolar y solo se sustituya el conductor dañado.

La aislación de los conductores será PVC por lo que tendrán una temperatura de servicio de 70°C y 160°C en cortocircuito.

3.4. Configuración de la red.

La configuración de la red subterránea está compuesta por los transformadores M.T/B.T, conductores de B.T, gabinetes de distribución y los pilares.

El diseño se puede observar en la siguiente figura esquemática:



La energía se toma de la red subterránea M.T a través de un transformador situado en su respectivo C.T. Las salidas en baja tensión del cuadro de B.T acuden a un *gabinete de distribución*, que se encuentran en distintos puntos geográficos de la urbanización, y de este se derivan otros circuitos que van hacia los *pilares* que alimentan a los usuarios de los sectores de viviendas unifamiliares y a los sectores de viviendas multifamiliares.

Cada pilar se ubica en la medianera de dos lotes y el mismo contiene dos medidores de energía, uno para cada lote.

El sistema de alimentación a los usuarios será el de *entrada/salida*, en vez de la realizar empalmes derivación (llamados en T) de la línea principal, ya que la zanja por donde pasarán los cables será la misma para uno que para dos circuitos y se ahorra la ejecución del empalme. Además posibilita el seccionamiento de la red.

El trazado de la red y la disposición de los cables se pueden ver en la sección planos.

3.5. Gabinete de distribución.

La caja o gabinete de distribución es una envolvente de material metálico o sintético que contiene los elementos necesarios para efectuar derivaciones, seccionamientos y/o protección, de los diferentes cables subterráneos.

Pueden ser de emplazamiento subterráneo, elevado respecto del nivel de vereda o empotrado en paredes.

Para este proyecto utilizaremos el gabinete elevado respecto del nivel vereda tipo **Buzón**.

Gabinete de distribución tipo buzón



Los gabinetes tipo buzón deben satisfacer los requerimientos establecidos en la norma IEC 60439-5.

El grado de protección mínimo de los gabinetes será IP43.

Si bien para nuestro caso algunos buzones tendrán 2 salidas y otros 3, para normalizar la configuración de estos utilizaremos un solo modelo que provea 4 salidas, con el fin de tener una disponible en caso de expansión o emergencia.

Características de Buzón a instalar

Marca: PFISTERER.

Modelo: KVS 161.

Gabinete construido por moldeo por compresión en caliente de poliéster reforzado con fibra de vidrio (SMC molding technique).

Color incorporado durante la fabricación en RAL 7032. Resistente a la intemperie.

Grado de protección IP43.

Ventilación por convección entre la base y techo del gabinete a través de laberinto periférico. Superficie anti-acartelamiento.

Inmune a la corrosión y a los insectos. Resistente al ataque de productos químicos.

Cerradura a fallebas con tres puntos de contacto.

Apertura con llave de cubo cuadrado (llave de paleta con combinación computada a pedido).

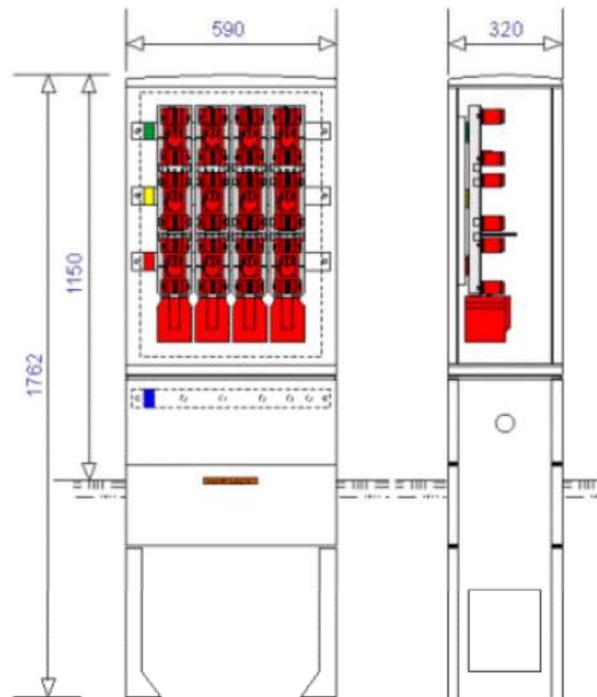
Equipamiento:

4 Bases Portafusibles Tripolares Verticales

Barras de fase y neutro de cobre estañadas.

Tornillería cincada

Dimensiones:



3.6. Pilares.

El pilar es el lugar físico donde un usuario toma energía de la red de B.T de la cooperativa. Es el punto donde se une el usuario y el proveedor. Dentro del pilar se encuentran una caja de distribución (caja de toma), un medidor de energía y la protección del usuario.

Caja de distribución o “caja de toma”.

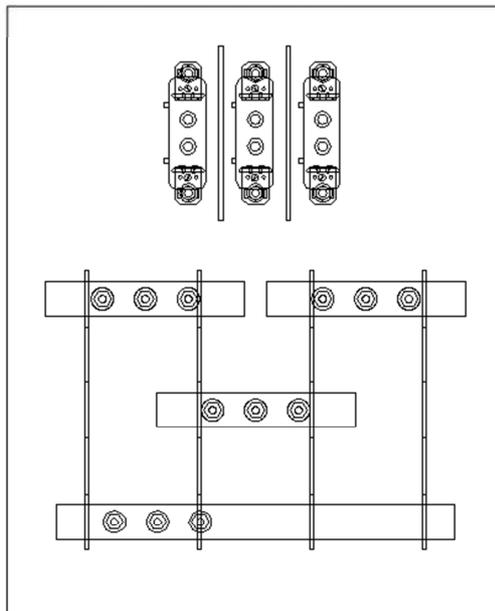
Las cajas a utilizar serán de material sintético equipadas con 3 bases portafusibles NH T00, barra de distribución y de neutro en cobre electrolítico estañado. Las mismas irán embutidas en los mismos pilares donde estarán montados los medidores.

Se emplearán cajas de la marca Conextube.

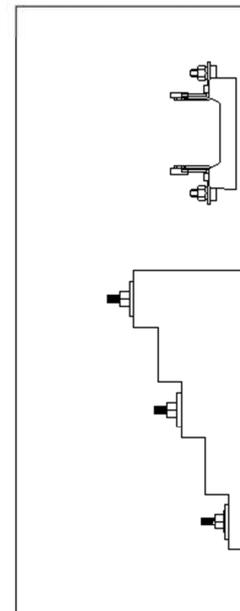
En la siguiente figura se muestra el esquema de la caja:



Vista Frontal



Vista Lateral



Los fusibles a instalar en dichas cajas dependen de la corriente a circular por ellos. Como cada fusible alimenta dos usuarios cuyo consumo estimado es de 4 kVA por lote (como se verá en el apartado 1.1 de la memoria de cálculo), la corriente máxima que circule será de unos 12,15 A.

La elección de los mismos se realizará más adelante

Caja de Medición.

Es una caja de material sintético apta para alojar el equipo de medición trifásico y su interruptor termomagnético.

La fijación de la misma se realiza embutida en el pilar



III. Diseño de la redes de distribución MT y B.T.

En este apartado se describirán los criterios que se tuvieron en cuenta a la hora de diseñar las redes primaria y secundaria.

4.1 Determinación de la sección del conductor.

La sección del conductor debe ser tal de manera que verifique los siguientes requisitos:

1. Corriente nominal.
2. Caída de Tensión.
3. Cortocircuitos.
4. Sobrecarga (solo en B.T)

4.1.1 Verificación por corriente nominal.

La corriente nominal que circule por cada conductor debe ser menor que la corriente admisible, aplicando los factores de corrección necesarios (agrupación, profundidad, resistividad térmica del terreno, temperatura, etc).

En las líneas de M.T la corriente que debe poder transportar el cable es la que se produciría con los transformadores al 100% de carga.

En condiciones de emergencia, cuando una E.T tenga que alimentar a toda la urbanización, se le aplicó un factor de simultaneidad de 0.9.

4.1.2 Caída de Tensión.

Un factor condicionante en el diseño es el rango de tensión con el cual debe ser alimentado el usuario de baja tensión.

Según el OCEBA en la ley 11769 subanexo D^[4] se debe mantener el perfil de tensión entre un $\pm 8\%$ en B.T áreas urbanas.

Expresado lo anterior se deben plantear dos condiciones límites a fin de asegurarse que el perfil de tensión se encuentre dentro de lo permitido. Las condiciones a plantear son:

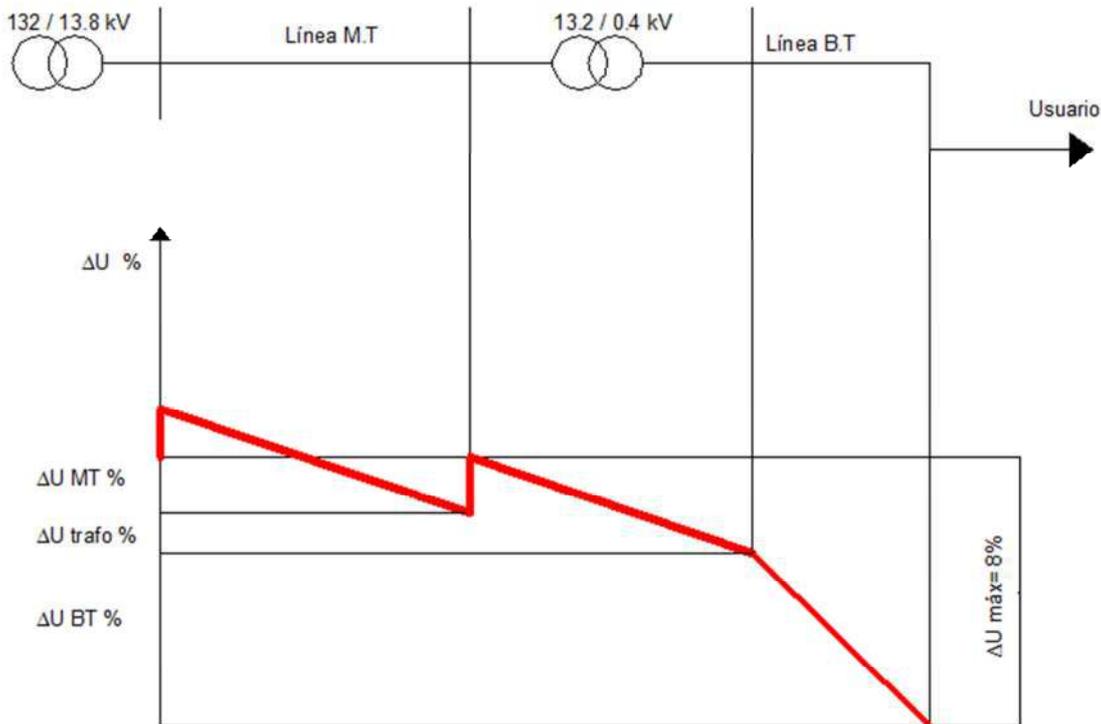
El límite del 8% es referido a la tensión nominal que debiera asegurarse al usuario (380/220 V)

- A plena carga la tensión suministrada a los usuarios no debe ser menor al 92% de la tensión nominal.

- En condición de mínima carga, la tensión suministrada no debe superar el 8% por sobre la tensión nominal

Plena carga.

Para este caso la caída está dada por la línea M.T, la caída dentro del transformador y la línea de B.T



X

La salida de la E.T estará fija en 13.8 kV.

$$\Delta U \text{ tot} \% = \Delta U \text{ MT} \% + \Delta U \text{ Trafo} \% + \Delta U \text{ BT} \% \leq 8\% \text{ (respecto 380 V).}$$

En el caso de los transformadores elegidos para la distribución, éstos tienen regulación de tensión sin carga en un rango de $\pm 2 \times 2.5$. Esto último permite compensar la caída de tensión de la red. Sin embargo, al no ser regulación bajo carga, se deberá establecer un determinado punto del conmutador y realizar el diseño bajo esa circunstancia.

Mínima Carga.

Se tomará para esta condición el caso extremo en que la urbanización no este consumiendo energía.

Se mencionó anteriormente que la salida de la E.T estará fija en 13.8 kV, es decir que estará un 4.5% por encima del nominal.

La tensión de vacío en el secundario del transformador es de 400 V, es decir, un 5% más. Además el transformador tendrá una subida del 2.5%, si se encuentra conmutado en la posición $\pm 2 \times 2.5$.

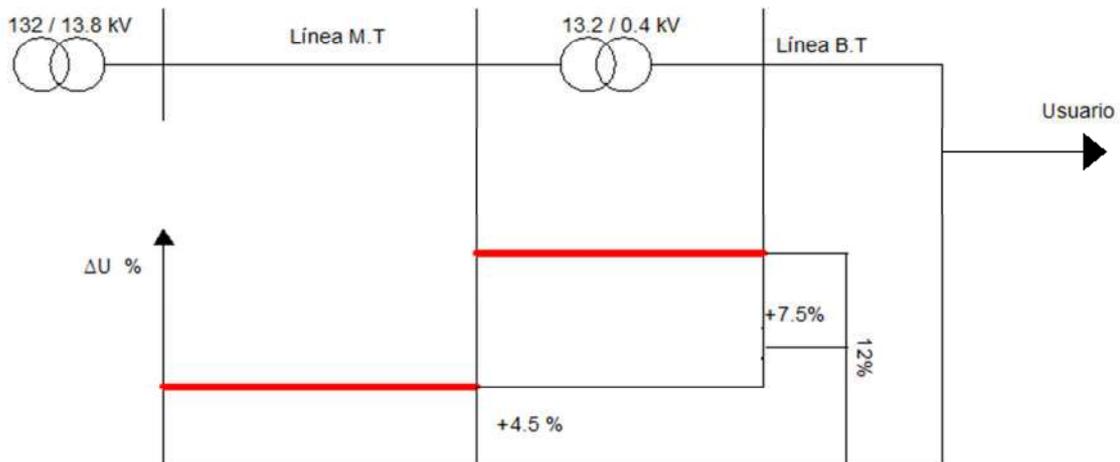
Entonces:

$$\Delta U \text{ tot} \% = 4.5\% + 5\% + 2.5\% = 12\% \geq 8\%$$

Por lo que no verifica con lo establecido por el reglamento.

En el siguiente gráfico se aprecia lo mencionado anteriormente.

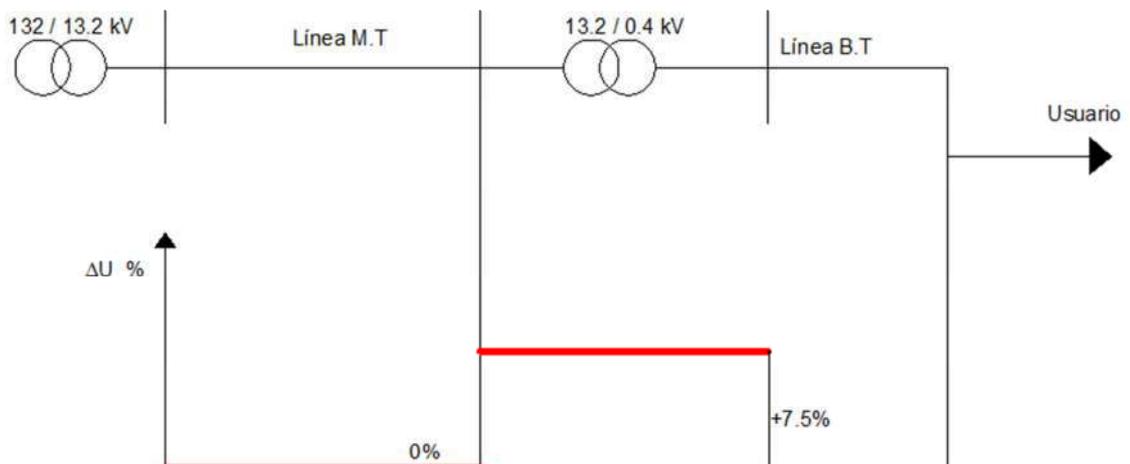
Perfil de tensión con tensión secundaria en vacío de 13.8 kV y taps del transformador en +2.5%



Entonces las soluciones que se presentan son:

- ✓ Cambiar las posiciones de los taps del transformador cuando se presente condición de mínima carga. Lo cual resulta improductivo tener que modificar cambiar la posición de dicho tap de todos los transformadores cada vez que se presente tal condición.
- ✓ Regulador automático bajo carga en la salida de la E.T de manera que cuando se presente la condición de mínima carga la tensión de salida sea 13.2 kV. De esta manera la caída de tensión sería del 7.5%, por lo que cumpliría con lo establecido por la reglamentación.

Perfil de tensión con tensión secundaria en vacío de 13.2 Kv y taps del transformador en + 2.5%.



4.1.3. Verificación contra cortocircuitos.

La protección de los conductores queda asegurada si se cumple las siguientes expresiones, que se encuentran en la norma *AEA90364 Parte 7*^[5]

Para tiempos de actuación de los elementos de protección menores que 0.1 segundos:

$$k^2 * S^2 \geq I^2 * t$$

Siendo

I^2*t : la máxima energía específica que deja pasar el fusible [$A^2.s$].

S: la sección nominal del conductor a proteger [mm^2].

K: factor que toma en cuenta la resistividad, el coeficiente de temperatura y la capacidad térmica volumétrica del conductor, y las temperaturas inicial y final del mismo [$A*s^{1/2}/mm^2$].

Para tiempos mayores que 0.1 segundos:

$$S \geq \frac{I \cdot \sqrt{t}}{k}$$

Siendo

I: intensidad de corriente de cortocircuito, expresada en valor eficaz [A].

4.1.4 Protección contra sobrecarga.

La característica de funcionamiento del fusible contra sobre carga debe cumplir dos condiciones, según la norma anteriormente citada:

a) $I_b \leq I_n \leq I_z$

Siendo

I_b : Corriente de proyecto o de carga estimada

I_z : Corriente admisible por el conductor en régimen permanente

I_n : Corriente nominal del fusible

b) $I_2 \leq 1.45 * I_z$

Siendo

I_2 : Corriente que asegura el efectivo funcionamiento del fusible en el tiempo convencional en las condiciones definidas.

Este valor de I_2 depende del elemento de protección. Para el caso de fusibles gG como los utilizados las corrientes I_2 son:

I_n [A]	I_2 [A]	Tiempo convencional [min]
$I_n \leq 4$	$2.1 * I_n$	60
$4 < I_n \leq 16$	$1.9 * I_n$	60
$16 < I_n \leq 63$	$1.6 * I_n$	60
$63 < I_n \leq 160$	$1.6 * I_n$	120
$160 < I_n \leq 400$	$1.6 * I_n$	180

4.2 Protección red primaria.

La protección de los cables que alimentan a la urbanización contra cortocircuitos se hace a través de los siguientes dispositivos:

- ✓ Interruptor automático de vacío con relay programable situado en cada E.T.
- ✓ Fusibles HH solo en las redes radiales.

Además por cuestiones operativas se dispondrán de indicadores de falla, los cuales se describen en el siguiente apartado.

Interruptor automático de vacío

Marca: ABB.

Modelo: VD4-17

Tensión: 17 kV.

Corriente nominal: 630 A.

Capacidad de ruptura: 16 kA.

Tiempo o total de operación: 50-80 ms..



Relay PR512 programable

Apto para interruptor automático de vacío VD4.

Marca: ABB.

Ajuste corriente de sobrecarga. Rango $1.5I_n \leq I_a \leq 2I_n$.

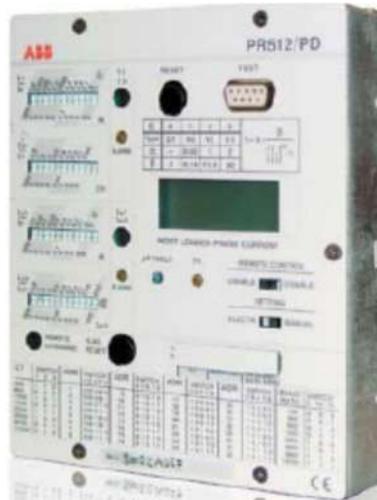
Funciones:

Ajuste curvas sobrecarga con tiempo definido, tiempo inverso, tiempo muy inverso y tiempo extremadamente inverso.

Ajuste corriente cortocircuito. Rango $2I_n \leq I_a \leq 10I_n$.

Ajuste de tiempo de disparo corriente cortocircuito. t: 55 ms ... 1.55 s.

Ajuste de corriente homopolar. Rango $0.1I_n \leq I_a \leq 1I_n$.



Fusibles HH.

Marca: SIBA.

Tension: 15.5 kV.

Corrientes nominales: 6.3 A, 10 A, 16 A, 20 A, 25 A, 32 A, 40 A, 50 A, 63 A, 80 A y 100 A.



4.2.1 Indicadores de falla.

Un indicador de falla indica de forma visible, o a través de un contacto o medio de comunicación cuando existe una falla en redes eléctricas.

La utilización de Indicadores de Fallas (IF) en los Sistemas de Distribución de M.T. Aéreos y Subterráneos permite:

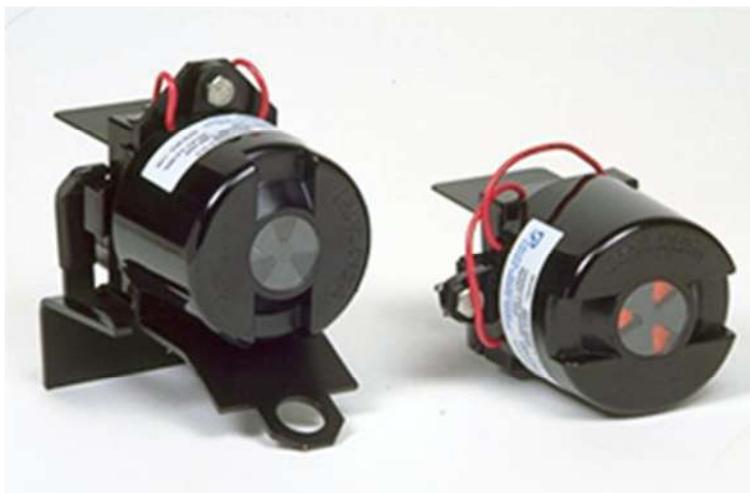
- ✓ Reducir el tiempo de interrupción a los usuarios.
- ✓ Las redes eléctricas afectadas, pueden mejorar su desempeño por etapas.
- ✓ Aliviar la carga de trabajo de los operadores encargados de la restitución manual del servicio, en oportunidad de producirse tormentas u otras causas de perturbaciones que afecten al sistema.
- ✓ Reducir costos de operación.

Estos dispositivos vienen para redes aéreas y subterráneas.

En nuestro caso al tener toda la red de M.T subterránea se utilizaran los indicadores de falla para tal caso.

La empresa Fisher Pierce ofrece un amplio rango de equipos indicadores de falla para aplicaciones en Sistemas de Distribución Área como Subterránea.

Indicadores de fallas adaptivos "adaptive trip"



Especificaciones

- ✓ Línea Aérea/ Subterránea.
- ✓ Tensión del sistema.
- ✓ Opciones de disparo o reposición.
- ✓ Opciones de indicación.
- ✓ Requerimientos de montaje.
- ✓ Modelos.

Tipos y lógica de disparo

Disparo (sin demora) estándar: detectar una condición sobrecorriente por encima de un valor prefijado.

Restricción de Inrush: La lógica debe discriminar entre una sobrecorriente Inrush y una condición real de falla.

Adaptive Trip: Percibir en un evento la diferencia entre una variación de carga súbita de una corriente de falla.

De estos tres tipos la que ofrece mayor confiabilidad es la tecnología adaptiva (adaptive trip)

Lógica Adaptiva

Rango de operación

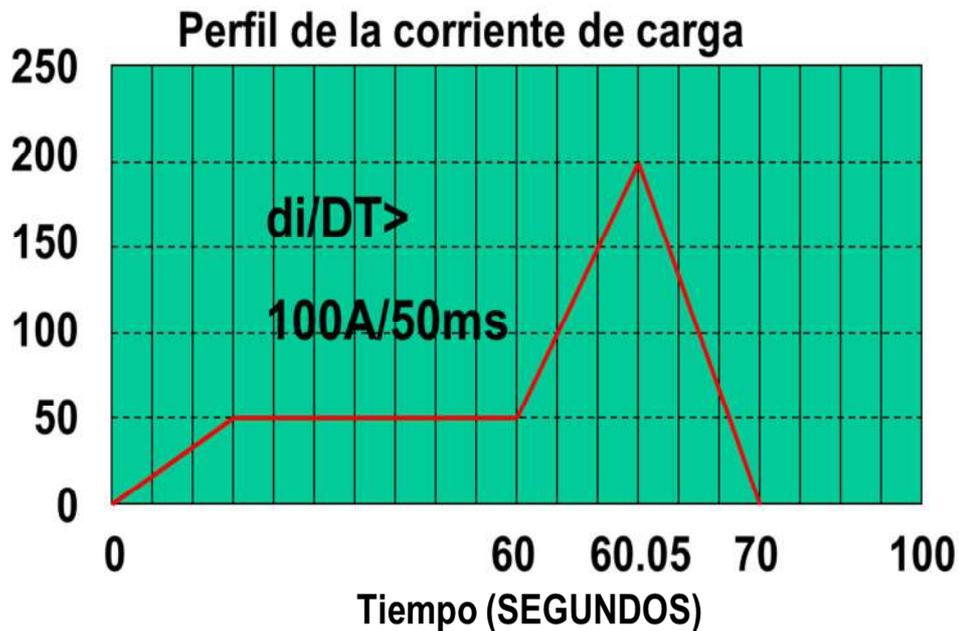
El rango de operación es de la mínima corriente de reposición (3 A) hasta los 800 A.- Corriente de carga.

$3\text{ A} \leq \text{Rango de operación} \leq 800\text{ A.}$

Condiciones de disparo.

1. Para detectar una condición de falla, el equipo requiere una permanencia mínima de 60 s. de la corriente pre-fallo (o de energizada la línea).
2. Se requiere una corriente de carga previa a la falla $\geq 3\text{ Amp.}$ y que la corriente de falla registre una velocidad de crecimiento (di/dt) \geq de 100 o 300 A. (ajuste de fábrica) en 50 ms sobre la corriente pre-falla.
3. Se requiere para habilitar la operación del indicador que la corriente total debe ser mayor que la suma de la corriente de carga (pre falla) y el valor de la corriente preestablecida/prefijada de falla.

4. Dentro de los 40-60 s. posteriores al incremento de corriente (di/dt) debe tener lugar la pérdida de corriente de línea durante un tiempo > 150 mseg. Esto es para asegurar que el incremento de corriente es resultado de una falla y no de un súbito incremento de carga.



Tipos de indicaciones.

Dependiendo el modelo las indicaciones pueden ser las siguientes

- Visibles (LED).
- Telecontrol (SCADA)
- Audible (radio).

4.3 Protección red secundaria.

Los elementos protección escogidos para proteger estas líneas de B.T contra cortocircuitos y sobrecargas son fusibles limitadores NH.

La elección de los mismos se puede observar en la memoria de cálculo.

IV. Memoria de Cálculo.

5. Estimación de la Demanda de Potencia.

Lo primero que hay que conocer antes de tomar cualquier decisión es saber cuánta potencia va a demandar la urbanización.

Para ello hay que tener en cuenta dicho emprendimiento se compone de diferentes sectores, cuyas edificaciones son distintas y por ende estarán equipadas con consumos distintos. Es decir que la densidad de consumo energético, $[w/m^2]$ será distinto para el sector barrio privado, que se compone de viviendas unifamiliares, que para los sectores comerciales, por citar un ejemplo.

Entonces se resuelve hacer un análisis de cada sector por separado, basándose tanto en datos de consumo que se disponen como en datos que se han conseguido de mediciones efectuadas por empresas de distribución.

5.1. Sector Barrio Privado.

Este sector cuenta con 169 lotes con una superficie media de $810 m^2$ cada uno.

Ahora bien, la superficie a construir está limitada por reglamentaciones municipales teniendo en cuenta el factor de ocupación de superficie (FOS), el factor de ocupación total (FOT) y los niveles de pisos permitidos.

Según la información adquirida por responsables de la realización de la infraestructura civil del proyecto, estos factores son los siguientes:

FOS=0.25

FOT=0.5

Max. cant. niveles= 2 (contando planta baja como un nivel, es decir solo se le permite agregar un nivel más).

Entonces si se aplican estos factores a la superficie media de lote se tiene que la superficie construible estimada por lote es de $202.5 m^2$. Este valor nos sirve para comparar con mediciones de consumo efectuadas por empresas distribuidoras

Para estimar la potencia de suministro se recurrirá a información de mediciones realizadas en un barrio del desarrollo urbanístico Nordelta, el cual forma parte del partido de Tigre.(ver Anexo II).

La medición fue realizada en el mes de mayor consumo y el resultado que arrojó se encuentra en las siguientes tablas

Tipo	Cantidad de viviendas	Potencia simultánea en punta [kW]	Potencia simultánea individual [kW]
Viviendas Tipo Casa	612	1712	2.8

Tabla 1 Potencia simultanea viviendas de country empresa EDENOR.

TIPO	Sup (m ²)		Potencia simultánea en punta
	mín	máx	Individual (kW)
Viviendas Tipo Casa	150	220	2,8
	200	300	
	500		

El valor de potencia simultánea en punta corresponde a un *valor promedio* de consumos en punta de una medición efectuada a un total de 612 viviendas. Es decir que en el horario de mayor consumo habrá casas que estén por encima de 2.8 kW y otras por debajo, pero el promedio es dicho valor, por lo que la simultaneidad ya está incluida y no hay que aplicar factores de simultaneidad en el diseño de los circuitos.

A este valor se lo aumentó en un 20%(como factor de seguridad) y tomando un factor de potencia igual a 0.85 el valor a utilizar resulta el siguiente

$$\text{Potencia Simultanea Vivienda [kVA]} = \frac{1.2 * 2.8}{0.85} = 3.94 \text{ [kVA]} \approx \mathbf{4 \text{ [kVA]}}$$

Entonces para el barrio cerrado la potencia de diseño será de 4 [kVA] por lote.

Este valor se encuentra por encima de los que habitualmente se toman en las cooperativas o empresas de distribución a la hora de planificar la demanda para casas de este tipo, valor que suele ser de 3 kVA, según la cooperativa de la ciudad de Pinamar.

La potencia total para el sector resulta:

$$\text{Pot total Barrio cerrado} = \text{Cant. Lotes} * \text{Potencia Lote} = 169 * 4 \text{ [kVA]} = \mathbf{676 \text{ [kVA]}}$$

5.2. Sectores Chacras.

El emprendimiento urbano integral cuenta con 3 sectores tipo chacra: ChA, ChB y ChC.

Se consideró el mismo consumo simultáneo por lote que para las casas en el sector barrio cerrado, es decir unos 4 [kVA].

La potencia demandada por este sector se presenta en el siguiente cuadro:

Tabla 2 Potencia demandada Sectores Chacras

Sector	Nro Lotes Comprendidos	Pot.Lote [kVA]	Pot Sector [kVA]
Ch A	32	4	128
Ch B	32	4	128
Ch C	28	4	112

5.3. Sectores Viviendas Multifamiliares.

La urbanización cuenta con 5 sectores destinados a viviendas multifamiliares: dos de ellos de mediana densidad (Mmd A y Mmd B) y los 3 restantes de mediana-baja densidad (Mmb A, Mmb B y Mmb C).

Para calcular la potencia estimada se toma como referencia la medición que realizó la empresa EDENOR, para este tipo de viviendas.

Tabla 3 consumo viviendas tipo departamentos (EDENOR)

	Sup (m2)		CANT	Potencia simultánea	Pot. Sim. en punta (kW)
	mín	máx		Individual (kW)	
Viviendas Tipo Departamento	50	180	848	1,5	1283
	80	250	660	1,9	1224

Se consideró el caso de un departamento con una superficie de 250 m² con un consumo de 1.9 kW.

El siguiente cuadro muestra la estimación de la cantidad de departamentos por lote que resulta de conocer la superficie construible para cada sector. Dicha superficie es dato y se obtiene de afectar la superficie del terreno por los factores de ocupación permitidos para tal zona.

Entonces la cantidad de departamento se obtiene dividiendo la superficie total construible del sector por superficie de 250 m² por departamento.

Tabla 4 Cantidad estimada de departamentos por lote.

Sector	Lotes	Nro Lotes Comprendidos	Sup Total	Sup. Lote	Cant.dep Lote
Mmd A	24	26-50	100543,62	4189,32	17
Mmd B	17	51-68	76753,17	4514,89	18
Mmb A	3	69-71	27110,80	9036,93	36
Mmb B	2	72-73	20392,02	10196,01	41
Mmb C	1	74	8363,89	8363,89	34

Tabla 5 Potencia demandada por sector

Sector	Pot indiv [kW]	Pot. Indiv [kVA]	Pot Por Lote [kVA]	Pot Sector [kVA]
Mmd A	1,9	2,235	38,000	912,000
Mmd B	1,9	2,235	40,235	684,000
Mmb A	1,9	2,235	80,471	241,412
Mmb B	1,9	2,235	91,647	183,294
Mmb C	1,9	2,235	76,000	76,000

Estos valores corresponden a valores simultáneos de potencia.

5.4. Sectores comerciales de servicio y equipamiento.

En total se tienen 26 lotes destinados a emprendimientos de comercios y de servicio.

Se construirá un centro comercial, en el lote N° 1 (sector Ce A), de gran envergadura, (que incluye restaurant, comercios, patios de comida, salón de entretenimientos, etc) y otro de menor tamaño, lote 75, (sector Ce B).

Los lotes del 2 al 25 están destinados a sectores comerciales de servicios y equipamientos.

Para estimar la potencia demandada por el centro comercial en el lote1 se buscó información del consumo de emprendimientos en el cual las curvas de carga sean similares al caso en estudio.

La siguiente tabla muestra el consumo en el periodo de un año del Shopping Los Gallegos de la ciudad de Mar del Plata.

Tabla 6 Potencia demandada shopping Los Gallegos, (fuente EDEA)

Período	Potencia Pico Registrada (kW)	Potencia Fuera de Pico Registrada (kW)	F.P
07-2011	1096	1078	0,97
08-2011	1047	1039	0,97
09-2011	1071	1078	0,96
10-2011	1179	1188	0,96
11-2011	1263	1263	0,96
12-2011	1312	1348	0,96
01-2012	1406	1460	0,95
02-2012	1446	1460	0,96
03-2012	1346	1378	0,96
04-2012	1202	1211	0,96
05-2012	1090	1064	0,97
06-2012	1042	1020	0,97
07-2012	1069	1064	0,97

Se observa que el máximo consumo es de 1460 kW en el período 01-2012.

Entonces considerando este dato se estima que en el centro comercial situado en el Lote 1, habrá un transformador de 1600 [kVA], que cubriría la demanda máxima que puede llegar a haber.

La potencia demandada por los sectores destinados a comercio, servicio y equipamientos (lotes 2 al 25 y lote 75) se calcula tomando como referencia el parámetro anterior adaptándolo a la superficie de construcción estipulada.

Se supone que estos lotes tienen la misma densidad de potencia (w/m^2) que el sector Ce A.

Tabla 7 Potencia estimada en Sectores comerciales de servicio y equipamientos.

Sector	Lotes	Sup. Const [m2]	Pot. Demandada [Kw]	Factor Potencia	Pot.Sector [kVA]
Ce A	1	31000	1460	0,95	1536,84
Ce B	75	6964	327,98	0,9	364,42
CSE A	2-4	23640	1113,37	0,9	1237,07
CSE B	5-8	9064	426,88	0,9	474,31
CSE C	9-16	13702	645,32	0,9	717,02
CSE D	17-25	15926	750,06	0,9	833,40

La potencia por lote resulta de dividir la potencia del sector por la cantidad de lotes

Tabla 8 Potencia estimada por lote en Sectores comerciales de servicio y equipamiento.

Sector	Pot.Lote [kVA]
Ce A	1536,84
Ce B	364,42
CSE A	412,36
CSE B	118,58
CSE C	89,63
CSE D	92,60

Los valores de potencia que muestra la tabla resulta de dividir la potencia total del sector estimada en la tabla 7 por la cantidad de lotes de dicho sector. Este valor se toma como referencia para diseñar el sistema de distribución de energía. El verdadero valor de potencia a instalar dependerá del proyecto que se establezca en dicho lote, que puede estar por encima o por debajo del valor adoptado.

5.5 Sectores Deportivos Recreativos.

En total se cuenta con 3 sectores deportivos recreativos destinados a: un centro de equitación (Dr A), clúster de locales bailables(Dr B), y un club náutico (Dr C)

En base a información suministrada para los sectores Dr B y Dr C se consideró un consumo de 100 kW, tomado como referencia el valor utilizado por la empresa EDENOR para este tipo de emprendimientos.

Para el centro de equitación se consideró un consumo de 8 kW.

Entonces la potencia para estos sectores se representa en la siguiente tabla.

Tabla 9. Potencia demandada sector deportivo recreativo.

Sector	Lotes	Pot demandada [kVA]
DR A	77	9,411
DR B	81-84	117,647
DR C	85	117,647

Estos valores corresponden a valores simultáneos de potencia.

5.6 Sector Hoteles.

El emprendimiento cuenta con dos sectores destinados a Hoteles (H A y H B)

Para la estimación de la potencia demandada se basó en los siguientes valores de referencia de la empresa EDENOR.

Tabla 10 Consumo de hotel, fuente EDENOR

	Sup.[m ²]	Pot. Simultánea [kW]	Pot. Simultánea en punta [Kw]
Hotel	7500	600	600

Siguiendo esta relación estimamos la demanda de acuerdo a las superficies de los hoteles que construirán en la urbanización.

Tabla 11. Potencia demandada sector Hotelero

Sector	Lote	Sup. Const [m2]	Pot. Demandada [Kw]	Factor Potencia	Pot. Sector [kVA]
H A	26	6667,71	533	0,9	666.6
H B	86	2280,42	205	0,9	205.2

5.7 Potencia total demandada.

La potencia total será la suma de la estimación de potencia de cada sector más el consumo de alumbrado público, que es igual a 70.5572 kW y cuyo cálculo se desarrolla en un apartado posterior.

No se le aplicara un factor de simultaneidad por motivo de falta de bibliografía y datos con respecto a este. Por otro lado si bien al considerar factor de simultaneidad 1 se establece una posición conservadora, se puede asimilar que las curvas de cargas de las viviendas unifamiliares y el sector comercial tienen una representación similar por lo que tampoco debería estar muy alejado. No obstante esto último se considera la potencia total demandada como la suma de la potencia de cada sector.

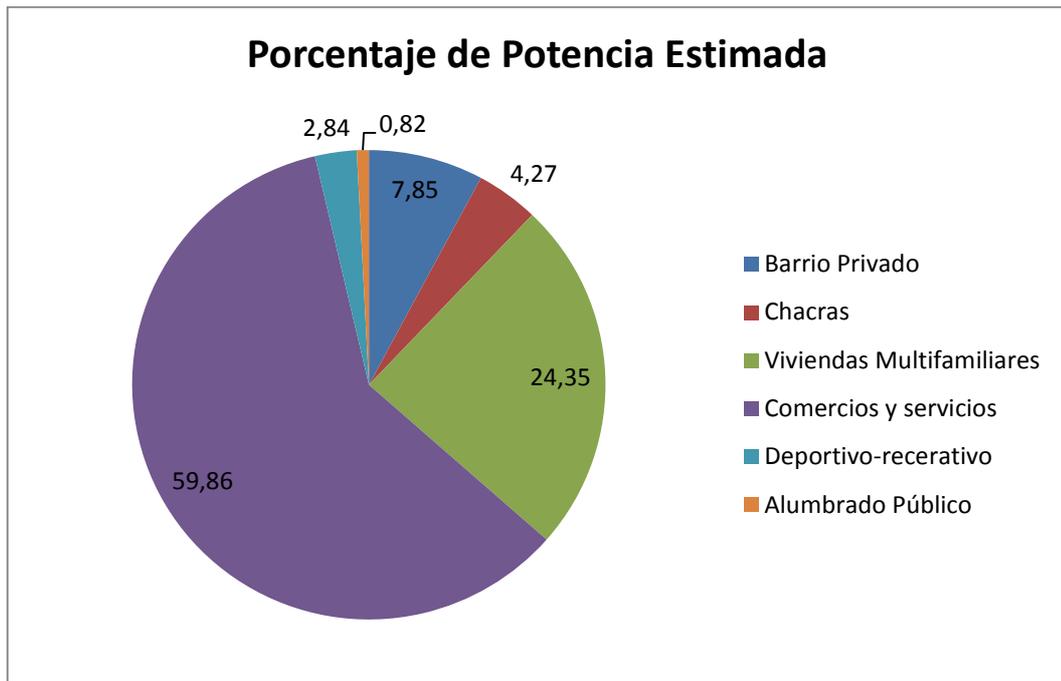
Tabla 12. Potencia estimada por sector

Sector	Potencia [kVA]
Barrio Privado	676
Chacras	368
Viviendas Multifamiliares	2096,70
Comercios y servicios	5153,47
Deportivo-recreativo	244,70
Alumbrado Público	70,56

Tabla 13. Potencia total estimada

Potencia Activa [kW]	Potencia Reactiva [VAr]	Potencia Aparente [kVA]
8460,063	4238,265	9462,322

Figura 1. Porcentaje por sector de la potencia estimada



Se puede observar que casi un 60% de la potencia total de la urbanización será demandada por los sectores comerciales.(Ce A, Ce B, CSE A, CSE B, CSE C y CSE D).

Un 24.35% demandan las viviendas multifamiliares correspondientes a los sectores MmdA, MmdB, Mmb A, Mmb B y Mmb C.

Las viviendas unifamiliares que se encuentran en los sectores barrio privado y chacras demandan un 12.12% de la potencia total de la urbanización.

Los sectores deportivos recreativos solo demandan un 2.84% y el alumbrado público un 0.82% de la potencia total.

Este análisis nos da un indicio de la fuerte actividad comercial que se espera en la urbanización y para la cual el diseño de la red tiene que estar preparada.

6. Transformadores a instalar por sector.

A continuación se muestra una tabla con el resumen de la potencia de transformación instalada por sector.

La ubicación geográfica con la referencia de cada transformador se encuentra en la sección "planos" y su ubicación fue determinada en base al lugar físico disponible más cercano al baricentro de potencia.

Dicha ubicación está condicionada por la infraestructura de la urbanización, tratando de ubicar los C.T en los espacios comunes como parques o plazas.

Tabla 14. Transformadores escogidos.

Sector	Designación	Potencia [kVA]	Ucc [%]	Pérd. Vacío [kW]	Pérd. Corto [kW]
Ub	C.T.Nº1	315	4	0,85	1,25
CSE D	C.T.Nº2	500	4	1,2	6
Ub	C.T.Nº3	200	4	0,6	3
Ub	C.T.Nº4	250	4	0,7	3,5
HB	C.T.Nº5	250	4	0,7	3,5
DR C	C.T.Nº6	125	4	0,42	2,1
Ce B	C.T.Nº7	400	4	1	5
Mmb C	C.T.Nº8	100	4	0,35	1,75
Mmb B	C.T.Nº9	200	4	0,6	3
Mmb A	C.T.Nº10	250	4	0,7	3,5
DR A	C.T.Nº11	16	4	0,1	0,5
CH A	C.T.Nº12	160	4	0,5	2,5
CH B	C.T.Nº13	160	4	0,5	2,5
CH C	C.T.Nº14	160	4	0,5	2,5
H A	C.T.Nº15	800	5	1,75	8,75
Mmd A	C.T.Nº16	400	4	1	5
Mmd A	C.T.Nº17	630	4	1,45	7,25
CSE B	C.T.Nº18	250	4	0,7	3,5
CSE C	C.T.Nº19	400	4	1	5
Mmd B	C.T.Nº20	400	4	1	5
Mmd B	C.T.Nº21	400	4	1	5
Ce A	C.T.Nº22	1600	6	2,7	17
CSE A	C.T.Nº23	1600	6	2,7	17
Dr B	C.T.Nº24	125	4	0,42	2,1

7. Red de Distribución Primaria M.T.

7.1. Corrientes de línea.

A continuación se presentan las corrientes a circular por las líneas para las 3 condiciones de operación de la red.

Se recuerda que la condición de emergencia I, representa una falla en el alimentador principal de la E.T Pinamar, y la condición de emergencia II representa una falla en el alimentador principal de la E.T Valeria del Mar.

El factor de simultaneidad para las dos condiciones de emergencia es 0.9.

Tabla 15. Corrientes de línea condición de operación Normal.

Condición normal			
Sector	Destino	Tramo	I línea [A]
Ub	C.T.Nº1	E.T Valeria-C.T.Nº1	145,844
CSE D	C.T.Nº2	C.TNº1-C.T.Nº2	111,914
Ub	C.T.Nº3	C.T Nº2-C.T Nº3	18,827
Ub	C.T.Nº4	C.T Nº3-C.T Nº4	10,459
HB	C.T.Nº5	C.T.Nº2-C.TNº5	55,434
DR C	C.T.Nº6	C.T.Nº5-C.TNº6	44,975
Ce B	C.T.Nº7	C.T.Nº6-C.TNº7	39,745
Mmb C	C.T.Nº8	C.T Nº7-C.T Nº8	23,010
Mmb B	C.T.Nº9	C.T Nº8-C.T Nº9	18,827
Mmb A	C.T.Nº10	C.T Nº9-C.T Nº10	10,459
DR A	C.T.Nº11	C.T Nº12-C.T Nº11	0,669
CH A	C.T.Nº12	C.T Nº13-C.T Nº12	7,363
CH B	C.T.Nº13	C.T Nº14-C.T Nº13	14,057
CH C	C.T.Nº14	C.T Nº1-C.T Nº14	20,751
H A	C.T.Nº15	E.T Pinamar-C.T Nº15	303,527
Mmd A	C.T.Nº16	C.T Nº15-C.T Nº16	103,756
Mmd A	C.T.Nº17	C.T Nº16-C.T Nº17	26,357
CSE B	C.T.Nº18	C.T Nº16-C.T Nº18	60,664
CSE C	C.T.Nº19	C.T Nº18-C.T Nº19	50,204
Mmd B	C.T.Nº20	C.T Nº19-C.T Nº20	33,470
Mmd B	C.T.Nº21	C.T Nº20-C.T Nº21	16,735
Ce A	C.T.Nº22	C.T Nº15-C.T Nº22	139,108
CSE A	C.T.Nº23	C.T Nº22-C.T Nº23	66,939
Dr B	C.T.Nº24	C.T Nº22-C.T Nº24	5,230

Tabla 16. Corrientes de línea condición de emergencia I.

Condición de emergencia I			
Sector	Destino	Tramo	I línea [A]
Ub	C.T.Nº1	S.E Valeria-C.T.Nº1	404,433
CSE D	C.T.Nº2	C.TNº1-C.T.Nº2	370,504
Ub	C.T.Nº3	C.T Nº2-C.T Nº3	18,827
Ub	C.T.Nº4	C.T Nº3-C.T Nº4	10,459
HB	C.T.Nº5	C.T.Nº2-C.TNº5	55,434
DR C	C.T.Nº6	C.T.Nº5-C.TNº6	44,975
Ce B	C.T.Nº7	C.T.Nº6-C.TNº7	39,745
Mmb C	C.T.Nº8	C.T Nº7-C.T Nº8	23,010
Mmb B	C.T.Nº9	C.T Nº8-C.T Nº9	18,827
Mmb A	C.T.Nº10	C.T Nº9-C.T Nº10	10,459
DR A	C.T.Nº11	C.T Nº12-C.T Nº11	0,669
CH A	C.T.Nº12	C.T Nº13-C.T Nº12	7,363
CH B	C.T.Nº13	C.T Nº14-C.T Nº13	14,057
CH C	C.T.Nº14	C.T Nº1-C.T Nº14	20,751
H A	C.T.Nº15	C.TNº16-C.TNº15	172,578
Mmd A	C.T.Nº16	C.TNº18-C.TNº16	215,670
Mmd A	C.T.Nº17	C.TNº16-C.TNº17	26,357
CSE B	C.T.Nº18	C.TNº19-C.TNº18	236,588
CSE C	C.T.Nº19	C.TNº20-C.TNº19	270,058
Mmd B	C.T.Nº20	C.TNº2-C.TNº20	303,527
Mmd B	C.T.Nº21	C.T Nº20-C.T Nº21	16,735
Ce A	C.T.Nº22	C.T Nº15-C.T Nº22	139,108
CSE A	C.T.Nº23	C.T Nº22-C.T Nº23	66,939
Dr B	C.T.Nº24	C.T Nº22-C.T Nº24	5,230

Tabla 17. Corrientes de línea condición de emergencia II.

Condición de emergencia II			
Sector	Destino	Tramo	I línea [A]
Ub	C.T.Nº1	C.TNº1-C.T.Nº2	33,930
CSE D	C.T.Nº2	C.TNº2-C.T.Nº3	18,827
Ub	C.T.Nº3	C.T Nº3-C.T Nº4	10,459
HB	C.T.Nº5	C.T.Nº2-C.T.Nº5	0,000
DR C	C.T.Nº6	C.T.Nº5-C.TNº6	10,459
Ce B	C.T.Nº7	C.T.Nº6-C.TNº7	15,689
Mmb C	C.T.Nº8	C.T Nº7-C.T Nº8	32,424
Mmb B	C.T.Nº9	C.T Nº8-C.T Nº9	36,607
Mmb A	C.T.Nº10	C.T Nº9-C.T Nº10	44,975
DR A	C.T.Nº11	C.T Nº12-C.T Nº11	0,669
CH A	C.T.Nº12	C.T Nº13-C.T Nº12	7,363
CH B	C.T.Nº13	C.T Nº14-C.T Nº13	14,057
CH C	C.T.Nº14	C.T Nº1-C.T Nº14	20,751
H A	C.T.Nº15	S.E Pinamar-C.T Nº15	404,433
Mmd A	C.T.Nº16	C.T Nº15-C.T Nº16	221,359
Mmd A	C.T.Nº17	C.T Nº16-C.T Nº17	26,357
CSE B	C.T.Nº18	C.T Nº16-C.T Nº18	178,267
CSE C	C.T.Nº19	C.T Nº18-C.T Nº19	157,349
Mmd B	C.T.Nº20	C.T Nº19-C.T Nº20	123,879
Mmd B	C.T.Nº21	C.T Nº20-C.T Nº21	16,735
Ce A	C.T.Nº22	C.T Nº15-C.T Nº22	194,542
CSE A	C.T.Nº23	C.T Nº22-C.T Nº23	66,939
Dr B	C.T.Nº24	C.T Nº22-C.T Nº24	60,664
CSE D	C.T.Nº2	C.TNº20-C.T.Nº2	90,410
DR B	C.T Nº24	C.T Nº10-C.T Nº24	55,434

Resumen

Corrientes de línea en para las 3 condiciones de operación			
Tramo	Icn[A]	Ic1[A]	Ic2[A]
E.T Valeria-C.T.Nº1	145,844	404,433	0,000
C.TNº1-C.T.Nº2	111,914	370,504	33,930
C.T Nº2-C.T Nº3	18,827	18,827	18,827
C.TNº2-C.TNº20	0,000	303,527	90,410
C.T Nº3-C.T Nº4	10,459	10,459	10,459
C.T.Nº2-C.TNº5	55,434	55,434	0,000
C.T.Nº5-C.TNº6	44,975	44,975	10,459
C.T.Nº6-C.TNº7	39,745	39,745	15,689
C.T Nº7-C.T Nº8	23,010	23,010	32,424
C.T Nº8-C.T Nº9	18,827	18,827	36,607
C.T Nº9-C.T Nº10	10,459	10,459	44,975
C.T Nº12-C.T Nº11	0,669	0,669	0,669
C.T Nº13-C.T Nº12	7,363	7,363	7,363
C.T Nº14-C.T Nº13	14,057	14,057	14,057
C.T Nº1-C.T Nº14	20,751	20,751	20,751
E.T Pinamar-C.T Nº15	303,527	0,000	404,433
C.T Nº15-C.T Nº16	103,756	172,578	221,359
C.T Nº16-C.T Nº17	26,357	215,670	26,357
C.T Nº16-C.T Nº18	60,664	26,357	178,267
C.T Nº18-C.T Nº19	50,204	236,588	157,349
C.T Nº19-C.T Nº20	33,470	270,058	123,879
C.T Nº20-C.T Nº21	16,735	16,735	16,735
C.T Nº15-C.T Nº22	139,108	139,108	194,542
C.T Nº22-C.T Nº23	66,939	66,939	66,939
C.T Nº22-C.T Nº24	5,230	5,230	60,664
C.T Nº24-C.T Nº10	0	0,000	55,434

Icn: corriente de línea en condición normal

Ic1: corriente de línea en condición de Emergencia I

Ic2: corriente de línea en condición de Emergencia II.

7.2. Caída de tensión.

Las caídas de tensión se calculan mediante la siguiente expresión:

$$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} * I * (R * \cos \varphi + X * \sin \varphi)}{Ul} * 100$$

Donde

I: corriente circulante.

R: resistencia del tramo

X: reactancia del tramo

Ul: tensión de línea

ϕ : desfasaje entre la tensión y la corriente

Las longitudes se obtienen a partir del trazado de la línea en el programa AutoCAD, donde se encuentra el plano de la urbanización a escala.

El cable utilizado para el trazado de la línea subterránea de M.T posee las siguientes características:

Cable Subterráneo 13,2 kV	
Marca	Prysmian
Material conductor	Aluminio
Aislación	XLPE
Tensión [kV]	13,2
Categoría	I
Conformación	Unipolar
Sección [mm ²]	240
Conformación	Unipolar
R 90°C [Ohm/km]	0,16
X [Ohm/km]	0,182
R 20 °C [Ohm/Km]	0,124
I adm [A]	480

Como se hizo notar anteriormente el rango de caída de tensión que se le debe asegurar al no debe superar el $\pm 8\%$. Entonces en la línea MT se tiene que fijar un límite de caída máximo que resulte práctico de manera de no tener que sobredimensionar demasiado tanto los conductores de MT como los de B.T

El límite escogido será del 2%.

Este límite se encuentra por debajo de lo establecido por el Reglamento Técnico que aplica la DPE (Dirección Provincial de Energía), el cual establece un valor máximo del 5% en líneas de M.T e barras de la E.T y el transformador más alejado.

A continuación se presentan los resultados obtenidos para los 3 casos de operación que se pueden presentar.

Tabla 18. Caída de tensión de Red M.T, Condición Normal.

Condición normal					
Sector	Destino	Tramo	Long. [m]	Caida tramo [%]	Caida Total [%]
Ub	C.T.Nº1	E.T Valeria-C.T.Nº1	4000	0,996	0,996
CSE D	C.T.Nº2	C.T.Nº1-C.T.Nº2	400	0,076	1,072
Ub	C.T.Nº3	C.T.Nº2-C.T.Nº3	506	0,016	1,088
Ub	C.T.Nº4	C.T.Nº3-C.T.Nº4	150	0,003	1,091
HB	C.T.Nº5	C.T.Nº2-C.T.Nº5	540	0,051	1,123
DR C	C.T.Nº6	C.T.Nº5-C.T.Nº6	190	0,015	1,138
Ce B	C.T.Nº7	C.T.Nº6-C.T.Nº7	242	0,016	1,154
Mmb C	C.T.Nº8	C.T.Nº7-C.T.Nº8	108	0,004	1,159
Mmb B	C.T.Nº9	C.T.Nº8-C.T.Nº9	395	0,013	1,171
Mmb A	C.T.Nº10	C.T.Nº9-C.T.Nº10	614	0,011	1,182
DR A	C.T.Nº11	C.T.Nº12-C.T.Nº11	352	0,000	1,061
CH A	C.T.Nº12	C.T.Nº13-C.T.Nº12	1120	0,014	1,061
CH B	C.T.Nº13	C.T.Nº14-C.T.Nº13	1260	0,030	1,047
CH C	C.T.Nº14	C.T.Nº1-C.T.Nº14	585	0,021	1,017
H A	C.T.Nº15	E.T Pinamar-C.T.Nº15	1860	0,964	0,964
Mmd A	C.T.Nº16	C.T.Nº15-C.T.Nº16	315	0,056	1,019
Mmd A	C.T.Nº17	C.T.Nº16-C.T.Nº17	460	0,021	1,040
CSE B	C.T.Nº18	C.T.Nº16-C.T.Nº18	50	0,005	1,025
CSE C	C.T.Nº19	C.T.Nº18-C.T.Nº19	730	0,063	1,087
Mmd B	C.T.Nº20	C.T.Nº19-C.T.Nº20	50	0,003	1,090
Mmd B	C.T.Nº21	C.T.Nº20-C.T.Nº21	265	0,008	1,098
Ce A	C.T.Nº22	C.T.Nº15-C.T.Nº22	322	0,076	1,040
CSE A	C.T.Nº23	C.T.Nº22-C.T.Nº23	65	0,007	1,048
Dr B	C.T.Nº24	C.T.Nº22-C.T.Nº24	485	0,004	1,044

Tabla 19. Caída de tensión de Red M.T, Condición de Emergencia I.

Condición Emergencia I					
Sector	Destino	Tramo	Long. [m]	Caída tramo [%]	Caída Total [%]
Ub	C.T.Nº1	E.T Valeria-C.T.Nº1	4000	3,068	3,068
CSE D	C.T.Nº2	C.T.Nº1-C.T.Nº2	400	0,284	3,352
Ub	C.T.Nº3	C.T.Nº2-C.T.Nº3	506	0,016	3,368
Ub	C.T.Nº4	C.T.Nº3-C.T.Nº4	150	0,003	3,371
HB	C.T.Nº5	C.T.Nº2-C.T.Nº5	540	0,051	3,403
DR C	C.T.Nº6	C.T.Nº5-C.T.Nº6	190	0,015	3,418
Ce B	C.T.Nº7	C.T.Nº6-C.T.Nº7	242	0,016	3,434
Mmb C	C.T.Nº8	C.T.Nº7-C.T.Nº8	108	0,004	3,438
Mmb B	C.T.Nº9	C.T.Nº8-C.T.Nº9	395	0,013	3,451
Mmb A	C.T.Nº10	C.T.Nº9-C.T.Nº10	614	0,011	3,462
DR A	C.T.Nº11	C.T.Nº12-C.T.Nº11	352	0,000	3,134
CH A	C.T.Nº12	C.T.Nº13-C.T.Nº12	1120	0,014	3,133
CH B	C.T.Nº13	C.T.Nº14-C.T.Nº13	1260	0,030	3,119
CH C	C.T.Nº14	C.T.Nº1-C.T.Nº14	585	0,021	3,089
H A	C.T.Nº15	C.T.Nº16-C.T.Nº15	315	0,093	3,161
Mmd A	C.T.Nº16	C.T.Nº18-C.T.Nº16	25	0,009	3,996
Mmd A	C.T.Nº17	C.T.Nº16-C.T.Nº17	460	0,021	4,007
CSE B	C.T.Nº18	C.T.Nº19-C.T.Nº18	730	0,295	3,987
CSE C	C.T.Nº19	C.T.Nº20-C.T.Nº19	50	0,023	3,692
Mmd B	C.T.Nº20	C.T.Nº2-C.T.Nº20	485	0,251	3,669
Mmd B	C.T.Nº21	C.T.Nº20-C.T.Nº21	265	0,008	3,676
Ce A	C.T.Nº22	C.T.Nº15-C.T.Nº22	322	0,076	3,237
CSE A	C.T.Nº23	C.T.Nº22-C.T.Nº23	65	0,007	4,003
Dr B	C.T.Nº24	C.T.Nº22-C.T.Nº24	485	0,004	3,242

Tabla 20. Caída de tensión de Red M.T, Condición de Emergencia II.

Condición Emergencia II					
Sector	Destino	Tramo	Long. [m]	Caída tramo [%]	Caída Total [%]
Ub	C.T.Nº1	C.TNº1-C.T.Nº2	400	0,023	1,874
CSE D	C.T.Nº2	C.TNº2-C.T.Nº3	506	0,016	1,867
Ub	C.T.Nº3	C.T Nº3-C.T Nº4	150	0,003	1,870
HB	C.T.Nº5	C.T.Nº2-C.T.Nº5	485	0,000	0,000
DR C	C.T.Nº6	C.T.Nº5-C.TNº6	190	0,003	1,736
Ce B	C.T.Nº7	C.T.Nº6-C.TNº7	242	0,006	1,732
Mmb C	C.T.Nº8	C.T Nº7-C.T Nº8	108	0,006	1,726
Mmb B	C.T.Nº9	C.T Nº8-C.T Nº9	395	0,025	1,720
Mmb A	C.T.Nº10	C.T Nº9-C.T Nº10	614	0,047	1,695
DR A	C.T.Nº11	C.T Nº12-C.T Nº11	352	0,000	1,648
CH A	C.T.Nº12	C.T Nº13-C.T Nº12	1120	0,014	1,939
CH B	C.T.Nº13	C.T Nº14-C.T Nº13	1260	0,030	1,925
CH C	C.T.Nº14	C.T Nº1-C.T Nº14	585	0,021	1,895
H A	C.T.Nº15	E.T Pinamar-C.T Nº15	1860	1,427	1,427
Mmd A	C.T.Nº16	C.T Nº15-C.T Nº16	315	0,119	1,546
Mmd A	C.T.Nº17	C.T Nº16-C.T Nº17	460	0,021	1,566
CSE B	C.T.Nº18	C.T Nº16-C.T Nº18	50	0,015	1,561
CSE C	C.T.Nº19	C.T Nº18-C.T Nº19	730	0,196	1,757
Mmd B	C.T.Nº20	C.T Nº19-C.T Nº20	50	0,011	1,768
Mmd B	C.T.Nº21	C.T Nº20-C.T Nº21	265	0,008	1,775
Ce A	C.T.Nº22	C.T Nº15-C.T Nº22	322	0,107	1,534
CSE A	C.T.Nº23	C.T Nº22-C.T Nº23	65	0,007	1,541
Dr B	C.T.Nº24	C.T Nº22-C.T Nº24	485	0,050	1,584
CSE D	C.T.Nº2	C.TNº20-C.T.Nº2	540	0,083	1,851
DR B	C.T Nº24	C.T Nº10-C.T Nº24	675	0,064	1,648

Conclusión

Observando las tablas se puede ver que la condición normal y la condición de emergencia II cumplen con el límite de caída inferior al 2% en MT. Sin embargo la condición de emergencia I se encuentra por encima de este valor. Ahora bien si se quisiera bajar la caída para dicha condición se tendría que colocar un conductor de 500 mm² de aluminio o uno de 400mm² de cobre, lo cual resultaría bastante costoso y también difícil la instalación.

No se justificaría colocar dicha sección para una condición cuya probabilidad de que ocurra una falla en el alimentador principal de la E.T Pinamar es baja

Debe considerarse también que estos valores elevados de caída solo se darían en los horarios picos estando todas las cargas al 100%, lo cual lo hace poco probable

Además se hace recordar que se van a disponer de 4 conductores, es decir 3 alimentadores principales y 1 de emergencia, de manera que en caso de falla de un cable se tenga otro a disposición.

En resumen a pesar de no cumplir con el requisito autoimpuesto del 2% para la condición de emergencia I, la sección del cable será 240 mm².

7.3 Corrientes de Cortocircuito

Se citan a continuación las expresiones para el cálculo de cortocircuito, obtenidas de la norma AEA 9009^[6].

Cortocircuito monofásico

$$I_{k1} = \frac{c * \sqrt{3} * Un}{|Z_1 + Z_2 + Z_0|}$$

Siendo:

Un: tensión de línea

C=1.1 cortocircuito máximo.

C=1 cortocircuito mínimo.

Z₁: impedancia de secuencia directa

Z₂: impedancia de secuencia inversa

Z₀: impedancia de secuencia cero

Cortocircuito bifásico

$$I_{k2} = \frac{c * Un}{|Z_1 + Z_2|}$$

Siendo:

Un: tensión de línea

C=1.1 cortocircuito máximo.

C=1 cortocircuito mínimo.

Z₁: impedancia de secuencia directa

Z₂: impedancia de secuencia inversa

Cortocircuito trifásico

$$I_{k3} = \frac{c * Un}{\sqrt{3} * |Z_1|}$$

Siendo:

Un: tensión de línea.

C=1.1 cortocircuito máximo.

C=1 cortocircuito mínimo.

Z₁: impedancia de secuencia directa

7.3.1. Parámetros de la red A.T 132 kV.

Potencia de Cortocircuito

Las potencias de cortocircuito trifásico y monofásico en la zona de Pinamar, para las líneas de 132 kV toman los siguientes valores:

$$S_{cc3} = 533 \text{ [MVA]}$$

$$S_{cc1} = 600 \text{ [MVA]}$$

Siendo

S_{cc3}: potencia de cortocircuito trifásica.

S_{cc1}: potencia de cortocircuito monofásica.

Impedancia de red

Impedancia de red trifásica

La impedancia de red trifásica se calcula de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} |Z_{Q3AT}| &= 1,1 \times \frac{U_n^2}{S_{cc3}} = 35.95 \text{ } [\Omega] \\ |Z_{Q3MT}| &= Z_{Q3AT} * \frac{(13.2 \text{ kV})^2}{(132 \text{ kV})^2} = 0.3595 \text{ } [\Omega] \\ |Z_{Q3BT}| &= Z_{Q3AT} * \frac{(0.4 \text{ kV})^2}{(132 \text{ kV})^2} = 0.00033 \text{ } [\Omega] \end{aligned}$$

Siendo:

Z_{Q3AT} : Impedancia de red trifásica en 132 kV.

Z_{Q3MT} : Impedancia de red trifásica en 132 kV referida a 13.2 kV.

Z_{Q3BT} : Impedancia de red trifásica en 132 kV referida a 13.2 kV.

Impedancia de red monofásica

$$\begin{aligned} |Z_{Q1AT}| &= 1,1 \times \frac{U_n^2}{S_{cc1}} = 31.94 \text{ } [\Omega] \\ |Z_{Q1MT}| &= Z_{Q1AT} * \frac{(13.2 \text{ kV})^2}{(132 \text{ kV})^2} = 0.3194 \text{ } [\Omega] \\ |Z_{Q1BT}| &= Z_{Q1AT} * \frac{(0.4 \text{ kV})^2}{(132 \text{ kV})^2} = 0.000293 \text{ } [\Omega] \end{aligned}$$

Siendo:

Z_{Q1AT} : Impedancia de red monofásica en 132 kV

Z_{Q1MT} : Impedancia de red monofásica en 132 kV referida a 13.2 kV.

Z_{Q1BT} : Impedancia de red monofásica en 132 kV referida a 13.2 kV.

7.3.2. Parámetros del transformador E.T Pinamar y E.T Valeria del Mar.

Dado que la urbanización se alimentará desde dos subestaciones distintas, para mejorar la confiabilidad, es necesario contar con los parámetros característicos, como tensión de cortocircuito y pérdidas en corto y vacío, de aquellos transformadores que nos proporcionarán la energía demandada.

En la subestación de Pinamar se encuentran dos transformadores, uno de potencia 30/20/30 y otro de 15/10/15. En nuestro caso tomaremos energía del transformador disponible que es el de 15/10/15, con lo cual solo nos interesan los parámetros de este último.

El Transformador de la S.E Valeria es de las mismas características que el de la E.T Pinamar.

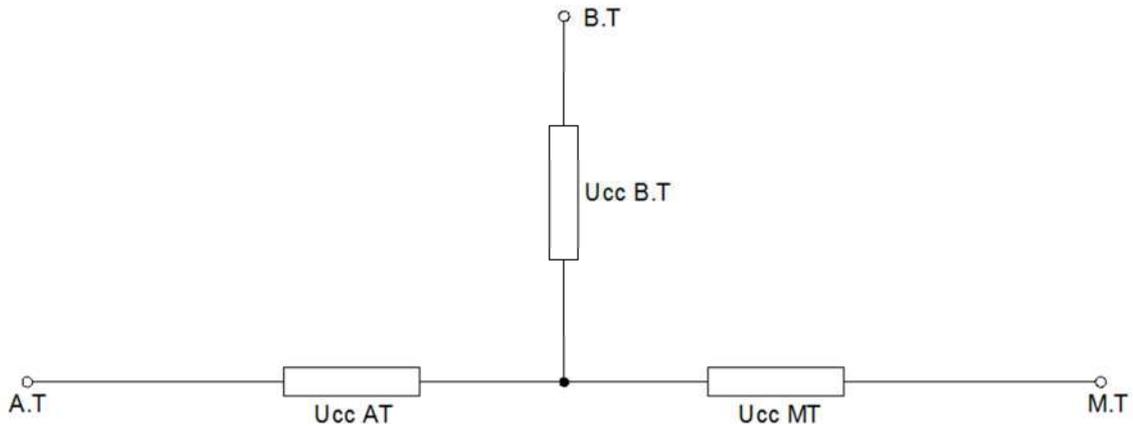
La compañía de Transporte de Energía de la Provincia de Buenos Aires TRANSBA proporcionó los siguientes datos de los Transformadores en la E.T Pinamar y E.T Valeria del Mar.

Tabla 21. Datos característicos de los Transformadores de la E.T Pinamar y Valeria del Mar.

E.T Pinamar y Valeria del Mar		
A.T.:132.0 kV		
M.T.: 34.5 kV		
B.T.: 13.8 kV		
POTENCIA A.T.: 15 MVA		
POTENCIA M.T.: 10 MVA		
POTENCIA B.T.: 15 MVA		
Tensiones de C.C.en [%] referidas a:15MVA		
Ucc AT/MT:10.86		
Ucc AT/BT:17.66		
Ucc MT/BT: 5.95		
GRUPO:YY0/YD11		
REFRIGERACION:ONAN/ONAF		
PERDIDAS EN CC A 75°C		
AT/BT		97.3 kW
AT/MT		53.2 kW
MT/BT		46.1 W
PERDIDAS EN VACIO		19003 W
IMPEDANCIA HOMOPOLAR EN Ω /fase		
PRIMARIO	SEC. CC	52.55
	SEC. ABIERTO	84.17
SECUNDARIO	SEC. CC	1.49
	SEC. ABIERTO	2.41

Nota: en este caso se denomina B.T a 13.8 kV para dar referencia al nivel de tensión inferior de salida del transformador, no obstante es sabido que dicho nivel de tensión corresponde a “media tensión” para las normativas.

Lo que se propone ahora es hallar el circuito equivalente del transformador en base a estos datos.



Las tensiones de cortocircuitos UCC, de cada devanado se obtiene a partir de los datos de las Ucc AT/MT, Ucc AT/BT y Ucc MT/BT, de la siguiente manera:

$$U_{cc\ AT} [\%] = \frac{U_{ccAT/MT} + U_{ccAT/BT} - U_{cc\ MT/BT}}{2}$$

$$U_{cc\ MT} [\%] = \frac{U_{ccAT/MT} + U_{ccMT/BT} - U_{cc\ AT/BT}}{2}$$

$$U_{cc\ BT} [\%] = \frac{U_{ccMT/BT} + U_{ccAT/BT} - U_{cc\ AT/MT}}{2}$$

Dónde:

Ucc AT = tensión de cortocircuito porcentual del devanado de Alta Tensión.

Ucc MT = tensión de cortocircuito porcentual del devanado de Media Tensión.

Ucc BT = tensión de cortocircuito porcentual del devanado de Baja Tensión .

Ucc A/M= tensión de cortocircuito porcentual obtenida al aplicar tensión al devanado de A.T y cortocircuitando el devanado de M.T.

Ucc A/B= tensión de cortocircuito porcentual obtenida al aplicar tensión al devanado de A.T y cortocircuitando el devanado de B.T

Ucc M/B= tensión de cortocircuito porcentual obtenida al aplicar tensión al devanado de M.T y cortocircuitando el devanado de B.T.

$$U_{cc\ AT} [\%] = \frac{10.86 + 17.66 - 5.95}{2} = 11.285$$

$$U_{cc\ MT} [\%] = \frac{10.86 + 5.95 - 17.66}{2} = -0.245$$

$$U_{cc\ BT} [\%] = \frac{17.66 + 5.95 - 10.86}{2} = 6.375$$

Trabajando en valores por unidad (p.u) se cumplen las siguientes igualdades:

$$u_{cc\%} = Z_{cc\%} ; Z_{cc\%} = 100 \cdot Z_n / Z_b ; Z_b = U_b^2 / S_b ; r_{cc\%} = p_{cc\%} ; p_{cc\%} = 100 \cdot P_{cc} / S_b$$

Siendo Ucc%= tensión de cortocircuito porcentual.

Zcc%= impedancia de cortocircuito porcentual.

U_b= tensión Base

S_b= Potencia Base 15 [MVA].

Rcc%= resistencia de cortocircuito porcentual.

Pcc%= perdidas de cortocircuito porcentual.

De acuerdo a estas igualdades calculamos la impedancia en OHM de cada devanado.

$$Z_{AT} [\Omega] = U_{cc} AT\% * Z_b = \frac{11.285 * 132 \text{ kv}^2}{100 * 15 MVA} = 131 [\Omega]$$

$$Z_{MT} [\Omega] = U_{cc} MT\% * Z_b = \frac{0.245 * 34.5 \text{ kv}^2}{100 * 15 MVA} = 0.33 [\Omega]$$

$$Z_{BT} [\Omega] = U_{cc} BT\% * Z_b = \frac{6.375 * 13.8 \text{ kv}^2}{100 * 15 MVA} = 0.80 [\Omega]$$

Para hallar las resistencias de cada devanado se procede de la misma forma anterior, solo que con los datos de las pérdidas.

$$P_{cc} AT [\%] = \frac{P_{ccAT/MT\%} + P_{ccAT/BT\%} - P_{ccMT/BT\%}}{2}$$

$$P_{cc} MT [\%] = \frac{P_{ccAT/MT\%} + P_{ccMT/BT\%} - P_{ccAT/BT\%}}{2}$$

$$P_{cc} BT [\%] = \frac{P_{ccMT/BT\%} + P_{ccAT/BT\%} - P_{ccAT/MT\%}}{2}$$

Siendo:

pcc A.T%= pérdidas de cortocircuito porcentual en el devanado primario.

pcc M.T%= pérdidas de cortocircuito porcentual en el devanado secundario.

pcc B.T%= pérdidas de cortocircuito porcentual en el devanado terciario.

$$pcc A.T/MT\% = \frac{53.2 \text{ kW}}{15 \text{ MVA}} * 100 = 0.354$$

$$pcc A.T/BT\% = \frac{97.3 \text{ kW}}{15 \text{ MVA}} * 100 = 0.648$$

$$pcc M.T/BT\% = \frac{46.1 \text{ kW}}{15 \text{ MVA}} * 100 = 0.307$$

$$P_{cc} AT [\%] = \frac{0.354 + 0.648 - 0.307}{2} = 0.3475$$

$$P_{cc} MT [\%] = \frac{0.307 + 0.354 - 0.648}{2} = 0.0065$$

$$P_{cc} BT [\%] = \frac{0.648 + 0.307 - 0.354}{2} = 0.3005$$

$$r_{AT} [\Omega] = p_{cc} AT\% * Z_b = \frac{0.3475 * 132 \text{ kv}^2}{100 * 15 MVA} = 4.003 [\Omega]$$

$$r_{MT} [\Omega] = p_{cc} MT\% * Z_b = \frac{0.0065 * 34.5 \text{ kv}^2}{100 * 15 MVA} = 0.0051 [\Omega]$$

$$r_{BT} [\Omega] = p_{cc} BT\% * Z_b = \frac{0.3005 * 13.8 \text{ kv}^2}{100 * 15 MVA} = 0.0381 [\Omega]$$

Ahora hallamos las reactancias de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$X_{AT}[\Omega] = \sqrt{Z_{AT}^2 - R_{AT}^2} = 131.024[\Omega]$$

$$X_{MT}[\Omega] = \sqrt{Z_{MT}^2 - R_{MT}^2} = 0.337 [\Omega]$$

$$X_{BT}[\Omega] = \sqrt{Z_{BT}^2 - R_{BT}^2} = 0.808[\Omega]$$

Los parámetros del brazo de excitación no se hallarán ya que se despreciarán en los cálculos.

En resumen los valores hallados se muestran en el siguiente cuadro:

Devando	Z[Ohm]	R[Ohm]	X[ohm]
A.T(132 kV]	131.082	4,042	131.024
M.T(33 kV]	0.333	0.005	0.337
B.T(13.2kV]	0.809	0.038	0.808

Cálculo impedancia homopolar

Para dicho cálculo se utilizara la fórmula que sugiere la IEC en la publicación 60076-8 [7].

En la siguiente tabla se muestra la fórmula de la impedancia homopolar según la configuración de un transformador de tres devanados

Tabla 1 c - Impedancias de secuencia cero, valores típicos

Símbolo devanado			Impedancia %			Subcláusulas
			Devanado excitado, núcleo 3 columnas			
(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	
YN	Y	Y*	≈ 50	-	-	4.3, 4.4
Y	YN	Y*	-	≈ 60	-	4.3, 4.4
Y	Y	YN*	-	-	≈ 70	4.3, 4.4
YN	YN	Y	$a_1 z_{12}$	$a_2 z_{12}$	-	4.7.1
YN	Y	YN	-	-	$a_3 z_{13}$	4.7.1
Y	YN	YN	-	-	$a_3 z_{23}$	4.7.1
YN	YN	D	$a_1(z_1 + z_2 \parallel z_3)$	$a_2(z_2 + z_1 \parallel z_3)$	-	4.7.2
YN	D	D	$a_1(z_1 + z_2 \parallel z_3)$	-	-	4.7.2
YN	Y	D	-	-	-	4.7.2
D	YN	YN	-	$a_2(z_2 + z_1 \parallel z_3)$	$a_3(z_3 + z_1 \parallel z_2)$	4.7.2
D	YN	Y	-	$a_2 z_{12}$	-	4.7.2
D	Y	YN	-	-	$a_3 z_{13}$	4.7.2
D	YN	D	-	$a_2(z_2 + z_1 \parallel z_3)$	-	4.7.2

NOTAS

1 z_{12} , z_{13} y z_{23} son las impedancias de cortocircuito de secuencia positiva.

2 $z_1 = \frac{z_{12} + z_{13} - z_{23}}{2}$, idem z_2 y z_3 .

3 $z_1 \parallel z_2 = \frac{z_1 z_2}{z_1 + z_2}$ idem $z_1 \parallel z_3$ y $z_2 \parallel z_3$

4 a_1 , a_2 y a_3 factores generalmente en el rango $0,8 < a_1 < a_2 < a_3 < 1$

5 Aspectos particulares de la impedancia de secuencia cero se dan en 4.7.1, 4.7.2 y 4.7.3.

6 Las conexiones marcadas con (*) indican los casos en los cuales la impedancia de secuencia cero es una impedancia magnetizante de valor relativamente alto o muy alto, dependiendo de la naturaleza del circuito magnético.

Para el caso de los transformadores de las E.T de Pinamar y Valeria del Mar Cuya configuración es YnDD la impedancia homopolar se calcula de la siguiente manera:

$$Z_0 = a_1 * \left(Z_1 + \frac{Z_2 * Z_3}{Z_2 + Z_3} \right)$$

$$a_1 = 0.9$$

En los cálculos las impedancias se refieren a 13.8 kV. Por lo que las impedancias Z_1 , Z_2 y Z_3 toman los siguientes valores:

$$Z_1 = R_1 + j * X_1$$

$$R_1 = 4.042 * \left(\frac{13.2 \text{ kV}}{132 \text{ kV}} \right)^2 = 0.044 \text{ } [\Omega]$$

$$X_1 = 131.024 * \left(\frac{13.2 \text{ kV}}{132 \text{ kV}} \right)^2 = 1.432 \text{ } [\Omega]$$

$$Z_2 = R_2 + j * X_2$$

$$R_2 = 0.005 * \left(\frac{13.2 \text{ kV}}{33 \text{ kV}} \right)^2 = 0.0009 \text{ } [\Omega]$$

$$X_2 = 0.337 * \left(\frac{13.2 \text{ kV}}{132 \text{ kV}} \right)^2 = 0.0589 \text{ } [\Omega]$$

$$Z_3 = R_3 + j * X_3$$

$$R_3 = 0.038 \text{ } [\Omega]$$

$$X_3 = 0.808 \text{ } [\Omega]$$

Reemplazando estos valores en la ecuación mencionada la impedancia homopolar equivalente del transformador referida a 13.8 kV resulta la siguiente:

$$Z_0 = 0.045 + j * 1.432$$

7.3.3. Impedancias de red.

A continuación se muestran las impedancias de secuencia directa, inversa y homopolar de la red de M.T.

La impedancia de secuencia directa es igual a la de secuencia inversa., por eso esta última no se expone en la tabla.

Tabla 22. Impedancias Red M.T

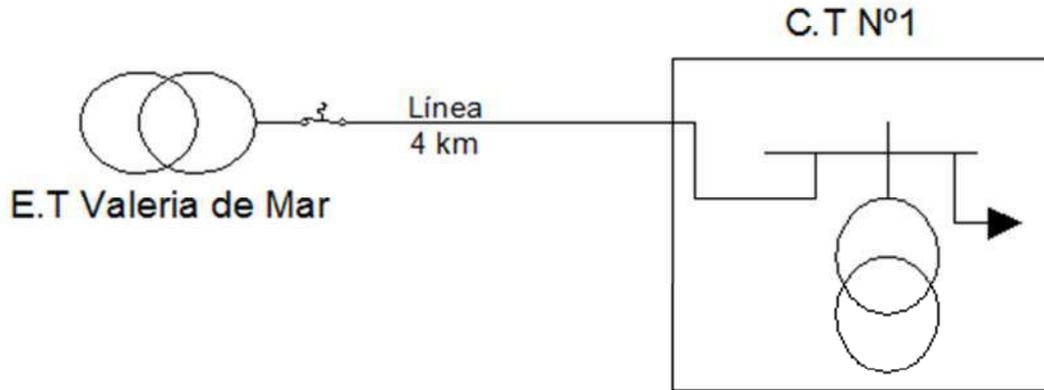
Impedancias de secuencias directa, inversa y homopolar							
Tramo	Destino	Longitud [m]	R1 tot 20°C [ohm]	X 1tot [ohm]	Z 1tot [ohm]	Ro [Ohm]	Xo [Ohm]
E.T Valeria-C.T.Nº1	C.T.Nº1	4000	0,581	3,328	3,379	3,573	4,564
C.T.Nº1-C.T.Nº2	C.T.Nº2	400	0,631	3,401	3,459	6,623	4,819
C.T.Nº2-C.T.Nº3	C.T.Nº3	506	0,695	3,493	3,561	9,686	5,142
C.T.Nº3-C.T.Nº4	C.T.Nº4	150	0,713	3,520	3,592	12,705	5,237
C.T.Nº2-C.T.Nº5	C.T.Nº5	540	0,699	3,499	3,568	9,691	5,163
C.T.Nº5-C.T.Nº6	C.T.Nº6	190	0,722	3,534	3,607	12,714	5,284
C.T.Nº6-C.T.Nº7	C.T.Nº7	242	0,753	3,578	3,656	15,744	5,438
C.T.Nº7-C.T.Nº8	C.T.Nº8	108	0,766	3,597	3,678	18,758	5,507

C.T N°8- C.T N°9	C.T.N°9	395	0,815	3,669	3,759	21,807	5,759
C.T N°9- C.T N°10	C.T.N°10	614	0,892	3,781	3,885	24,884	6,150
C.T N°12-C.T N°11	C.T.N°11	352	0,995	3,932	4,056	15,987	6,677
C.T N°13-C.T N°12	C.T.N°12	1120	0,951	3,868	3,983	12,943	6,453
C.T N°14-C.T N°13	C.T.N°13	1260	0,812	3,664	3,753	9,803	5,740
C.T N°1- C.T N°14	C.T.N°14	585	0,654	3,435	3,496	6,646	4,937
E.T Pinamar- C.T N°15	C.T.N°15	1860	0,314	2,579	2,598	3,306	3,201
C.T N°15-C.T N°16	C.T.N°16	315	0,354	2,636	2,660	6,346	3,402
C.T N°16-C.T N°17	C.T.N°17	460	0,411	2,720	2,751	9,403	3,695
C.T N°16-C.T N°18	C.T.N°18	50	0,360	2,645	2,670	9,352	3,434
C.T N°18-C.T N°19	C.T.N°19	730	0,451	2,778	2,815	12,443	3,899
C.T N°19-C.T N°20	C.T.N°20	50	0,457	2,787	2,825	15,449	12,543
C.T N°20-C.T N°21	C.T.N°21	265	0,490	2,836	2,878	18,482	12,761
C.T N°15-C.T N°22	C.T.N°22	322	0,355	2,638	2,661	6,346	3,406
C.T N°22-C.T N°23	C.T.N°23	65	0,363	2,649	2,674	9,354	3,448
C.T N°22-C.T N°24	C.T.N°24	485	0,415	2,726	2,757	9,407	3,715

7.3.4 Niveles de corriente de cortocircuito en los C.T.

A modo de que una mejor visualización se mostrara un ejemplo con el cálculo completo de las corrientes de cortocircuito y luego se expondrá el resto de los valores en una tabla.

Corriente de cortocircuito en C.T N°1.



Cortocircuito trifásico.

La corriente de cortocircuito trifásico se calcula en base a la siguiente expresión:

$$I_{k3} = \frac{c * U_n}{\sqrt{3} * |Z_1|}$$

Siendo:

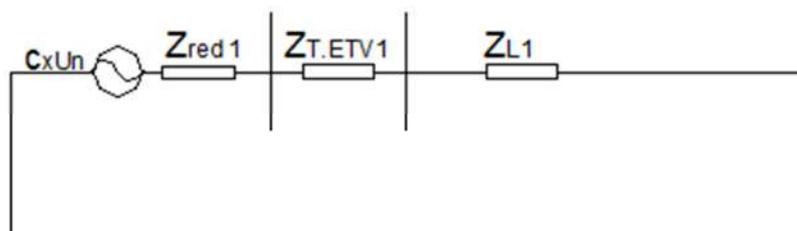
U_n : tensión de línea.

$C=1.1$ cortocircuito máximo.

Z_1 : impedancia de secuencia directa.

Red de secuencia.

Secuencia Directa "1"



U_n : 13.2 kV.

C : 1.1 (cortocircuito máximo).

Z_{red1} : Impedancia secuencia directa de red (referida a 13.2 kV).

$Z_{T.ETV1(I-III)}$: Impedancia de secuencia directa del transformador (devanado I y III) de la E.T Valeria del Mar.

Z_{L1} : Impedancia de secuencia directa de línea subterránea.

$Z_{red1}=0.3595 [\Omega]$ (Ver apartado 3.3.1. "Parámetros de la red A.T 132 kV")

$Z_{T.ETV1}= 0.082 [\Omega] + j*2.24 [\Omega]$

$$Z_{L1} = l \text{ [km]} * (R_{\text{línea } 20^{\circ}\text{C}} [\Omega/\text{km}] + j * X_{\text{línea}} [\Omega/\text{km}])$$

l: Longitud de línea en [km]

$R_{\text{línea } 20^{\circ}\text{C}}$: Resistencia línea a 20 °C en [Ω/km].

$X_{\text{línea}}$: Reactancia de la línea en [Ω/km].

$$Z_{L1} = 4 \text{ [km]} * (0.124 [\Omega/\text{km}] + j * 0.182 [\Omega/\text{km}]).$$

$$Z_{L1} = 0.496 + j * 0.728 [\Omega].$$

$$I_{k3} = \frac{1.1 * U_n \text{ [kV]}}{\sqrt{3} * |Z_{\text{red}1} + Z_{T.ETV} + Z_{L1}|} = 2,594 \text{ [kA]}$$

Cortocircuito bifásico.

$$I_{k2} = \frac{c * U_n}{|Z_1 + Z_2|}$$

Siendo:

U_n : tensión de línea.

$C=1.1$ cortocircuito máximo.

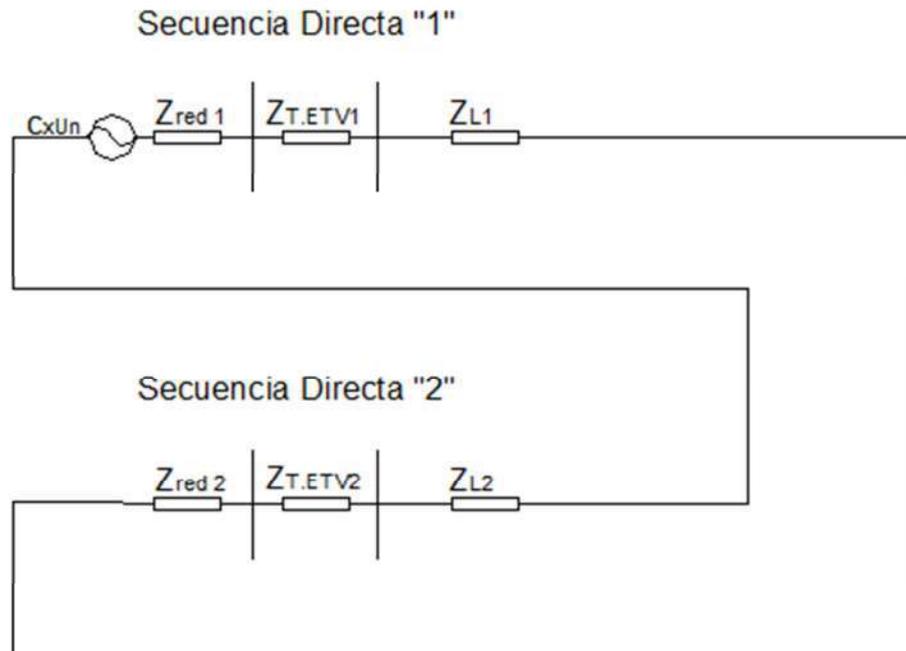
Z_1 : impedancia de secuencia directa.

Z_2 : impedancia de secuencia inversa.

Como $Z_1=Z_2$ la expresión resulta la siguiente:

$$I_{k2} = \frac{c * U_n}{2 * |Z_1|}$$

Red de secuencia.



U_n : 13.2 kV.

C : 1.1 (cortocircuito máximo).

$Z_{\text{red}2}$: Impedancia secuencia inversa de red (referida a 13.2 kV).

$Z_{T.ETV2(I-III)}$: Impedancia de secuencia inversa del transformador de la E.T Valeria del Mar.

Z_{L2} : Impedancia de secuencia directa de línea subterránea.

$Z_{red2}=0.3595 [\Omega]$.

$Z_{T.ETV2(I-III)} = 0.082 [\Omega] + j*2.24 [\Omega]$

$Z_{L1} = l [\text{km}] * (R_{\text{línea } 20^{\circ}\text{C}} [\Omega/\text{km}] + j* X_{\text{línea}} [\Omega/\text{km}])$.

l : Longitud de línea en [km].

$R_{\text{línea } 20^{\circ}\text{C}}$: Resistencia línea a 20 °C en [Ω/km].

$X_{\text{línea}}$: Reactancia de la línea en [Ω/km].

$Z_{L2} = 4[\text{km}] * (0.124 [\Omega/\text{km}] + j*0.182 [\Omega/\text{km}])$.

$Z_{L2} = 0.496 + j*0.728 [\Omega]$.

$$I_{k3} = \frac{1.1 * U_n [kV]}{2 * |Z_{red1} + Z_{T.ETV} + Z_{L1}|} = 2,247 [kA]$$

Cortocircuito monofásico a tierra.

$$I_{k1} = \frac{c * \sqrt{3} * U_n}{|Z_1 + Z_2 + Z_0|}$$

Siendo:

U_n : tensión de línea

$C=1.1$ cortocircuito máximo.

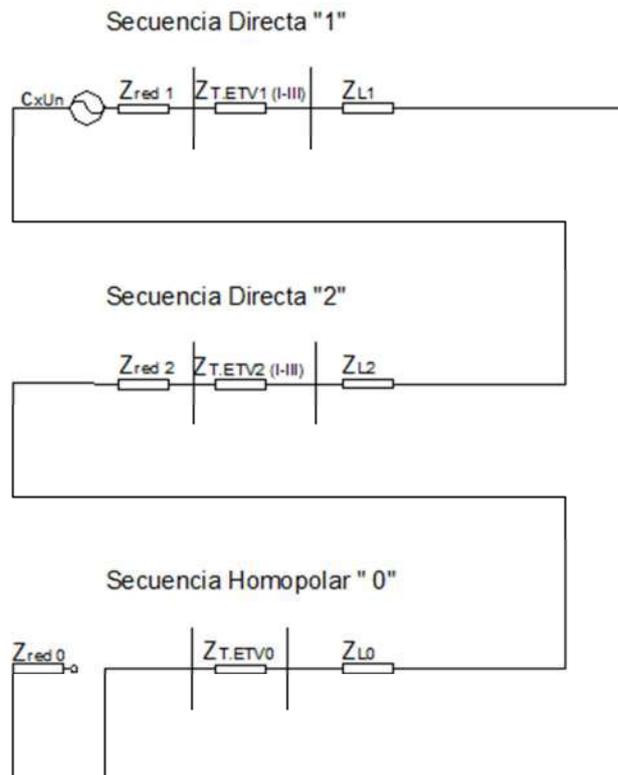
$C=1$ cortocircuito mínimo.

Z_1 : impedancia de secuencia directa.

Z_2 : impedancia de secuencia inversa.

Z_0 : impedancia de secuencia cero.

Red de secuencia.



Un: 13.2 kV.

C:1.1 (cortocircuito máximo).

Z_{red0}: Impedancia secuencia homopolar de red (referida a 13.2 kV).

Z_{T.ETV0}: Impedancia equivalente de secuencia homopolar del transformador de la E.T Valeria del Mar.(ver apartado 3.3.2)

Z_{L0}: Impedancia de secuencia homopolar de línea subterránea.

Z_{T.ETV0}= 0.045 + j*1.432 [Ω]

Z_{L0}= R₀ +j*X₀

R₀= R_I + 3*R_{PAT}.

X₀= 3.5 X_I.

Siendo:

R₀: resistencia homopolar de línea.

X₀: reactancia homopolar de línea.

R_I: Resistencia de línea a 20°C.

R_{PAT}= resistencia de puesta a tierra.

X_I: reactancia de línea.

R₀= 0.496 + 3*1 [Ω].

X₀= 3.5*0.728 [Ω].

Z_{L0}= 3.496 +j*2.548 [Ω].

$$I_{k1} = \frac{c * \sqrt{3} * Un}{2 * Z_{red1} + 2 * Z_{T.ETV1} + 2 * Z_{L1} + Z_{T.ETV0} + Z_{L0}} = 2,277 [kA]$$

A continuación se muestran los niveles de cortocircuito en todos los C.T

7.3.4.1 Cortocircuitos máximos.

Tabla 23.

Corrientes de cortocircuito máximas en los C.T			
Lugar	Ik3 [kA]	Ik2 [kA]	Ik1 [kA]
E.T Valeria del Mar	3,369	2,198	4.019
E.T Pinamar	3,369	2,198	4.019
C.T.Nº1	2,594	2,247	2,278
C.T.Nº2	2,534	2,194	1,952
C.T.Nº3	2,461	2,131	1,653
C.T.Nº4	2,440	2,113	1,440
C.T.Nº5	2,456	2,127	1,650
C.T.Nº6	2,430	2,104	1,435
C.T.Nº7	2,397	2,076	1,256
C.T.Nº8	2,383	2,064	1,116
C.T.Nº9	2,332	2,019	0,992
C.T.Nº10	2,256	1,954	0,887
C.T.Nº11	2,161	1,871	1,160
C.T.Nº12	2,200	1,906	1,311

C.T.Nº13	2,335	2,023	1,562
C.T.Nº14	2,507	2,171	1,925
C.T.Nº15	3,373	2,921	3,052
C.T.Nº16	3,295	2,853	2,471
C.T.Nº17	3,186	2,759	1,985
C.T.Nº18	3,283	2,843	2,044
C.T.Nº19	3,114	2,697	1,649
C.T.Nº20	3,103	2,687	1,078
C.T.Nº21	3,045	2,637	0,982
C.T.Nº22	3,293	2,852	2,469
C.T.Nº23	3,277	2,838	2,041
C.T.Nº24	3,178	2,753	1,981

7.3.4.2 Cortocircuitos mínimos.

Tabla 24.

Corrientes de cortocircuito mínimas en los C.T			
Lugar	Ik3 [kA]	Ik2 [kA]	Ik1 [kA]
E.T Valeria del Mar	3,062	2,652	3,310
E.T Pinamar	3,369	2,198	3,641
C.T.Nº1	2,339	2,026	1,868
C.T.Nº2	2,283	1,977	1,677
C.T.Nº3	2,214	1,917	1,638
C.T.Nº4	2,194	1,900	1,626
C.T.Nº5	2,209	1,913	1,635
C.T.Nº6	2,188	1,895	1,622
C.T.Nº7	2,161	1,872	1,606
C.T.Nº8	2,185	1,892	1,611
C.T.Nº9	2,129	1,844	1,587
C.T.Nº10	2,073	1,795	1,549
C.T.Nº11	1,931	1,672	1,469
C.T.Nº12	1,968	1,704	1,492
C.T.Nº13	2,095	1,815	1,568
C.T.Nº14	2,257	1,955	1,663
C.T.Nº15	2,689	2,329	2,193
C.T.Nº16	2,632	2,280	1,877
C.T.Nº17	2,553	2,211	1,832
C.T.Nº18	2,624	2,272	1,872
C.T.Nº19	2,500	2,165	1,802
C.T.Nº20	2,492	2,158	1,798
C.T.Nº21	2,450	2,122	1,774
C.T.Nº22	2,631	2,279	1,877
C.T.Nº23	2,620	2,269	1,870
C.T.Nº24	2,548	2,206	1,829

7.4. Selección de protecciones.

7.4.1. Protección Alimentadores Primarios.

La protección contra cortocircuitos de los cables que alimentan a la urbanización se efectúa a través de los siguientes dispositivos:

- ✓ Interruptor automático de vacío situado en cada E.T.
- ✓ Fusibles HH solo en las redes radiales. Tramos (C.T N°1- C.TN°14, C.TN°2-C.TN°3, C.TN°16-C.TN°17, C.TN°20-C.T.N°21).

7.4.1.1. Verificación de actuación de la protección ante cortocircuito mínimo.

Los dos interruptores de vacío en las E.T deben ser capaz de actuar ante el cortocircuito mínimo que pueda ocurrir, analizando en este caso las fallas en 13.2 kV.

Verificación del Interruptor automático en la E.T Valeria del Mar

Niveles de cortocircuito mínimos.

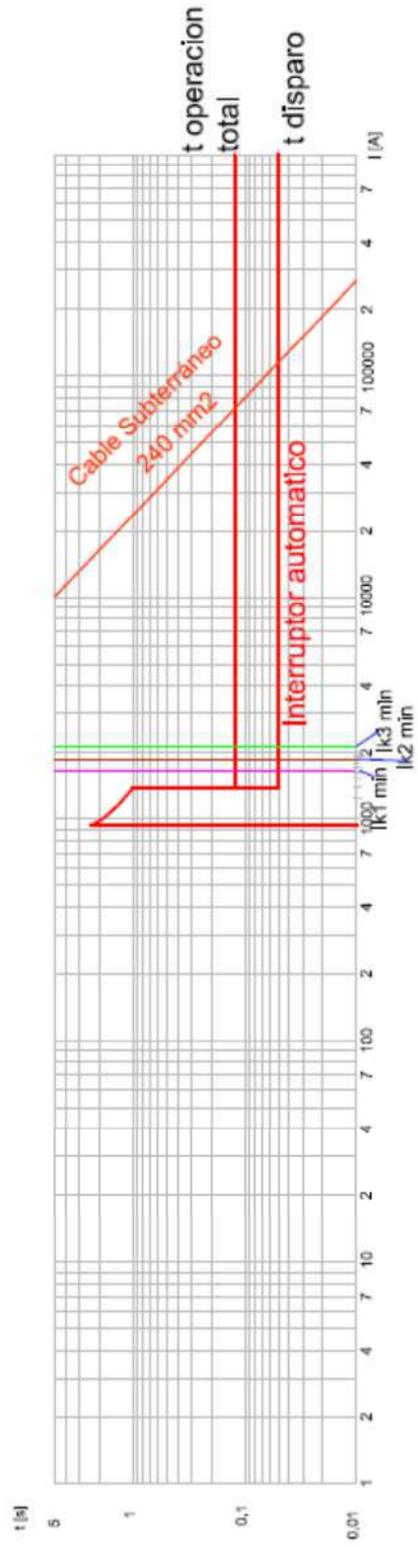
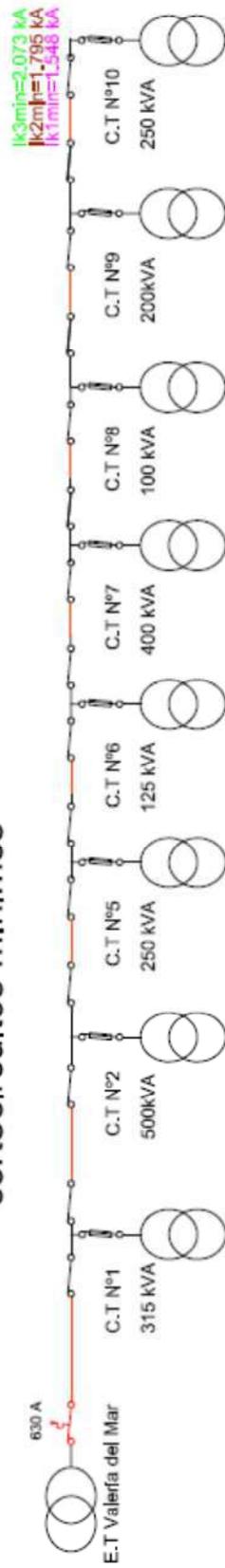
Ik3: 2.073 kA. (trifásico).

Ik2: 1.795 kA.(bifásico)

Ik1: 1.548 kA.(monofásico).

El relay posee una protección contra corrientes homopolares pero en este caso como la corriente de corto monofásica mínima no es muy inferior a las otras corrientes no se utilizará dicha función y las curvas de actuación estarán dadas por las curvas de actuación de corrientes de fase.

Verificación de actuación Int. Automático ante cortocircuitos mínimos



En la gráfica se observa que ante la corriente de cortocircuito mínima (línea vertical color magenta) el interruptor actúa con su curva de actuación de tiempo definido a los 50 ms.

Verificación del Interruptor automático en la E.T Pinamar

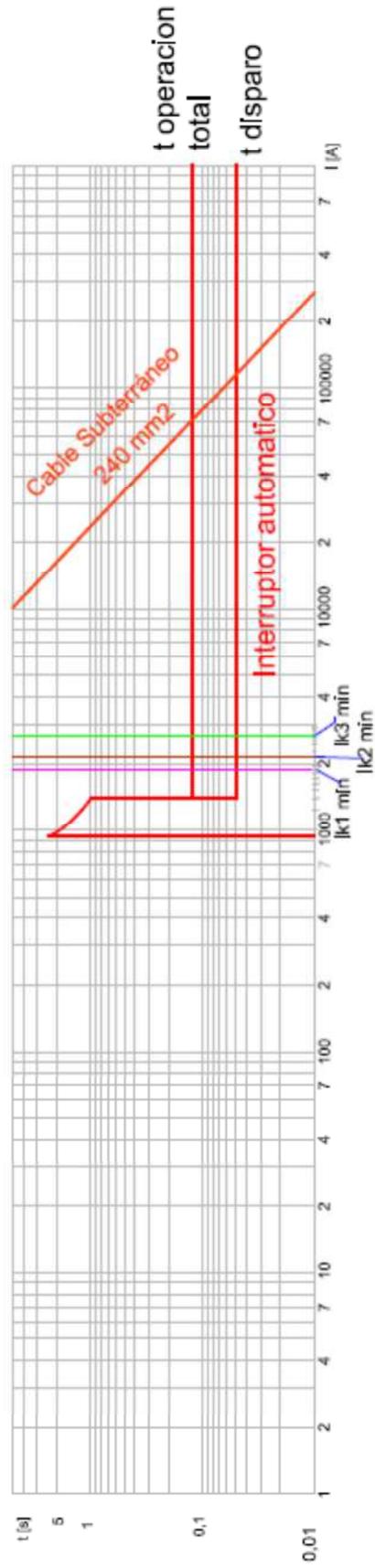
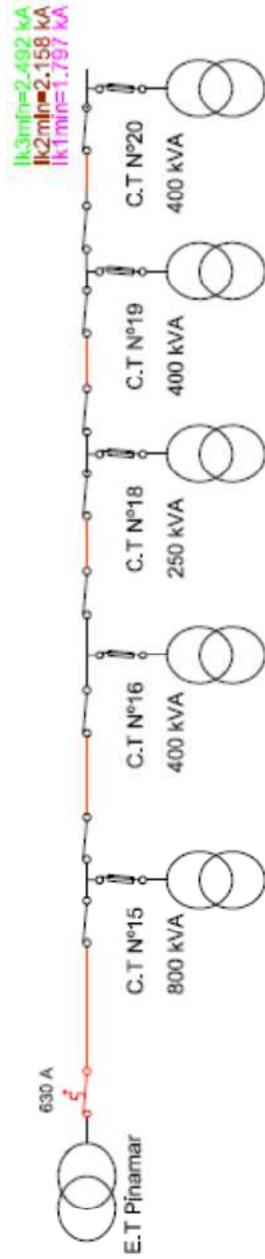
Niveles de cortocircuito mínimos.

I_{k3} : 2.492 kA. (trifásico).

I_{k2} : 2.158 kA.(bifásico).

I_{k1} : 1.797 kA.(monofásico).

Verificación de actuación Int. Automático ante cortocircuitos mínimos



7.4.1.2. Protección contra cortocircuitos.

Para la verificación de los cables que estén protegidos por el interruptor automático de vacío tiene que verificarse la siguiente condición:

$$S \geq \frac{I \cdot \sqrt{t}}{k}$$

Ya que el tiempo de actuación será de 130 ms.

K=94 aluminio, XLPE.

t= 130 ms.

I= 3,641 [kA]. Corriente de cortocircuito máxima a la salida del alimentador principal.

$$S \geq \frac{3641 \cdot \sqrt{0.130}}{94} = 13.965 \text{ mm}^2$$

La sección escogida era de 240 mm², por lo que verifica la condición contra cortocircuitos protegidos por el interruptor ubicado en la E.T.

Para las líneas radiales que están protegidas con fusibles, como su tiempo de actuación es menor que 0.1 s, la verificación contra cortocircuitos se hará por energía teniendo que verificar la siguiente inecuación.

$$k^2 * S^2 \geq I^2 * t$$

En la siguiente tabla se verifica la inecuación anterior para los tramos de líneas radiales protegidas con fusibles.

Tabla 25. Verificación de protección contra cortocircuitos para líneas radiales protegidas con fusibles.

Verificación Energética					
Ubicación	Destino	Calibre Fusible [A]	Ikmax [kA]	I ² *t[A ² *s]	K ² *S ² [A ² *s]
C.T.Nº1	C.T.Nº14	40	2,594	17.100	508.953.600
C.T.Nº2	C.T.Nº3	40	2,533	17.100	508.953.600
C.T.Nº16	C.T.Nº17	80	3,294	126.000	508.953.600
C.T.Nº20	C.T.Nº21	80	3,045	126.000	508.953.600

Siendo:

Ikmax: corriente de cortocircuito máxima que se presenta en la ubicación del fusible, en [kA].

I².t: energía que deja pasar la protección, en [A².s]

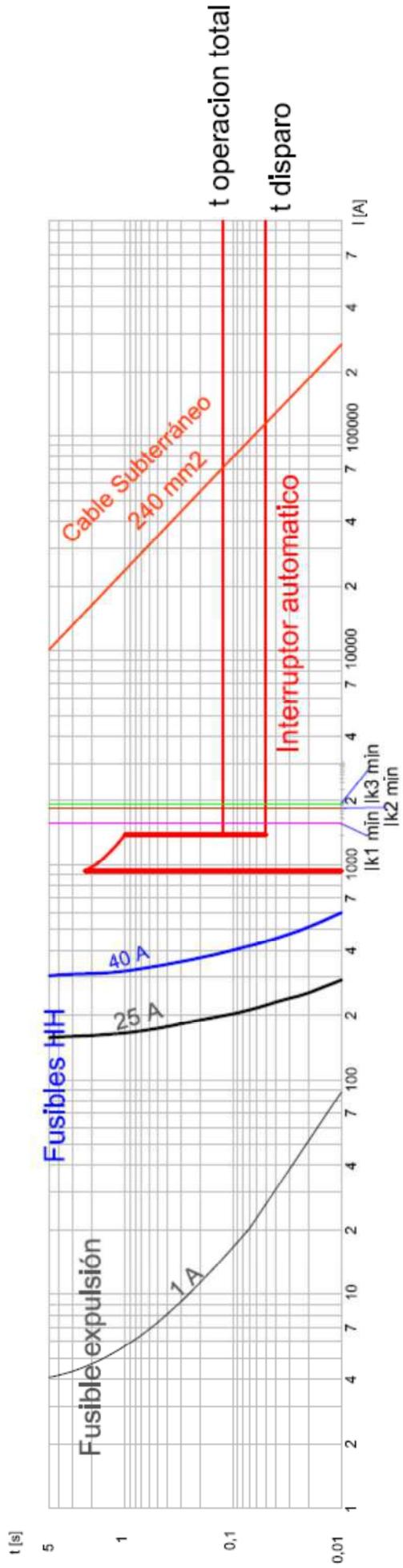
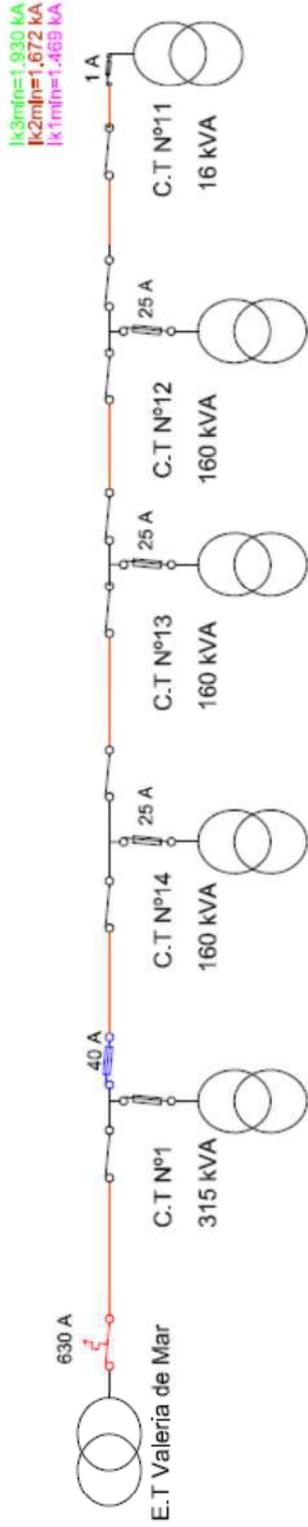
K².S²: energía específica admisible por el cable, en [A².s]. (dato fabricante fusible Siba)

La selección de los fusibles que protegen a las líneas se hizo teniendo en cuenta los calibres de los fusibles de los transformadores, cuya selección se detalla en el apartado 3.4.2.

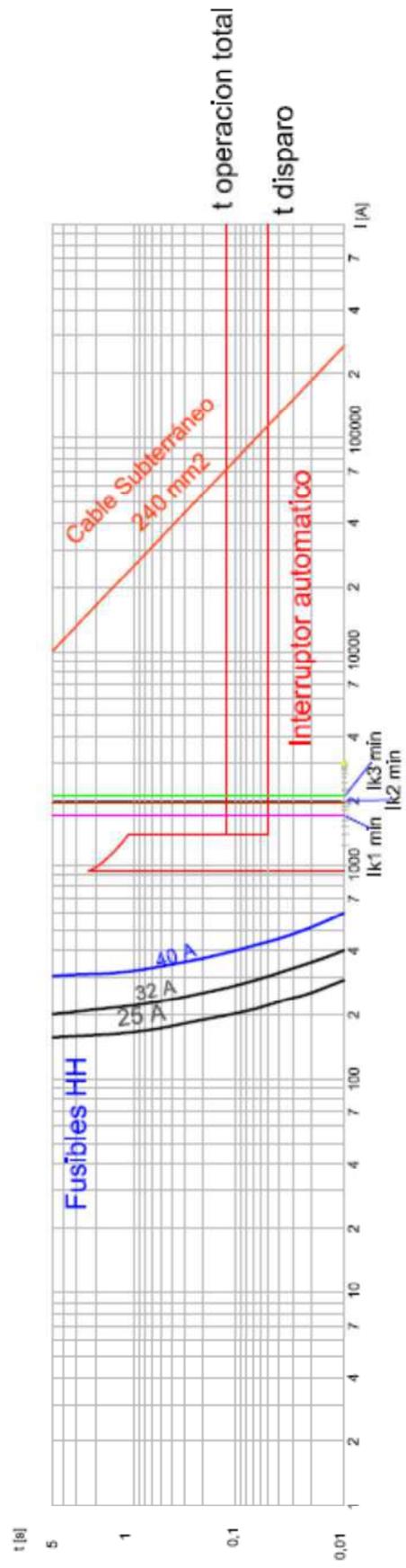
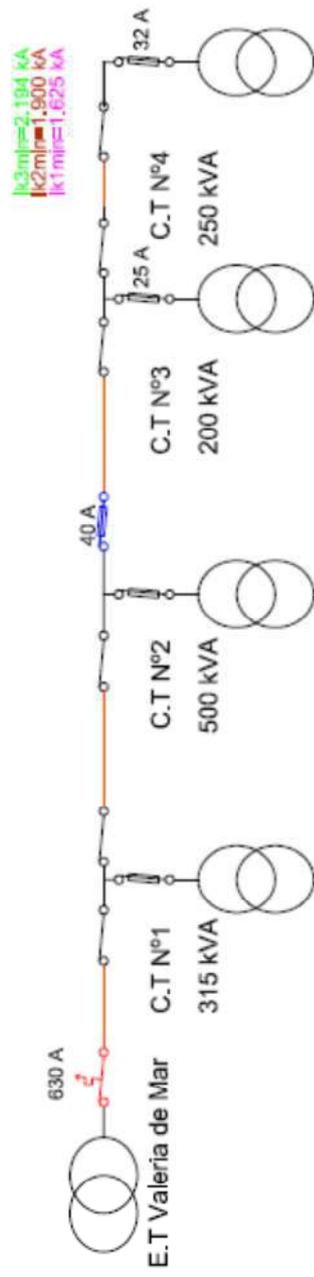
7.4.1.3 Coordinación.

A continuación se presentan las curvas de coordinación del interruptor automático con los fusibles HH que protegen las redes radiales mencionadas en el apartado anterior.

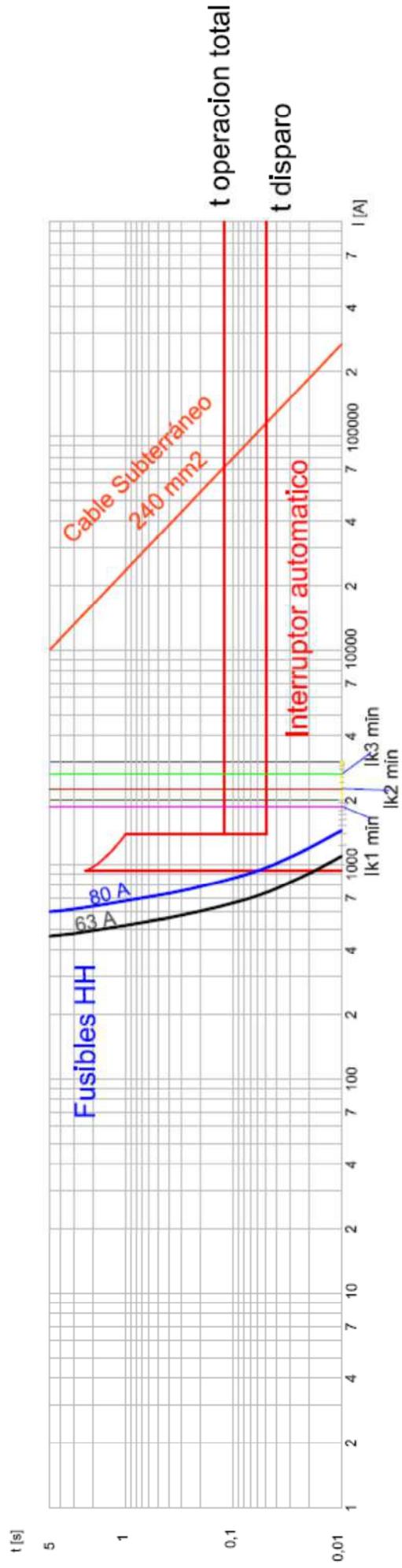
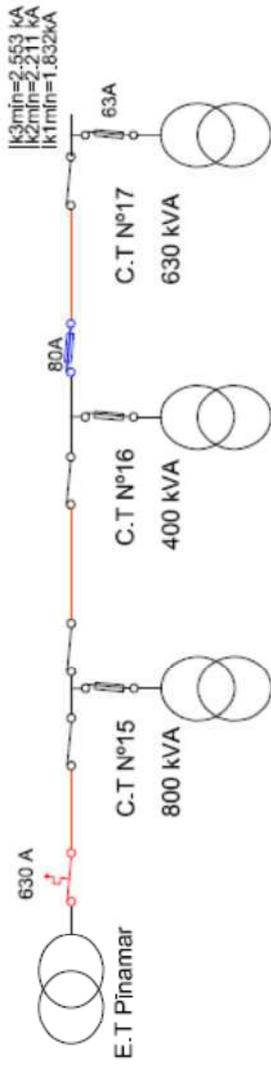
Coordinación Int. Automático- Fusible salida C.T N°1



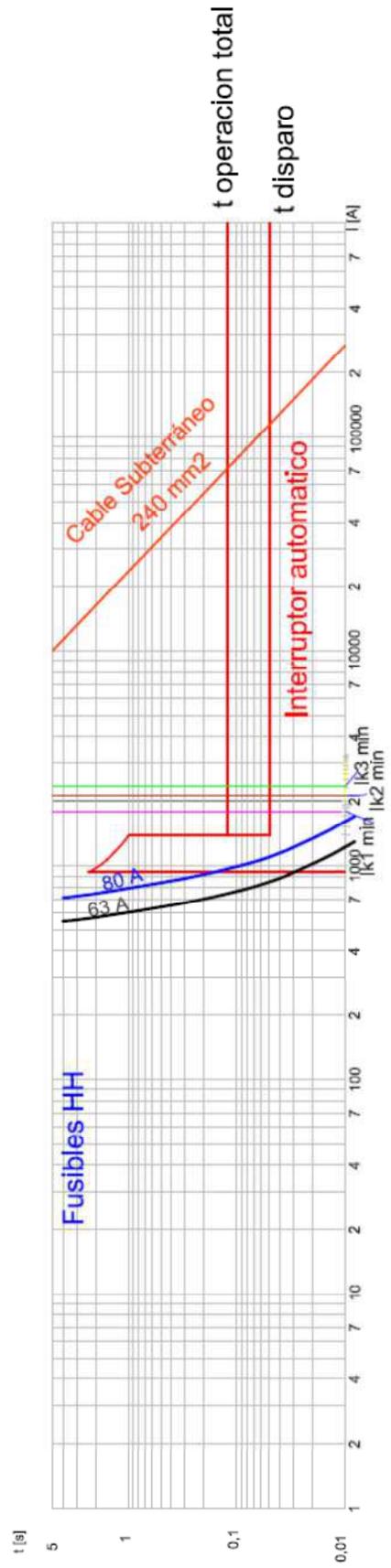
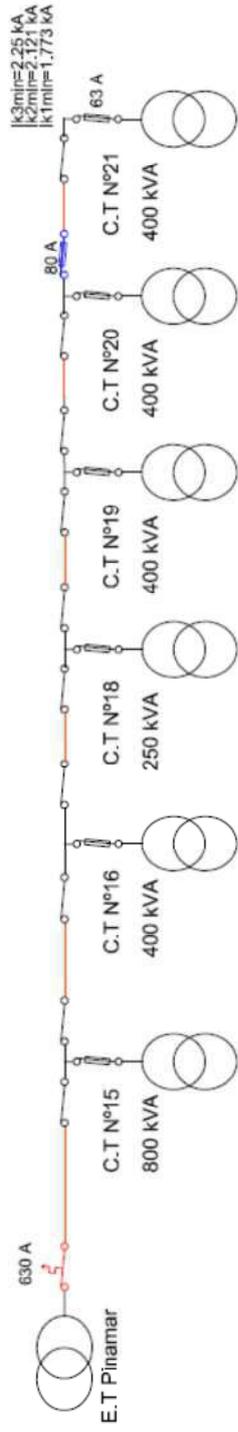
Coordinación Int. Automático- Fusible Salida C.T N°2



Coordinación Int. Automático- Salida Fusible C.T.Nº16

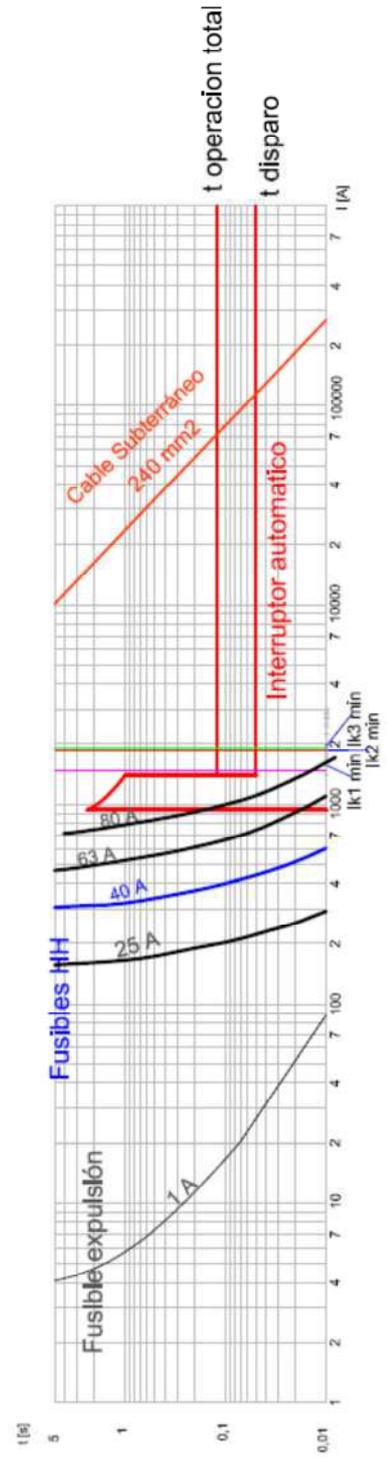
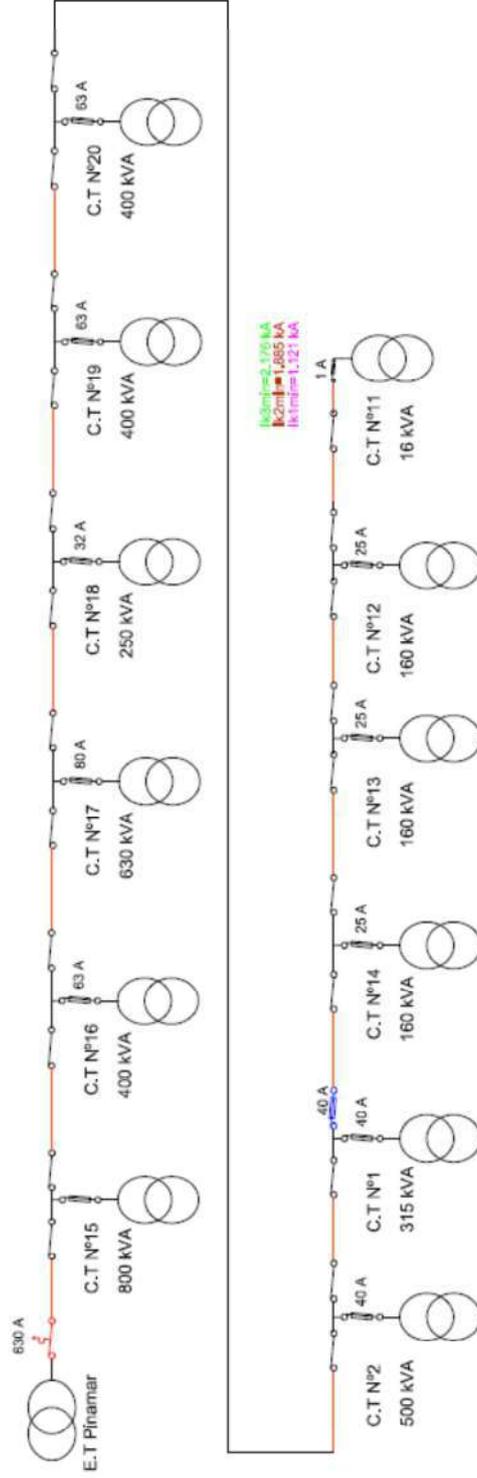


Coordinación Int. Automático- Salida Fusible C.T.Nº20



Condición de Emergencia II

Coordinación Int. Automático- Fusible salida C.T N°1



7.4.2. Protección del transformador.

Para la elección del fusible que protegerá el transformador se tienen que tener en cuenta los siguientes aspectos cuatro aspectos, tomados del apunte “Las Protecciones en los Sistemas de Distribución: el Transformador”^[8].

Sobrecarga

La capacidad de sobrecarga admisible por un transformador de distribución está indicada por la norma VDE 0532 en función del tiempo y con la carga previa como parámetro según la siguiente tabla

Carga permanente previa (%)	Sobrecarga admisible en % de la carga nominal Durante el tiempo que se indica				
	10%	20%	30%	40%	50%
50	3 h	1 h 30'	1 h	30'	15'
75	2 h	1h	30'	15'	8'
90	1 h	30'	15'	8'	4'

Cortocircuito

La misma norma establece que el transformador deberá soportar durante dos segundos la corriente de cortocircuito limitada únicamente por su propia impedancia. Las normas ANSI en cambio se ocupan de la capacidad de la máquina para soportar corrientes desde tres veces la nominal hasta un cortocircuito en bornes, siendo este último punto coincidente con la norma VDE como se refleja en la tabla siguiente

Corriente (I/In)	3	4.75	6.70	11.30	25
Tiempo (seg)	300	60	30	10	2

En tanto que la norma IRAM ofrece la siguiente expresión para determinar el tiempo admisible en cortocircuito para un transformador

$$t(seg) = \frac{1000}{\left(\frac{Ik}{In}\right)^2}$$

Para tiempos de falla menores a 5 seg.

Corriente de conexionado “in-rush”

Al energizar un transformador, aun en vacío, se produce un transitorio de corriente cuya magnitud y duración dependen fundamentalmente del valor instantáneo de la tensión en el momento de la conexión, del estado y signo de la magnetización previa y de la relación R/X de la red de alimentación y del propio transformador. El efecto térmico de esta corriente transitoria puede ser suficiente para fundir el fusible primario si su calibre es demasiado chico. La siguiente tabla expresada en múltiplos de la corriente nominal del transformador representa el límite inferior que no deberá

cruzar la característica de actuación del fusible para garantizar su no operación al conectar.

Corriente transitoria de conexión				
Corriente térmicamente. equiv (I/In)	3	6	12	35
Tiempo (seg)	10	1	0.1	0.01

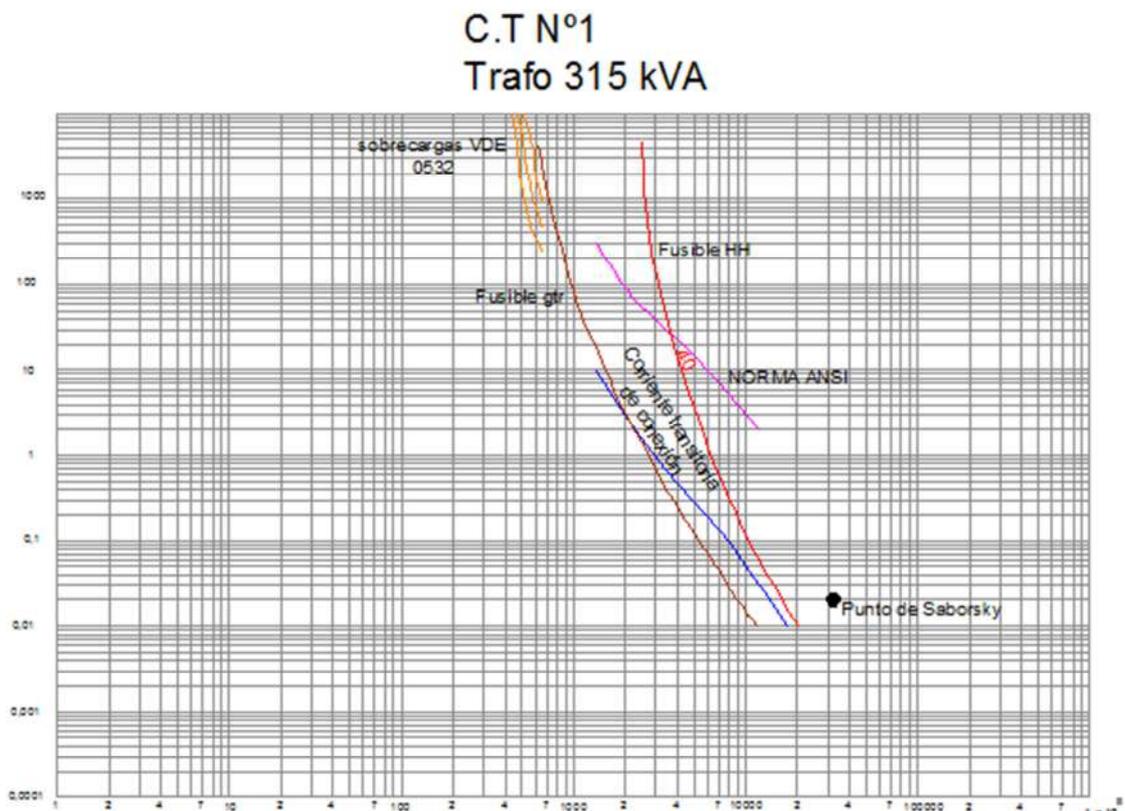
Punto de saborsky

El denominado punto de Saborsky o "lightning surge limits" expresa el fenómeno de sobrecorriente por saturación del núcleo de hierro al verse sometido el transformador a una sobretensión de origen atmosférico. El efecto térmico de esta sobrecorriente puede representarse por un valor eficaz de corriente circulando durante 0.02 seg. Calculada según la siguiente expresión:

$$I_{0.02} = 7 \frac{NBA}{U_n} I_n$$

El Nivel Básico de Aislación (NBA) de transformadores de construcción normal de Tensión nominal 13,2 Kv es de 95 Kv, dando como resultado una $I_{0.02} = 50 I_n$. Las normas Americanas fijan este punto para sistemas de 15 Kv en aproximadamente $80 I_n$.

La siguiente gráfica muestra cómo se elige un fusible en base a las condiciones mencionadas anteriormente.



Se observa que los fusibles verifican la condición de la corriente de in-rush y un tramo de la curva de la Norma ANSI.

No cumple con las curvas de sobrecargas VDE 0532.

A continuación se muestra una tabla con las protecciones escogidas para los transformadores de acuerdo al criterio anteriormente mencionado.

Tabla 26. Fusibles de protección de transformadores.

Fusibles Transformador			
C.T.Nº	Potencia trafo [kVA]	Protección	Calibre [A]
1	315	Fus-HH	40
2	500	Fus-HH	40
3	200	Fus-HH	25
4	250	Fus-HH	32
5	250	Fus-HH	32
6	125	Fus-HH	16
7	400	Fus-HH	63
8	100	Fus-HH	16
9	200	Fus-HH	25
10	250	Fus-HH	32
11	16	Fus-CX40-1S15K	1
12	160	Fus-HH	25
13	160	Fus-HH	25
14	160	Fus-HH	25
15	800	Fus-HH	100
16	400	Fus-HH	63
17	630	Fus-HH	80
18	250	Fus-HH	32
19	400	Fus-HH	63
20	400	Fus-HH	63
21	400	Fus-HH	63
22	1600	Int-CMP-V	-
23	1600	Int-CMP-V	-
24	125	HH	16

7.5. Selección de celdas.

Se instalarán módulos compactos de celdas prefabricadas en SF6 (hexafloruro de Azufre).

Las celdas a instalar en los distintos puntos de la red tienen que cumplir con las siguientes características

- ✓ Parámetros nominales: tensión, corriente y frecuencia.
- ✓ Poder de ruptura.
- ✓ Corriente de corta duración.

Parámetros nominales.

La tensión nominal es de 13.2 kV.

La frecuencia es de 50 Hz.

La corriente nominal de un conjunto de celdas viene estandarizado dependiendo la marca que se elija, por lo que corresponde verificar que dicho valor este por encima de la máxima corriente a circular en el C.T para cualquiera de los 3 casos (condición normal, condición de emergencia I o condición de emergencia II).

Poder de ruptura.

Es el valor de la corriente de impulso (valor instantáneo), que se calcula de la siguiente manera.

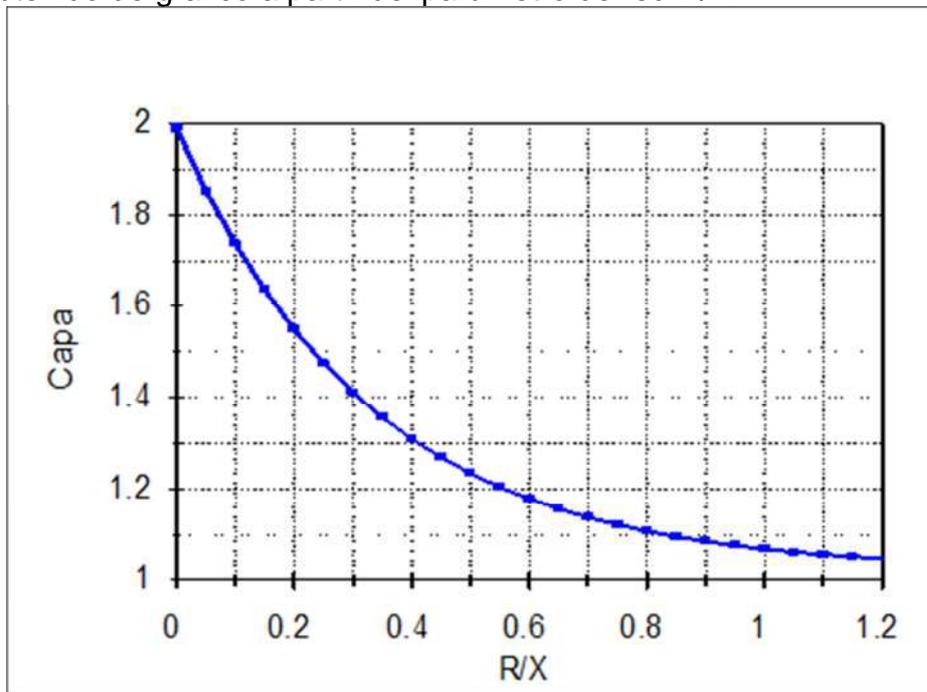
$$I_s [kA] = \sqrt{2} * K * Ik3''$$

Siendo:

I_s : corriente de impulso [kA].

$Ik3''$: corriente de cortocircuito transitoria trifásica [kA].

K valor obtenido de grafico a partir del parámetro de red R/X.



Corriente de corta duración.

Es la corriente de cortocircuito máxima que puede circular durante 1 segundo sin que el equipamiento sufra daños.

En algunos equipamiento se da como referencia valores de corriente para 2 o 3 segundos.

A continuación se presenta una tabla con los parámetros mencionados para cada C.T de la urbanización.

Tabla 27. Corriente de impulso en los distintos C.T.

C.T	Un [kV]	In [A]	Ik3[kA]	Is[kA]
C.T.Nº1	13,2	210,900	2,594	6,053
C.T.Nº2	13,2	176,970	2,534	5,805
C.T.Nº3	13,2	18,827	2,461	5,394
C.T.Nº4	13,2	10,459	2,440	5,349
C.T.Nº5	13,2	28,240	2,456	5,384
C.T.Nº6	13,2	28,240	2,430	5,326
C.T.Nº7	13,2	23,010	2,397	5,085
C.T.Nº8	13,2	23,010	2,383	5,055
C.T.Nº9	13,2	18,827	2,332	4,880
C.T.Nº10	13,2	10,459	2,256	4,626
C.T.Nº11	13,2	0,669	2,161	4,431
C.T.Nº12	13,2	7,363	2,200	4,512
C.T.Nº13	13,2	14,057	2,335	4,888
C.T.Nº14	13,2	20,751	2,507	5,495
C.T.Nº15	13,2	210,900	3,373	8,110
C.T.Nº16	13,2	177,431	3,295	7,875
C.T.Nº17	13,2	26,357	3,186	7,569
C.T.Nº18	13,2	134,339	3,283	7,846
C.T.Nº19	13,2	123,879	3,114	7,310
C.T.Nº20	13,2	107,144	3,103	7,284
C.T.Nº21	13,2	16,735	3,045	7,106
C.T.Nº22	13,2	33,470	3,293	7,871
C.T.Nº23	13,2	33,470	3,277	7,833
C.T.Nº24	13,2	33,470	3,178	7,507

Siendo:

Un: tensión nominal.

In: corriente nominal (es la que circulará en el peor de los casos)

Ik3: corriente de cortocircuito trifásica.

Is: corriente de Impulso.

Una vez obtenidos estos parámetros se puede escoger los equipos de M.T

La elección es en base a un catálogo de la marca Ormazabal.

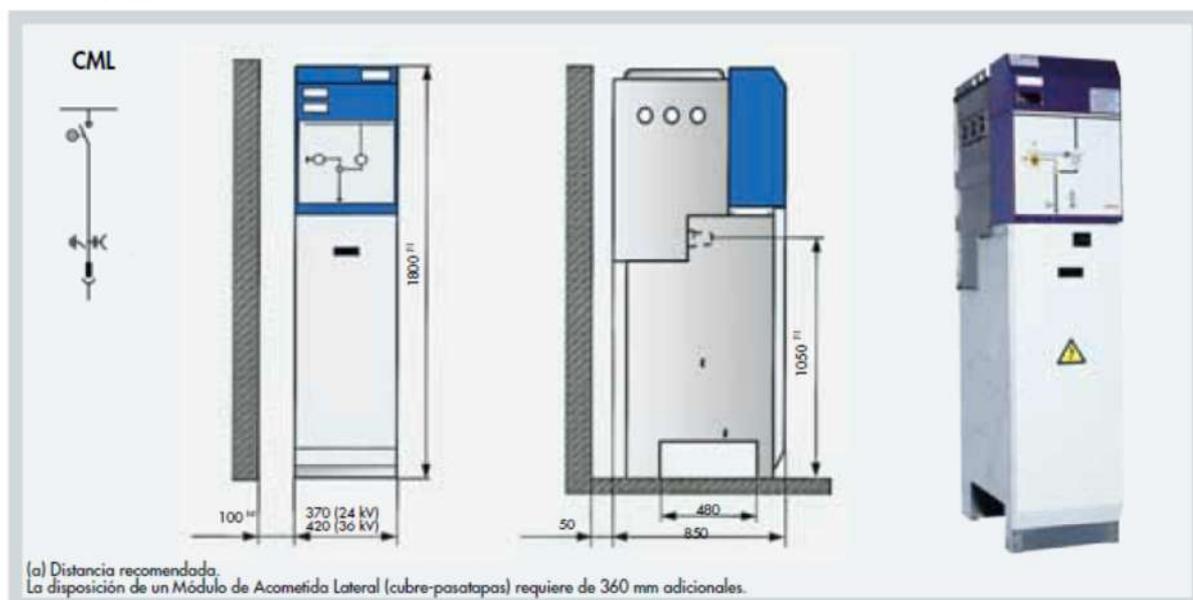
Celdas Escogidas.

Dado la diversidad de configuración entre los distintos C.T, se personalizará el conjunto de celdas a instalar. Es decir que se escogerán celdas individualmente y luego se acoplarán pero no se utilizarán módulos compactos de celdas.

A continuación se describen los distintos tipos de celdas a escoger. El fabricante es la empresa ORMAZABAL.

7.5.1 Celda de línea.

FUNCIÓN DE LÍNEA			
	CML-12	CML-24	CML-36
Características eléctricas			
Tensión asignada [kV]	12	24	36
Intensidad asignada [A]	400/630	400/630	400/630
Intensidad de corta duración (1 ó 3 s) [kA]	16/20	16/20	16/20
Nivel de aislamiento:			
Frecuencia industrial (1 min)			
a tierra y entre fases [kV]	28	50	70
a la distancia de seccionamiento [kV]	32	60	80
Impulso tipo rayo			
a tierra y entre fases [kV] _{CRESTA}	75	125	170
a la distancia de seccionamiento [kV] _{CRESTA}	85	145	195
Capacidad de cierre [kA] _{CRESTA}	40/50	40/50	40/50
Capacidad de corte			
Corriente principalmente activa [A]	400/630	400/630	400/630
Corriente capacitiva [A]	31,5	31,5	50
Corriente inductiva [A]	16	16	16
Falta a tierra I _{CE} [A]	63	63	63
Falta a tierra $\sqrt{3} I_{ca}$ [A]	31,5	31,5	31,5
Características físicas			
Ancho [mm]	370	370	420
Alto [mm]	1800 ⁽¹⁾	1800 ⁽¹⁾	1800 ⁽¹⁾
Fondo [mm]	850	850	850
Peso [kg]	135 ⁽²⁾	135 ⁽²⁾	140 ⁽²⁾

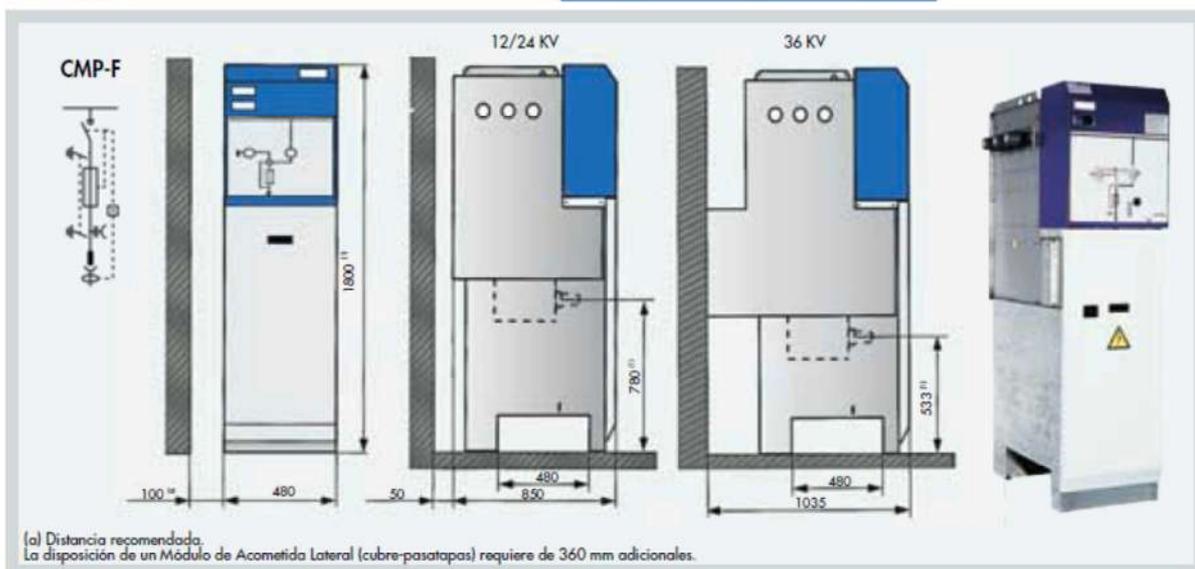


La celda elegida es la CML-24 porque la tensión nominal de la CML-12 es menor que la que se utiliza en nuestro sistema que es de 13.2 kV.

Se observa que cumple con los parámetros mencionados anteriormente para cualquier C.T en donde se instale.

7.5.2. Celda de protección con fusibles.

FUNCIÓN DE PROTECCIÓN CON FUSIBLES			
	CMP-F-12	CMP-F-24	CMP-F-36
Características eléctricas			
Tensión asignada [kV]	12	24	36
Intensidad asignada embarrado [A]	400/630	400/630	400/630
Intensidad asignada en la derivación [A]	200	200	200
Intensidad de corta duración embarrado superior (1 ó 3 s) [kA]	16/20	16/20	16/20
Nivel de aislamiento:			
Frecuencia industrial (1 min)			
a tierra y entre fases [kV]	28	50	70
a la distancia de seccionamiento [kV]	32	60	80
Impulso tipo rayo			
a tierra y entre fases [kV] _{CRESTA}	75	125	170
a la distancia de seccionamiento [kV] _{CRESTA}	85	145	195
Capacidad de cierre [kA] _{CRESTA} (antes-después de fusibles)	2,5	2,5	2,5
Capacidad de corte			
Corriente principalmente activa [A]	400/630	400/630	400/630
Corriente capacitiva [A]	31,5	31,5	50
Corriente inductiva [A]	16	16	16
Falta a tierra I _{CE} [A]	63	63	63
Falta a tierra $\sqrt{3} I_{CL}$ [A]	31,5	31,5	31,5
Capacidad de ruptura combinación interruptor-fusibles [kA]	20	20	20
Corriente de transferencia (UNE-EN 60420) [A]	1500	600	320
Características físicas			
Ancho [mm]	480	480	480
Alto [mm]	1800 ⁽¹⁾	1800 ⁽¹⁾	1800 ⁽¹⁾
Fondo [mm]	850	850	1035
Peso [kg]	200 ⁽²⁾	200 ⁽²⁾	255 ⁽²⁾



(1) Las celdas incorporan un bastidor que permite la conexión sin necesidad de foso para cables.

Opcionalmente se pueden suministrar las celdas con un bastidor más bajo.

(2) Para cables DPTA estándar 1.5 Kv.

Se escoge el modelo CMP-F 24 que verifica con todos los parámetros mencionados para cualquier C.T dentro de la urbanización.

7.6. Puesta a tierra de los C.T.

El cálculo de la puesta a tierra para los centros de transformación se realizará de acuerdo a la Reglamentación AEA 95401^[2] y a la Norma IRAM 2281-1^[3]

Los objetivos principales de la instalación de puesta a tierra son:

- Dar una tensión de referencia a los centros de estrella de transformadores (puesta a tierra de servicio)

- Proteger a las personas de las tensiones de paso y de contacto que aparecen al circular la corriente de cortocircuito (puesta a tierra de protección)
- Dispersar las corrientes que se producen por sobretensiones.

Puesta de los C.T a nivel y subterráneos.

La puesta a tierra de servicio puede ir separada o unida a la puesta a tierra de protección.

En este caso se adoptó por la unificación de ambas.

Esto requiere, según la reglamentación citada, que el valor de la Resistencia de Puesta a Tierra debe ser de tal que la elevación de tensión el neutro debido a una falla en M.T sea menor que 1200 V.

La corriente de falla monofásica máxima, que se tiene en la urbanización es de 2845 A. por lo que $R_{PAT} \leq 0.422 \Omega$ para que cumpla con la condición mencionada.

En los centros de transformación más alejados de las E.T este valor será mayor dado que la corriente de cortocircuito es menor.

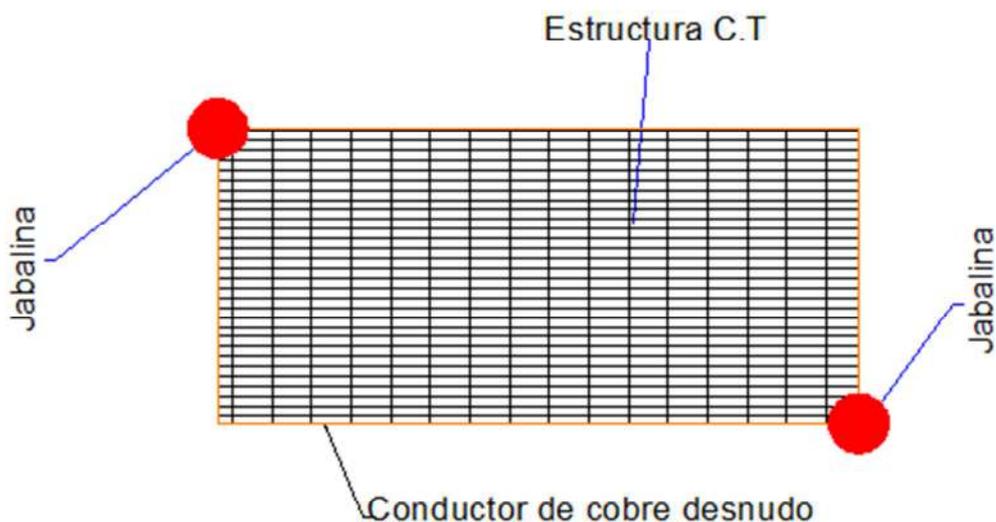
7.6.1. Diseño

Lo que se implementa en la práctica para poder lograr valores de resistencia tan bajos es conectar el sistema de puesta a tierra del centro de transformación a la segunda napa de agua subterránea. En esta zona esta napa se encuentra a unos 8 metros de profundidad, en base a la información solicitada a profesionales del lugar.

Para los C.T a nivel y subterráneos el sistema estará formado por un conductor de cobre desnudo que recorre el perímetro de los C.T. y se conectará a segunda napa mediante dos jabalinas. La perforación que se realice para poner en contacto el electrodo con la napa debe estar sellada con tierra.

Para mantener la equipotencialidad en toda la superficie del C.T la estructura de la base de este tendrá que conectarse al conductor perimetral.

La siguiente figura ilustra el diseño adoptado.



La longitud de los conductores perimetrales serán tales que excedan en 1 m las dimensiones de la C.T. es decir tendrán 1 m más de largo y 1 m más de ancho.

Para los C.T aéreos se dispondrá de una jabalina en contacto con segunda napa.

El valor final que toma la resistencia de puesta a tierra deberá medirse en el momento de la instalación.

Cálculo.

A continuación se va a determinar qué valor de resistividad es necesario tener para lograr el valor de R_{PAT} máximo admisible. Es decir, lo que se pretende es tener una estimación del valor resistividad del terreno que tiene que haber para poder implementar el sistema mencionado.

Ecuación de R_{PAT} .

Combinación malla-jabalina.

La resistencia de dispersión total de un sistema combinado de electrodos horizontales (redes de mallas) y verticales (jabalinas) es menor que la resistencia individual de cada componente, pero es mayor que la combinación en paralelo de dichas resistencias.

La ecuación viene dada por la *Formula de Schwarz*

$$R_{total} = \frac{R_1 * R_2 - R_{12}^2}{R_1 + R_2 - 2 * R_{12}}$$

Donde

R_1 es la resistencia de la red de mallas;

R_2 es la resistencia de todas las jabalinas

R_{12} es la resistencia mutua entre el grupo de conductores horizontales y el grupo de jabalinas

$$R_1 = \frac{\rho_1}{\pi * l_1} * \left[\ln\left(\frac{2l_1}{h'}\right) + k_1 * \left(\frac{l_1}{\sqrt{A}}\right) - k_2 \right]$$

Donde:

ρ_1 es la resistividad del suelo.

L_1 : longitud total de conductores enterrados (m).

A: área de la malla (m^2).

L_m : longitud total de conductores enterrados (m).

h' : $\sqrt{d_1 * h}$ para conductores enterrados a una profundidad h , o $h' = 0.5 * d_1$ para conductores sobre la superficie del terreno ($h=0$).

h = profundidad de la red de mallas (m).

d_1 = el diámetro de los conductores de la red de mallas (m)

K_1 y K_2 : coeficientes relacionados con la geometría del sistema y que se obtienen de gráfico.

$$R_2 = \frac{\rho_A}{2 * \pi * l_2} \left[\ln\left(\frac{8 * l_2}{d_2}\right) - 1 + 2 * K_1 * \frac{l_2}{\sqrt{A}} * (\sqrt{n} - 1)^2 \right]$$

$$R_{12} = \frac{\rho_A}{2 * l_1} \left[\ln\left(\frac{2 * l_1}{l_2}\right) + K_1 * \frac{l_1}{\sqrt{A}} - K_2 + 1 \right]$$

Siendo:

ρ_a es la resistividad del suelo aparente visto por las jabalinas en $\Omega.m$

L_2 : largo promedio de una jabalina (m).

n: número de jabalinas ubicadas dentro del área A.
d₂: diámetro de las jabalinas (m).

Datos C.T.

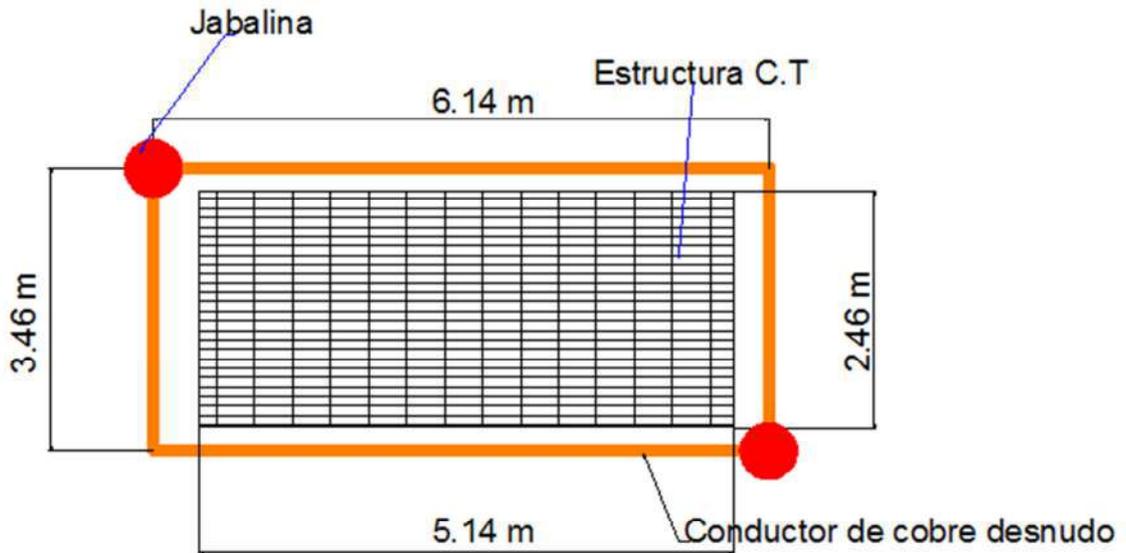
Tipo: subterráneo prefabricado.

Largo: 5.14 [m].

Ancho: 2.46 [m].

Altura: 2.84 [m].

Conductor de cobre desnudo 25 mm².



Dada la complejidad de las ecuaciones para obtener el valor de resistividad necesario se utilizó planilla de cálculo en la cual se cargaron las formulas y se probaron distintos valores de resistividad hasta llegar a una valor inferior o igual que 0.4218 Ω.

A continuación se muestra una tabla con las variables de la fórmula.

Parámetros.	
l1 [m]	19,2
l2 [m]	8
A[m ²]	21,244
s [mm ²]	25
h[m]	0,8
h'[m]	0,067
k1	1,022
k2	4,508
d2[m]	0,013
n	2

En la tabla siguiente se muestran los resultados obtenidos con dos valores de resistividad distintos.

Resultados.		
resistencias	$\rho =5[\Omega.m]$	$\rho =6[\Omega.m]$
R1[Ω]	4,044	4,044
R2[Ω]	0,405	0,486
R12[Ω]	0,142	0,168
R total[Ω]	0,388	0,462

Se observa que se necesita una resistividad del terreno de $5[\Omega.m]$ para que la $R_{PAT} \leq 0.422 \Omega$.

Para valores de $6[\Omega.m]$ no verificaría y esto provocaría que la elevación del potencial de neutro por encima de los 1200 V estipulados por la norma.

Como se observa se requieren valores bajos de resistividad por lo que se tendrá que medir la resistencia del conjunto en el (malla-jabalina en contacto con la napa subterránea) a ver si se logra el valor de resistencia de puesta a tierra buscado.

De no ser así se tendrán que tomar medidas para reducir el valor R_{PAT} , tales como:

- ✓ Una malla más grande. (lo cual no es eficiente ya que se necesitaría abarcar superficies muchos más extensas que la del C.T).
- ✓ Tratamiento de la tierra a través de productos químicos a fin de disminuir la resistividad del terreno

Si no se lograra obtener el valor de R_{PAT} con la de la forma anterior ni con ninguno de los métodos mencionados se tendría que actuar sobre la corriente de falla a tierra, de manera de limitarla a valores más bajos, y de esta manera poder admitir valores más altos de R_{PAT} .

También hay que tener en cuenta que mientras más alejado el C.T, menor será la corriente de cortocircuito y por lo tanto mayor podrá ser la R_{PAT} .

7.6.2. Verificación térmica del conductor.

Las secciones de los conductores del sistema de puesta a tierra se deberán verificar térmicamente considerando la máxima corriente de cortocircuito que pueda circular por éstos, y el tiempo de actuación de las protecciones.

Para la verificación de los esfuerzos térmicos se pueden aplicar la siguiente expresión, que fue obtenida de la norma AEA 95401^[1].

$$I_f = S * \sqrt{K}$$

Donde

I_f : corriente de cortocircuito máxima en kA (o eficaz equivalente térmica)

S: sección del conductor mm^2

$$K = \frac{Ct}{\alpha r t * \rho c * t_c} * 10^{-4} * \ln \left(\frac{T_r + T_{max}}{T_r + T_a} \right)$$

T_{max} : temperatura máxima admitida por el conductor = 250 °C.

T_a : temperatura ambiente = 40°C.

Ct: coeficiente de calor específico [Joule/cm³/K].

$\alpha r t$: coeficiente de aumento de resistividad por temperatura °C[1/°C].

rc: resistividad [$\mu\Omega/cm$].

$t_r = (1/\alpha r t) - 20^\circ C$ [°C].

t_c : tiempo de actuación de la protección.

Constantes del material	Valor para Cobre
Cr: coeficiente de calor específico [Joule/cm ³ /K]	3.422
art: coeficiente de aumento de resistividad por temperatura °C[1/°C]	0.00393
rc: resistividad [μΩ/cm]	1.7241
t _r =(1/art)-20°C [°C]	234.45

La corriente de cortocircuito en este punto de la red es de **2.845 [kA]**

Se consideró el tiempo de actuación de la protección en 1 segundo, para ubicarnos en un caso más desfavorable.

Ingresando estos parámetros en la ecuación se obtiene el siguiente valor de sección:

$$S = 16.78 \text{ [mm}^2\text{]}$$

Por lo tanto la sección adoptada será de 25 mm².

7.6.3. Tensión de contacto.

Para el tipo de configuración adoptada el cálculo de la tensión de contactos viene dado por la siguiente expresión que se encuentra en el anexo j de la Norma IRAM 2281-1^[3].

$$U_c = \rho * K_c * K_i * I_E / L$$

Dónde:

ρ : resistividad [Ω.m].

K_c: factor geométrico de la red de mallas para la tensión de contacto.

K_i es el factor de irregularidad.

I_E es la corriente dispersada por el electrodo de tierra (red de mallas) [A].

L es la longitud total de conductor enterrado [m].

Factor geométrico K_c.

$$K_c = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d} + \frac{(D + 2h)^2}{8 \cdot D \cdot d} - \frac{h}{4 \cdot d} \right) + \frac{K_j}{Kh} \cdot \ln \frac{8}{\pi(2 \cdot n - 1)} \right]$$

D es la separación entre los conductores paralelos de la malla [m].

D es el diámetro del conductor de la malla [m].

h es la profundidad de los conductores de la malla [m].

n es el número de conductores paralelos en una dirección.

K_j=1 para redes de mallas con jabalinas en el perímetro o en los vértices.

$$Kh = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}}; h_0 = 1 \text{ m.}$$

Factor de irregularidad K_i.

$$K_i = 0.656 + 0.172 \cdot n$$

Longitud del conductor de enterrado.

$L = L_n + 1.15.L_j$ para redes malladas con jabalinas en el perímetro o en los vértices.

Cálculo.

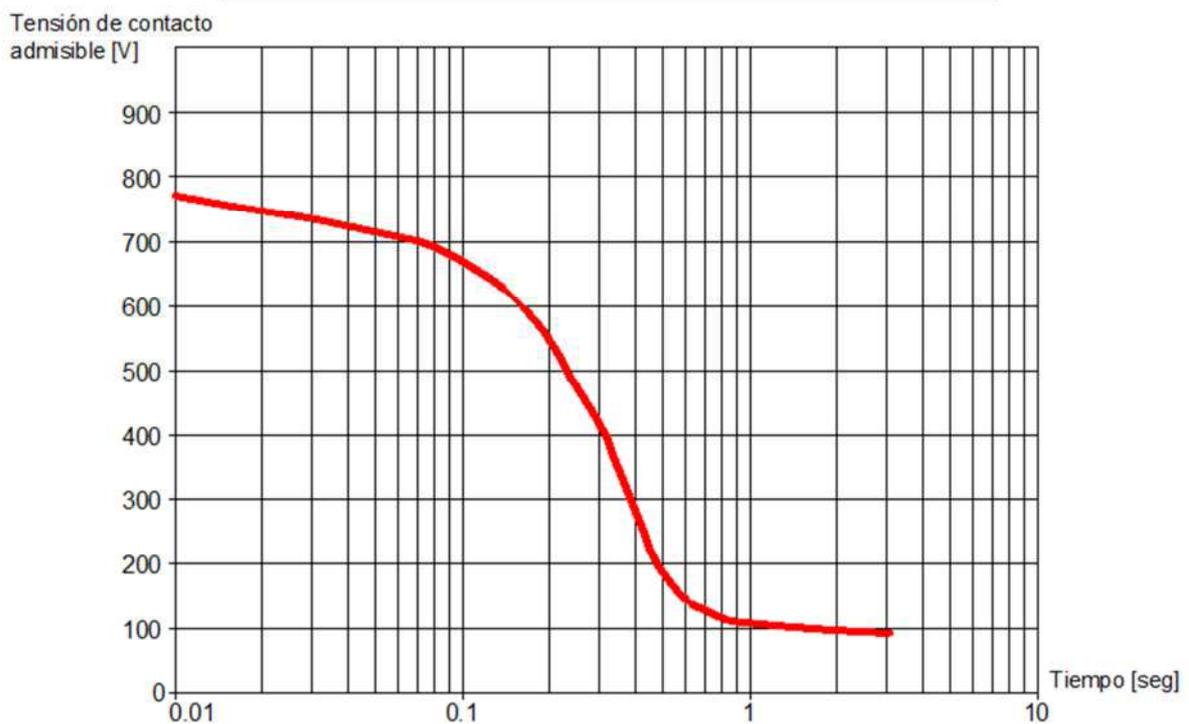
A continuación se muestran los parámetros de las fórmulas y el resultado obtenido.

Tensión de Contacto	
D[m]	0,5
d[m]	0,0056
h[m]	0,8
n	2
Kj	1
Kh	1,341
Lm[m]	19,2
Lj [m]	8
Kc	0,67
Ki	1
L[m]	56
Uc [V]	171,571

Tensión de contacto admisible.

Si se cita la gráfica de tensión de contacto admisible en función de la duración del defecto (extraída de AEA 95401^[2]):

Tensión de contacto admisible en función de la duración del defecto



La duración del defecto es de 130 ms para cualquier corriente monofásica a tierra. Con este tiempo la tensión de contacto admisible es de 600 V aproximadamente. Como $U_c = 171,571 \text{ V} < 600 \text{ V}$ entonces la tensión de contacto es admisible en ese lapso de tiempo.

7.7. Cálculo de Sección de la Pantalla Metálica.

La determinación de la operabilidad de un cable en condiciones de cortocircuito, está limitada por el flujo de la corriente de falla a través del blindaje metálico del cable.

Esa determinación consiste en el cálculo del tiempo máximo que un blindaje metálico puede ser sometido a una determinada corriente de cortocircuito a tierra, sin daños para la aislación y la cubierta de protección.

La fórmula para blindajes de cobre en forma de cintas o alambres, está basada en la energía térmica almacenada y en el límite máximo de temperatura admitido por la aislación y la cubierta, con la hipótesis de que el intervalo de tiempo para el flujo de corriente sea tan pequeño que el calor desarrollado durante el cortocircuito sea contenido en el blindaje.

El método de cálculo utilizado se efectuó de acuerdo a la nota técnica "*Las pantallas metálicas de los cables unipolares de energía de MT (13.2, 50 HZ) con aislación sólida extruida de XLPE.*"^[9]

La fórmula implementada para llevar a cabo la verificación de la pantalla metálica es la siguiente:

$$q_k [mm^2] = K_1 \times K_2 \times K_3 \times I_k'' \times \sqrt{t}$$

Donde:

- $q_k [mm^2]$ = Sección efectiva que debería poseer la malla del conductor
- K_1 = Constante del material, según Tabla 1
- K_2 = Coeficiente de temperatura, según Tabla 1
- K_3 = Coeficiente de apantallamiento, según Figura 6
- I_k'' = Corriente de cortocircuito, en [kA]
- t = Tiempo de duración del cortocircuito , 130 [ms]

Para poder determinar la sección de la pantalla se necesita conocer el peor de los casos a la que se encuentre sometida, desde el punto de vista de sollicitación térmica.

Entonces el cálculo se realizará suponiendo un cortocircuito a tierra a la salida del alimentador principal de cualquiera de las dos E.T, ya que son de iguales parámetros eléctricos.

El valor de corriente de cortocircuito fase-tierra en la E.T es de 3.641[kA].

Como la protección se realiza a través de un interruptor automático con relay digital, el tiempo de actuación se fijó de forma independiente a un valor de 130 ms. Valor que está compuesto por el tiempo de disparo programado en el relay más el tiempo de operación total del interruptor (apertura de contactos + extinción del arco).

Determinación de los coeficientes.

Una vez determinado el caso a analizar, se procede a determinar los coeficientes que nos indica la fórmula de sección mínima de pantalla anteriormente mencionada. De acuerdo a estos coeficientes es posible efectuar el cálculo de la sección que debería poseer la malla para resistir térmicamente los efectos del cortocircuito. Se presentan a continuación las tablas y figuras provistas por la Nota Técnica.

De acuerdo a esta tabla se obtiene que para nuestro caso (Pantalla Cobre, Cinta en Espiral):

- $K_1 = 4,41[\text{mm}^2/\text{kAs}^{1/2}]$.

Tabla 1: valores de la capacidad de carga por cortocircuito de las pantallas

Material de la pantalla	Constitución de la pantalla	Aislación	θ_1 (°C)	θ_2 (°C)	K_1 ($\frac{\text{mm}^2}{\text{kAs}^{1/2}}$)	K_2	$K_1 \cdot K_2$ ($\frac{\text{mm}^2}{\text{kAs}^{1/2}}$)	Constante de apantallamiento b	Espesor efectivo de la pantalla δ_e (mm)
Cobre	Capa concéntrica de alambres redondos	PVC	60	350	4,41	1,21	5,34	0,12	$0,8 \cdot D$
	Una cinta en espiral aplicada con intersticios (solamente como construcción especial)							0,12	δ
	Dos cintas aplicadas como en una armadura de fleje de acero							0,12	δ
	Varias cintas aplicadas en sentido longitudinal							0,12	
Acero	Arm. de alambres planos de acero		60	270	12,8	1,3	16,64	0,17	δ
Plomo	Envolt. de plomo	papel	70	200	24,2	1,62	39,2	0,38	δ
Aluminio	Envolt. de aluminio	impregna.	70	200	6,9	1,65	11,4	0,34	δ

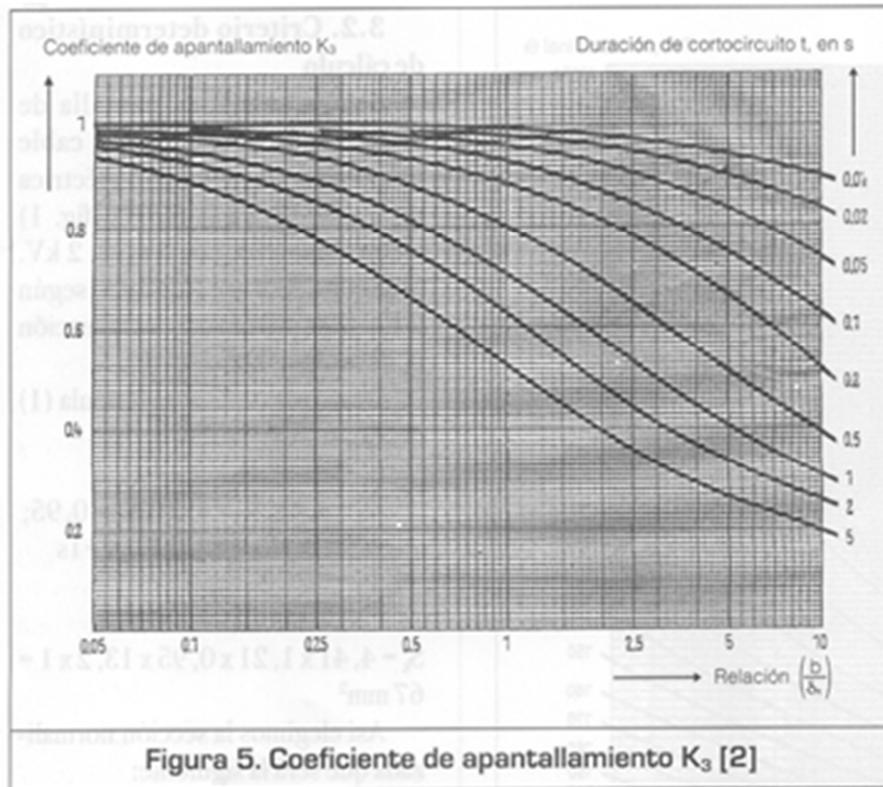
D Diámetro de los alambres
 δ Espesor de los elementos (cinta de cobre, armadura de alambres, envoltura metálica)

Constante del material K_1 y coeficiente de temperatura K_2 de la tabla 1

- $K_2 = 1,21$.
- $b = \text{Coef. Apantallamiento} = 0,12$.
- δ_k Espesor efectivo de la pantalla = 0.5 mm.

Obtención del coeficiente k_3 .

Este coeficiente se obtiene a partir del siguiente gráfico



Resulta evidente la necesidad de definir la relación del coeficiente de apantallamiento y el espesor efectivo de la malla. En este caso vale $0,12/0,5 = 0,24$. Entrando en la figura con esta relación y buscando la intersección con la curva de 0.1[s] se observa que:

- $K_3 = 0,95$

Una vez obtenidos todos los coeficientes se procede a realizar el cálculo según la ecuación anteriormente mencionada.

Sección efectiva de pantalla

$$q_k [mm^2] = 4.41 \times 1.21 \times 0.95 \times 3,641 \times \sqrt{0.130} = 6.655$$

Como conclusión la sección de pantalla adoptada será de 10 mm^2

La norma IRAM 2178^[10] establece que la resistencia eléctrica de las pantalla metálicas no debe ser superior a $3.3 \text{ } \Omega/\text{km}$ a $20 \text{ } ^\circ\text{C}$. Entonces se verificará si esta sección admite una resistencia menor que la fijada por la norma.

$$R_{\text{pantalla}} [\Omega/\text{km}] = \frac{\rho}{S} = \frac{17,241 [\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}]}{10 [\text{mm}^2]} = 1.724 [\Omega/\text{km}]$$

Se observa que la pantalla también verifica esta condición.

7.7.1 Pérdidas en pantalla.

Como se mencionó anteriormente se optó por la configuración de unir los dos extremos de la pantalla a tierra. Esto trae a consecuencia pérdidas en la pantalla ya que circula una corriente por la misma, debido a una tensión inducida al circular corriente por el conductor.

A continuación se procede a calcular dichas pérdidas según el método propuesto en el artículo "Dimensionamiento de cables".^[11]

La corriente de pérdidas es igual a:

$$I_p = U_i / Z_p$$

Siendo:

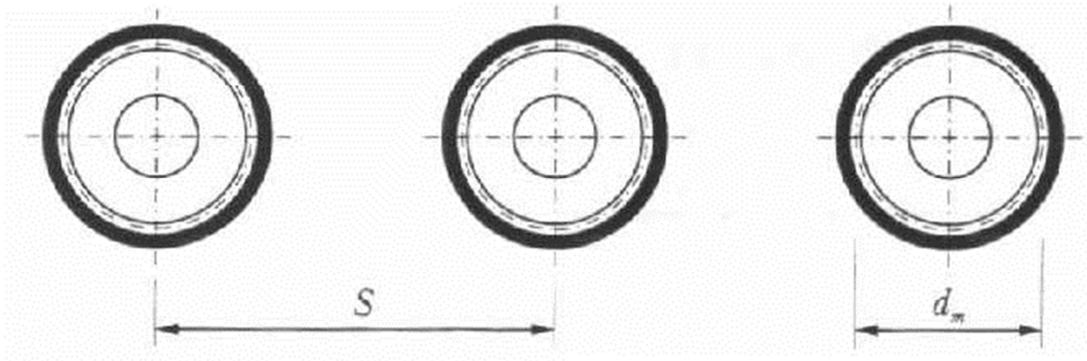
I_p : corriente de pérdidas en la pantalla. [A]

U_i : tensión inducida en la pantalla. [V]

Z_p : impedancia de la pantalla [Ω]

La tensión inducida en la pantalla depende de la disposición de los cables.

Como en este caso es coplanar (o también llamado napa) la fórmula correspondiente es la siguiente:



$$| U_{iR} | = | U_{iT} | = \omega * I_c * 1 \times 10^{-4} \sqrt{(0.5 * \ln(S / d_m))^2 + (0.866 * \ln(S / d_m))^2}$$

$$| U_{iS} | = \omega * I_c * 2 * \ln\left(2 * \frac{S}{d_m}\right) * 1 \times 10^{-4}$$

Dónde:

U_{iR} , U_{iS} , U_{iT} : tensiones inducidas en las fases R, S y T [V/km].

$\omega = 2\pi * f$, frecuencia angular [rad/seg].

I_c = corriente por el conductor [A].

S = distancia entre conductores, medida desde el centro del cable [mm].

d_m = diámetro exterior [mm].

Los valores que toman estos parámetros serán para el peor caso que es para el tramo más largo E.T Valeria del Mar-C.TN⁰¹, para la condición de emergencia I.

$\omega = 2\pi * 50$ [rad/seg].

$I_c = 404.343$ [A].

$S = 80$ [mm], cables separados un diámetro.

$d_m = 40$ [mm].

$| U_{iR} | = | U_{iT} | = 8.8$ [V/km].

$| U_{iS} | = 35.22$ [V/km].

La distancia que hay desde la E.T Valeria hasta la C.T N⁰¹ es de 4 km entonces las tensiones inducidas serán de:

$| U_{iR} | = | U_{iT} | = 8.8 * 4 = 35.2$ [V]

$| U_{iS} | = 35.22 * 4 = 140.8$ [V]

La impedancia de la pantalla se calcula de la siguiente manera:

$$Z_p = \frac{\rho * l}{s} = \frac{17,241 [\Omega * \frac{mm^2}{km}] * 4 [km]}{10 [mm^2]} = 6.896 [\Omega]$$

Entonces la corriente inducida en la pantalla es

En las fases R y T:

$$I_p = \frac{35.2 [V]}{6.896 [\Omega]} = 5.104 [A]$$

En las fase S:

$$I_p = \frac{140.8[V]}{6.896 [\Omega]} = 20.417 [A]$$

Por ultimo las pérdidas se calculan de la siguiente manera

$$Perd = \frac{2 * U_i R^2 + U_i S^2}{Z_p} = \mathbf{2897.262 [W]}$$

Las pérdidas por metro serían de 0.724 [W/m]

Las pérdidas por unidad de tiempo serian 2897.262 [W.seg/] = 2897.262 [Joule]

La energía de la pantalla es la siguiente.

$$\text{Energía pantalla} = Qk^2 / (k_1 \times k_2 \times k_3)^2 = 3.891 [kA^2 \cdot \text{seg}]$$

Para poder compararlo será necesario expresar la energía admisible de la pantalla en Joule.

Esto se obtiene multiplicando los $kA^2 \cdot \text{seg}$ por Z_p [ohm] [ya que $A^2 \cdot \text{Ohm} \cdot t = \text{Joule}$

Entonces la energía de la pantalla expresada en joules resulta

$$\text{Energía pantalla [Joules]} = 3.891 [kA^2 \cdot \text{seg}] * 6.896 \Omega = \mathbf{26.835 [kJoule]}$$

Como conclusión la energía de pérdidas en la pantalla es muy inferior a la admisible por esta, por lo cual no ocasiona grandes riesgos el conexionado de ambos extremos a tierra.

8. Red de Distribución Secundaria B.T.

En este apartado se mostrarán los resultados de los cálculos necesarios para el diseño de la red de baja tensión.

Diseño de la red de B.T.

Para determinar las secciones de cada circuito de esta red se debe tener en cuenta los siguientes ítems:

- ✓ Corriente nominal.
- ✓ Caída de tensión
- ✓ Verificación contra cortocircuitos.
- ✓ Verificación contra sobrecargas.

8.1. Caída de Tensión

A continuación se muestran las corrientes que circularán por las redes de baja tensión para cada sector.

Caída de tensión sector Barrio Privado

Circuitos del C.T N°1

Pot. Trafo [KVA]	Ucc %	Ur%	Ux	Caída plena carga
315	4	1,3	3,783	3,098

Caída Línea M.T [%]
1,874

Se utilizaron cables unipolares PVC de Aluminio.

Nomenclatura:

B# :Buzón (o gabinete). El signo numeral indica el número asignado al gabinete.

P#: Pilar (acometida usuario). El signo numeral indica el número asignado al pilar

Circuitos salida C.T N°1						
Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Sección [mm2]	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
B1	CTN°1- B1	92,376	85	120	1,137	6,109
B2	CTN°1- B2	115,470	72	120	1,204	6,176
B3	CTN°1- B3	86,602	75	120	0,941	5,912
B4	CTN°1- B4	115,4704	65	120	1,087	4,185

Buzón 1- circuito 1						
Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Sección	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
P1	P2-P1	11,547	40	50	0,147	7,461
P2	P3-P2	23,094	40	50	0,294	7,314
P3	P4-P3	34,641	40	50	0,441	7,020
P4	B1-P4	46,188	32	50	0,470	6,580

Buzón 1- circuito 2						
Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Sección	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
P18	P17-P18	11,547	40	50	0,147	7,167
P17	P16-P17	23,094	32	50	0,235	7,020
P16	P15-P16	34,641	32	50	0,353	6,785
P15	B1-P15	46,188	22	50	0,323	6,433

Buzón 2- circuito 1						
Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Sección	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
P9	P8-P9	11,547	34	50	0,125	7,701
P8	P7-P8	23,094	33	50	0,242	7,576
P7	P6-P7	34,641	34	50	0,375	7,333
P6	P5-P6	46,188	32	50	0,470	6,959
P5	B2-P5	57,735	17	50	0,312	6,489

Buzón 2- circuito 2						
Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Sección	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
P10	P11-P10	11,547	34	50	0,125	7,701
P11	P12-P11	23,094	34	50	0,242	7,576
P12	P13-P12	34,641	38	50	0,375	7,333
P13	P14-P13	46,188	35	50	0,470	6,959
P14	B2-P14	57,735	17	50	0,312	6,489

Buzón 3- circuito 1						
Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Sección	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
P19	P20-P19	11,547	43	50	0,158	6,855
P20	P21-P20	23,094	36	50	0,264	6,697
P21	P22-921	34,641	18	50	0,198	6,433
P22	B3-P22	40,415	25	50	0,321	6,234

Buzón 3- circuito 2						
Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Sección	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
P37	P36-P37	11,547	34	50	0,125	6,949
P36	P35-P36	23,094	32	50	0,235	6,824
P35	P34-P33	34,641	32	50	0,353	6,589
P34	B3-P34	46,188	22	50	0,323	6,236

Buzón 4- circuito 1						
Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Seccion	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
P28	P29-P28	5,774	18	50	0,033	5,944
P29	P30-P29	17,321	30	50	0,165	5,911
P30	P31-P30	28,868	30	50	0,275	5,746
P31	P32-P31	40,415	30	50	0,386	5,471
P32	P33-P32	51,962	30	50	0,496	5,085
P33	B4-P33	63,509	20	50	0,404	4,589

Buzón 4- circuito 2						
Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Seccion	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
P27	P26-P27	5,774	22	50	0,040	5,691
P26	P25-P26	17,321	40	50	0,220	5,651
P25	P24-P25	28,868	40	50	0,367	5,430
P24	P23-P22	40,415	40	50	0,514	5,063
P23	B4-P23	51,962	22	50	0,364	4,549

Circuitos del C.T Nº2

Pot. Trafo [KVA]	Ucc %	Ur%	Ux	Caída plena carga
200	4	1,3	3,783	3,097

Caída línea M.T [%]
1,867

Circuitos salida C.T N°2						
Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Sección [mm2]	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
B5	CTN°3-B5	115,470	100	120	1,673	6,638
B6	CTN°3-B6	92,376	115	120	1,539	6,504
Buzón 5 -circuito 1						
Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Sección [mm2]	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
P38	P39-P38	11,547	36	70	0,095	7,989
P39	P40-P39	23,094	36	70	0,190	7,894
P40	P41-P40	34,641	32	70	0,253	7,704
P41	P42-P41	46,188	32	70	0,338	7,451
P42	B5-P42	57,735	36	70	0,475	7,113
Buzón 5 -circuito 2						
Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Sección [mm2]	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
P56	P55-P56	11,547	32	70	0,084	7,652
P55	P54-P55	23,094	32	70	0,169	7,567
P54	P53-P54	34,641	34	70	0,269	7,398
P53	P22-P53	46,188	34	70	0,359	7,129
P52	B5-P52	57,735	10	70	0,132	6,770
Buzón 6-circuito 1						
Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Sección [mm2]	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
P47	P46-P47	5,774	17	70	0,022	7,417
P46	P45-P46	17,321	33	70	0,131	7,395
P45	P44-P45	28,868	33	70	0,218	7,264
P44	P43-P44	40,415	33	70	0,305	7,047
P43	B6-P43	51,962	20	70	0,238	6,742
Buzón 6-circuito 2						
Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Sección [mm2]	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
P48	P49-P48	5,774	20	70	0,026	7,000
P49	P50-P49	17,321	37	70	0,147	6,974
P50	P51-P50	28,868	35	70	0,231	6,827
P51	B6-P51	40,415	10	70	0,092	6,596

Circuitos del C.T N°3

Pot. Trafo [KVA]	Ucc %	Ur%	Ux	Caída plena carga
250	4	1,3	3,782	3,098

Caída línea M.T [%]
1,87

Circuitos salida C.T N°3						
Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Sección [mm2]	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
B7	CTN°4-B7	127,017	50	120	0,920	5,888
B8	CTN°4-B8	127,017	53	120	0,975	5,943
B9	CTN°4-B9	86,603	70	120	0,878	5,846

Buzón 7-circuito 1						
Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Sección [mm2]	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
P61	P62-P61	5,774	22	35	0,053	6,848
P62	P63-P62	17,321	37	35	0,268	6,795
P63	P64-P61	28,868	32	35	0,386	6,527
P64	B7-P64	40,415	15	35	0,253	6,141

Buzón 7-circuito 2						
Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Sección [mm2]	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
P60	P59-P60	5,774	19	35	0,046	7,265
P59	P58-P59	17,321	34	35	0,246	7,220
P58	P57-P58	28,868	34	35	0,410	6,974
P57	B7-P57	40,415	40	35	0,676	6,563

Buzón 7-circuito 3						
Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Sección [mm2]	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
P68	P67-P68	11,547	38	35	0,183	7,997
P67	P66-P67	23,094	34	35	0,328	7,813
P66	P65-	34,641	37	35	0,536	7,485

	P66					
P65	B7- P65	46,188	55	35	1,062	6,949

Buzón 8-circuito 1						
Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Sección [mm2]	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
P69	P70- P69	11,547	34	35	0,164	8,115
P70	P71- P70	23,094	34	35	0,328	7,950
P71	P72- P71	34,641	38	35	0,550	7,622
P72	P73- P72	46,188	46	35	0,888	7,072
P73	B8- P73	57,735	10	35	0,241	6,184

Buzón 8-circuito 2						
Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Sección [mm2]	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
P87	P86- P87	11,547	30	50	0,110	8,128
P86	P85- P86	23,094	30	50	0,220	8,018
P85	P84- P85	34,641	30	50	0,331	7,798
P84	P83- P84	46,188	30	50	0,441	7,467
P83	P82- P83	57,735	29	50	0,533	7,026
P82	B8- P82	69,282	25	50	0,551	6,494

Buzón 9-circuito 1						
Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Sección [mm2]	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
P77	P76- P77	5,774	20	35	0,048	6,671
P76	P75- P76	17,321	32	35	0,232	6,623
P75	P74- P75	28,868	34	35	0,410	6,391
P74	B9- P82	40,415	8	35	0,135	5,981

Buzón 9-circuito 2						
Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Sección [mm2]	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
P78	P79- P78	11,547	36	35	0,174	7,226
P79	P80-	23,094	30	35	0,290	7,052

	P79					
P80	P81- P80	34,641	30	35	0,434	6,763
P81	B9- P81	46,188	25	35	0,483	6,329

Caída de tensión sector Viviendas Multifamiliares

Circuitos del C.T N°16

Pot. Trafo [kVA]	Ucc %	Ur%	Ux	Caida plena carga
400	4	1,2	3,816	3,030

Caída Línea M.T [%]
1,811

Circuitos salida C.T N°16						
Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Sección [mm2]	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
P134	C.T.N°16- P134	107,02 1	22	50	0,731	5,572
P128	C.T.N°16- P128	107,02 1	192	120	2,904	7,745
P135	C.T.N°16- P135	107,02 1	80	50	2,657	7,498
B136	C.T.N°16- P136	107,02 1	250	185	2,742	7,583
P141	C.T.N°16- P141	53,511	330	120	2,496	7,337

Circuitos del C.T N°17

Pot. Trafo [kVA]	Ucc %	Ur%	Ux	Caida plena carga
630	4	1,3	3,783	3,098

Caída Línea M.T [%]
1,829

Circuitos salida C.T N°17						
Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Sección [mm2]	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
P129	C.T.N°17-P129	53,511	255	70	3,043	7,971
P130	C.T.N°17-P130	53,511	187	70	2,232	7,159
P131	C.T.N°17-P131	53,511	180	70	2,148	7,076
P132	C.T.N°17-P132	107,02 1	84	70	2,005	6,932
P133	C.T.N°17-P133	107,02 1	78	70	1,862	6,789
P137	C.T.N°17-P136	107,02 1	235	150	3,043	7,971
P138	C.T.N°17-P137	107,02 1	240	150	3,108	8,036
P139	C.T.N°17-P138	107,02 1	78	70	1,862	6,789
P140	C.T.N°17-P139	107,02 1	72	70	1,719	6,646

Circuitos del C.T N°20

Pot. Trafo [kVA]	Ucc %	Ur%	Ux	Caída plena carga
400	4	1,2	3,816	3,030

Caída Línea M.T [%]
1,729

Circuitos salida C.T N°20						
Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Sección [mm2]	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
P142	C.T.N°20-P142	113,316	225	150	3,085	7,845
P144	C.T.N°20-P144	113,316	140	95	2,737	7,496
P147	C.T.N°20-P147	113,316	8	70	0,202	4,961
P152	C.T.N°20-P152	56,658	70	50	1,231	5,990
P153	C.T.N°20-P153	113,316	140	95	2,737	7,496
P154	C.T.N°20-P154	56,658	218	95	2,755	7,514

Circuitos del C.T N°21

Pot. Trafo [kVA]	Ucc %	Ur%	Ux	Caida plena carga
400	4	1,2	3,816	3,030

Caída Línea M.T [%]
1,736

Circuitos salida C.T N°21						
Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Sección [mm2]	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
P143	C.T.N°21-P143	113,316	182	120	2,915	7,682
P145	C.T.N°21-B145	56,658	85	35	1,964	6,730
P146	C.T.N°21-P164	56,658	85	35	1,964	6,730
P151	C.T.N°21-B151	113,316	180	120	2,883	7,650
P150	C.T.N°21-P150	56,658	110	35	2,541	7,308
P149	C.T.N°21-B149	56,658	80	35	1,848	6,615
P148	C.T.N°21-P148	56,658	90	35	2,079	6,846

Circuitos del C.T N°8

Pot. Trafo [kVA]	Ucc %	Ur%	Ux	Caida plena carga
100	4	1,2	3,816	3,030

Caída Línea M.T [%]
1,609

Circuitos salida C.T N°8						
Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Sección [mm2]	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
P155	C.T.N°8-P155	107,021	20	50	0,664	5,304

Circuitos del C.T N°9

Pot. Trafo [kVA]	Ucc %	Ur%	Ux %	Caida plena carga
200	4	1,2	3,816	3,030

Caída Línea M.T [%]
1,622

Circuitos salida C.T N°9						
Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Sección [mm2]	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
P156	C.T.N°9-P156	258,110	20	150	0,625	5,277

Circuitos del C.T N°10

Pot. Trafo [kVA]	Ucc %	Ur%	Ux%	Caida plena carga
200	4	1,2	3,816	3,030

Caída Línea M.T [%]
1,633

Circuitos salida C.T N°10						
Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Sección [mm2]	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
P157	C.T.N°10-P157	225,307	80	120	2,548	7,211
P158	C.T.N°10-P158	112,654	80	50	2,797	7,460

Sector Chacras

Circuitos del C.T N°14

Pot. Trafo [KVA]	Ucc %	Ur%	Ux %	Caida plena carga
160	4	1,2	3,816	3,030

Caída Línea M.T [%]
1,461

Circuitos salida C.T N°14						
Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Sección [mm2]	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
P88	C.T N°14-P88	23,094	400	70	2,112	6,603
P89	P89-P88	11,547	200	70	2,112	6,603
P90	P91-P90	11,547	200	70	0,528	7,025
P91	C.T N°14-P91	23,094	380	70	2,006	6,497
P92	C.T N°14-P92	23,094	178	35	1,718	6,209
P93	P92-P93	11,547	205	35	0,989	7,198
P94	P94-P95	11,547	200	35	0,965	7,212
P95	C.T N°14-P95	23,094	182	35	1,757	6,247
P96	C.T N°14-P96	17,321	380	35	2,751	7,241
P97	P97-P96	11,547	102	35	0,492	7,734
P98	P99-P98	5,774	100	35	0,241	7,360
P99	C.T N°14-P99	17,321	363	35	2,628	7,118
P100	C.T N°14-P100	17,321	163	35	1,180	5,671
P101	P101-P100	11,547	128	35	0,618	6,288
P102	P103-P102	5,774	128	35	0,309	6,030
P103	C.T N°14-P103	17,321	170	35	1,231	5,721

Circuitos del C.T N°13

Pot. Trafo [KVA]	Ucc %	Ur%	Ux %	Caída plena carga
160	4	1,2	3,816	3,030

Caída Línea M.T [%]
1,491

Circuitos salida C.T N°13						
Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Sección [mm2]	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
B10	C.T N°13-B10	46,188	178	120	1,191	5,712
B11	C.T N°13-B11	46,188	390	185	1,892	6,413
B12	C.T N°13-	46,188	163	120	1,091	5,612

	B12					
B13	C.T N°13- B13	46,188	360	185	1,747	6,268

Buzón 10-circuito 1						
Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Sección [mm2]	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
P110	P111- P110	11,547	17	35	0,082	6,759
P111	B10- P111	23,094	117	35	0,965	6,677
Buzón 10-circuito 2						
Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Sección [mm2]	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
P110	P106- P107	11,547	17	35	0,082	7,567
P111	B11-P107	23,094	116	35	1,072	7,485
Buzón 11-circuito 1						
Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Sección [mm2]	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
P106	P106- P107	11,547	17	35	0,082	7,567
P107	B11-P107	23,094	116	35	1,072	7,485
Buzón 11-circuito 2						
Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Sección [mm2]	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
P104	P104- P105	11,547	19	35	0,092	7,470
P105	B11-P105	23,094	100	35	0,965	7,378
Buzón 12-circuito 1						
Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Sección [mm2]	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
P113	P112- P113	11,547	17	35	0,082	6,543
P112	B12-P112	23,094	88	35	0,849	6,461
Buzón 12-circuito 2						
Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Sección [mm2]	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
P115	P114- P115	11,547	17	35	0,082	6,852
P114	B12-P114	23,094	120	35	1,158	6,770
Buzón 13-circuito 1						
Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Sección [mm2]	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
P118	P118- P119	11,547	18	35	0,087	7,416
P119	B13-P119	23,094	110	35	1,062	7,329
Buzón 13-circuito 2						

Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Sección [mm2]	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
P117	P116-P117	11,547	18	35	0,087	7,320
P116	B13-P116	23,094	100	35	0,965	7,233

Circuitos del C.T N°14

Pot. Trafo [kVA]	Ucc %	Ur%	Ux %	Caída plena carga
160	4	1,2	3,816	3,030

Caída Línea M.T [%]
1,501

Circuitos salida C.T N°12						
Destino	Tramo	I nom [A]	Long [m]	Sección [mm2]	Caída Tramo [%]	Caída Tot [%]
P122	P122-P123	11,547	125,000	50	0,459	6,853
P123	C.T.N°12-P123	23,094	253,000	50	1,858	6,394
P124	C.T.N°12-P124	23,094	244,000	50	1,792	6,327
P125	P124-P125	11,547	208,000	50	0,764	7,091
P126	P126-P127	11,547	210,000	50	0,771	7,216
P127	C.T.N°12-P127	23,094	260,000	50	1,910	6,445

8.2 Corrientes de cortocircuito.

Se calcularán las corrientes de cortocircuitos trifásico (I_{k3}), bifásico (I_{k2}) y monofásico (fase-neutro) (I_{k1}).

Las fórmulas utilizadas para el cálculo fueron las siguientes:

Cortocircuito monofásico (fase-neutro)

$$I_{k1} = \frac{c * \sqrt{3} * U_n}{|Z_1 + Z_2 + Z_0|}$$

Siendo:

Un: tensión de línea

C=1.05

Z₁: impedancia de secuencia directa

Z₂: impedancia de secuencia inversa

Z₀: impedancia de secuencia cero

Cortocircuito bifásico

$$I_{k1} = \frac{c * U_n}{|Z_1 + Z_2|}$$

Siendo:

Un: tensión de línea

C=1.05

Z₁: impedancia de secuencia directa

Z₂: impedancia de secuencia inversa

Cortocircuito trifásico

$$I_{k3} = \frac{c * U_n}{\sqrt{3} * |Z_1|}$$

Siendo:

Un: tensión de línea.

C=1.05

Z₁: impedancia de secuencia directa

Impedancias de los distintos elementos de la red

Impedancia de Red

$$|Z_Q| = 1,1 \times \frac{U_n^2}{S_k}$$

Siendo:

Un: tensión nominal de línea

Sk^{''}: potencia de cortocircuito de la red.

Impedancia de Línea

$$Z_{\text{Línea}} = R[\Omega/\text{km}] * L[\text{km}] + j * X_{\text{Línea}} [\Omega/\text{km}] * L[\text{km}]$$

siendo

R: resistencia del conductor

X: reactancia inductiva

L: longitud

Impedancia del Transformador

$$|Z_T| = \frac{U_{cc} \% \times U_n^2}{100 \times S_n}$$

$$|R_T| = \frac{U_r \% \times U_n^2}{100 \times S_n}$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}$$

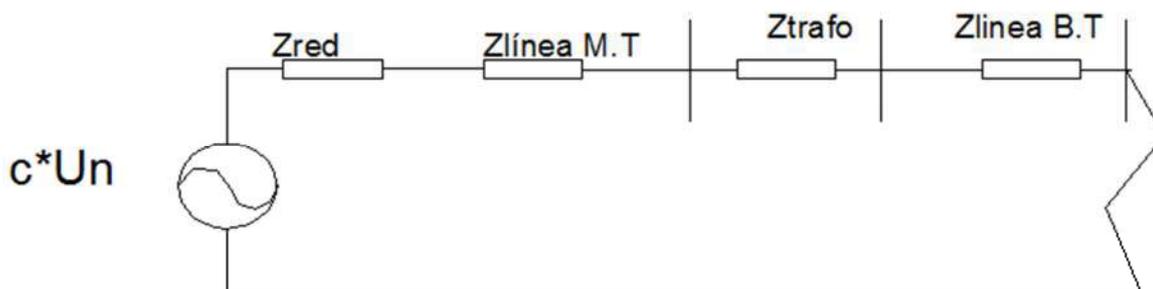
Siendo

Ucc%. Tensión de cortocircuito porcentual

Ur%: caída de tensión óhmica

Para el cálculo se refieren todos los elementos a 0.4 kV, es decir la impedancia de la red y la impedancia de la línea M.T se refieren a baja tensión.

El circuito equivalente resultaría el siguiente:



Sector Barrio cerrado

Impedancias de línea M.T (referidas a B.T)		
Tramo	$R_{l_{MT}} 20^{\circ}C$ [ohm]	$X_{l_{M.T}}$ [ohm]
S.E Valeria-C.T.Nº1	4.583E-04	4.58E-04
C.T Nº1-C.T Nº2	4,5833E-05	6,685E-05
C.T Nº2-C.T Nº3	5,79E-05	8,46E-05
C.T Nº3-C.T Nº4	1,72E-05	2,51E-05

Impedancia trafo			
Centro	Z [ohm]	R [ohm]	X [ohm]
C.TNº1	0,02031746	5,4825E-05	0,02031739
C.TNº3	0,032	0,000096	0,03199986
C.TNº4	0,0256	0,00007168	0,0255999

Impedancia de circuitos C.T-Buzones				
Tramo	Longitud [m]	R 70°C [ohm/km]	R 20°C [ohm]	X [ohm]
CTNº1- B1	85	0,305	0,020	0,012
CTNº1- B2	72	0,305	0,017	0,010
CTNº1 B3	75	0,305	0,018	0,011
CTNº1- B4	65	0,305	0,015	0,009
CTNº3- B5	100	0,305	0,024	0,014
CTNº3- B6	115	0,305	0,027	0,016
CTNº4- B7	50	0,305	0,012	0,007
CTNº4- B8	53	0,305	0,013	0,008
CTNº4- B9	70	0,305	0,017	0,010

Nivel de Cortocircuito en Barras del Centro de Transformación						
Barra	R tot [ohm]	X tot [ohm]	Z tot [ohm]	I_{k3} [kA]	I_{k2} [kA]	I_{k1} [kA]
C.T Nº1	0,0005	0,0208	0,0208	11,6681	10,1049	12,0705
C.TNº3	0,0007	0,0326	0,0326	7,4346	6,4385	7,6909

C.TN ⁰⁴	0,0007	0,0262	0,0262	9,2401	8,0022	9,5588
--------------------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Nivel de Cortocircuito en Buzones						
Buzón	R tot [ohm]	Xtot [ohm]	Z tot [ohm]	Ik3[kA]	Ik2[kA]	Ik1[kA]
B1	0,0207	0,0329	0,0389	6,2315	5,3967	3,5469
B2	0,0176	0,0311	0,0357	6,7868	5,8775	4,0331
B3	0,0184	0,0315	0,0365	6,6513	5,7602	3,9100
B4	0,0160	0,0301	0,0341	7,1214	6,1673	4,3509
B5	0,0244	0,0469	0,0529	4,5842	3,9700	3,8841
B6	0,0280	0,0491	0,0565	4,2926	3,7175	3,3967
B7	0,0125	0,0334	0,0357	6,7993	5,8884	4,7706
B8	0,0133	0,0338	0,0363	6,6764	5,7820	4,6098
B9	0,0173	0,0362	0,0402	6,0377	5,2288	3,8558

Nivel de Cortocircuito en Pilares más alejados						
Pilar	R tot [ohm]	Xtot [ohm]	Z tot [ohm]	Ik3[kA]	Ik2[kA]	Ik1[kA]
P1	0,138	0,056	0,149	1,630	1,412	0,819
P9	0,133	0,054	0,144	1,688	1,462	0,839
P10	0,139	0,055	0,150	1,619	1,402	0,800
P18	0,118	0,052	0,129	1,883	1,631	0,968
P19	0,112	0,050	0,123	1,972	1,708	1,027
P27	0,033	0,033	0,047	5,170	4,477	1,207
P28	0,138	0,054	0,148	1,640	1,420	0,805
P37	0,035	0,035	0,050	4,889	4,234	1,507
P38	0,116	0,072	0,136	1,779	1,541	0,947
P47	0,100	0,069	0,122	1,994	1,727	1,127
P48	0,082	0,064	0,104	2,329	2,017	1,401
P56	0,100	0,068	0,121	2,011	1,742	1,110
P60	0,145	0,053	0,154	1,574	1,364	0,700
P61	0,123	0,050	0,132	1,831	1,585	0,829
P68	0,183	0,059	0,192	1,261	1,092	0,548
P69	0,182	0,059	0,191	1,270	1,099	0,554
P77	0,115	0,051	0,126	1,928	1,670	0,908
P78	0,055	0,042	0,069	3,521	3,049	0,980
P87	0,147	0,060	0,159	1,524	1,320	0,739

Sector Chacras

Impedancias de línea M.T (referidas a B.T)		
Tramo	R _{MT} 20°C [ohm]	X _{MT} [ohm]
E.T Valeria-C.T.N ⁰¹	4,5E-04	6,68E-04
C.T N ⁰¹ -C.T N ⁰¹⁴	6,70E-05	9,77E-05
C.T N ⁰¹⁴ -C.T N ⁰¹³	1,44E-04	2,11E-04

C.T N°13-C.T N°12	1.28E-04	1,87E-04
-------------------	----------	----------

Impedancia trafo			
Centro	Z [ohm]	r [ohm]	X [ohm]
C.T.N°12	0,04	0,000125	0,039
C.T.N°13	0,04	0,000125	0,039
C.T.N°14	0,04	0,000125	0,0399

Impedancia de circuitos C.T-Buzones				
Tramo	longitud[m]	R 70°C [ohm/km]	R 20°C [ohm]	X [ohm]
C.T N°13-B10	178	0,305	0,042	0,025
C.T N°13-B11	390	0,198	0,060	0,055
C.T N°13-B12	163	0,305	0,039	0,023
C.T N°13-B13	360	0,198	0,056	0,051

Nivel de Cortocircuito en Barras del Centro de Transformación						
Barra	R tot [ohm]	X tot [ohm]	Z tot [ohm]	Ik3 [kA]	Ik2 [kA]	Ik1 [kA]
C.T.N°14	0,001	0,041	0,041	5,948	5,151	6,153
C.T.N°13	0,001	0,041	0,041	5,917	5,124	6,121
C.T.N°12	0,001	0,041	0,041	5,889	5,100	6,092

Nivel de Cortocircuito en Buzones						
Buzón	R tot [ohm]	Xtot [ohm]	Z tot [ohm]	Ik3 [kA]	Ik2 [kA]	Ik1 [kA]
B10	0,043	0,066	0,079	3,061	2,651	1,716
B11	0,061	0,096	0,114	2,132	1,847	1,083
B12	0,040	0,064	0,075	3,212	2,782	1,841
B13	0,056	0,092	0,108	2,252	1,950	1,161

Nivel de Cortocircuito en Pilares más alejados						
Pilar	R tot [ohm]	Xtot [ohm]	Z tot [ohm]	Ik3[kA]	Ik2[kA]	Ik1[kA]
P89	0,319	0,089	0,331	0,732	0,634	0,318
P90	0,308	0,086	0,320	0,757	0,656	0,329
P94	0,398	0,060	0,403	0,602	0,522	0,245
P93	0,399	0,060	0,404	0,601	0,520	0,244
P97	0,502	0,075	0,508	0,478	0,414	0,234
P98	0,482	0,072	0,488	0,497	0,430	0,202
P101	0,304	0,046	0,307	0,790	0,684	0,321
P102	0,311	0,047	0,314	0,771	0,668	0,314
P104	0,185	0,114	0,217	1,116	0,967	0,479
P106	0,199	0,116	0,231	1,050	0,910	0,448
P108	0,165	0,084	0,185	1,309	1,134	0,567
P110	0,182	0,087	0,202	1,199	1,039	0,515

P113	0,149	0,080	0,169	1,434	1,242	0,594
P115	0,182	0,085	0,201	1,206	1,044	0,597
P117	0,179	0,110	0,210	1,154	0,999	0,481
P118	0,190	0,111	0,220	1,103	0,955	0,686
P121	0,260	0,092	0,276	0,880	0,762	0,402
P122	0,292	0,099	0,308	0,787	0,681	0,358
P125	0,349	0,110	0,366	0,663	0,574	0,300
P126	0,363	0,113	0,380	0,638	0,553	0,289

Sectores Mmd A y Mmd B (Viviendas multifamiliares)

Impedancias de línea M.T (referidas a B.T)		
Tramo	$Rl_{MT} 20^{\circ}C$ [ohm]	$Xl_{M.T}$ [ohm]
E.T Pinamar-C.TN ^o 16	2,65E-0.4	3,63E-0.5
C.T N ^o 16-C.T N ^o 17	1,13E-0.4	7,6878E-05
C.T N ^o 16-C.T N ^o 20	9,51E-05	1,38E0.5
C.T N ^o 20-C.T N ^o 21	3,03E-05	4,4288E-05

Impedancias Trafo			
Centro	Z [ohm]	r [ohm]	X [ohm]
C.T.N ^o 16	0,0180	0,00005	0,0180
C.T.N ^o 17	0,0102	0,00002	0,0102
C.T.N ^o 20	0,0160	0,00004	0,0160
C.T.N ^o 21	0,0160	0,00004	0,0160

Nivel de Cortocircuito en Barras del Centro de Transformación						
Barra	R tot [ohm]	Xtot [ohm]	Z tot [ohm]	Ik3 [kA]	Ik2 [kA]	Ik1 [kA]
C.T.N ^o 16	0,0003	0,018	0,018	13,203	11,434	13,658
C.T.N ^o 17	0,0003	0,011	0,011	22,867	19,804	23,656
C.T.N ^o 20	0,0004	0,017	0,017	14,621	12,662	15,125
C.T.N ^o 21	0,0005	0,017	0,017	14,581	12,628	15,084

Nivel de Cortocircuito Pilares						
Pilar	R tot [ohm]	Xtot [ohm]	Z tot [ohm]	Ik3 [kA]	Ik2 [kA]	Ik1 [kA]
P128	0,059	0,046	0,075	3,250	2,815	1,646
P129	0,017	0,035	0,039	6,171	5,344	1,156
P130	0,099	0,038	0,106	2,277	1,972	1,010
P131	0,096	0,037	0,103	2,362	2,046	1,049
P132	0,045	0,023	0,050	4,814	4,169	2,209
P133	0,042	0,022	0,047	5,143	4,454	2,373
P134	0,059	0,069	0,091	2,671	2,314	2,243
P135	0,062	0,031	0,069	3,513	3,042	1,661
P136	0,050	0,054	0,073	3,314	2,870	1,662

P137	0,059	0,069	0,091	2,671	2,314	1,532
P138	0,060	0,045	0,075	3,239	2,805	1,659
P139	0,042	0,022	0,047	5,143	4,454	2,373
P140	0,038	0,021	0,044	5,520	4,780	2,563
P141	0,101	0,066	0,120	2,014	1,745	0,983
P142	0,056	0,049	0,074	3,257	2,821	1,722
P143	0,056	0,043	0,070	3,446	2,984	1,248
P144	0,055	0,037	0,066	3,656	3,166	1,728
P145	0,089	0,030	0,094	2,588	2,241	1,087
P146	0,089	0,030	0,094	2,588	2,241	1,087
P147	0,005	0,018	0,018	13,207	11,437	9,529
P148	0,094	0,030	0,099	2,452	2,124	1,027
P149	0,084	0,029	0,089	2,739	2,372	1,154
P150	0,115	0,034	0,120	2,026	1,755	0,843
P151	0,055	0,042	0,070	3,478	3,012	1,757
P152	0,054	0,027	0,061	3,990	3,455	1,462
P153	0,055	0,037	0,066	3,656	3,166	1,728
P154	0,116	0,049	0,126	1,928	1,670	0,997

Sectores Mmb A, Mmb B y Mmb C (Viviendas multifamiliares)

Impedancias de línea M.T (referidas a B.T)		
Tramo	$R_{l_{MT}} 20^{\circ}C$ [ohm]	$X_{l_{M.T}}$ [ohm]
E.T Valeria-C.T.Nº8	6,27E-0.4	9,16E-.04
C.T Nº8-C.T Nº9	4,52599E-05	6,6015E-05
C.T Nº9-C.T Nº10	7,03534E-05	0,00010262

Impedancias Trafo			
Centro	Z [ohm]	r [ohm]	X [ohm]
C.T.Nº8	0,0640	0,0002	0,0640
C.T.Nº9	0,0320	0,0001	0,0320
C.T.Nº10	0,0256	0,0001	0,0256

Nivel de Cortocircuito Pilares						
Pilar	R tot [ohm]	Xtot [ohm]	Z tot [ohm]	Ik3 [kA]	Ik2 [kA]	Ik1 [kA]
P155	0,017	0,004	0,018	13,779	11,933	11,282
P156	0,006	0,036	0,036	6,673	5,779	6,092
P157	0,026	0,038	0,046	5,287	4,579	3,895
P158	0,063	0,039	0,074	3,288	2,847	2,667

8.3. Verificación contra sobrecarga.

Elementos de protección utilizados en red distribución secundaria

Se recuerda que se usaron fusibles de rápida acción NH para proteger o los circuitos de salida del cuadro de baja tensión del transformador, los circuitos de salida de los buzones y también en los pilares.

La característica de funcionamiento del fusible y de los interruptores termomagnéticos contra sobre carga debe cumplir dos condiciones:

a) $I_b \leq I_n \leq I_z$

Siendo

I_b : Corriente de proyecto o de carga estimada

I_z : Corriente admisible por el conductor en régimen permanente

I_n : Corriente nominal del fusible

b) $I_2 \leq 1.45 * I_z$

Siendo

I_2 : Corriente que asegura el efectivo funcionamiento del fusible en el tiempo convencional en las condiciones definidas.

Este valor de I_2 depende del elemento de protección. Para el caso de fusibles gG como los utilizados las corrientes I_2 son:

I_n [A]	I_2 [A]	Tiempo convencional [min]
$I_n \leq 4$	$2.1 * I_n$	60
$4 < I_n \leq 16$	$1.9 * I_n$	60
$16 < I_n \leq 63$	$1.6 * I_n$	60
$63 < I_n \leq 160$	$1.6 * I_n$	120
$160 < I_n \leq 400$	$1.6 * I_n$	180

Sector Barrio Privado

Circuitos salida C.T.Nº1						
Destino	Tramo	I_b [A]	I_{nom} fus [A]	I_2	I_z	Verifica
B1	CTNº2- B1	92,376	100	160	176,8	si
B2	CTNº2- B2	115,470	125	200	176,8	si
B3	CTNº2- B3	86,603	100	160	176,8	si
B4	CTNº2- B4	115,470	125	200	176,8	si
Circuitos salida Buzón 1						
Destino	Tramo	I_b [A]	I_{nom} fus [A]	I_2	I_z	Verifica
P4	B1-P4	46,188	50	73	120	si
P15	B1-P15	46,188	50	73	150	si
Circuitos salida Buzón 2						
Destino	Tramo	I_b [A]	I_{nom} fus [A]	I_2	I_z	Verifica
P5	B2-P5	57,735	63	91,98	120	si
P14	B2-P14	57,735	63	91,98	120	si
Circuitos salida Buzón 3						
Destino	Tramo	I_b [A]	I_{nom} fus [A]	I_2	I_z	Verifica
P22	B3-P22	40,415	50	73	120	si
P34	B3-P34	46,188	50	73	120	si
Circuitos salida Buzón 4						

Destino	Tramo	Ib [A]	Inom fus [A]	I2	Iz	Verifica
P33	B4-P33	63,509	80	116,8	84	si
P23	B4-P23	51,962	63	91,98	84	si

Circuitos salida C.T.Nº3						
Destino	Tramo	Ib [A]	Inom fus [A]	I2[A]	Iz [A]	Verifica
B5	CTNº2- B5	115,470	125	100,8	148	si
B6	CTNº2- B6	92,376	100	100,8	148	si
Circuitos salida Buzón 5						
Destino	Tramo	Ib [A]	Inom fus [A]	I2[A]	Iz [A]	Verifica
P42	B5-P42	57,735	63	100,8	148	si
P52	B5-P52	57,735	63	100,8	148	si
Circuitos salida Buzón 6						
Destino	Tramo	Ib [A]	Inom fus [A]	I2[A]	Iz [A]	Verifica
P43	B6-P43	51,962	63	100,8	148	si
P51	B6-P51	40,415	50	80	148	si
Circuitos salida C.T.Nº4						
Destino	Tramo	Ib [A]	Inom fus [A]	I2[A]	Iz [A]	Verifica
B7	CTNº2- B7	127,017	160	256	200,8	si
B8	CTNº2- B8	127,017	160	256	200,8	si
B9	CTNº2- B9	86,603	100	160	200,8	si
Circuitos salida Buzón 7						
Destino	Tramo	Ib [A]	Inom fus [A]	I2[A]	Iz [A]	Verifica
P64	B7-P64	40,415	50	80	101,6	si
P57	B7-P57	40,415	50	80	101,6	si
P65	B7-P65	46,188	50	80	101,6	si
Circuitos salida Buzón 8						
Destino	Tramo	Ib [A]	Inom fus [A]	I2[A]	Iz [A]	Verifica
P73	B8-P73	57,735	50	100,8	120	si
P82	B8-P82	69,282	50	128	120	si
Circuitos salida Buzón 9						
Destino	Tramo	Ib [A]	Inom fus [A]	I2[A]	Iz [A]	Verifica
P74	B9-P74	40,415	63	80	101,6	si
P81	B9-P81	46,188	80	80	101,6	si

Sector Chacras

Circuitos salida C.T.Nº12						
Destino	Tramo	Ib [A]	Inom fus [A]	I2[A]	Iz [A]	Verifica
P123	C.T.Nº12- P123	23,094	25	40	150	si
P120	C.T.Nº12- P120	23,094	25	40	150	si
P127	C.T.Nº12- P127	23,094	25	40	150	si
P124	C.T.Nº12-	23,094	25	40	150	si

	P124					
--	------	--	--	--	--	--

Circuitos salida C.T.Nº13						
Destino	Tramo	Ib [A]	Inom fus [A]	I2[A]	Iz[A]	Verifica
B10	C.T Nº13-B10	46,188	50	80	251	si
B11	C.T Nº13-B11	46,188	50	80	282	si
B12	C.T Nº13-B12	46,188	50	80	251	si
B13	C.T Nº13-B13	46,188	50	80	282	si
Circuitos salida Buzón 10						
Destino	Tramo	Ib [A]	Inom fus [A]	I2[A]	Iz[A]	Verifica
P109	B3-P109	23,094	25	40	127	si
P111	B3-P111	23,094	25	40	127	si
Circuitos salida Buzón 10						
Destino	Tramo	Ib [A]	Inom fus [A]	I2[A]	Iz[A]	Verifica
P107	B4-P107	23,094	25	40	127	si
P105	B4-P105	23,094	25	40	127	si
Circuitos salida Buzón 10						
Destino	Tramo	Ib [A]	Inom fus [A]	I2[A]	Iz[A]	Verifica
P112	B4-P112	23,094	25	40	127	si
P114	B4-P114	23,094	25	40	127	si
Circuitos salida Buzón 10						
Destino	Tramo	Ib [A]	Inom fus [A]	I2[A]	Iz[A]	Verifica
P119	B4-P119	23,094	25	40	127	si
P116	B4-P116	23,094	25	40	127	si

Circuitos salida C.T.Nº14						
Destino	Tramo	Ib [A]	Inom fus [A]	I2[A]	Iz[A]	Verifica
P88	C.T Nº14-P88	23,094	25	40	185	si
P91	C.T Nº14-P91	23,094	25	40	185	si
P95	C.T Nº14-P95	23,094	25	40	185	si
P92	C.T Nº14-P92	23,094	25	40	185	si
P96	C.T Nº14-P96	17,321	25	40	127	si
P99	C.T Nº14-P99	17,321	25	40	127	si
P100	C.T Nº14-P100	17,321	25	40	127	si
P103	C.T Nº14-P103	17,321	25	40	127	si

Sector Viviendas multifamiliares

Circuitos salida C.T.Nº8						
Destino	Tramo	Ib [A]	Inom fus [A]	I2[A]	Iz[A]	Verifica
P155	C.T.Nº8-P155	107,021026	125	200	150	si
Circuitos salida C.T.Nº9						
Destino	Tramo	Ib [A]	Inom fus [A]	I2[A]	Iz[A]	Verifica
P156	C.T.Nº9-P156	258,109532	315	504	282	no
Circuitos salida C.T.Nº10						
Destino	Tramo	Ib [A]	Inom fus [A]	I2[A]	Iz[A]	Verifica

P157	C.T.Nº10-P157	225,307422	250	400	251	no
P158	C.T.Nº10-P158	112,653711	125	200	150	si

Circuitos salida C.T.Nº16						
Destino	Tramo	Ib [A]	Inom fus [A]	I2[A]	Iz[A]	Verifica
P134	C.T.Nº16-P134	107,021	125	200	150	si
P128	C.T.Nº16-P128	107,021	125	200	282	si
P135	C.T.Nº16-P135	107,021	125	200	185	si
P136	B14-P135	107,021	125	200	320	si
P141	B14-P140	53,511	63	100,8	221	si
Circuitos salida C.T.Nº17						
Destino	Tramo	Ib [A]	Inom fus [A]	I2[A]	Iz[A]	Verifica
P129	C.T.Nº17-P129	53,511	63	100,8	185	si
P130	C.T.Nº17-P130	53,511	63	100,8	185	si
P131	C.T.Nº17-P131	53,511	63	100,8	185	si
P132	C.T.Nº17-P132	107,021	125	200	185	si
P133	C.T.Nº17-P133	107,021	125	200	185	si
P137	C.T.Nº17-P136	107,021	125	200	251	si
P138	C.T.Nº17-P137	107,021	125	200	251	si
P139	C.T.Nº17-P138	107,021	125	200	185	si
P140	C.T.Nº17-P139	107,021	125	200	185	si

Circuitos salida C.T.Nº20						
Destino	Tramo	Ib [A]	Inom fus [A]	I2[A]	Iz[A]	Verifica
P142	C.T.Nº20-P142	113,316	125	200	225,6	si
P144	C.T.Nº20-P144	113,316	125	200	176,8	si
P147	C.T.Nº20-P147	113,316	125	200	148	si
P152	C.T.Nº20-B152	56,658	63	100,8	120	si
P153	C.T.Nº20-P153	113,316	125	200	176,8	si
P154	C.T.Nº20-P154	56,658	63	100,8	176,8	si
Circuitos salida C.T.Nº21						
Destino	Tramo	Ib [A]	Inom fus [A]	I2[A]	Iz[A]	Verifica
P143	C.T.Nº21-P143	113,316	125	200	200,8	si
P145	C.T.Nº21-B145	56,658	63	100,8	101,6	si
P146	C.T.Nº21-P164	56,658	63	100,8	127	si
P151	C.T.Nº21-B151	113,316	125	200	200,8	si
P150	C.T.Nº21-P150	56,658	63	100,8	101,6	si
P149	C.T.Nº21-B149	56,658	63	100,8	101,6	si
P148	C.T.Nº21-P148	56,658	63	100,8	101,6	si

8.4. Verificación contra cortocircuitos.

Para nuestro caso en donde los tiempos de actuación son menores que 0.1s la protección de los conductores queda asegurada si se cumple la siguiente expresión:

$$k^2 * S^2 \geq I^2 * t$$

Siendo

$I^2 * t$: la máxima energía específica pasante aguas abajo del elemento de protección

S: la sección nominal del conductor a proteger

K: factor que toma en cuenta la resistividad, el coeficiente de temperatura y la capacidad térmica volumétrica del conductor, y las temperaturas inicial y final del mismo.

El valor de k para el tipo de conductor utilizado es de 76.

Sector Barrio cerrado

Circuitos salida del C.T N°1						
Destino	Tramo	Ib [A]	Tipo Fusible	Inom fus [A]	I ² t [A ² *s]	K ² S ² [A ² *s]
B1	CTN°2-B1	92,376	NH	100	69200	83174400
B2	CTN°2-B2	115,470	NH	125	91300	83174400
B3	CTN°2-B3	86,602	NH	100	69200	83174400
B4	CTN°2-B4	115,470	NH	125	91300	83174400

Circuitos salida del Buzón 1						
Destino	Tramo	Ib [A]	Tipo Fusible	Inom fus [A]	I ² t [A ² *s]	K ² S ² [A ² *s]
P4	B1-P4	46,188	NH	50	11600	14440000
P15	B1-P15	46,188	NH	50	11600	14440000

Circuitos salida del Buzón 2						
Destino	Tramo	Ib [A]	Tipo Fusible	Inom fus [A]	I ² t [A ² *s]	K ² S ² [A ² *s]
P5	B2-P5	57,735	NH	63	17900	14440000
P14	B2-P14	57,735	NH	63	17900	14440000

Circuitos salida del Buzón 3						
Destino	Tramo	Ib [A]	Tipo Fusible	Inom fus [A]	I ² t [A ² *s]	K ² S ² [A ² *s]
P22	B3-P22	40,415	NH	50	11600	14440000
P34	B3-P34	46,188	NH	50	11600	14440000

Circuitos salida del Buzón 4						
Destino	Tramo	Ib [A]	Tipo Fusible	Inom fus [A]	I ² t [A ² *s]	K ² S ² [A ² *s]
P33	B4-P33	63,509	NH	80	18300	14440000
P23	B4-P23	51,962	NH	63	17900	14440000

Circuitos salida del C.T N°3						
Destino	Tramo	Ib [A]	Tipo Fusible	Inom fus [A]	I ² t [A ² *s]	K ² S ² [A ² *s]
B5	CTN°2-B5	115,470	NH	125	91300	83174400
B6	CTN°2-	92,376	NH	100	69200	83174400

	B6					
--	----	--	--	--	--	--

Circuitos salida del Buzón 5						
Destino	Tramo	Ib [A]	Tipo Fusible	Inom fus [A]	I^2t [A ² *s]	K^2S^2 [A ² *s]
P42	B5-P42	57,735	NH	63	17900	28302400
P52	B5-P52	57,735	NH	63	17900	28302400

Circuitos salida del Buzón 6						
Destino	Tramo	Ib [A]	Tipo Fusible	Inom fus [A]	I^2t [A ² *s]	K^2S^2 [A ² *s]
P43	B6-P43	51,962	NH	63	17900	28302400
P51	B6-P51	40,415	NH	50	11600	28302400

Circuitos salida del C.T N°4						
Destino	Tramo	Ib [A]	Tipo Fusible	Inom fus [A]	I^2t [A ² *s]	K^2S^2 [A ² *s]
B7	CTN°2-B7	127,017	NH	160	158000	83174400
B8	CTN°2-B8	127,017	NH	160	158000	83174400
B9	CTN°2-B9	86,603	NH	100	69200	83174400

Circuitos salida del Buzón 7						
Destino	Tramo	Ib [A]	Tipo Fusible	Inom fus [A]	I^2t [A ² *s]	K^2S^2 [A ² *s]
P64	B7-P64	40,415	NH	50	11600	7075600
P57	B7-P57	40,415	NH	50	11600	7075600
P65	B7-P65	46,188	NH	50	11600	7075600

Circuitos salida del Buzón 8						
Destino	Tramo	Ib [A]	Tipo Fusible	Inom fus [A]	I^2t [A ² *s]	K^2S^2 [A ² *s]
P73	B8-P73	57,735	NH	63	17900	14440000
P82	B8-P82	69,282	NH	80	18300	14440000

Circuitos salida del Buzón 9						
Destino	Tramo	Ib [A]	Tipo Fusible	Inom fus [A]	I^2t [A ² *s]	K^2S^2 [A ² *s]
P74	B9-P82	40,415	NH	50	11600	7075600
P81	B9-P81	46,188	NH	50	11600	7075600

Sector Chacras

Circuitos salida del C.T N°14						
Destino	Tramo	Ib [A]	Tipo Fusible	Inom fus [A]	I ² t [A ² *s]	K ² S ² [A ² *s]
P88	C.T N°14-P88	23,094	NH	25	2340	404320
P91	C.T N°14-P91	23,094	NH	25	2340	404320
P95	C.T N°14-P95	23,094	NH	25	2340	202160
P92	C.T N°14-P92	23,094	NH	25	2340	202160
P96	C.T N°14-P96	17,321	NH	25	2340	288800
P99	C.T N°14-P99	17,321	NH	25	2340	202160
P100	C.T N°14-P100	17,321	NH	25	2340	202160
P103	C.T N°14-P103	17,321	NH	25	2340	202160

Circuitos salida del C.T N°13						
Destino	Tramo	Ib [A]	Tipo Fusible	Inom fus [A]	I ² t [A ² *s]	K ² S ² [A ² *s]
B10	C.T N°13-B10	46,188	NH	50	11600	83174400
B11	C.T N°13-B11	46,188	NH	50	11600	197683600
B12	C.T N°13-B12	46,188	NH	50	11600	83174400
B13	C.T N°13-B13	46,188	NH	50	11600	197683600

Circuitos salida del Buzón 10						
Destino	Tramo	Ib [A]	Tipo Fusible	Inom fus [A]	I ² t [A ² *s]	K ² S ² [A ² *s]
P109	B3-P109	23,094	NH	25	2340	7075600
P111	B3-P111	23,094	NH	25	2340	7075600

Circuitos salida del Buzón 11						
Destino	Tramo	Ib [A]	Tipo Fusible	Inom fus [A]	I ² t [A ² *s]	K ² S ² [A ² *s]
P107	B4-P107	23,094	NH	25	2340	7075600
P105	B4-P105	23,094	NH	25	2340	7075600

Circuitos salida del Buzón 12						
Destino	Tramo	Ib [A]	Tipo Fusible	Inom fus [A]	I ² t [A ² *s]	K ² S ² [A ² *s]
P112	B4-P112	23,094	NH	25	2340	7075600
P114	B4-P114	23,094	NH	25	2340	7075600

Circuitos salida del Buzón 13						
Destino	Tramo	Ib [A]	Tipo Fusible	Inom fus [A]	I ² t [A ² *s]	K ² S ² [A ² *s]
P119	B4-P119	23,094	NH	25	2340	7075600
P116	B4-P116	23,094	NH	25	2340	7075600

Circuitos salida del C.T N°12						
Destino	Tramo	Ib [A]	Tipo Fusible	Inom fus [A]	I ² t [A ² *s]	K ² S ² [A ² *s]

P123	C.T.Nº12-P123	23,094	NH	25	2340	14440000
P120	C.T.Nº12-P120	23,094	NH	25	2340	14440000
P127	C.T.Nº12-P127	23,094	NH	25	2340	14440000
P124	C.T.Nº12-P124	23,094	NH	25	2340	14440000

Sector Viviendas Multifamiliares

C.T N°8						
Destino	Tramo	Ib [A]	Tipo Fusible	Inom fus [A]	I ² t [A ² *s]	K ² S ² [A ² *s]
P155	C.T.N°8-P155	107,021	NH	125	91300	14440000

C.T N°9						
Destino	Tramo	Ib [A]	Tipo Fusible	Inom fus [A]	I ² t [A ² *s]	K ² S ² [A ² *s]
P156	C.T.N°9-P156	258,109	NH	315	1000000	129960000

C.T N°10						
Destino	Tramo	Ib [A]	Tipo Fusible	Inom fus [A]	I ² t [A ² *s]	K ² S ² [A ² *s]
P157	C.T.N°10-P157	225,307	NH	250	900000	83174400
P158	C.T.N°10-P158	112,654	NH	125	91300	14440000

Circuitos salida del C.T N°16						
Destino	Tramo	Ib [A]	Tipo Fusible	Inom fus [A]	I ² t [A ² *s]	K ² S ² [A ² *s]
P134	C.T.N°16-P134	107,021	NH	125	91300	14440000
P128	C.T.N°16-P128	107,021	NH	125	91300	83174400
P135	C.T.N°16-P135	107,021	NH	125	91300	14440000
P136	B14-P135	107,021	NH	125	91300	197683600
P141	B14-P140	53,511	NH	63	17900	83174400

Circuitos salida del C.T N°17						
Destino	Tramo	Ib [A]	Tipo Fusible	Inom fus [A]	I ² t [A ² *s]	K ² S ² [A ² *s]
P129	C.T.N°17-P129	53,511	NH	63	17900	28302400
P130	C.T.N°17-P130	53,511	NH	63	17900	28302400
P131	C.T.N°17-P131	53,511	NH	63	17900	28302400
P132	C.T.N°17-P132	107,021	NH	125	91300	28302400
P133	C.T.N°17-P133	107,021	NH	125	91300	28302400
P137	C.T.N°17-P136	107,021	NH	125	91300	129960000
P138	C.T.N°17-P137	107,021	NH	125	91300	129960000
P139	C.T.N°17-P138	107,021	NH	125	91300	28302400

P140	C.T.Nº17-P139	107,021	NH	125	91300	28302400
------	---------------	---------	----	-----	-------	----------

Circuitos salida del C.T N°20						
Destino	Tramo	Ib [A]	Tipo Fusible	Inom fus [A]	I ² t [A ² *s]	K ² S ² [A ² *s]
P142	C.T.Nº20-P142	113,316	NH	125	91300	129960000
P144	C.T.Nº20-P144	113,316	NH	125	91300	52128400
P147	C.T.Nº20-P147	113,316	NH	125	91300	28302400
P152	C.T.Nº20-B152	56,658	NH	63	17900	14440000
P153	C.T.Nº20-P153	113,316	NH	125	91300	52128400
P154	C.T.Nº20-P154	56,658	NH	63	17900	52128400

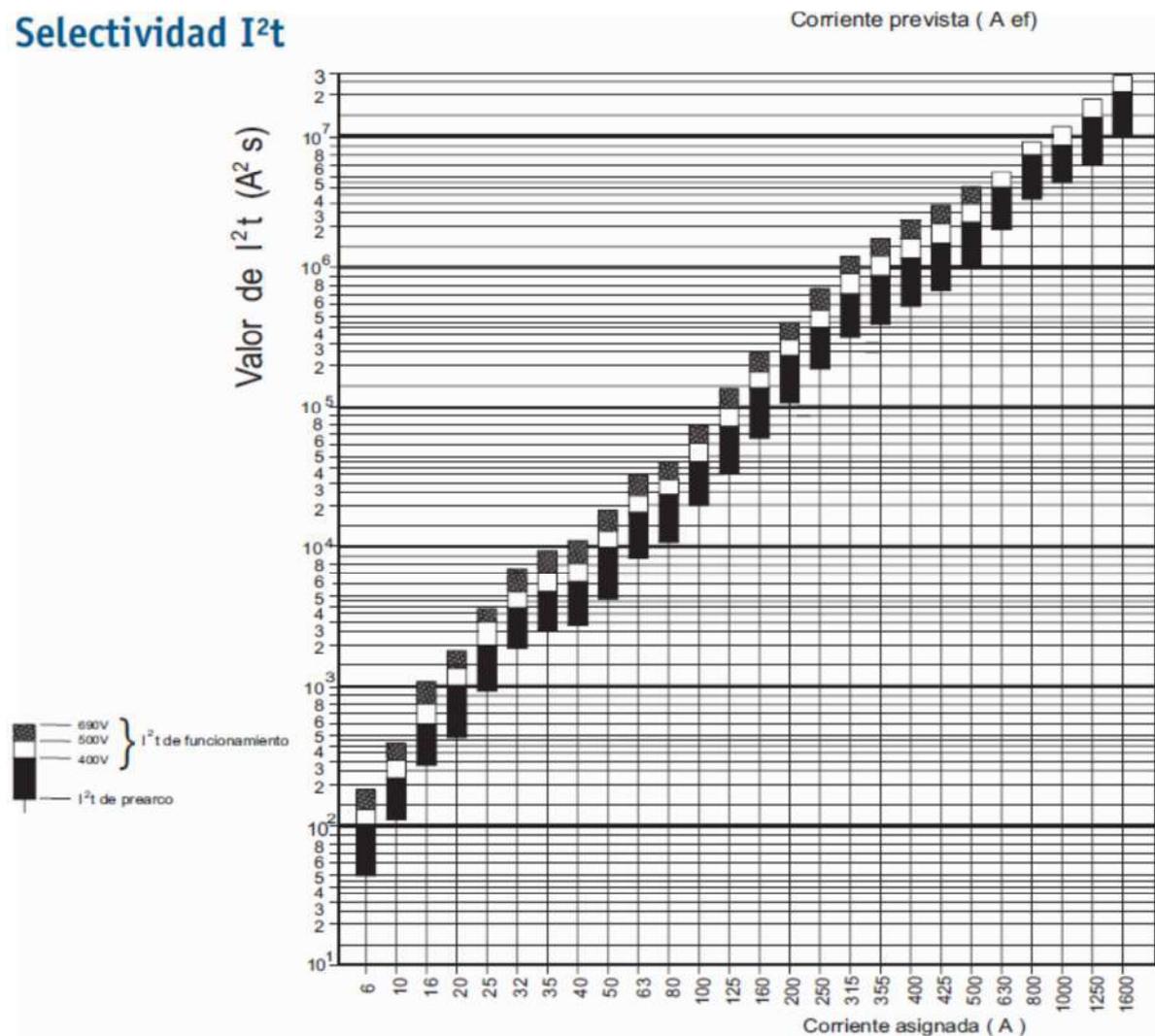
Circuitos salida del C.T N°21						
Destino	Tramo	Ib [A]	Tipo Fusible	Inom fus [A]	I ² t [A ² *s]	K ² S ² [A ² *s]
P143	C.T.Nº21-P143	113,316	NH	125	91300	83174400
P145	C.T.Nº21-B145	56,658	NH	63	17900	7075600
P146	C.T.Nº21-P164	56,658	NH	63	17900	7075600
P151	C.T.Nº21-B151	113,316	NH	125	91300	83174400
P150	C.T.Nº21-P150	56,658	NH	63	17900	7075600
P149	C.T.Nº21-B149	56,658	NH	63	17900	7075600
P148	C.T.Nº21-P148	56,658	NH	63	17900	7075600

8.5 Coordinación.

Coordinación Fusibles B.T

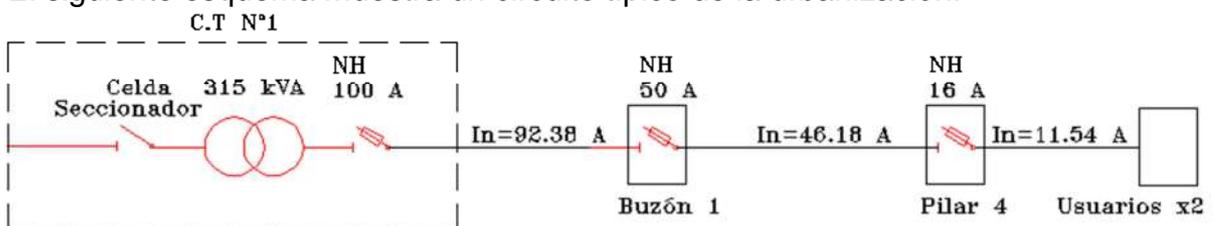
La elección de los fusibles que protegen a los circuitos se efectuó teniendo en cuenta que presenten selectividad con otros aguas abajo y aguas arriba. Esto se logra a través de los datos de energía específica de los fusibles.

Selectividad I^2t



Se observa del gráfico que la selectividad de los fusibles varía según el calibre. Entonces la manera de verificar la selectividad entre fusibles se hace a través de la observación de la figura anterior.

A continuación se mostrará un ejemplo de cómo se efectuó la coordinación. El siguiente esquema muestra un circuito típico de la urbanización.



La selectividad se tiene que lograr entre el interruptor automático en el C.T y los fusibles NH que se encuentran en: el centro de transformación (C.T.N°1), en el gabinete de distribución tipo buzón y en el gabinete de distribución dentro del pilar de alimentación a dos usuarios.

De acuerdo con la gráfica de energía específica se observa que los fusibles NH de 6 A, 50 A, y 100 A coordinan.

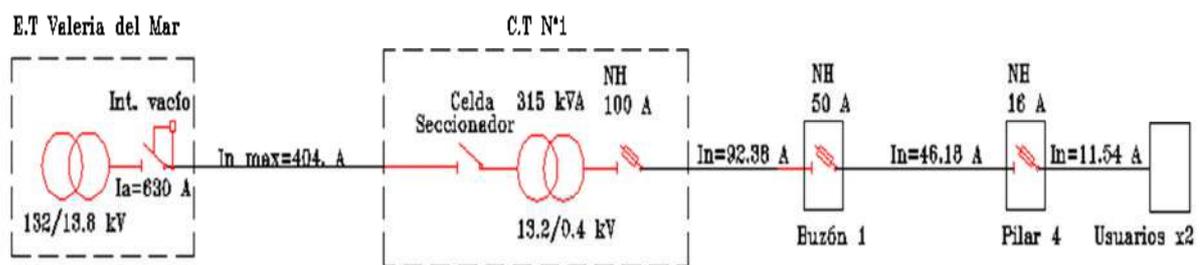
Para este caso los valores de energía específica son los siguientes.

Fusible	Energía específica [A ² .s]
NH 16 A	1000
NH 50 A	10.000
NH 100 A	700.000

De acuerdo a estos valores se observa que los fusibles adoptados son selectivos entre sí.

Coordinación fusible-interruptor automático de vacío.

El interruptor automático de vacío es dominio de la empresa encargada del transporte de energía (TRANSBA), por lo que el personal de dicha compañía debería adaptarlo para coordinar con los fusibles de la red de B.T de la urbanización.



El tiempo de actuación de la protección primaria debe ser mayor que el tiempo de actuación de un fusible aguas abajo para el mismo nivel de corriente de cortocircuito. Para verificar esto se requiere conocer el tiempo de actuación de los fusibles y la regulación del interruptor automático de vacío.

Como el interruptor lo configurará la empresa TRANSBA no se puede determinar con exactitud este punto. Sin embargo se mostrará cómo debe ser la configuración de dicho interruptor para lograr una coordinación con los fusibles de B.T

El interruptor tendrá que ser de 630 A, esto según la corriente nominal de la línea.

Si el interruptor esta comandado con un relay de protección podrá configurarse los tiempos de actuación tanto para sobrecargas como para cortocircuitos.

Se supondrá que el tiempo de actuación será e 100 ms a partir de una corriente igual a 10xIn, es decir 6300 A. dicho valor es el umbral de actuación contra cortocircuito.

Lo que se debe conocer son las corrientes de cortocircuitos que puedan hacer actuar al interruptor antes que los fusibles.

Entonces si una falla del lado de B.T (referida a M.T) es mayor o igual que los 6300 A tendrá que verificar que el tiempo de actuación del fusible sea menor que 100 ms. De esta manera se obtendrá una coordinación.

Si referimos la corriente de umbral de actuación del interruptor al lado de B.T nos queda el siguiente valor.

$$I_{\text{umbral (B.T)}} = 6300 \text{ A} * (13.2/0.4) = 207,9 \text{ kA}$$

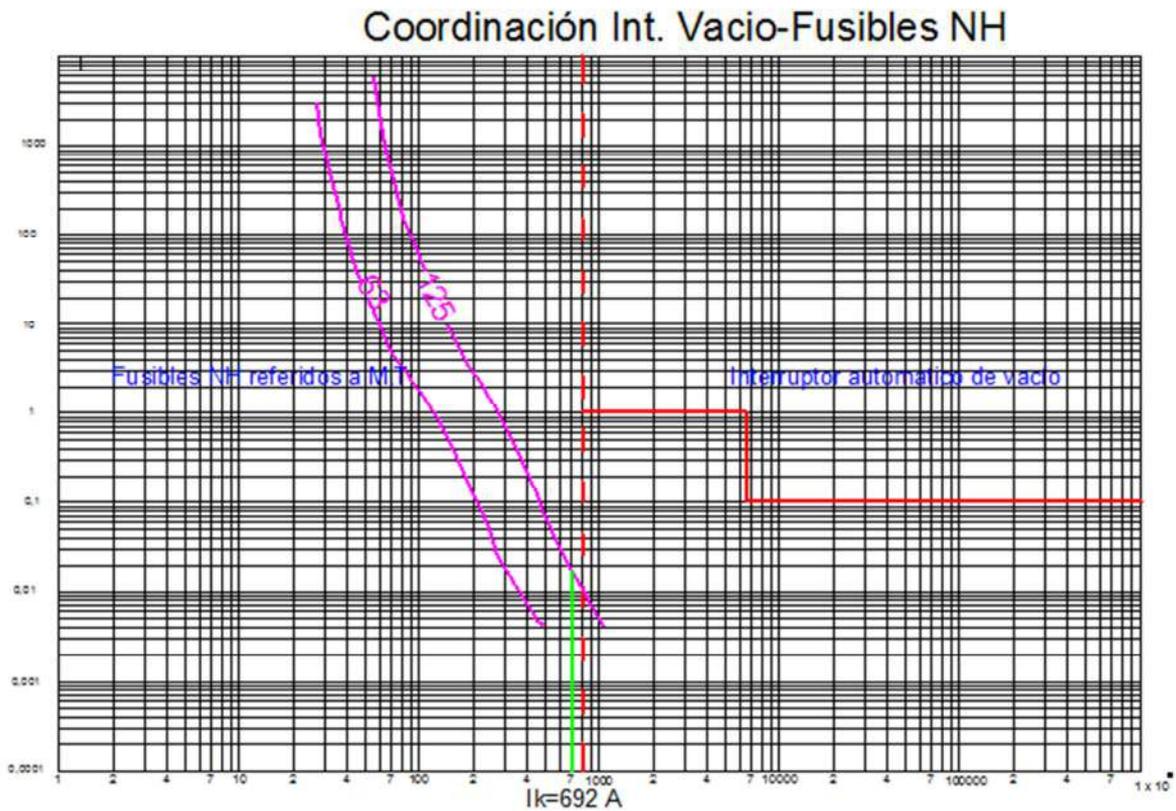
Es decir que para valores menores que 20.790 A el interruptor no actúa pero si en la urbanización hay algún valor que sea igual o mayor que este entonces tienen que compararse los tiempos de actuación.

El nivel de cortocircuito más alto que existe en la urbanización es de 22,862 kA por lo que el interruptor automático de vacío no lo ve como un cortocircuito y el fusible NH es el que actuará.

La siguiente figura muestra la coordinación en un gráfico.

Las curvas están referidas al lado de M.T.

La corriente de cortocircuito máxima que se presente será de $I_k = 22862 \text{ A} / 33 = 692 \text{ A}$ (en M.T).



Se observa que para dicho valor de cortocircuito el interruptor automático de vacío no lo detecta como una falla por lo que ante tal evento primero actúa el fusible.

V. Alumbrado Público.

9. Configuración de calles.

Para el diseño del sistema de alumbrado público de la urbanización se debe tener en cuenta, entre otras cosas, la configuración de la estructura vial. Este emprendimiento cuenta con distintos tipos de vías: la avenida Valeria Guerrero, las calles residenciales, que se encuentran en el sector de barrio cerrado y sector de viviendas unifamiliares, los accesos a las chacras y los accesos desde las rutas provinciales 11 y 74.

9.1 Avenida Valeria Guerrero.

Es la avenida principal que recorre toda la urbanización. La medida es de 25 m. entre líneas municipales y ambas manos están divididas por un separador central en donde se alojará el sistema de iluminación para la calzada vehicular.

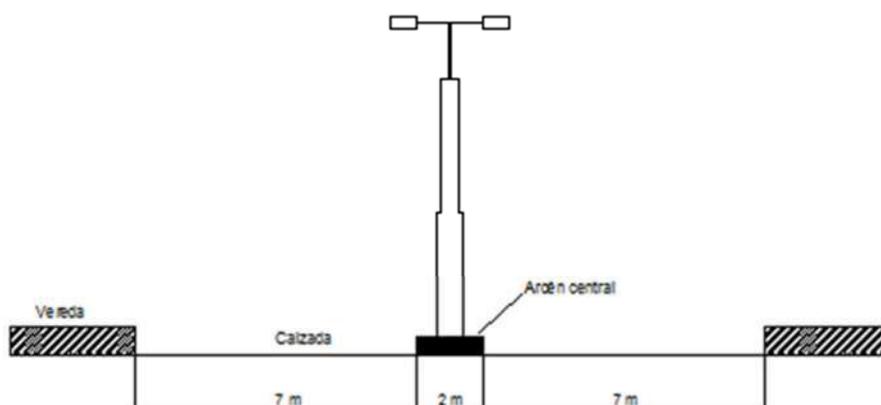
Dimensiones:

Ancho de calle: 7 [m].

Ancho del separador central: 2 [m].

Ancho Vereda: 3[m].

Longitud: 5292 [m].



Clasificación de la calzada.

La clase de calzada se determina mediante la clasificación de la calzada, según la Norma IRAM –AADL J 2022-2^[12], Tabla 1.

Las características del tránsito y su velocidad nos determinan que clase de calzada es.

Esta avenida va a actuar como una arteria comercial, dado el entorno que rodea, y su velocidad se puede considerar lenta, ≤ 40 km/h, ya que estará construida con bloques articulados de hormigón que ayuda a restringir la velocidad de los vehículos.

Con estas características la calzada es **CLASE D**.

Determinación del Nivel de Iluminación.

Una vez que se clasifica la calzada, se puede determinar el nivel de iluminación inicial que esta debe poseer.

Según la Tabla 3 de la misma norma, para una calzada clase D, el sistema de iluminación debe proporcionar los siguientes parámetros:

Nivel Inicial Iluminancia Media (lux)	Uniformidad	
	$\frac{G_1}{\frac{E_{min}}{E_{med}}}$	$\frac{G_2}{\frac{E_{min}}{E_{max}}}$
27	1/3	1/6

Disposición de luminarias.

La disposición adoptada será bilateral central por disposición del proyectista. Es decir que las luminarias estarán montadas en postes de doble brazo ubicados sobre el separador central.



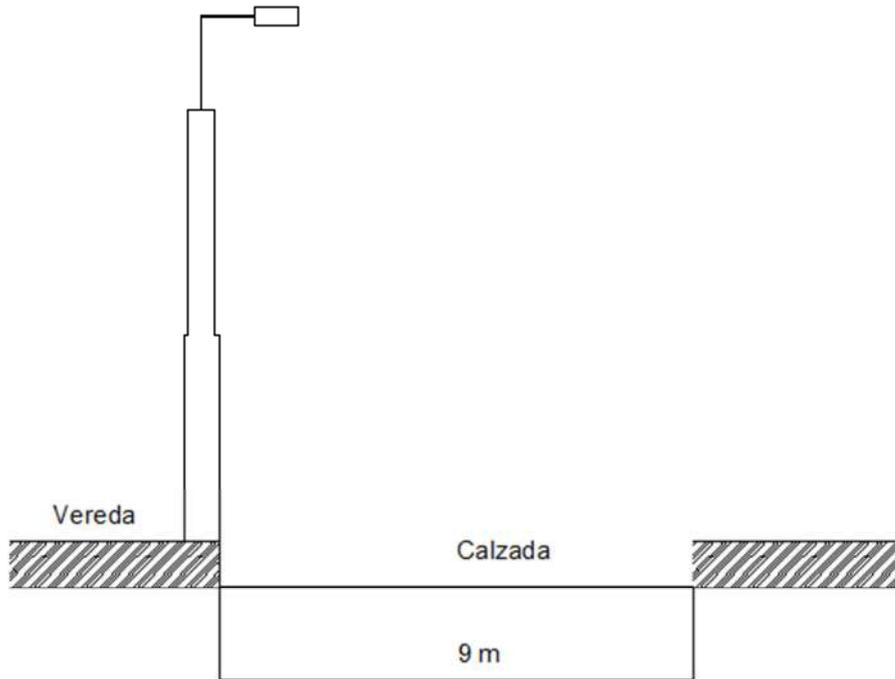
9.2. Calles Residenciales.

Son las vías que comunican los sectores de viviendas unifamiliares del barrio cerrado y las viviendas multifamiliares, con la avenida principal.

Dimensiones:

Ancho de calle: 9 [m].

Ancho Vereda: 3[m].



Clasificación de la calzada.

Según la norma anteriormente mencionada una calle residencial se clasifica como **clase F**.

Nivel de Iluminación.

Nivel Inicial Iluminancia Media (lux)	Uniformidad	
	$\frac{G_1}{E_{med}}$ $\frac{E_{min}}{E_{med}}$	$\frac{G_2}{E_{max}}$ $\frac{E_{min}}{E_{max}}$
10	$\frac{1}{4}$	$\frac{1}{8}$

Disposición de luminarias.

En función de la relación entre la anchura de la vía y la altura del punto de luz es que se recomienda una u otra disposición para las luminarias.

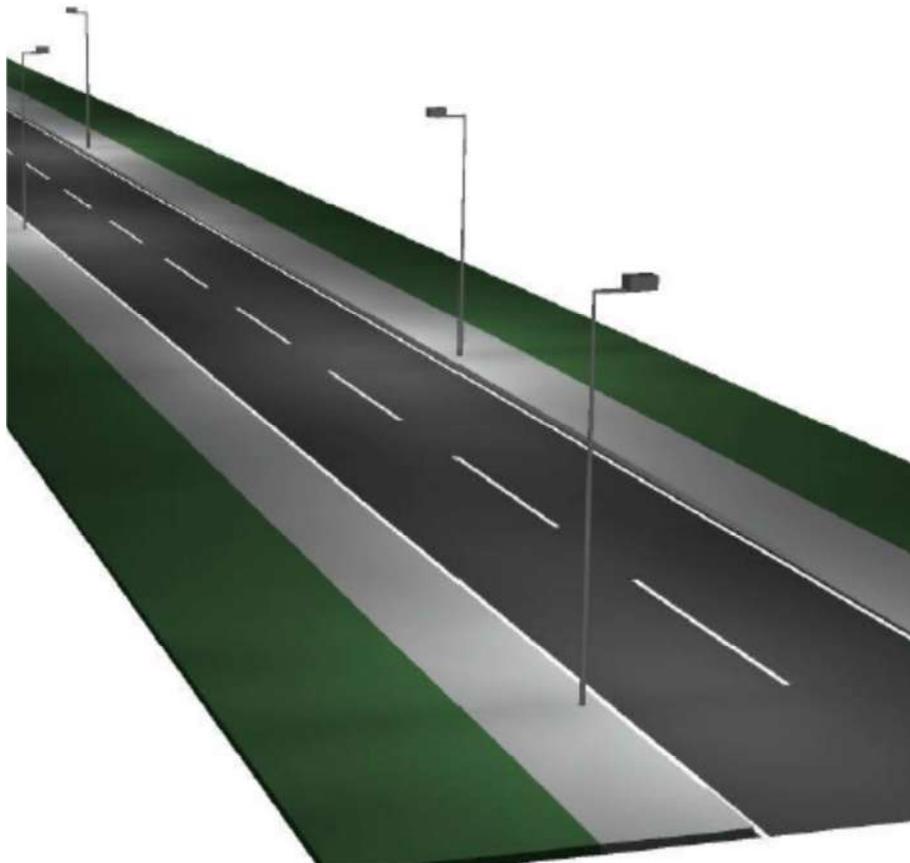
Disposición	Relación entre la anchura de la vía y la altura de montaje
Unilateral	$A/H < 1$
Tresbolillo	$1 \leq A/H \leq 1.5$
Pareada	$A/H > 1.5$
Suspendida	Calles muy estrechas

A su vez, la altura de las columnas está determinada por el flujo de acuerdo a la siguiente tabla.

Flujo luminoso de la lámpara [lm]	Altura de la luminaria [m]
<10000	<7
10000 a 19000	7 a 9
>19000	>9

En este caso como la calle es de 9 m de ancho, para usar la disposición unilateral se necesitarían postes de una altura mayor a 9 m, resultando una instalación más cara y también técnicamente menos eficiente ya que se dispersaría más flujo.

De las dos alternativas que quedan se elegirá la disposición en tresbolillo, ya que es la que mejor se adaptó en las simulaciones realizadas con el software con las luminarias que más adelante se detallarán.



9.3 Calles de Acceso.

Son las vías que comunican las rutas R.P N° 74 y RP. N° 11 con la avenida principal. La urbanización cuenta con dos accesos por ruta 74 y tres accesos por ruta 11.

La configuración de la calzada es la misma que la Avenida Valeria Guerrero, es decir, cuenta con un separador central.

Los accesos al sector chacras tienen la misma configuración que los accesos desde las rutas.

Dimensiones:

Tiene la misma configuración que la Avenida Valeria Guerrero.

Ancho de calle: 7 [m].

Ancho del separador central: 2 [m].

Ancho Vereda: 3[m].

Clasificación de la calzada.

La norma establece que este tipo de calzada se clasifica como **clase E (Avenida secundaria)**, ya que lleva el tránsito desde la ruta hasta la avenida principal.

Nivel de Iluminación

Nivel Inicial Iluminancia Media (lux)	Uniformidad	
	$\frac{G_1}{E_{min}}$ $\frac{E_{med}}$	$\frac{G_2}{E_{min}}$ $\frac{E_{max}}$
16	1/4	1/8

Disposición de luminarias.

La disposición adoptada será la central, dado la configuración de la calzada.

Elección de Tipo de Luminaria.

A continuación se procederá a hacer un análisis comparativo entre dos tipos de luminarias de alumbrado público existentes: Las luminarias convencionales de **Vapor de Sodio a Alta Presión (VSAP)** y las Luminarias **LED**, las cuales se han desarrollado en los últimos tiempos.

El tipo de Luminaria que se escogerá resultará de un análisis técnico-económico.

Método de cálculo.

Para realizar los cálculos se utilizó el software DIALUX, dado su flexibilidad, rapidez y exactitud.

El proceso de selección de luminaria se describe en el apartado siguiente y consiste en probar distintas alternativas hasta encontrar la más adecuada.

10. Evaluación luminotécnica Avenida Valeria Guerrero

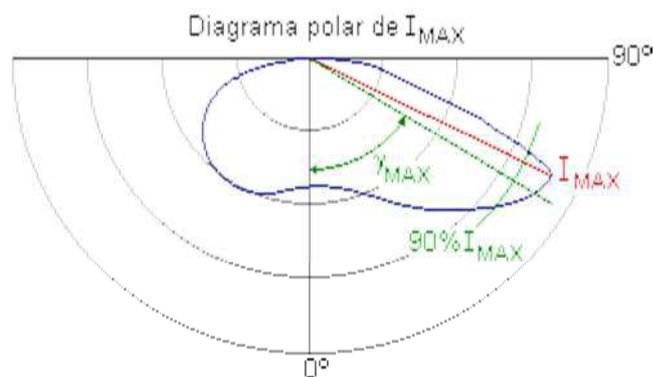
10.1. Criterio de selección de luminaria.

Los requerimientos a cumplir eran:

Nivel Inicial Iluminancia Media (lux)	Uniformidad	
	G ₁	G ₂
	$\frac{E_{min}}{E_{med}}$	$\frac{E_{min}}{E_{máx}}$
27	1/3	1/6

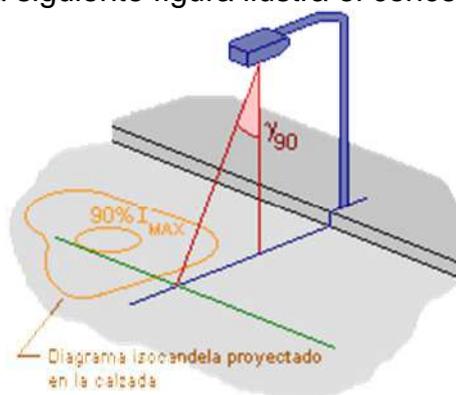
Para poder elegir una alternativa se debe centrar el análisis en dos conceptos de la luminotecnica: el **alcance** y la **dispersión**. Ambos dependen de las características fotométricas de la luminaria.

El alcance es la distancia, determinada por el ángulo γ_{MAX} , a la que es capaz de iluminar la calzada en dirección longitudinal. Este ángulo se calcula como el valor medio entre los dos ángulos correspondientes al 90% de I_{MAX} , que corresponden al plano donde la luminaria presenta el máximo de la intensidad luminosa^[13].



La **dispersión** es la distancia, determinada por el ángulo γ_{90} , en que es capaz de iluminar la luminaria en dirección transversal a la calzada.

Se define como la recta tangente a la curva isocandela del 90% de I_{MAX} proyectada sobre la calzada, que es paralela al eje de esta y se encuentra más alejada de la luminaria. La siguiente figura ilustra el concepto^[13].



Lo que se busca es un equilibrio entre estos dos conceptos. Es decir lograr un mayor alcance para poner menos cantidad de postes y artefactos, pero también se requiere que no haya una gran dispersión del flujo, porque eso llevaría a un escaso aprovechamiento de la luminaria.

El problema se presenta al llevarlo a la práctica, ya que a mayor distancia entre poste menos uniformidad se consigue. Para contrarrestar esto hay que aumentar la altura de montaje de la luminaria, lo que provoca no solo un costo mayor del poste sino una mayor dispersión, y por lo tanto un bajo coeficiente de utilización.

Este coeficiente de utilización se define como la relación del flujo luminoso que incide en la calzada y el flujo luminoso que sale de la luminaria, $\mu = F_{\text{llegada}} / F_{\text{emitido}}$. nos da una indicación de cuanto flujo se dispersa. Depende de la relación A/H (ancho de calzada/ altura de la luminaria) y de la ubicación del eje fotométrico. Es un parámetro que el fabricante provee en forma de curvas o tablas.

Interesa que este coeficiente sea lo más elevado posible y para ello hay que mantener la relación $A/H \geq 1$.

El nivel de Iluminación media depende de este coeficiente, además del flujo luminoso y de la configuración de la calzada.

$$E_m = \frac{\Phi_L \cdot \mu \cdot f_m}{a \cdot d}$$

Donde: Φ_L , flujo de lámpara.

μ , rendimiento de la luminaria.

f_m , factor de mantenimiento.

a, ancho de calzada.

d, distancia entre columnas.

Es importante aclarar que la norma establece valores iniciales para los parámetros E_m , G1 y G2, es decir cuando el factor de mantenimiento es igual a 1.

Al calcular el valor del E_m mediante el software Dialux, se puede obtener el coeficiente de utilización despejándolo de la ecuación anterior. Esto nos dará una idea de cuánto se aprovecha la luminaria.

Otra forma es averiguarlo es a partir de los datos que provee el fabricante a través de curvas o tablas.

En resumen el criterio para elegir una luminaria es un proceso que requiere un análisis del comportamiento de distintas luminarias con distintas condiciones de instalación (distancia entre postes, altura, flujo luminoso, tipo de luminaria, etc).

De todas ellas se elegirá aquella que disponga de la menor cantidad de luminarias y postes posibles pero que también tenga un coeficiente de utilización elevado. Estos dos parámetros son en los que se va a hacer hincapié para elegir entre una u otra alternativa.

10.2. Resultados.

10.2.1 Luminarias de VSAP.

Se compararon tres alternativas de lámparas de vapor de sodio alta presión, obteniéndose configuraciones distintas pero con resultados similares.

Alternativa 1

Marca: Lumenac.

Modelo: Urbis.

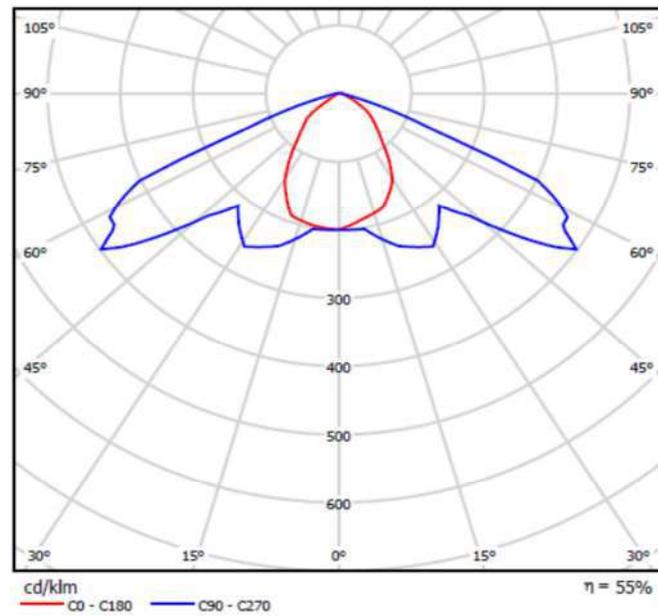
Potencia lámpara: 150 [W].

Potencia total: 169[W].

Flujo Luminoso: 14280 [lm].
Rendimiento: 86.5 [lm/W].
Configuración: Central.
Separación entre mástiles: 30 [m].
Altura de Montaje: 8 [m].
Distancia mástil-calzada: 1 [m].
Longitud del brazo: 1 [m].
Inclinación del brazo: 10°.

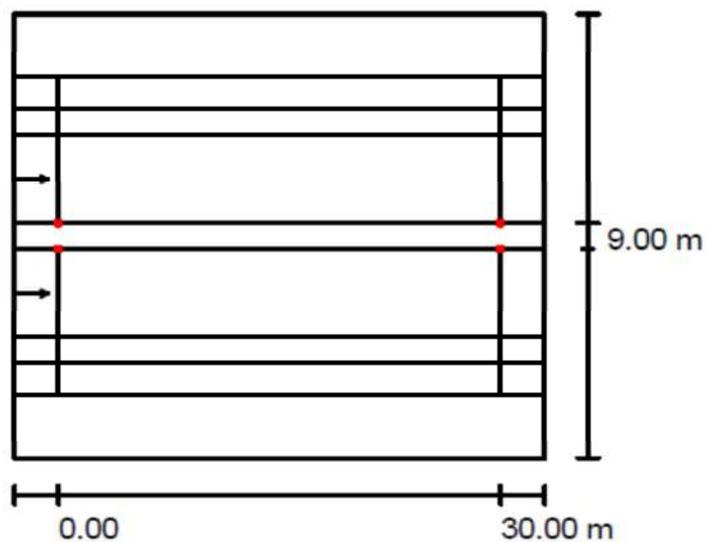
Fotometría.

Emisión de luz 1:



Configuración.

Disposiciones de las luminarias



Resultados.

Em[lx]	Emin/Em	Emin/Emax
29	0.378	0.161

Coeficiente de utilización.

$$\mu = \frac{Em \cdot a \cdot d}{\Phi_L \cdot f_m}$$

$\Phi_L=14280$ [lm].

$f_m=1$.

Em=29 [lx].

a= 97[m].

d= 30 [m].

$$\mu = 0.426$$

Alternativa 2

Marca: Philips.

Modelo: SRP222 1xSON-TPP150W P1.

Potencia lámpara: 150 [W].

Potencia total: 169[W].

Flujo Luminoso: 17500 [lm].

Rendimiento: 103.55 [lm/W].

Configuración: Central.

Separación entre mástiles: 35 [m].

Altura de Montaje: 8 [m].

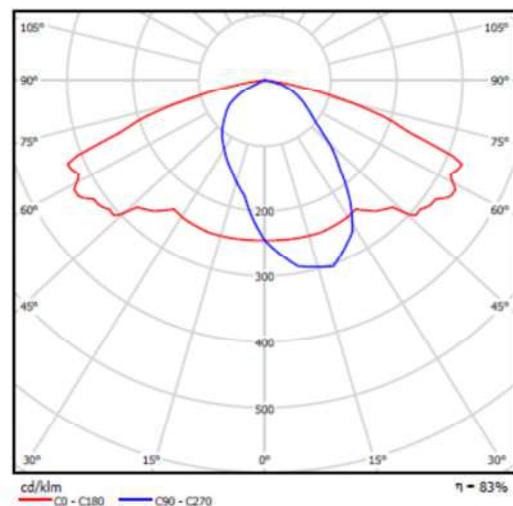
Distancia mástil-calzada: 1 [m].

Longitud del brazo: 2 [m].

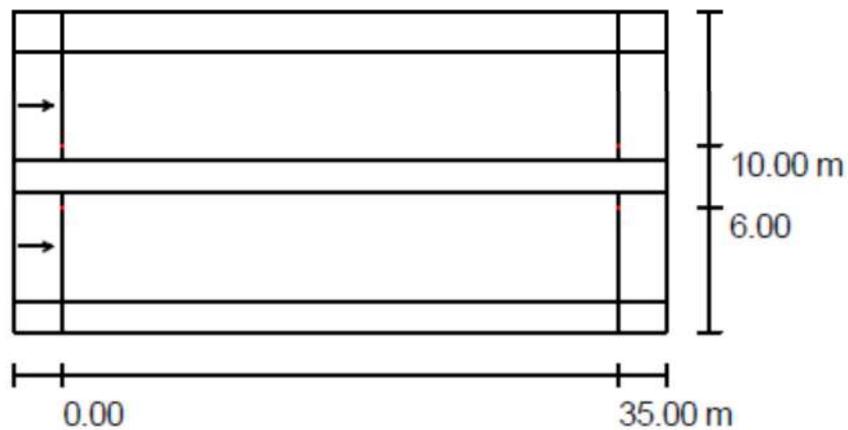
Inclinación del brazo: 0°

Fotometría

Emisión de luz 1:



Configuración



Resultados.

Em[lx]	Emin/Em	Emin/Emax
35	0.381	0.167

Coeficiente de utilización.

$$\mu = \frac{Em \cdot a \cdot d}{\Phi_L \cdot f_m}$$

$\Phi_L=17500$ [lm]

$f_m=1$

$Em=35$ [lx]

$a= 7$ [m]

$d= 35$ [m]

$$\mu = 0.49$$

Alternativa 3

Marca Philips.

Modelo:Iridium SGS254 GB 1xSON-TPP150W CP P6.

Potencia lámpara: 150 [W].

Potencia total: 169[W].

Flujo Luminoso: 17500 [lm].

Rendimiento: 103.55 [lm/W].

Configuración: Central.

Separación entre mástiles: 42 [m].

Altura de Montaje: 8 [m].

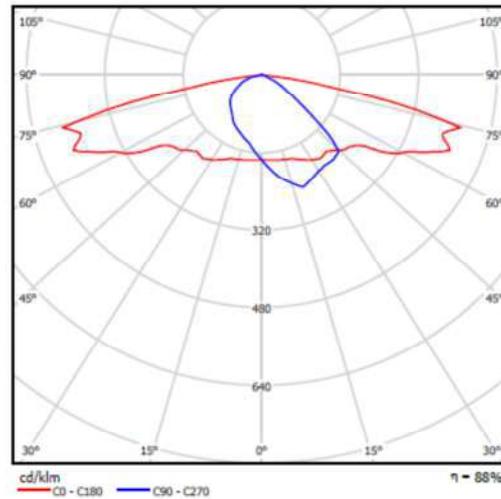
Distancia mástil-calzada: 1 [m].

Longitud del brazo: 1 [m].

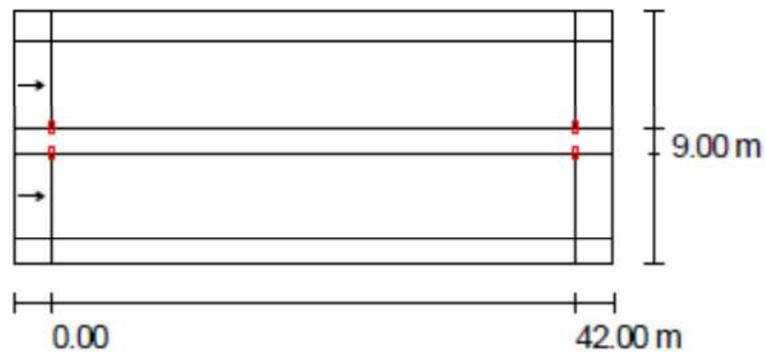
Inclinación del brazo: 0°.

Fotometría.

Emisión de luz 1:



Configuración.



Resultados

Em[lx]	Emin/Em	Emin/Emax
31	0.423	0.191

Coefficiente de utilización.

$$\Phi_L = 17500 \text{ [lm]}$$

$$f_m = 1$$

$$E_m = 31 \text{ [lx]}$$

$$a = 7 \text{ [m]}$$

$$d = 42 \text{ [m]}$$

$$\mu = \frac{E_m \cdot a \cdot d}{\Phi_L \cdot f_m}$$

$$\mu = 0.52$$

Conclusión.

De las tres alternativas la que más ventajas presenta es la numero 3, ya que la distancia entre postes es mayor que las otras y además tiene mayor coeficiente de utilización, por lo que resulta más eficiente que las tres opciones.

Entonces es esta misma la que se va a utilizar para una comparación económica con una luminaria de tecnología LED.

10.2.2 Luminarias LED.

Para poder elegir una luminaria LED se procede de manera similar a la elección de las luminarias de VSAP, se estudian diferentes alternativas y se elige aquella que presente mejores resultados técnicos.

Alternativa 1

Marca :Philips.

Modelo: BGP353 T15 1xGRN114-2S/657 DM.

Potencia: 95.8 [W].

Flujo Luminoso: 11440 [lm].

Rendimiento: 119.4 [lm/W].

Configuración: Central.

Separación entre mástiles: 33 [m].

Altura de Montaje: 7 [m].

Distancia mástil-calzada: 1 [m].

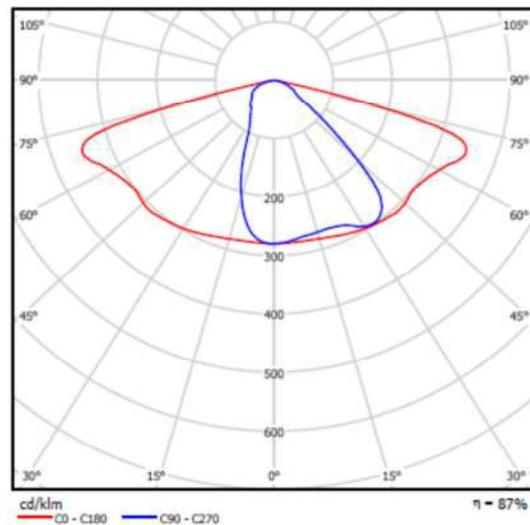
Longitud del brazo: 1.5 [m].

Inclinación del brazo: 0°

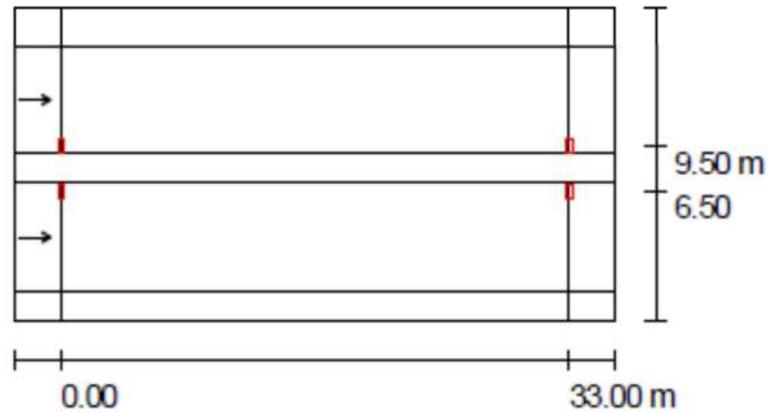


Fotometría

Emisión de luz 1:



Configuración



Resultados.

E_m[lx]	E_{min}/E_m	E_{min}/E_{max}
28	0.414	0.167

Coefficiente de utilización.

$$\mu = \frac{E_m \cdot a \cdot d}{\Phi_L \cdot f_m}$$

$\Phi_L = 11440$ [lm].

$f_m = 1$.

$E_m = 28$ [lx].

$a = 7$ [m].

$d = 33$ [m].

$$\mu = 0.56$$

Alternativa 2.

Marca : Philips.

Modelo: BGP340 1xLED110S/640 DM.

Potencia: 108 [W].

Flujo Luminoso: 11040 [lm].

Rendimiento: 102 [lm/W].

Configuración: Central.

Separación entre mástiles: 34 [m].

Altura de Montaje: 7 [m].

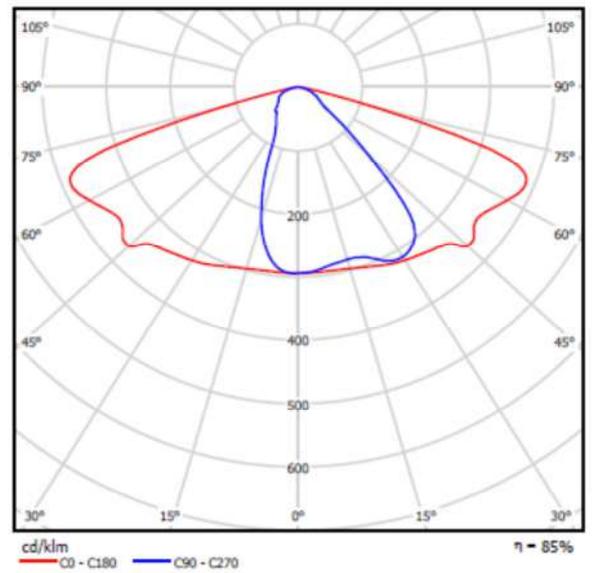
Distancia mástil-calzada: 1 [m].

Longitud del brazo: 1 [m].

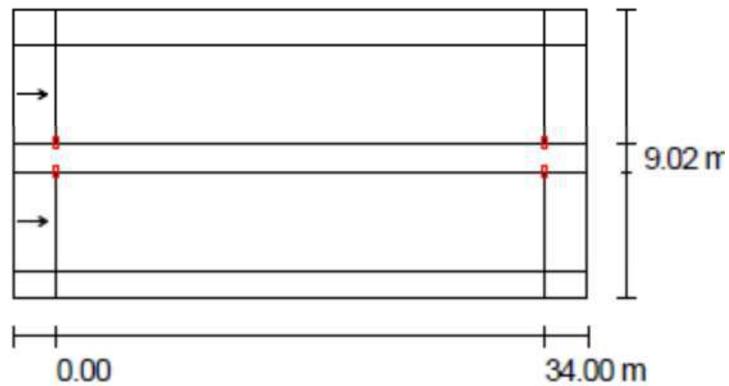
Inclinación del brazo: 5°.

Fotometría.

Emisión de luz 1:



Configuración



Resultados

E_m [lx]	E_{min}/E_m	E_{min}/E_{max}
27	0.448	0.177

Coeficiente de utilización.

$$\mu = \frac{E_m \cdot a \cdot d}{\Phi_L \cdot f_m}$$

$\Phi_L = 11040$ [lm]

$f_m = 1$

$E_m = 27$ [lx]

$a = 7$ [m]

$d = 33$ [m]

$\mu = 0.56$

Alternativa 3.

Marca: LED ROADWAY LIGHTING.

Modelo: S96M-1-X-XX-0-XX-CA-GAX-B1E-XX CAST.

Potencia: 113 [W].

Flujo Luminoso: 7912 [lm].

Rendimiento: 70 [lm/W].

Configuración: Central.

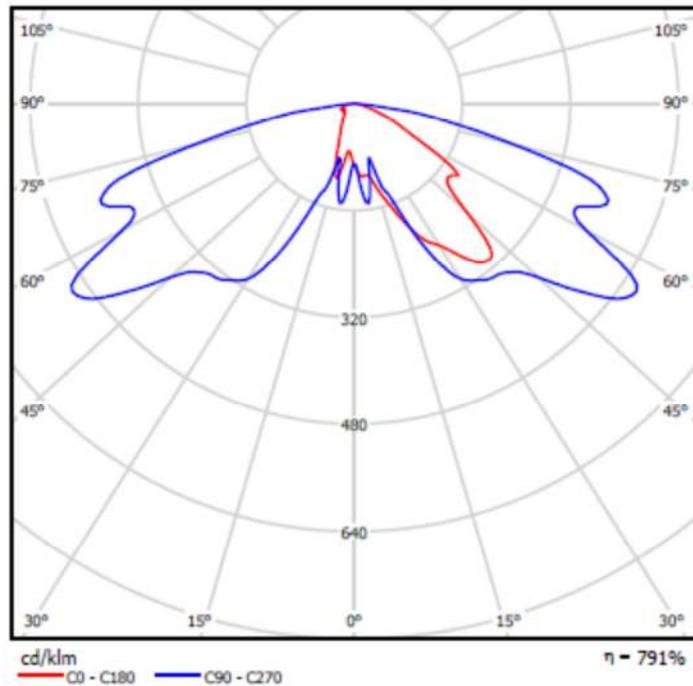
Separación entre mástiles: 30 [m].

Altura de Montaje: 7 [m].

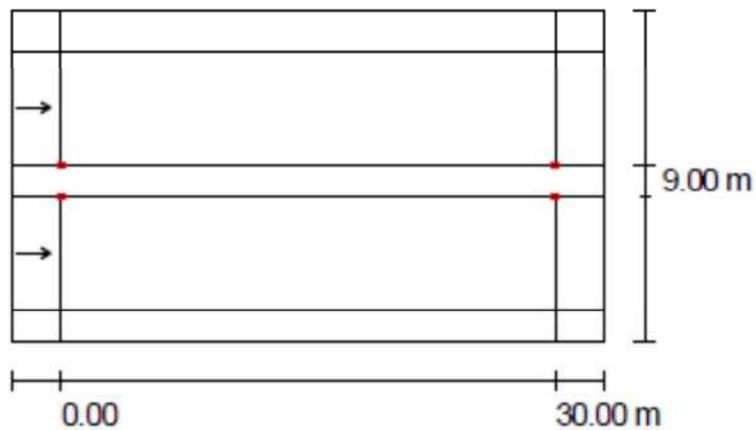
Distancia mástil-calzada: 1 [m].

Longitud del brazo: 1 [m].

Inclinación del brazo: 0°



Configuración.



Resultados.

<u>Em[lx]</u>	<u>Emin/Em</u>	<u>Emin/Emax</u>
27	0.574	0.288

Coeficiente de utilización.

$$\mu = \frac{Em \cdot a \cdot d}{\phi_L \cdot f_m}$$

$$\phi_L = 7912 \text{ [lm]}$$

$$f_m = 1$$

$$Em = 27 \text{ [lx]}$$

$$a = 7 \text{ [m]}$$

$$d = 30 \text{ [m]}$$

$$\mu = 0.71$$

Conclusión.

Se adoptará la alternativa 1 ya que con menor potencia que las otras alternativas consigue los niveles requeridos de Iluminancia y uniformidad. Esto lleva a un ahorro importante de consumo. Además esta opción no resultaría tan costosa ya que la distancia entre postes es similar para los tres casos estudiados.

La única desventaja que presenta con respecto a las otras opciones es que su coeficiente de utilización no es el mayor de las tres. No obstante esto, se decidirá por esta luminaria para realizar un análisis económico.

11. Análisis Económico.

11.1. Métodos comparativos.

Se efectuará un análisis económico comparativo de las dos alternativas escogidas para el sistema de iluminación de la calle principal la **Avenida Valeria Guerrero**, para determinar que opción es más conveniente desde este punto de vista.

Generalmente las instalaciones de iluminación eficientes requieren una mayor inversión inicial debido a que este tipo de tecnologías son más caras. Sin embargo y a lo largo de la vida útil de la instalación, se verá una reducción en los costos operativos energéticos y posiblemente también del mantenimiento de las instalaciones. La evaluación económica consiste en analizar si la mayor inversión adicional se justifica en términos de los ahorros futuros de energía y mantenimiento.

El cálculo completo de los distintos indicadores necesita, entre otros datos, conocer las inversiones, impuestos, considerar los costos directos (costo de la energía, costo de la potencia) y los indirectos (mantenimiento y otros), estimar la magnitud del ahorro de energía, la vida útil del proyecto e incorporar un factor que relacione los beneficios a producirse en el futuro (ahorro energético y otros) con la inversión efectuada en el presente.

La determinación de la conveniencia, o no, de llevar a cabo una inversión en uso eficiente o saber cuál es la mejor alternativa entre un grupo de opciones, podría realizarse simplemente efectuando la sumatoria de los costos y los beneficios en que se incurre en un determinado proyecto, aceptándose si los últimos son mayores que los primeros. Si bien este procedimiento, caracterizado por su simpleza, se aplica frecuentemente, no contempla el hecho de que el dinero tiene distinto valor según se lo erogue (o se lo perciba) hoy o en el futuro.^[14]

Los métodos más comunes de evaluación de la rentabilidad son los siguientes:

- Tasa de retorno sobre la inversión original.
- Tasa de retorno sobre la inversión promedio.
- Valor presente.
- Tasa interna de retorno (T.I.R.) o Flujo de caja descontado (FCD).
- Tiempo de repago (nr).

11.2. Método del valor presente.

Para efectuar una comparación entre la inversión actual y los beneficios desplazados en el tiempo se debe considerar un valor temporal del dinero.

Es por esto que se va utilizar el método del **valor presente**.

El valor presente es la medida del valor al día de hoy (año cero) de los costos y los beneficios a incurrir en el presente y en el futuro.

El valor presente se calcula de la siguiente forma:

$$VP = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} - I_T$$

Siendo:

FC_j : el flujo de caja del año j.

i: Tasa anual de interés pre asignada o Tasa de descuento.

I_T : Inversión total.

n: la vida útil de la instalación en años.

A continuación se van a definir algunos conceptos de la matemática financiera que permitirán efectuar la comparación de estas dos alternativas por el método del valor presente.

Tasa de descuento.

Para tener en cuenta el valor temporal del dinero se utiliza la tasa de descuento, i, la cual puede interpretarse así: un peso ahora vale (1 + i) pesos en un año.

Técnicamente, esta tasa se denomina 'tasa real de descuento'. En algunos casos puede considerarse una tasa que tenga en cuenta los efectos de la inflación, que se denomina 'tasa nominal de descuento'.

En nuestro análisis no tendremos en cuenta la inflación.

El valor adoptado para la tasa de descuento es de 6.3% para una industria de servicio público de electricidad, según material consultado^[15].

Vida útil del equipamiento.

La vida útil del equipamiento es el tiempo (en años) durante el cual las instalaciones que comprenden la instalación estarían en uso. La determinación de este valor resulta crítica en nuestro análisis, y para su obtención puede recurrirse a la experiencia en otros proyectos, fabricantes de equipos, y fuentes varias. En el caso particular de las lámparas la vida útil se expresa en horas de uso y por lo tanto variará en función de la cantidad de horas de encendido diaria que tengan.

Para el análisis se tomó una vida útil de 20 años, que es lo que se recomienda en bibliografías consultadas^[14].

Flujo de caja.

El flujo de caja está constituido por los ingresos y egresos incurridos por el proyecto durante sucesivos intervalos a lo largo del período de análisis. Los intervalos de análisis pueden ser mensuales o anuales. Para los análisis a efectuarse no es necesario precisar el momento durante cada intervalo en que ocurren estos

movimientos de caja. Comúnmente los ingresos y egresos que suceden dentro de un intervalo se agrupan y suman al comienzo, mitad o final del intervalo de análisis. El flujo de caja a su vez está dado por la siguiente expresión:

$$FC=BN+e*(If-L)$$

En donde:

e: factor de depreciación interno.

If: inversión fija

L: valor residual al final de la vida útil de la instalación.

BN: beneficio neto

$$BN= V-C-e*(If-C-d(IF-L)) - t*(V-C-d(IF-L))$$

V: ingresos totales por año.

t: tasa impositiva

C: costos sin incluir la depreciación.

d: factor de depreciación del método de depreciación aceptado por el Estado.

$$FC=IT-C-t*(IT-C-d(IF-L))$$

Ingresos totales por año.

Si bien existirá un ingreso anual, el cual estará dado por el abono de los usuarios al impuesto de alumbrado público, no se considerará ya que el punto a analizar es de carácter comparativo entre dos alternativas. Al no considerarlo se obtendrán valores presentes negativos pero la interpretación de los resultados es igualmente válida que para el caso en que se tienen en cuenta los ingresos totales.

Entonces el valor presente de menor valor absoluto será el más conveniente.

Por lo tanto se considerará $V=0$.

Inversión fija.

Es el capital necesario que lleva implementar cada alternativa. Está compuesto por el costo de las luminarias, los postes, el cableado, la mano de obra, las bases de cemento para los postes, etc.

Más adelante se mostrará el cálculo detallado.

Costos anuales.

Son los costos compuestos por el gasto energético y de mantenimiento.

Para ello es importante saber el tipo de tarifa que va a corresponder, y también saber cuál es el plan de mantenimiento a implementar.

Factor de depreciación del método de depreciación aceptado por el Estado

El método de depreciación permitido por la ley es en Argentina el de la línea recta. En este método la depreciación anual es constante y por lo tanto el factor d también lo es.

$$d = \frac{1}{n} = \frac{1}{20} = 0.05$$

Factor de depreciación del método de depreciación interno.

El método de depreciación interno elegido es el mismo que el adoptado por el Estado. Por lo tanto el valor de e estará dado por:

$$e = \frac{1}{n} = \frac{1}{20} = 0.05$$

11.3 Avenida Valeria Guerrero.

11.3.1 Determinación de la Inversión fija.

Se mencionó que la inversión fija es la inversión necesaria para poner en marcha todo el sistema y que esta incluye los gastos de los elementos (luminarias, cables, postes, etc) y la mano de obra.

El total de luminarias y postes a instalarse en la Avenida Valeria Guerrero es mostrado en el siguiente cuadro.

Luminaria	LED	VSAP
Cantidad	496	424
Potencia [kw]	50,592	71,656
Postes	248	212

Se observa que hay un ahorro de potencia instalada de 21,064 kW utilizando tecnología LED, es decir un 29.3% menos.

A continuación se muestra en detalle cada uno de los costos que lo componen:

Los valores se expresaran en dólares y la **tasa de cambio es 4.6 pesos por dólar.**

LUMINARIAS			
MODELO	COSTO UNITARIO [USD]	CANT.	COSTO TOTAL [USD]
VSAP 150W	380,43	424	161.304,35
LED 96 W	980,00	496	486.080,00

POSTES			
MODELO	COSTO UNITARIO [USD]	CANT.	COSTO TOTAL [USD]
SODIO 150W	400,00	212	84.800,00
LED 96 W	300,00	248	74.400,00

Precios de referencia empresa Obrelectric S.R.L.

Para Luminaria VSAP

Columna metálica recta de alumbrado de 8 metros de altura libre, modelo Obrelectric R-4009/3, construida con caños de acero con costura de primera calidad, en cuatro tramos (Ø 140 - 114 - 90 y 76 mm.) aboquillados, centrados y soldados eléctricamente entre sí, lleva acople desmontable AR-21/200 (Ø 90 mm. con 2 brazos de Ø 60 x 2000 mm. 15° de inclinación y 180° entre sí), acometida aérea y puesta a tierra, tratada con antióxido al cromato de cinc.

Incluye:

Adicional por caladuras, realizadas en base de columna de Ø 140 a 168 mm, deacometida subterránea, ventana de inspección, chapa soporte tablero con bulón de 5/16" para puesta a tierra y tapa con tornillo de cierre escondido.

Tablero de resina de epoxi con cuatro bornes inyectados de rosca withworth ¼" con 2 fusibles tipo tabaquera.

Para Luminaria LED

Columna metálica recta de alumbrado de 7 metros de altura libre, modelo Obrelectric R-3060/3, construida con caños de acero con costura de primera calidad, en tres tramos, (Ø 114 x 3,65 mm - Ø 90 x 3,25 mm y Ø 76 x 2,90 mm.), aboquillados, centrados y soldados eléctricamente entre sí, lleva acople

* Precio venta Banco Nación 10/8/2012

desmontable AR-21/200(Ø 90 mm. con 2 brazos de Ø 60 x 2000 mm. 15° de inclinación y 180° entre sí), acometida aérea y puesta a tierra, tratada con antióxido al cromato de cinc.

MANO DE OBRA			
MODELO	COSTO POR POSTE [USD]	CANT.	COSTO TOTAL [USD]
SODIO 150W	141,30	212	USD 29.956,52
LED 96 W	141,30	248	USD 35.043,48

El precio de mano de mano de obra es de 650 \$ por columna, según datos conseguidos.

BASE CEMENTO			
MODELO	COSTO [USD/m]	CANT. [m]	COSTO TOTAL [USD]
SODIO 150W	61,96	212	13.134,78
LED 96 W	61,96	248	15.365,22

El costo de la base de cemento está compuesto por la mano de obra y el precio de material.

Según averiguaciones el costo de la mano de obra es de 120 \$/columna y el costo del material es de 165 \$.

Por lo que el monto total en dólares resulta ser de 61.96 USD

CABLEADO SUBTERRÁNEO			
MODELO	COSTO [USD/m]	CANT. [m]	COSTO TOTAL [USD]
SODIO 150W	13,02	7054	91.843,08
LED 96 W	8,16	7054	57.560,64

Precios referencia: Casa Blanco Junio 2012

Para el sistema con luminarias VSAP se consideró un cable de 4x16 Cu.

Para el sistema con luminarias LED se consideró un cable de 4x10 Cu.

CABLEADO CONEXIÓN LUMINARIAS			
MODELO	COSTO [USD/m]	CANT. [m]	COSTO TOTAL [USD]
SODIO 150W	USD 1,40	1696	USD 2.374,40
LED 96 W	USD 1,40	1736	USD 2.430,40

Precios referencia: Casa Blanco Junio 2012.

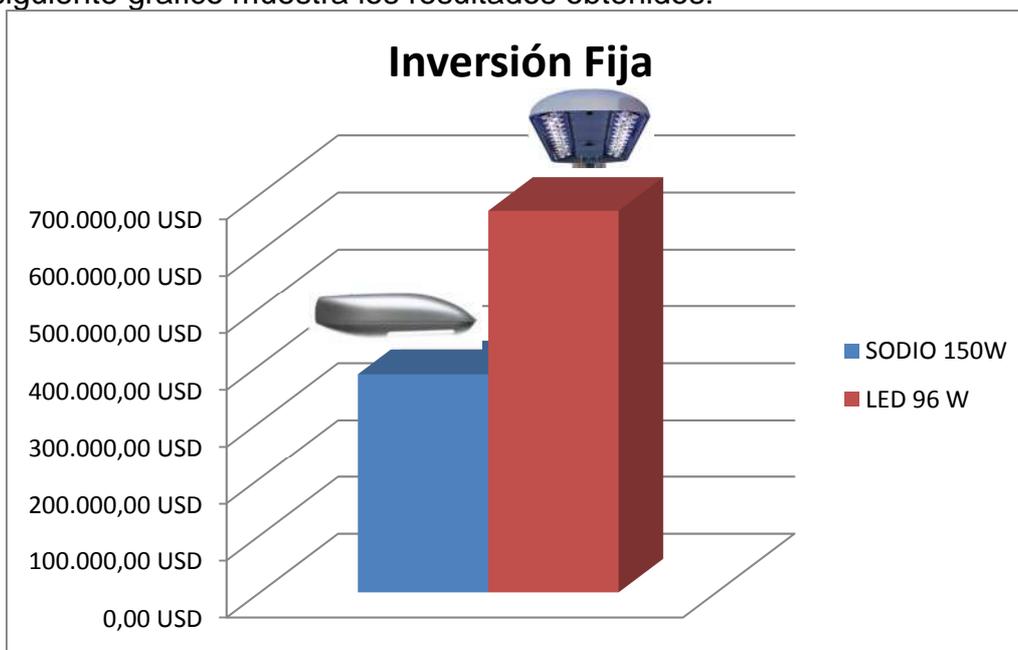
Son los cables que suben por dentro de las columnas metálicas.

Se utiliza cable 2x2.5 Cu.

En base a todos estos componentes la inversión fija para cada alternativa resulta ser:

INVERSIÓN FIJA TOTAL	
MODELO	COSTO [USD]
SODIO 150W	383.413,13
LED 96 W	670.879,74

El siguiente grafico muestra los resultados obtenidos:



Se observa una gran diferencia en el costo inicial de la tecnología LED con respecto a la de VSAP. Esto se debe a lo siguiente:

- ✓ la luminaria de LED es 600 USD más costosa.
- ✓ Se requiere instalar 36 luminarias más de LED, por ende, se requieren 18 postes más y como consecuencia mayor costo de mano de obra.
- ✓ La inversión fija total para la alternativa LED es 75% más costosa que la de VSAP.

Esto es lo que esencialmente conlleva a que haya una mayor diferencia, a pesar de que en la alternativa de LED se obtiene un ahorro en cableado de unos 34.226.44 USD, teniendo en cuenta cableado subterráneo más el cableado de conexión.

11.3.2. Determinación de los costos anuales.

Se dividen en dos: Costo de Mantenimiento y costo Energético.

$$C_{\text{Totales}} = C_{\text{Mantenimiento}} + C_{\text{Energéticos}}$$

11.3.2.1. Costo de mantenimiento.

11.3.2.1.1. Luminarias VSAP.

El plan de mantenimiento consiste en efectuar un recambio de lámparas cuando se esté llegando al final de su vida útil. Luego un recambio de balastos, más pintado de columnas.

Los costos unitarios se muestran en la siguiente tabla:

Costos		
Lámpara	\$ 60,00	13,04 USD
M.O lámpara	\$ 40,00	8,70 USD
Balasto	\$ 120,00	26,09 USD
M.O Balasto	\$ 30,00	6,52 USD
M.O y Mat. Pintado	\$ 300,00	65,22 USD

La columna de la izquierda está en pesos argentinos y la de la derecha referida al dólar.

No se tiene en cuenta la inflación en los precios para años sucesivos.

La vida útil de la lámpara es de 24000 horas

Si se expresa en años resulta:

Vida útil: 24000 horas/4323 h.año = 5.5 años

Se considera que la vida útil del balasto es de 10 años.

Se realiza un pintado de columnas cada 10 años.

El plan de mantenimiento y sus costos puede observarse en la siguiente tabla:

Actividad	año	Cantidad lámparas	Cantidad balastos	costo total [USD]
	0			
	1			
	2			
	3			
	4			
	5			
RECAMBIO LAMPARAS	6	424	0	9217,391
	7			
	8			
	9			
	10			
PINTADO +RECAMBIO LAMPARAS+ BALASTOS	11	424	424	36869,56
	12			
	13			
	14			
	15			
RECAMBIO LAMPARAS	16	424	0	9217,391
	17			
	18			
	19			
	20			

Esto hace un total de 55304 USD en los 20 años, no teniendo en cuenta la inflación.

Lo cual es equivalente a decir que se tiene un costo anual de 2765.2 USD

11.3.2.1.2 Luminarias LED.

Para esta tecnología el costo de mantenimiento se reduce en gran medida ya que no cuenta con balastos, por lo tanto solo se necesita hacer la reposición del equipo entero.

Para determinar la vida útil del equipamiento LED es necesario conocer el **Factor de Depreciación de Flujo Luminoso** (FDFL o LLD en inglés).

Este factor se determina mediante estudios realizados por los mismos fabricantes.

Según datos de la marca LED Roadway Lighting se tiene una disminución del flujo del 16% a los 20 años, es decir un FDFL de 0.84^[16].

Por lo tanto en toda la vida útil del proyecto, que es de 20 años, no será necesario efectuar un recambio de luminarias ya que no se tiene una gran disminución de flujo luminoso.

El único costo que se incluirá es el de pintado de columnas en el año 10.

El costo de pintado por columna es de 65.22 USD y como se tiene 248 postes el costo total resulta:

Costo Pintado: $248 * 65.22 = 16174.56$ USD

El costo anual de mantenimiento sería de 808.7 USD

Conclusión.

En base a estos resultados se observa que el mantenimiento para la alternativa VSAP es 70.7% más costoso. Con lo cual disponer de la tecnología LED llevaría a un gran ahorro de costos de mantenimiento.

11.3.3. Costo energético.

Corresponde a los kWh consumidos. El precio de tarifa depende si el alumbrado público lo maneja la cooperativa local o un consorcio.

Se ha consultado sobre el caso a la cooperativa local y se ha informado que el emprendimiento, al ser catalogado como una urbanización, es de un dominio municipal y no privado. Entonces la cooperativa local es la que cobra el municipio con tarifa de alumbrado público **T1-AP**.

El precio de dicha tarifa, sin subsidio, es de 0.61\$ kW.h, según el precio de referencia EDEA, julio 2012.

La tarifa se consideró sin subsidio ya que se considera un análisis económico a largo plazo y debido a políticas circunstanciales dicho beneficio al usuario pudiera dejar de tener efecto.

Para calcular el costo energético además del precio del kw.h es necesario conocer las horas de funcionamiento al año de la luminaria.

11.3.3.1. Horas de funcionamiento al año.

Para determinar la cantidad de tiempo que las luminarias funcionan se tienen que contar con los horarios de crepúsculo matutino, crepúsculo vespertino, puesta y salida del sol.

Antes de la salida y después de la puesta del Sol, durante parte de los crepúsculos, no es necesario tener encendido el alumbrado público porque todavía hay suficiente luz natural. Los instantes de encendido y apagado del

alumbrado dependen de la estación, de las coordenadas del lugar, de su orografía y también del tipo de estructura urbana de la ciudad. En un pueblo se requieren menos horas de alumbrado que en una gran ciudad, cuyos altos edificios no dejan penetrar bien la luz natural de los crepúsculos. La dificultad resulta en determinar cuanta parte del crepúsculo es aprovechable.

Para el cálculo, supondremos que las luminarias se apagan cuando comienza el crepúsculo matutino y se encienden cuando empieza el crepúsculo vespertino.

De esta manera el cálculo se sitúa en un plano más conservador y puede compensar, con cierto error, los días durante el año que debido a contingencias, como por ejemplo días muy nublados, se pueda encender automática o manualmente el sistema de alumbrado público. Consultando sitios web* sobre el clima se consiguió horarios de salida y puesta del sol, para la localidad de Pinamar que es la más cercana al emprendimiento. A continuación se muestra una tabla confeccionada con dicha información.

Mes	Horas nocturnas	Horas Crep. Matutino	Horas Crep. Vespertino
Enero	298,40	15,90	18,57
Febrero	305,82	13,08	15,08
Marzo	363,32	12,60	15,03
Abril	387,15	11,90	14,18
Mayo	430,10	12,67	14,68
Junio	430,40	12,40	14,48
Julio	436,93	12,58	14,73
Agosto	410,57	12,22	14,55
Septiembre	363,45	11,70	14,20
Octubre	338,57	13,27	15,53
Noviembre	296,12	14,62	16,68
Diciembre	289,42	16,53	18,65
Total horas	4350,23	159,47	186,38

Los horarios de crepúsculo corresponden al crepúsculo náutico.

El total de horas de encendido al año se calcula así:

$$\text{Horas Encendido} = \sum_{i=1}^{12} H_{ni} + H_{cmi} - H_{cvi}$$

Siendo:

H_{ni} : cantidad de horas nocturnas del mes "i". Las horas nocturnas es el rango comprendido entre la puesta y salida del sol.

H_{cmi} : cantidad de horas del crepúsculo matutino en el mes "i".

H_{cvi} : cantidad de horas del crepúsculo vespertino en el mes "i".

$$\text{Horas encendido} = 4350.23 + 186.38 - 159.47 = \mathbf{4377.11}$$

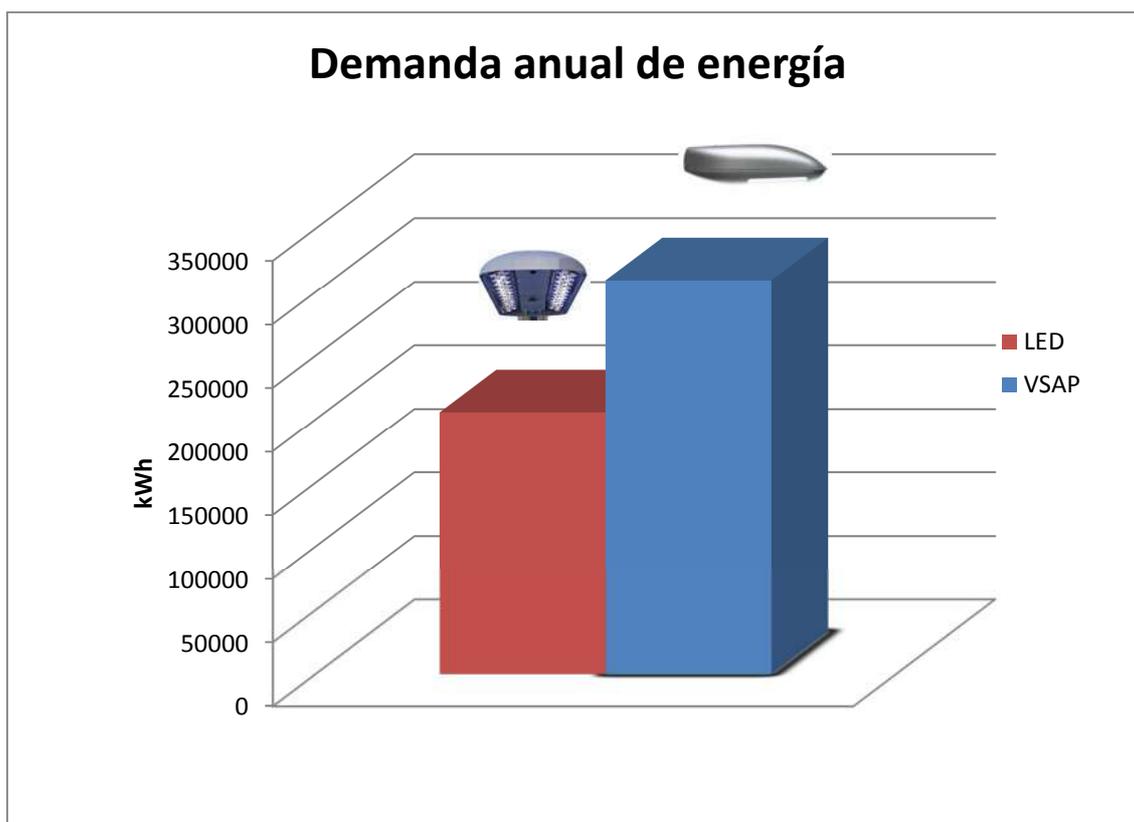
* www.espanol.weather.com

Una vez determinada la cantidad de horas de funcionamiento y con el precio de la tarifa fijado, se confeccionó la siguiente tabla comparativa.

	LED	VSAP
Número de luminarias.	496	424
Consumo individual de luminaria [W].	96	169
Potencia demandada por AP [kW].	47,616	71,656
Energía demandada al año [kW.h].	20.5859,046	309.791,579
Costo anual energético variable [USD].	27.352,402	41.161,8724

El ahorro en USD en un año con la Implementación de la Tecnología LED es de 13.809.42, es decir de un 33.52%.

11.3.3.2 Comparación de la demanda anual de energética.



El ahorro en el consumo de energía anual es del 33.5%.

11.3.3.3. Variación anual del costo energético.

Evidentemente esta es la variable más sensible cuando se analiza los costos de los sistemas de alumbrado público. El costo anual de la energía puede, año

a año, mantenerse igual, subir y hasta incluso bajar. Esto depende de factores difíciles de anticipar como políticos, sociales, ambientales, etc.

Lo que se pretende hacer es analizar el comportamiento de los costos, a lo largo de la vida útil de la instalación, cuando la energía se incrementa anualmente a una determinada tasa y encontrar el punto en donde se cruzan las curvas de valor presente calculadas más adelante. Este análisis permitirá saber que alternativa es más conveniente que otra ante un aumento anual de costo energético.

Es importante recalcar que este aumento no tiene en cuenta la inflación, sino que sería producto del aumento, a moneda constante, del valor intrínseco de la energía, por razones tales como el aumento del precio del barril de petróleo, que por ser un bien no renovable, puede esperarse que incremente su precio.

El valor del costo energético anual a una tasa de incremento fija viene dado por la siguiente ecuación.

$$C(j) = C_0 \cdot (1+k)^j$$

Dónde:

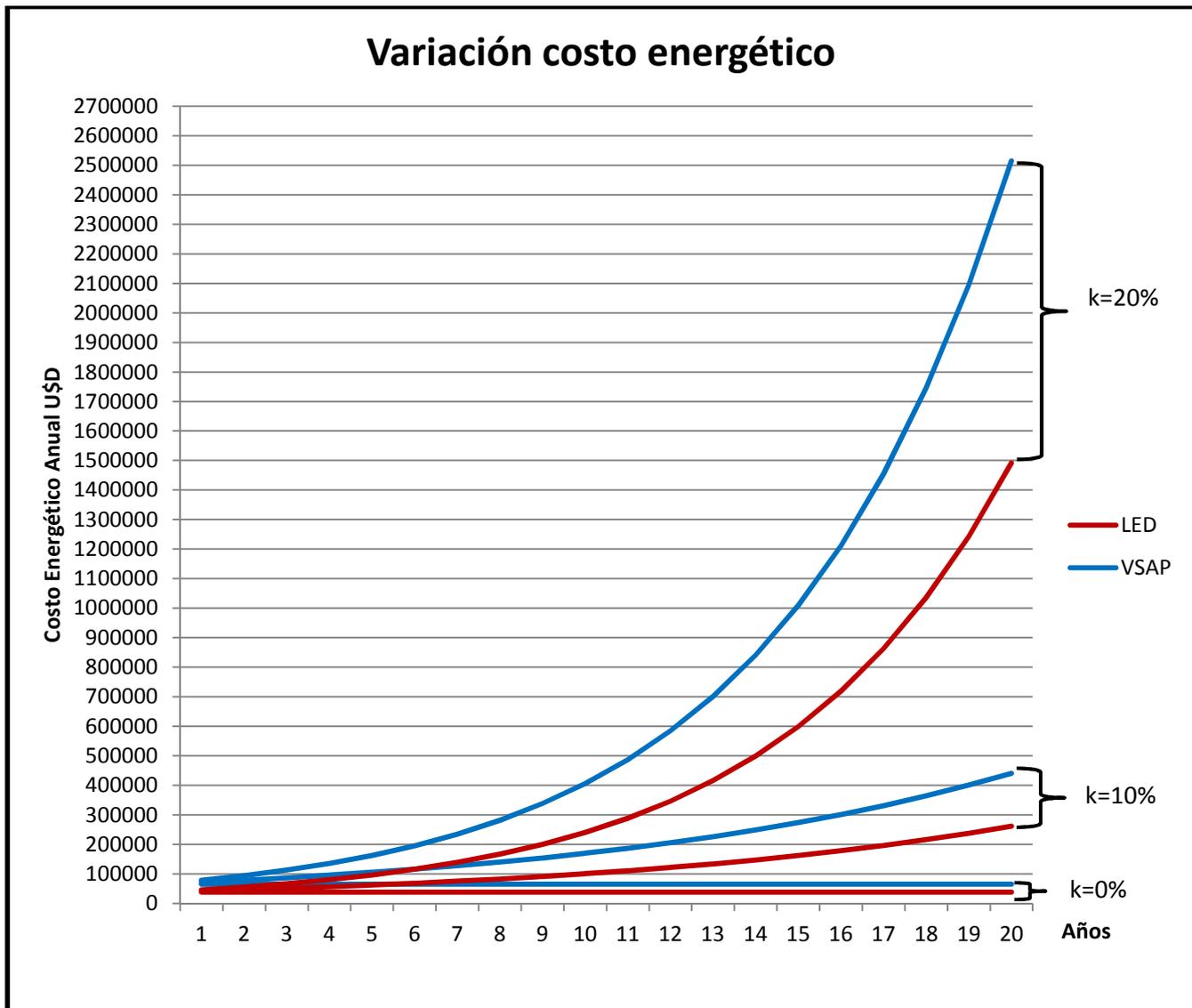
$C(j)$: costo energético anual en el año j del proyecto.

C_0 : costo energético en el año 0.

k : tasa de incremento.

Esta ecuación nos dice que durante cada año el costo energético aumenta una determinada tasa fija " k ".

A continuación se muestra un gráfico donde se observa el comportamiento de los costos anuales energéticos en relación con la tasa de aumento.



Una tasa $k=0\%$ significa que no hay aumento anual del costo de la energía por lo que su representación es una recta en fijada en un valor que se mantiene constante hasta el final de la vida útil del proyecto.

Las curvas $k=10\%$ y $k=20\%$ reflejan el comportamiento de los costos energético cuando anualmente se incrementan dichas tasas para las dos alternativas.

Se ve claramente que la alternativa VSAP genera mayores costos a medida que la tasa mencionada aumenta.

11.3.4. Cálculo del Valor Presente.

El indicador del valor presente nos dará una idea de que proyecto es más rentable a lo largo de la vida útil del proyecto.

Recordando la fórmula del valor presente:

$$VP = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} - I_T$$

Siendo:

FC_j : el flujo de caja del año j .

i : Tasa anual de interés pre asignada o Tasa de descuento.

I_T : Inversión total.

n : la vida útil de la instalación en años.

$i = 6.3\%$

$FC = V - C - t^*(V - C - d^*(If - L)) = -C - t^*(-C - d^*(If - L))$

$V = 0$ ya que no se consideran ingresos.

$L = 0$, no se considera el valor residual en el cálculo.

$t = 0$ ya que como no se analizan ganancias no tiene sentido que haya un impuesto

$d = e = 0.05$

$FC = -C$.

Entonces el flujo de caja se reduce a los costos anuales sin depreciación.

Estos costos incluyen los de mantenimientos más los energéticos.

Entonces la fórmula del valor presente queda de la siguiente manera

$$VP = \sum_{j=1}^n \frac{-C_j}{(1+i)^j} - I_T = - \left(\sum_{j=1}^n \frac{C_j}{(1+i)^j} + I_T \right)$$
$$VP = \left| \sum_{j=1}^n \frac{C_j}{(1+i)^j} + I_T \right|$$

Lo que representa esta ecuación es la sumatoria de todos los costos a lo largo de la vida útil referidas al año cero más los costos de la inversión inicial

Se considerará el valor absoluto, sin darle importancia al signo negativo que lo que quiere decir es que se trata de costos.

El indicador de menor valor es el que será más beneficioso desde el punto de vista económico.

Una alternativa que tenga un valor presente mayor indica que a lo largo de la vida útil tendrá mayores costos que otra alternativa con valor presente menor.

Se procederá a realizar un análisis de los distintos resultados que se obtienen para las distintas tasas de aumento del costo energético, evaluadas en la sección variación anual del costo energético.

La siguiente tabla muestra los flujos de cajas anuales para cada alternativa.

Tasa de aumento del costo energético=0%

año	LED			VSAP		
	FCj [USD]	(1+i)^j	FCj/(1+i)^j [USD]	FCj [USD]	(1+i)^j	FCj/(1+i)^j [USD]
1	27352,402	1,063	25731,328	41161,872	1,063	38722,364
2	27352,402	1,130	24206,330	41161,872	1,130	36427,435
3	27352,402	1,201	22771,712	41161,872	1,201	34268,518
4	27352,402	1,277	21422,118	41161,872	1,277	32237,553
5	27352,402	1,357	20152,510	41161,872	1,357	30326,954
6	27352,402	1,443	18958,147	50379,264	1,443	34918,231
7	27352,402	1,534	17834,569	41161,872	1,534	26838,749
8	27352,402	1,630	16777,581	41161,872	1,630	25248,118
9	27352,402	1,733	15783,237	41161,872	1,733	23751,757
10	27352,402	1,842	14847,824	41161,872	1,842	22344,080
11	43526,315	1,958	22227,263	78031,438	1,958	39847,740
12	27352,402	2,082	13140,028	41161,872	2,082	19774,065
13	27352,402	2,213	12361,268	41161,872	2,213	18602,130
14	27352,402	2,352	11628,663	41161,872	2,352	17499,652
15	27352,402	2,500	10939,476	41161,872	2,500	16462,514
16	27352,402	2,658	10291,134	50379,264	2,658	18954,816
17	27352,402	2,825	9681,217	41161,872	2,825	14568,996
18	27352,402	3,003	9107,448	41161,872	3,003	13705,547
19	27352,402	3,193	8567,684	41161,872	3,193	12893,271
20	27352,402	3,394	8059,910	41161,872	3,394	12129,135

El valor presente para la alternativa LED es:

Vp= 985.369,182 [USD]

El valor presente para la alternativa VSAP es:

Vp= 872.934,757 [USD]

Al ser mayor el Vp del LED significa que el proyecto más conveniente si el costo energético no varía anualmente es la alternativa con VSAP.

La diferencia que se obtiene al final de la vida útil es de 112.434,4272 USD.

Es decir que los costos acumulados al final la vida útil son un 11.4% menos a favor del VSAP.

La gráfica que se presenta a continuación representa el flujo de caja acumulado referido al año 0 de las dos alternativas y nos indica si los costos se igualan o no en un determinado año.

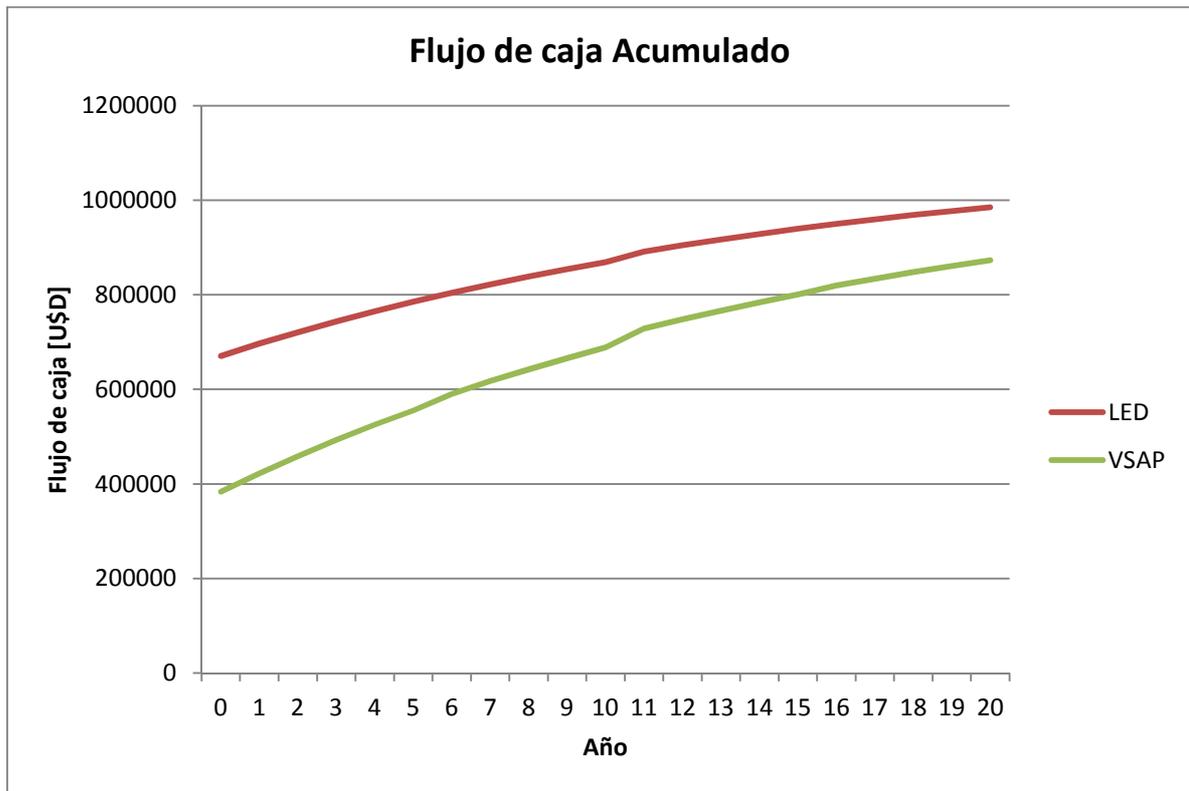
El flujo de caja acumulado referido al año cero viene dado por

$$Fca(j) = Fc(j - 1) + \frac{Fcj}{(1+i)^j}$$

Fca(j): flujo de caja acumulado en el año j.

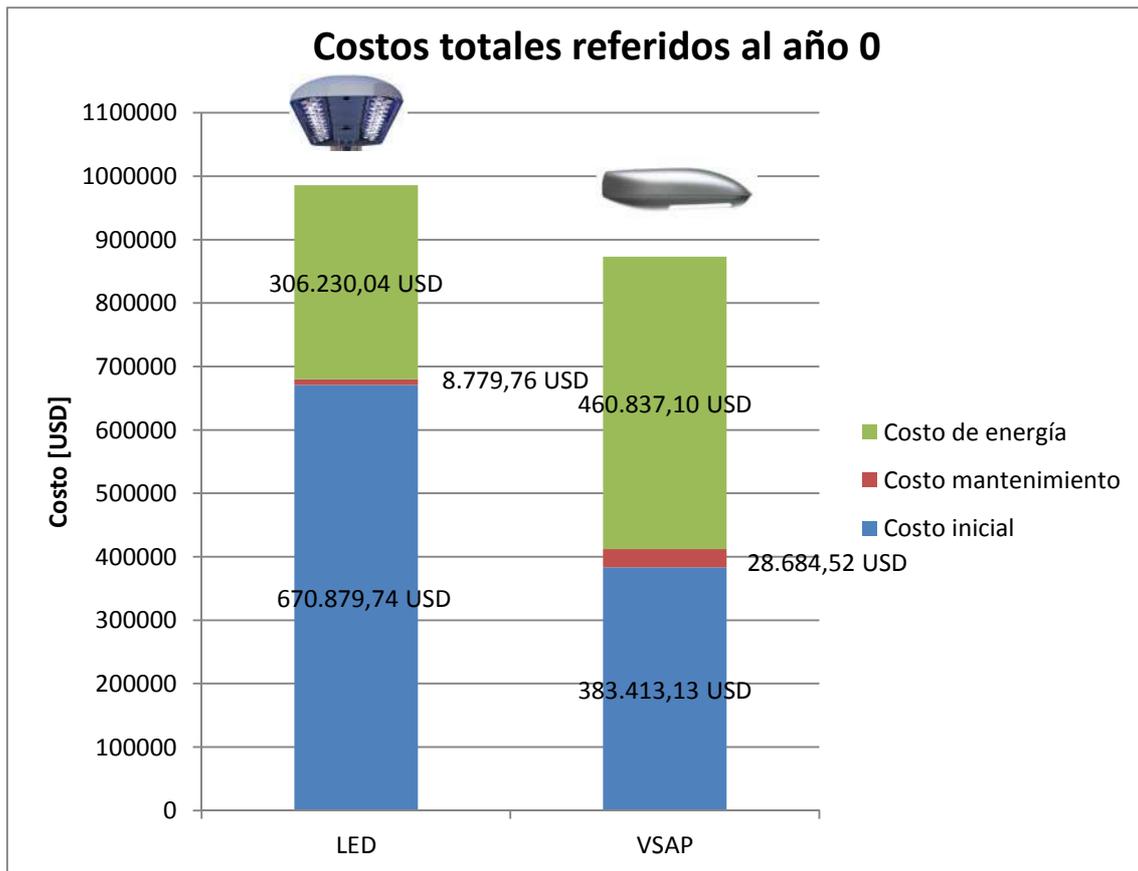
Fc(j-1): representa el flujo de caja del año anterior, en el año cero es la inversión inicial.

Flujo de caja acumula por año cuando el incremento de costo energía es 0%



Si en la estimación de los costos suponemos que la energía no varía anualmente se observa que a lo largo de la vida útil del proyecto el sistema con vapor de sodio resulta más conveniente, desde este punto de vista.

El siguiente gráfico muestra la influencia de los costos iniciales, de mantenimiento y de energía en los costos totales en los 20 años de vida útil referidos al año 0.



Se observa que la variable más influyente, o sensible, es el costo de la energía y que el costo de mantenimiento no ejerce tal influencia a lo largo de la vida útil.

Tasa de aumento del costo energético=6%

año	LED			VSAP		
	FCj [USD]	(1+i)^j	FCj/(1+i)^j [USD]	FCj [USD]	(1+i)^j	FCj/(1+i)^j [USD]
1	27352,402	1,063	25731,328	41161,872	1,063	38722,364
2	28993,546	1,130	25658,709	43631,585	1,130	38613,081
3	30733,159	1,201	25586,295	46249,480	1,201	38504,107
4	32577,148	1,277	25514,086	49024,449	1,277	38395,441
5	34531,777	1,357	25442,080	51965,916	1,357	38287,081
6	36603,684	1,443	25370,277	64301,262	1,443	44567,668
7	38799,905	1,534	25298,677	58388,903	1,534	38071,279
8	41127,899	1,630	25227,279	61892,237	1,630	37963,834
9	43595,573	1,733	25156,083	65605,771	1,733	37856,692
10	46211,308	1,842	25085,087	69542,117	1,842	37749,853
11	65157,899	1,958	33273,705	110584,210	1,958	56471,225
12	51923,025	2,082	24943,697	78137,523	2,082	37537,078
13	55038,407	2,213	24873,300	82825,774	2,213	37431,141
14	58340,711	2,352	24803,103	87795,321	2,352	37325,503
15	61841,154	2,500	24733,104	93063,040	2,500	37220,163

16	65551,623	2,658	24663,302	107864,214	2,658	40583,094
17	69484,720	2,825	24593,697	104565,632	2,825	37010,374
18	73653,804	3,003	24524,289	110839,570	3,003	36905,923
19	78073,032	3,193	24455,076	117489,944	3,193	36801,767
20	82757,414	3,394	24386,059	124539,341	3,394	36697,905

El valor presente para la alternativa LED es:

$V_p = 1.180.198,968$ [USD]

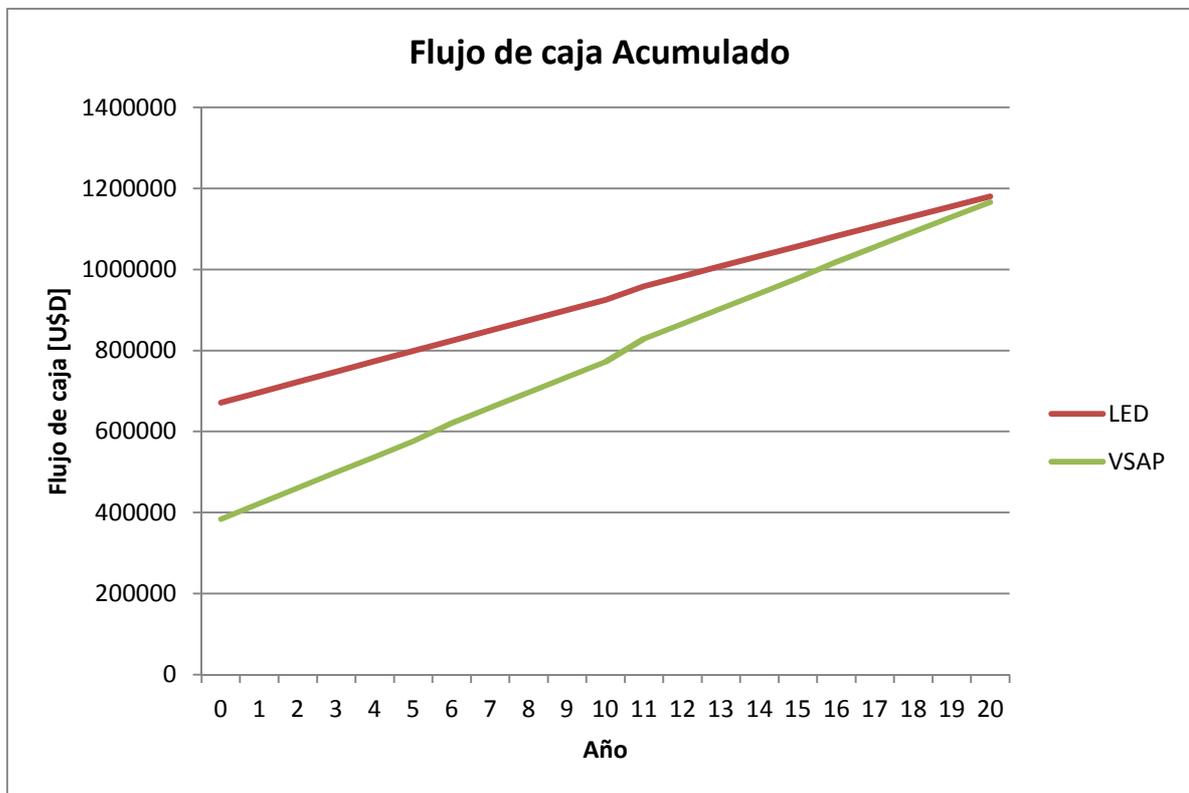
El valor presente para la alternativa VSAP es:

$V_p = 1.166.128,704$ [USD]

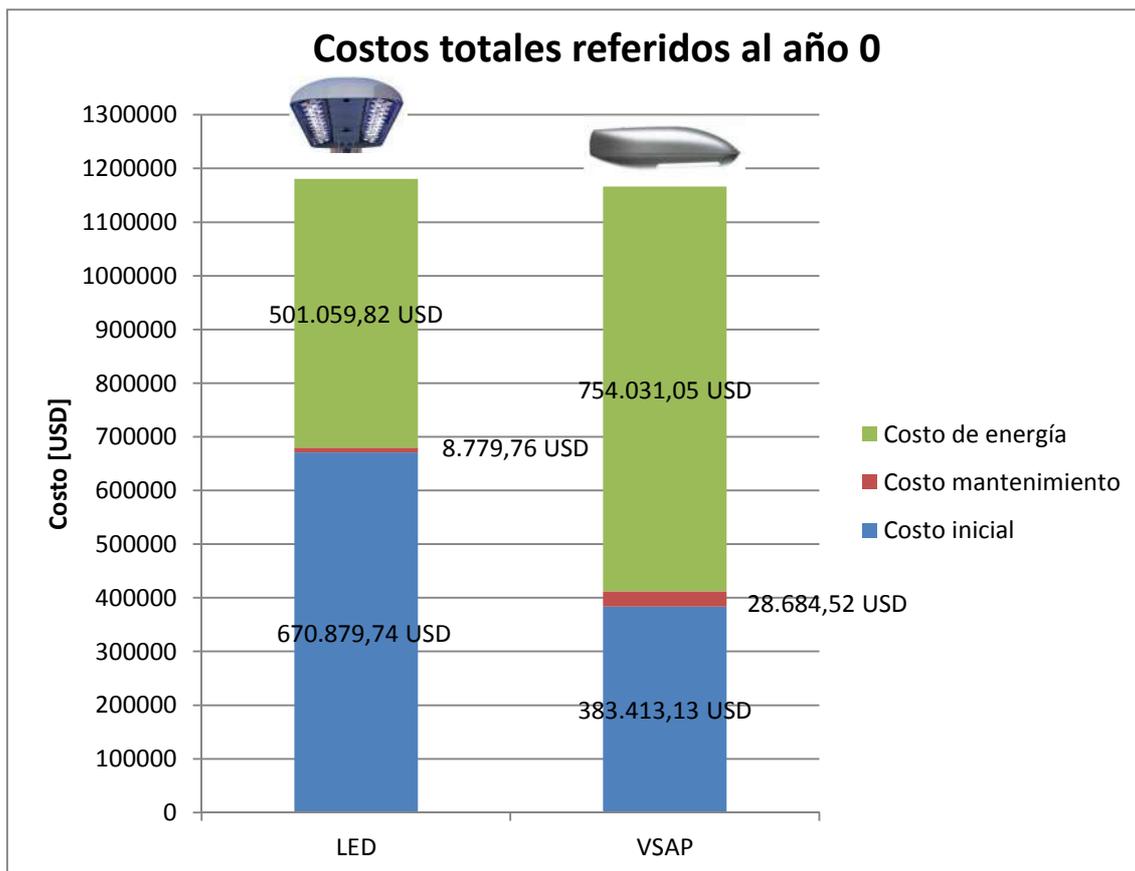
En este caso se observa que la alternativa más conveniente sigue siendo el VSAP, según el indicador del valor presente, dado que es menor que el de la alternativa LED, lo que indica que a lo largo de la vida útil del proyecto tiene menos costos.

La diferencia al final de la vida útil es de 14.070,26 [USD].

Los costos acumulados al final la vida útil son un 1.2% menos a favor del VSAP



El grafico muestra la ventaja de la alternativa VSAP sobre el LED cuando la variación anual del costo de energía es del 6%.



Se observa la equiparación de los costos al final de la vida útil.

Tasa de aumento del costo energético=7%

año	LED			VSAP		
	FCj [USD]	(1+i) ^j	FCj/(1+i) ^j [USD]	FCj [USD]	(1+i) ^j	FCj/(1+i) ^j [USD]
1	27352,402	1,063	25731,328	41161,872	1,063	38722,364
2	29267,070	1,130	25900,773	44043,203	1,130	38977,356
3	31315,765	1,201	26071,333	47126,228	1,201	39234,027
4	33507,869	1,277	26243,016	50425,064	1,277	39492,388
5	35853,419	1,357	26415,830	53954,818	1,357	39752,451
6	38363,159	1,443	26589,782	66949,047	1,443	46402,867
7	41048,580	1,534	26764,879	61772,871	1,534	40277,725
8	43921,980	1,630	26941,129	66096,972	1,630	40542,960
9	46996,519	1,733	27118,540	70723,760	1,733	40809,941
10	50286,275	1,842	27297,120	75674,424	1,842	41078,680
11	69980,228	1,958	35736,288	117841,198	1,958	60177,098
12	57572,757	2,082	27657,814	86639,648	2,082	41621,478
13	61602,850	2,213	27839,944	92704,423	2,213	41895,562
14	65915,049	2,352	28023,274	99193,732	2,352	42171,450
15	70529,103	2,500	28207,811	106137,294	2,500	42449,154
16	75466,140	2,658	28393,564	122784,296	2,658	46196,661
17	80748,770	2,825	28580,539	121516,588	2,825	43010,062

18	86401,183	3,003	28768,746	130022,749	3,003	43293,289
19	92449,266	3,193	28958,192	139124,341	3,193	43578,381
20	98920,715	3,394	29148,886	148863,045	3,394	43865,351

El valor presente para la alternativa LED es:

$V_p = 1.227.268,524$ [USD]

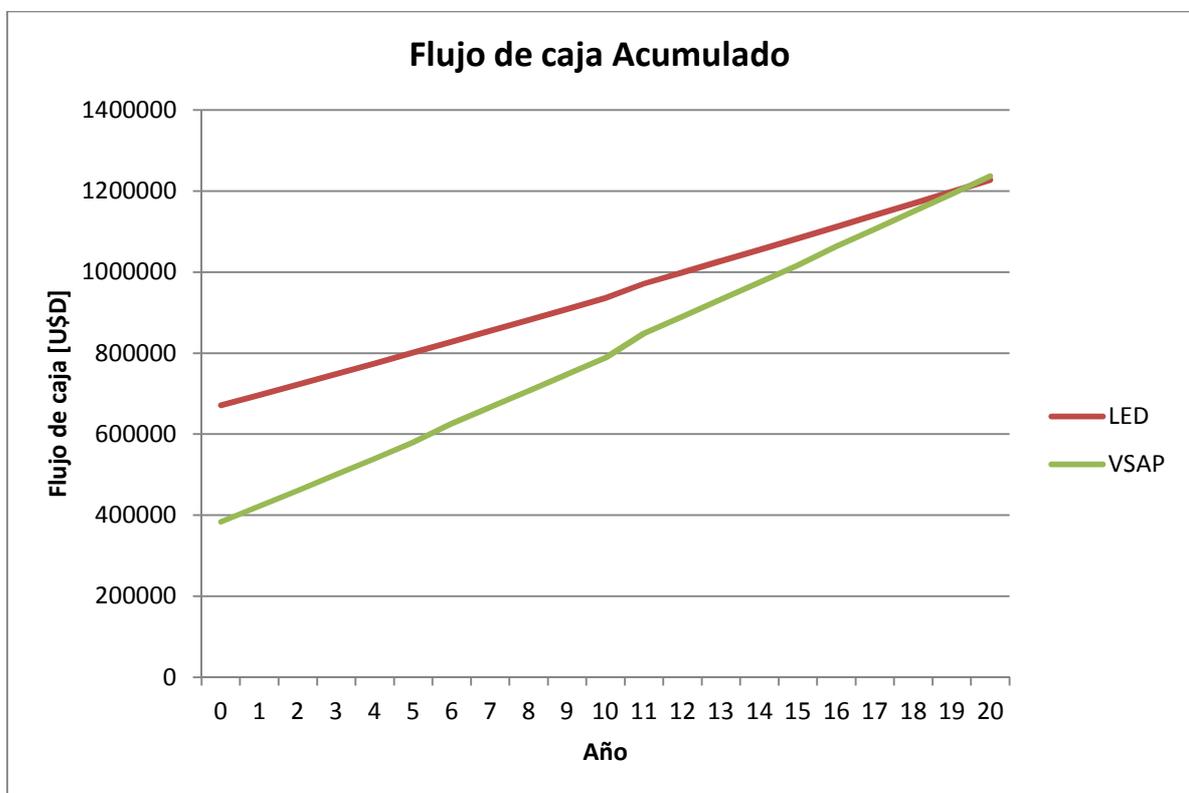
El valor presente para la alternativa VSAP es:

$V_p = 1.236.962,376$ [USD]

En este caso se observa que la alternativa más conveniente es el LED, según el indicador del valor presente, dado que es menor que el de la alternativa VSAP, lo que indica que a lo largo de la vida útil del proyecto tiene menos costos.

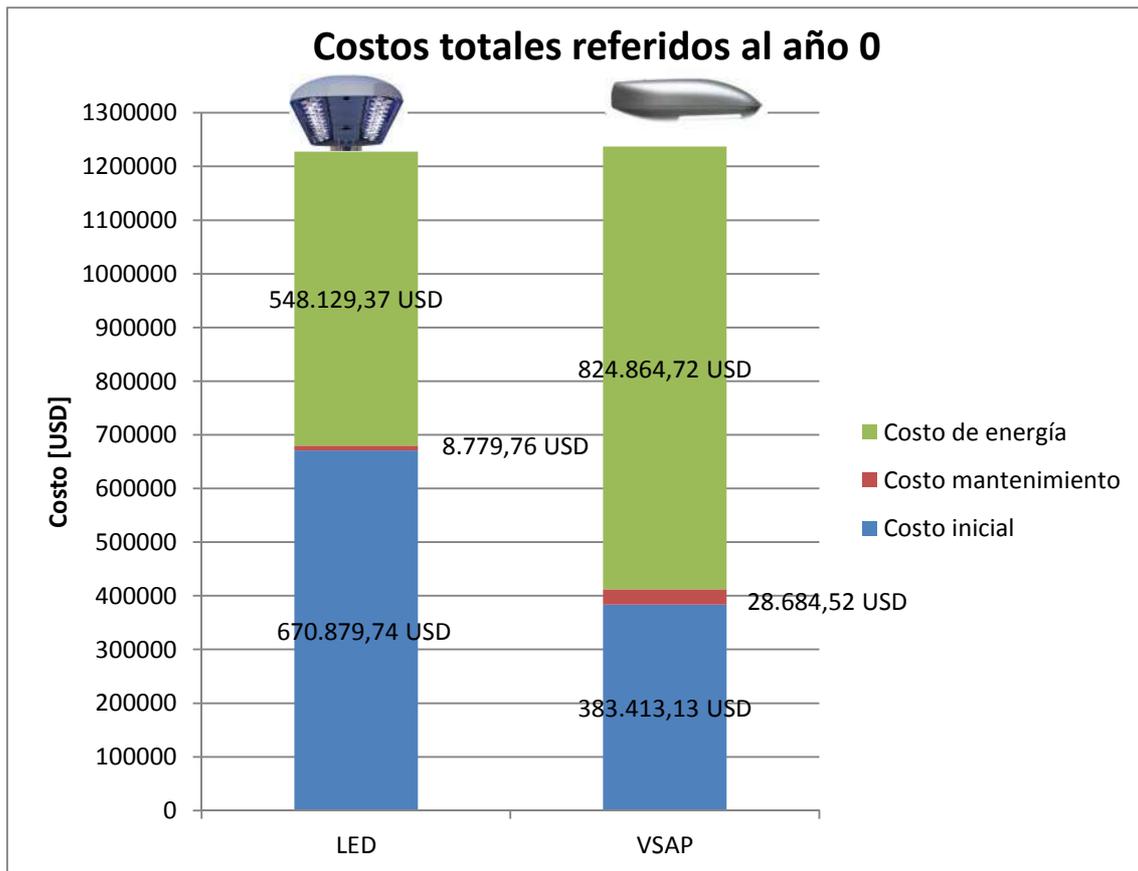
La diferencia al final de la vida útil es de 9.693,85 USD.

Los costos acumulados al final la vida útil son un 0.78% menos a favor del LED.



Los costos se equiparan entre el año 19 y 20 del proyecto.

Dado los resultados anteriores se deduce que a partir de una tasa de variación de costo anual energético mayor que 7% menor será el año en que los costos totales acumulados de ambos proyectos se igualen, siendo la alternativa LED cada vez más conveniente.



Se observa la ventaja a favor del LED en los costos totales tomando una tasa de incremento de costo energético del 7%.

11.3.5. Resumen de resultados.

De acuerdo a los análisis efectuados se tiene que:

- ✓ Si se utiliza luminarias LED se tiene un 29.3% menos de potencia instalada.
- ✓ La Inversión fija para la tecnología LED es 42.8% más costosa por lo que se debe disponer de un mayor capital inicial para llevarla a cabo.
- ✓ La alternativa con VSAP es un 70.7% más costosa en cuanto a mantenimiento.
- ✓ El costo energético es la variable más sensible. Los resultados son distintos si se tiene en cuenta que este aumenta a una determinada tasa fija por año o si no varía.
- ✓ Si se toma como referencia el valor actual del costo energético y se supone que no varía (tasa de aumento=0%) la alternativa más conveniente es la de VSAP. Resultando un 11.4% de ahorro.
- ✓ A partir de un aumento del 7% por año del costo energético se obtiene un ahorro en costos a favor de la tecnología LED.

11.3.6. Conclusión.

Este estudio económico nos demostró que para que la alternativa LED presente mejores ventajas económicas el costo de variación anual de la energía tiene que aumentar a una tasa mayor o igual que el 7% y para que equipare los costos acumulados de la alternativa VSAP a mitad de vida útil del

proyecto esta tasa tiene que ser del 20%. Ahora bien, este valor es elevado y podría estar enmascarando una inflación, parámetro que no se tuvo en cuenta a la hora de realizar el estudio.

11.3.7. Luminaria escogida.

La alternativa escogida es el LED, ya que a pesar que desde el punto de vista económico no es tan ventajosa, es una tendencia que se está dando en la actualidad y por lo tanto se espera que su costo disminuya para hacerlo más competitivo con el VSAP. Por otro lado presenta ventajas ambientales ya que tiene compuestos menos nocivos que las lámparas tradicionales y el consumo es mucho menor, por lo que desde el punto de vista ambiental es más favorable.

Otra ventaja del LED y que es muy importante tiene que ver con el aspecto luminotécnico y estético que esta tecnología posee. La luz blanca que emite proporciona una mejor reproducción cromática de los colores, independientemente de la temperatura de color que se adopte.

12. Calles Residenciales.

12.1. Evaluación luminotécnica

Estas calles se encuentran presentes en los sectores de vivienda Unifamiliar y los sectores de viviendas Multifamiliar.

El ancho de la calzada es de 9 mts.

El proceso para elegir el tipo de Luminaria a instalar es el mismo que se para la Avenida principal, solo que cambian las dimensiones y el nivel de iluminación exigido, por corresponder a otro tipo de clase de calzada.

Recordando que según las normas para este tipo de calles, clase F, los parámetros exigidos son:

Nivel Inicial Iluminancia Media (lux)	Uniformidad	
	$\frac{G_1}{E_{min}}$ $\frac{E_{min}}{E_{med}}$	$\frac{G_2}{E_{min}}$ $\frac{E_{min}}{E_{max}}$
10	1/4	1/8

Se efectuará una comparación entre luminarias de VSAP y luminarias LED. Los resultados fueron obtenidos a través del software Dialux.

12.1.1 Luminarias VSAP.

Alternativa 1

Marca: Philips.

Modelo: SGS252 GB 1xSON-TPP100W OR P3.

Potencia lámpara: 100 [W].

Potencia total: 114[W].

Flujo Luminoso: 10700 [lm].

Rendimiento: 93.86 [lm/W].

Configuración: Tresbolillo.

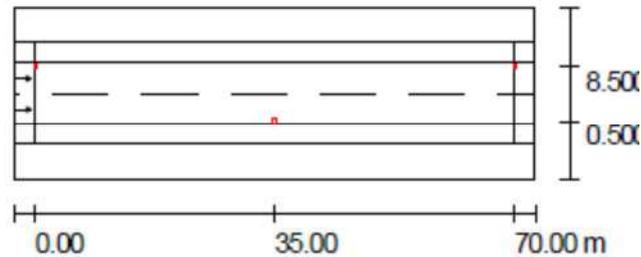
Separación entre mástiles: 35 [m].

Altura de Montaje: 8 [m].

Distancia mástil-calzada: 0.5 [m].

Longitud del brazo: 1 [m].
 Inclinación del brazo: 0°

Configuración



Resultados

Em[lx]	Emin/Em	Emin/Emax
13	0.371	0.134

Coefficiente de utilización.

$$\mu = \frac{Em \cdot a \cdot d}{\Phi_L \cdot f_m}$$

$\Phi_L=10700$ [lm]
 $f_m=1$
 $Em=13$ [lx]
 $a= 9$ [m]
 $d= 35$ [m]

$$\mu = 0.38$$

Potencia por unidad de longitud

Este parámetro se utiliza para comparar la potencia instalada por unidad de longitud. Resulta de dividir la potencia de la luminaria por la distancia entre mástiles.

Entonces de dos alternativas con iguales resultados luminotécnicos, aquella que presente una menor potencia por unidad de longitud será más eficiente.

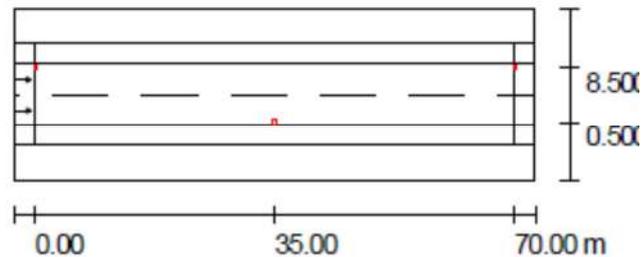
$$p= 114 \text{ W} / 35 \text{ m} = 3,26 \text{ [w/m]}$$

Alternativa 2

Marca: Philips.
 Modelo: SRP222 1xSON-TPP100W P1.
 Potencia lámpara: 100 [W].
 Potencia total: 114[W].
 Flujo Luminoso: 10700 [lm].
 Rendimiento: 93.86 [lm/W].
 Configuración: Tresbolillo.
 Separación entre mástiles: 35 [m].
 Altura de Montaje: 9 [m].
 Distancia mástil-calzada: 0.5 [m].
 Longitud del brazo: 1 [m].

Inclinación del brazo: 0°

Configuración.



Resultados

Em[lx]	Emin/Em	Emin/Emax
15	0.385	0.150

Coefficiente de utilización.

$$\mu = \frac{Em \cdot a \cdot d}{\Phi_L \cdot f_m}$$

$\Phi_L = 10700$ [lm]

$f_m = 1$

$Em = 15$ [lx]

$a = 9$ [m]

$d = 35$ [m]

$$\mu = 0.44$$

Potencia por unidad de longitud

$\rho = 114 \text{ W} / 35 \text{ m} = 3,26$ [w/m]

Alternativa 3.

Marca: Lumenac.

Modelo: Urbis 100 E.

Potencia lámpara: 100 [W].

Potencia total: 115 [W].

Flujo Luminoso: 9330 [lm].

Rendimiento: 81.13 [lm/W].

Configuración: Tresbolillo.

Separación entre mástiles: 30 [m].

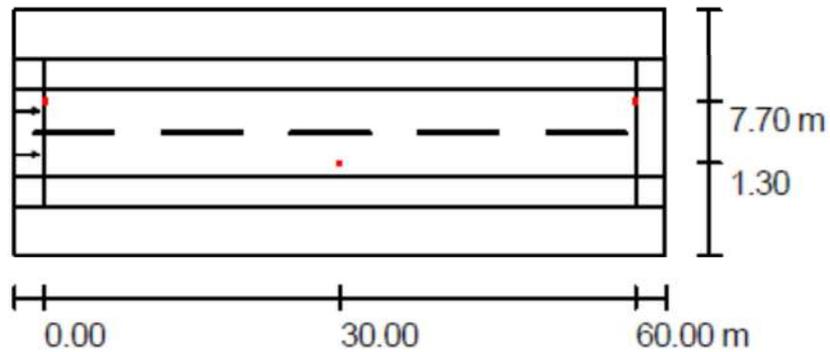
Altura de Montaje: 9 [m].

Distancia mástil-calzada: 0.2 [m].

Longitud del brazo: 1.5 [m].

Inclinación del brazo: 0°

Configuración



Resultados.

Em[lx]	Emin/Em	Emin/Emax
10	0.329	0.150

Coefficiente de utilización.

$$\mu = \frac{Em \cdot a \cdot d}{\Phi_L \cdot f_m}$$

$\Phi_L = 9330$ [lm].

$f_m = 1$.

$Em = 10$ [lx].

$a = 9$ [m].

$d = 30$ [m].

$$\mu = 0.29$$

Potencia por unidad de longitud.

$$p = 115 \text{ W} / 30 \text{ m} = 3,83 \text{ [w/m]}$$

12.1.1.1 Conclusión.

Haciendo un primer análisis se observa que de las tres alternativas, la última es la menos beneficiosa ya que tiene menor coeficiente de utilización y la distancia entre mástiles es menor, lo cual conlleva a tener que instalar más luminarias, postes, cableado, etc. Se necesitan instalar más potencia por metro por lo que resulta más costoso.

Queda entonces la alternativa 1 y 2.

La ventaja de la opción 2 es que a igual separación entre postes tiene un mayor coeficiente de utilización, por lo que aprovecha mejor el flujo emitido. A su vez presenta la desventaja de tener un poste más alto por ende es más caro.

No obstante se escoge la opción 2 para realizar un análisis comparativo con una luminaria LED.

12.1.2 Luminarias LED.

Alternativa 1

Marca: LED ROADWAY LIGHTING.

Modelo: HALIFAX, NOVA SCOTIA S48S.

Potencia luminaria: 73 [W].

Flujo Luminoso: 3813 [lm].

Rendimiento: 52.23 [lm/W].

Configuración: Tresbolillo.

Separación entre mástiles: 30 [m].

Altura de Montaje: 8 [m].

Distancia mástil-calzada: 0.5 [m].

Longitud del brazo: 1 [m].

Inclinación del brazo: 0°

Configuración



Resultados

Em[lx]	Emin/Em	Emin/Emax
11	0.337	0.169

Coefficiente de utilización

$$\mu = \frac{Em \cdot a \cdot d}{\Phi_L \cdot f_m}$$

$\Phi_L = 3813$ [lm]

$f_m = 1$

$Em = 11$ [lx]

$a = 9$ [m]

$d = 30$ [m]

$$\mu = 0.779$$

Potencia por unidad de longitud.

$$p = 73 \text{ W} / 30 \text{ m} = 2,43 \text{ [w/m]}$$

Alternativa 2

Marca: Philips.

Modelo: BGP070 GB 1xLLM4500/740.

Potencia luminaria: 67 [W].

Flujo Luminoso: 5400 [lm].

Rendimiento: 80.6 [lm/W].

Configuración: Tresbolillo.
 Separación entre mástiles: 25 [m].
 Altura de Montaje: 6 [m].
 Distancia mástil-calzada: 0.2 [m].
 Longitud del brazo: 1 [m].
 Inclinación del brazo: 0°

Configuración.



Resultados

Em[lx]	Emin/Em	Emin/Emax
10	0.331	0.170

Coefficiente de utilización

$$\mu = \frac{Em \cdot a \cdot d}{\phi_L \cdot f_m}$$

$\phi_L = 5400$ [lm]

$f_m = 1$

$Em = 10$ [lx]

$a = 9$ [m]

$d = 25$ [m]

$$\mu = 0.416$$

Potencia por unidad de longitud.

$$p = 67 \text{ W} / 25 \text{ m} = 2,68 \text{ [w/m]}$$

Alternativa 3

Marca: Philips.

Modelo: BGP323 88xGRN-1S/740 DC.

Potencia luminaria: 104 [W].

Flujo Luminoso: 9240 [lm].

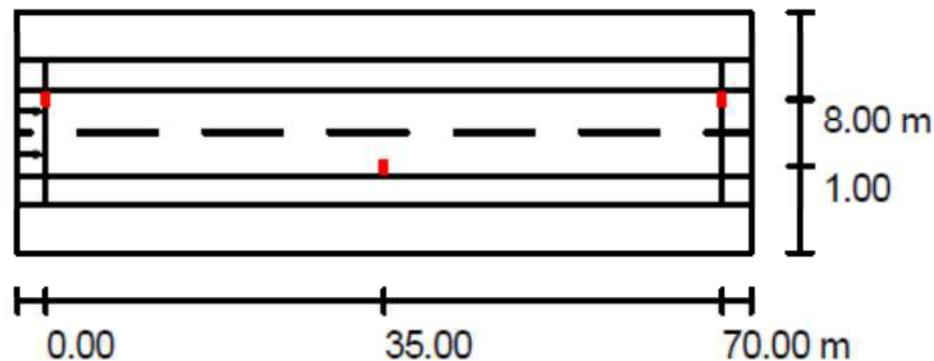
Rendimiento: 88.84 [lm/W].

Configuración: Tresbolillo.

Separación entre mástiles: 35 [m].

Altura de Montaje: 8 [m].
 Distancia mástil-calzada: 0.5 [m].
 Longitud del brazo: 1.5 [m].
 Inclinación del brazo: 0°

Configuración



Resultados

Em[lx]	Emin/Em	Emin/Emax
17	0.408	0.164

Coefficiente de utilización

$$\mu = \frac{Em \cdot a \cdot d}{\phi_L \cdot f_m}$$

$\phi_L = 9240$ [lm]
 $f_m = 1$
 $Em = 17$ [lx]
 $a = 9$ [m]
 $d = 35$ [m]

$$\mu = 0.579$$

Potencia por unidad de longitud.

$$p = 104 \text{ W} / 35 \text{ m} = 2,97 \text{ [w/m]}$$

12.1.2.1 Conclusión.

Haciendo un análisis de los resultados de las distintas alternativas se observa lo siguiente:

- ✓ La alternativa 1 cumple con los requerimientos con una potencia un poco mayor que la alternativa 2 pero mucho menor que la alternativa 3. Se requiere menos potencia por unidad de longitud con respecto a las otras alternativas. Otra ventaja es que presenta el coeficiente de utilización más alto, por lo que no hay tanta dispersión de flujo.
- ✓ La alternativa 2 obtiene los requerimientos mínimos con una menor potencia, pero se requiere de una mayor potencia por unidad de longitud con respecto a la 1.

- ✓ Con la alternativa 3 se tiene una mayor potencia por unidad de longitud y presenta un elevado nivel de iluminación media pero tiene menos uniformidad que las otras alternativas.

Teniendo en cuenta este análisis la opción elegida es la 1 porque ofrece un equilibrio entre las otras alternativas, en el sentido de que tanto la potencia como la distancia de esta opción se encuentran en un intermedio con respecto a las otras alternativas, con el agregado de tener un elevado coeficiente de utilización.

12.2. Análisis económico.

El mismo se realizará de la misma forma que para el alumbrado público de la Avenida Valeria guerrero.

12.2.1 Inversión fija.

El total de luminarias y postes a instalarse en Calles residenciales son:

Total		
Luminaria	LED	VSAP
Cantidad	86	75
Potencia [kw]	6,25	8,55
Postes	86	75

Se observa que hay un ahorro de potencia instalada de 2.3 kW utilizando tecnología LED, es decir un 27% menos

A continuación se muestra en detalle cada uno de los costos que lo componen: Los valores se expresaran en dólares y la **tasa de cambio es 4.6 pesos por dólar.**

LUMINARIAS			
MODELO	COSTO UNITARIO [USD]	CANT.	COSTO TOTAL [USD]
VSAP 114W	380,43	75	28.532,61
LED 72.7 W	980,00	86	84.280,00

POSTES			
MODELO	COSTO UNITARIO [USD]	CANT.	COSTO TOTAL [USD]
VSAP 114W	431,00	75	32.325,00
LED 72.7 W	400,00	86	34.400,00

Precios de referencia empresa Obrelectric S.R.L

Luminaria VSAP.

Columna metálica de alumbrado de 9 metros de altura libre con brazo curvo doble desmontable de 1 metro de vuelo, modelo Obrelectric B-2209/2, construida con caños de acero con costura de 1º calidad, en cuatro tramos, (Ø 140 - 114 - 90 y 60 mm.), aboquillados, centrados y soldados eléctricamente

entre sí, lleva acometida aérea y puesta a tierra, tratada con antióxido al cromato de cinc.

Luminaria LED

Columna metálica de alumbrado de 8 metros de altura libre con brazo curvo doble desmontable de 1 metros de vuelo, modelo Obrelectric B-2209/2, construida con caños de acero con costura de 1º calidad, en cuatro tramos, (Ø 140 - 114 - 90 y 60 mm.), aboquillados, centrados y soldados eléctricamente entre sí, lleva acometida aérea y puesta a tierra, tratada con antióxido al cromato de cinc.

MANO DE OBRA			
MODELO	COSTO POR POSTE [USD]	CANT.	COSTO TOTAL [USD]
VSAP 114 W	141,30	75	10.597,83
LED 72,7 W	141,30	86	12.152,17

El precio de mano de mano de obra es de 650 \$ por columna, según datos conseguidos

BASE CEMENTO			
MODELO	COSTO [USD]	CANT.	COSTO TOTAL [USD]
VSAP 114 W	61,96	75	4.646,74
LED 72,7 W	61,96	86	5.328,26

El costo de la base de cemento está compuesto por la mano de obra y el precio de material.

Según averiguaciones el costo de la mano de obra es de 120 \$/columna y el costo del material es de 165 \$.

Por lo que el monto total en dólares resulta ser de 61.96 USD.

CABLEADO SUBTERRÁNEO			
MODELO	COSTO [USD/m]	CANT. [m]	COSTO TOTA [USD]
VSAP 114 W	8,16	2617,2	21.356,35
LED 72,7 W	5,13	2617,2	13.426,24

Precios referencia: Casa Blanco Junio 2012.

Para el sistema con luminarias VSAP se consideró un cable de 4x10 Cu.

Para el sistema con luminarias LED se consideró un cable de 4x6 Cu.

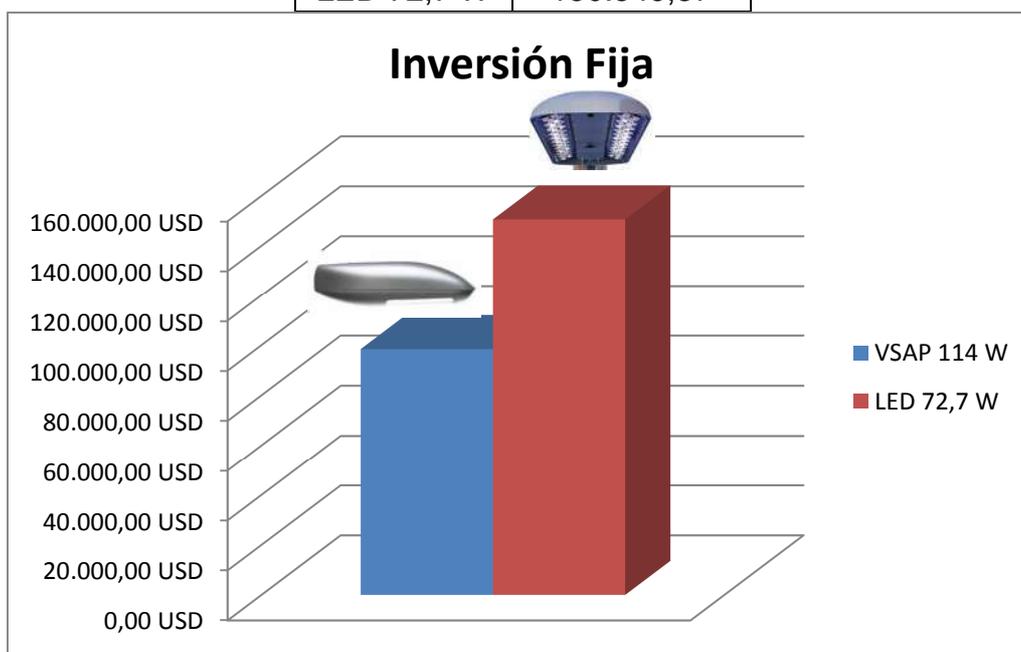
CABLEADO CONEXIÓN LUMINARIAS			
MODELO	COSTO [USD/m]	CANT. [m]	COSTO TOTA [USD]
VSAP 114 W	1,40	675	945,00
LED 72,7 W	1,40	688	963,20

Son los cables que suben por dentro de las columnas metálicas.

Precios referencia: Casa Blanco Junio 2012.
Se utiliza cable 2x2.5 Cu.

En base a todos estos componentes la inversión fija para cada alternativa resulta ser:

INVERSIÓN FIJA TOTAL	
MODELO	COSTO [USD]
VSAP 114 W	98.403,53
LED 72,7 W	150.549,87



La inversión fija para el LED es un 53% más costosa que la de VSAP.

12.2.2. Costos anuales.

Como se sabe los costos se dividen en dos: costos de mantenimientos y costos energéticos.

12.2.2.1 Costos de mantenimiento.

Se calculan los costos para las dos alternativas.

12.2.2.1.1 Luminaria VSAP.

Costos		
Lámpara	\$ 60,00	13,04 USD
M.O lámpara	\$ 40,00	8,70 USD
Balasto	\$ 120,00	26,09 USD
M.O Balasto	\$ 30,00	6,52 USD
M.O y Mat. Pintado	\$ 300,00	65,22 USD

Se realiza un recambio de lámparas cada 5 años y recambio de balastos cada 10 años.

Además se tiene en cuenta un pintado de columnas después de 10 años.

El plan de mantenimiento se puede observar en la siguiente tabla:

Actividad	año	Total lámparas	Total balastos	Costo total [USD]
	0			
	1			
	2			
	3			
	4			
	5			
RECAMBIO LAMPARAS	6	424	0	9217,39
	7			
	8			
	9			
	10			
PINTADO +RECAMBIO LAMPARAS+ BALASTOS	11	424	424	36869,5
	12			
	13			
	14			
	15			
RECAMBIO LAMPARAS	16	424	0	9217,39
	17			
	18			
	19			
	20			

Esto hace un total de 12.228,260 USD en los 20 años, no teniendo en cuenta la inflación.

Lo cual es equivalente a decir que se tiene un costo anual de 611.41 USD.

12.2.2.1.2 Luminaria LED.

El único costo de mantenimiento que se tiene en cuenta es el de pintado de columnas.

Costo Pintado: $86 \times 65.22 = 5.608,70$ USD

El costo anual de mantenimiento sería de 280.43 USD

12.2.2.2. Costo energético.

De la misma forma que el cálculo realizado para la avenida, el costo energético se determina en base al precio de la tarifa T1-AP y con un total de 4323.32 horas de funcionamiento al año.

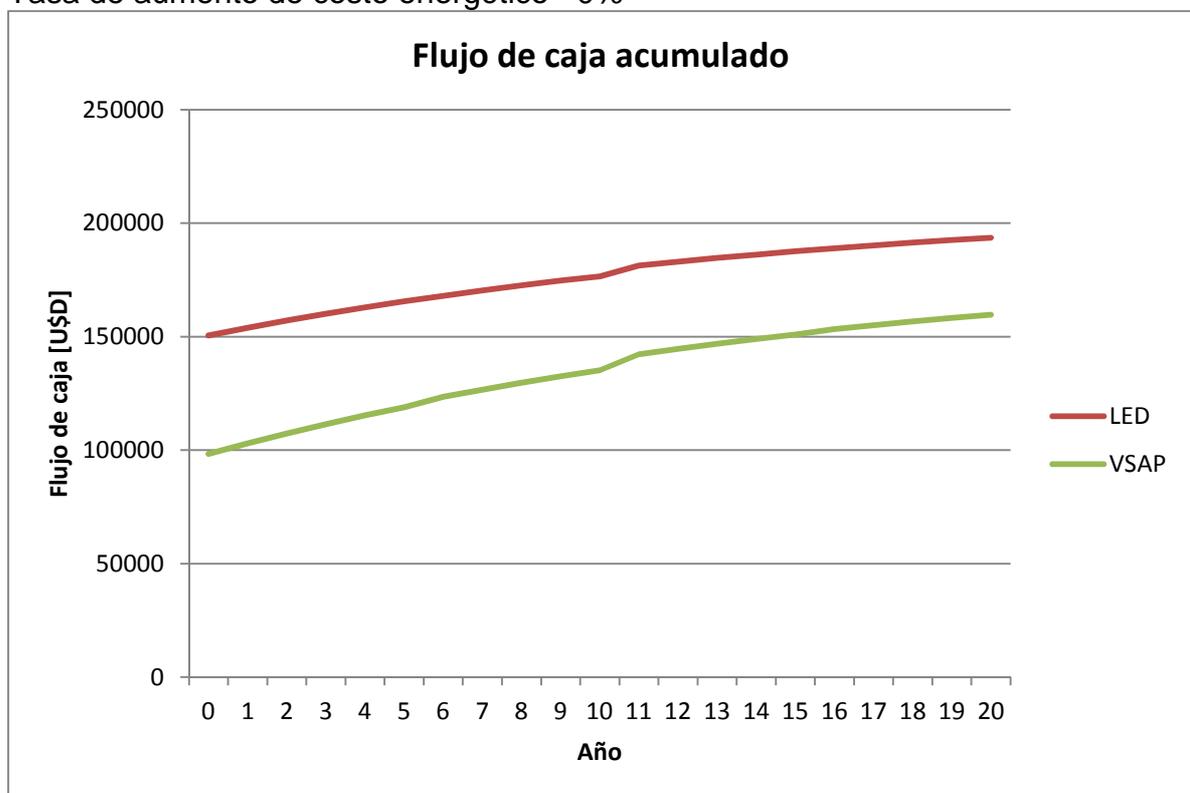
	LED	VSAP
Número de luminarias.	86	75
Consumo individual de luminaria [W].	72,7	114
Potencia demandada por AP [kW]	6,25	8,55
Energía demandada al año [kWh].	27.030,240	36.964,357
Costo anual energético variable [USD].	3.591,496	4.911,438

Se puede observar un ahorro con la alternativa LED de 9934.11 kWh por año llevando a un ahorro en el costo de 1319.94 USD por año, un 26.87% menos que la de VSAP.

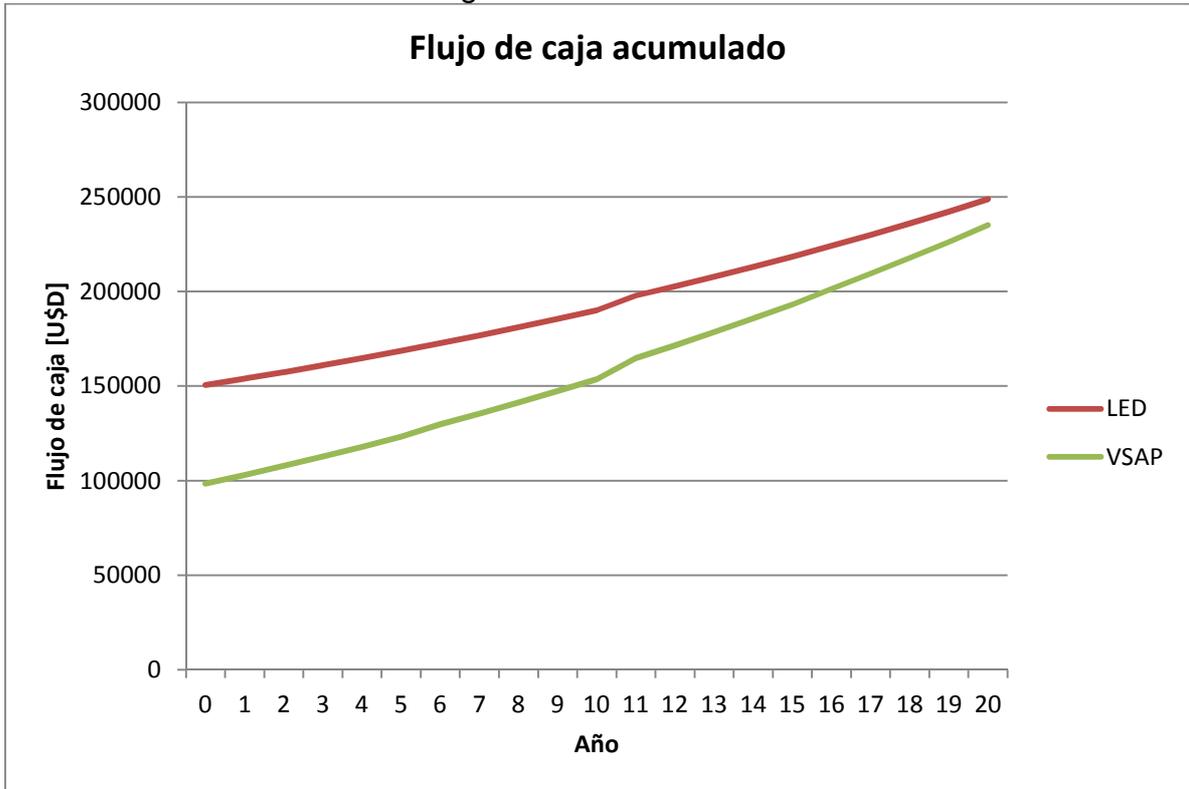
12.2.3. Cálculo del Valor Presente

El índice de comparación económica a utilizar es el valor presente. Haciendo los respectivos cálculos para diferentes tasas de incremento anual del costo energético se obtienen las siguientes gráficas que luego se analizarán.

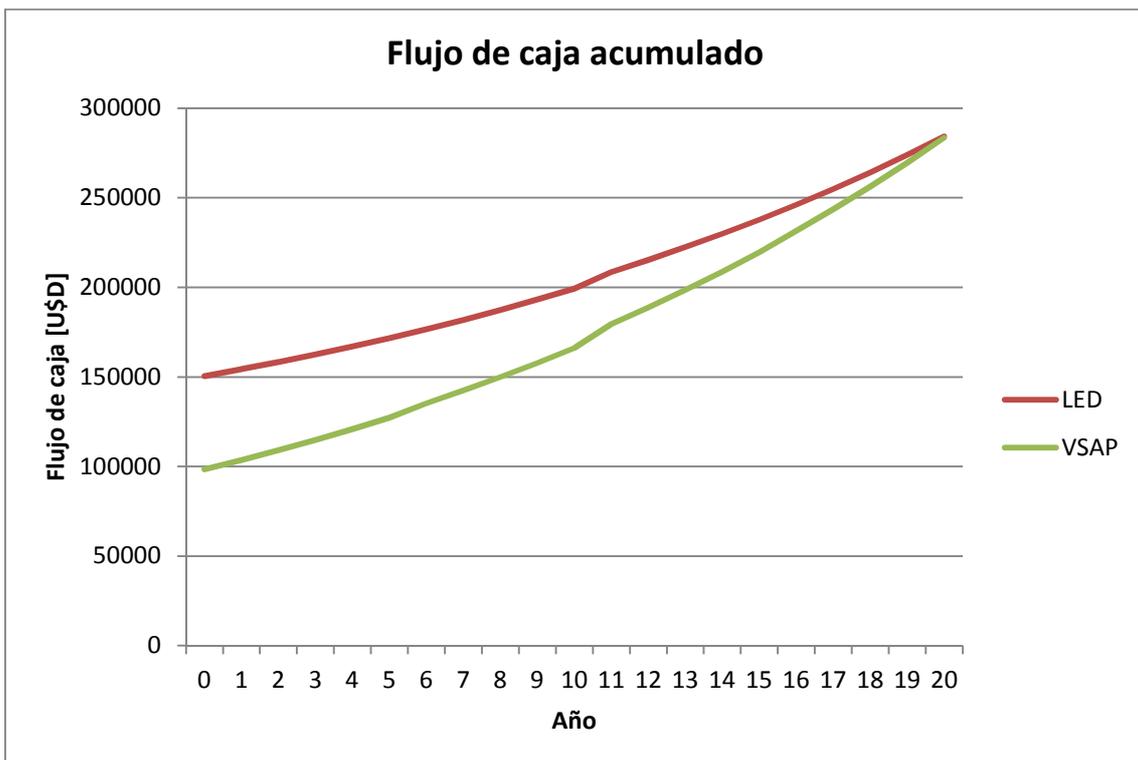
Tasa de aumento de costo energético= 0%



Tasa de aumento de costo energético= 10%



Tasa de aumento de costo energético= 12%



Estas gráficas nos muestran que la alternativa LED para las calles residenciales es conveniente si la tasa de aumento del costo energético es igual o superior al 12%.

Mientras más grande sea en menor tiempo se igualan los costos acumulados referidos al año 0 de ambas alternativas.

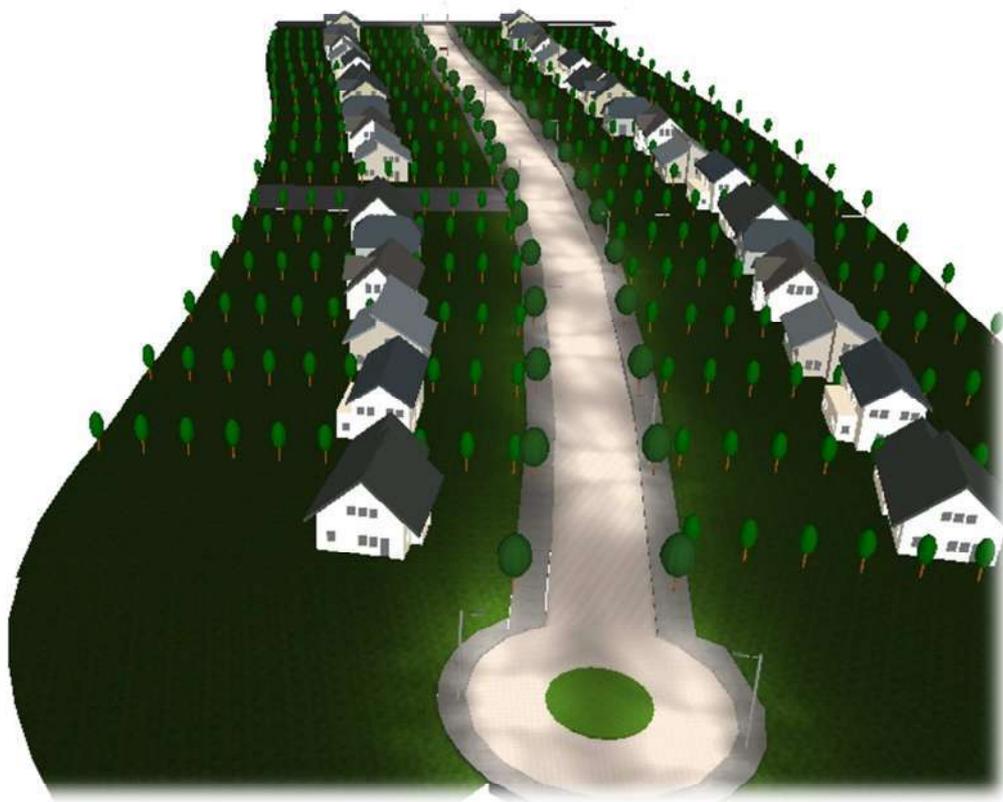
12.2.4. Conclusión.

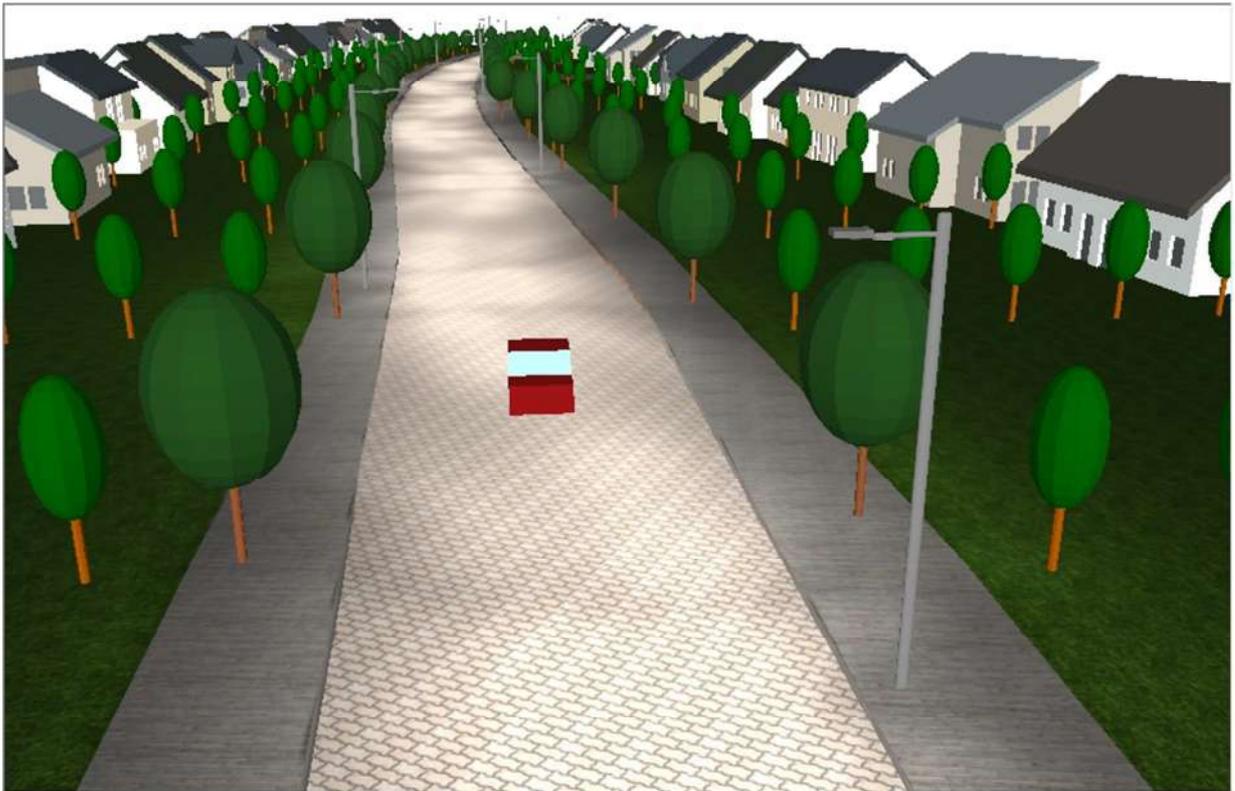
Para que las dos alternativas sean iguales al final de la vida útil del proyecto se necesita una tasa de aumento anual del costo energético del 12%, siendo este un valor elevado, como se mencionó al analizar el sistema de la Avenida Valeria Guerrero, que podría enmascarar una inflación.

12.3. Luminaria escogida.

La alternativa escogida es el LED, ya que a pesar que desde el punto de vista económico no es tan ventajosa, es una tendencia que se está dando en la actualidad y por lo tanto se espera que su costo disminuya para hacerlo más competitivo con el VSAP. Por otro lado presenta ventajas ambientales ya que tiene compuestos menos nocivos que las lámparas tradicionales y el consumo es mucho menor, por lo que desde el punto de vista ambiental es más favorable.

Simulación 3D calles residenciales barrio privado.





13. Calles de accesos a la urbanización.

Se mencionó estas vías conectaban las rutas 74 y 11 con la Avenida Valeria Guerrero y si bien la configuración de la vía es la misma que dicha avenida, el tratamiento luminotécnico es diferente, por pertenecer a otra clase de calzada. Los requerimientos para este tipo de vías eran:

Nivel Inicial Iluminancia Media (lux)	Uniformidad	
	$\frac{G_1}{\frac{E_{min}}{E_{med}}}$	$\frac{G_2}{\frac{E_{min}}{E_{max}}}$
16	1/4	1/8

En este caso no se va a realizar un análisis comparativo entre lámparas de VSAP y LED, sino que las luminarias a utilizar serán de VSAP. El hecho de adoptar esta luminaria es obtener una mejor guía visual, es decir remarcar visualmente un cambio en la dirección de la calzada.

13.1. Luminaria adoptada.

Marca: Philips.

Modelo: SGS252 GB 1xSON-TPP100W OR P3.

Potencia lámpara: 100 [W].

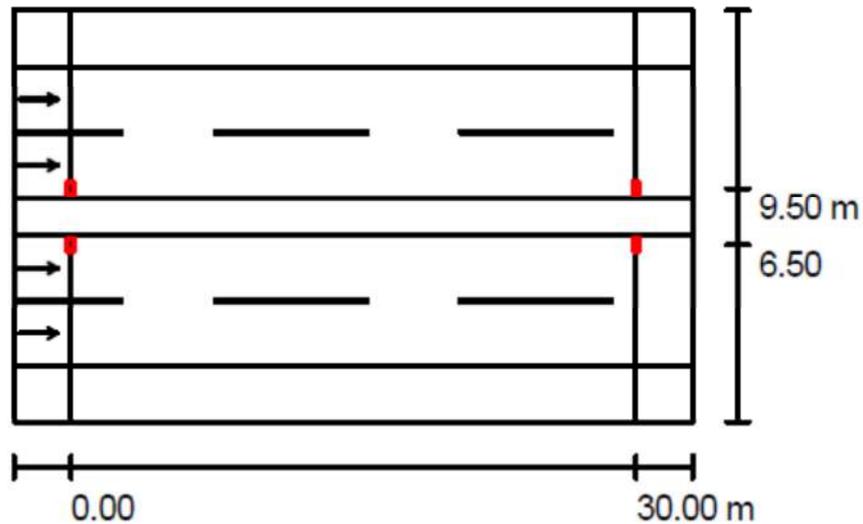
Potencia total: 114[W].

Flujo Luminoso: 10700 [lm].

Rendimiento: 93.86 [lm/W].

Configuración: Tresbolillo.
 Separación entre mástiles: 30 [m].
 Altura de Montaje: 7 [m].
 Distancia mástil-calzada: 0.5 [m].
 Longitud del brazo: 1.5 [m].
 Inclinación del brazo: 0°

Configuración



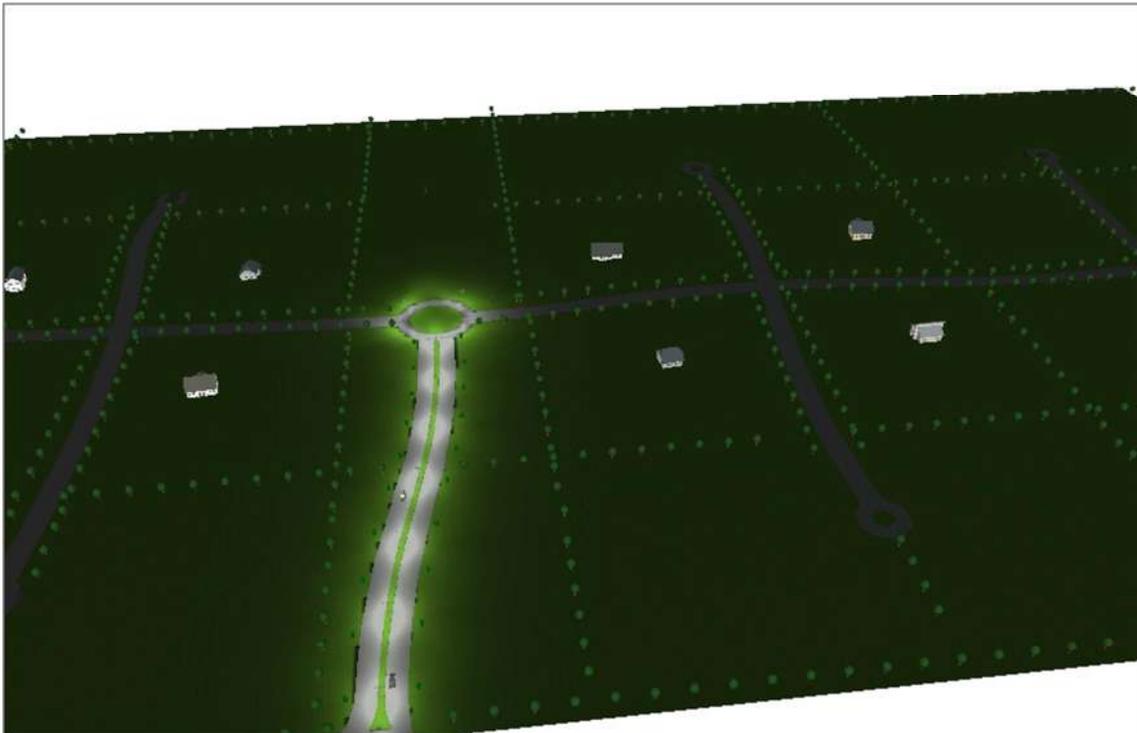
Resultados

Em[lx]	Emin/Em	Emin/Emax
21	0.325	0.126

13.2 Accesos a sectores chacras.

Este sector solo se iluminan los accesos que lo conectan la avenida Valeria Guerrero. Es decir no se iluminan la totalidad de las calles.
 El tipo de luminaria y configuración es la misma que los accesos desde las rutas, analizados en el apartado anterior.

Simulación 3D calles residenciales barrio privado.



14. Resumen Sistema de Alumbrado Público.

A continuación se muestra la potencia total del sistema de Alumbrado Público.

Sector	Luminaria	Cantidad	Potencia Lum. [W]	Pot. Total [kW]
AV. Valeria Guerrero	LED	527	96	50,592
Barrio Cerrado	LED	86	72,7	6,252
Sector Multifamiliar	LED	40	72,7	2,908
Sector Chacras	VSAP	47	115	5,405
Acceso Rutas	VSAP	54	115	6,21
Total		754		71,367

15. Configuración Red de Alumbrado Público

15.1. Disposición y tipos de cable.

La distribución de la red de alumbrado público será subterránea y los conductores serán de cobre. En este caso se priorizó la facilidad de la instalación con cables de cobre flexibles y no la parte económica, dado que es más caro como se mencionó antes el cobre que el aluminio. Es decir se priorizo tener una sección menor en cobre que una mayor en aluminio a pesar del costo económico superior.

Para los circuitos de alumbrado de la Avenida principal se utilizarán cables unipolares de cobre, de sección a determinar según cálculos que se realizan en la memoria de cálculos.

En el sistema de alumbrado de las calles residenciales, es decir los sectores Ub, Mmd A y Mmd B se utilizarán cables bipolares y en las fases se repartirán las cargas de manera de conformar un sistema equilibrado.

La disposición de los cables en la zanja puede verse en los planos adjuntados.

15.2. Configuración de la red.

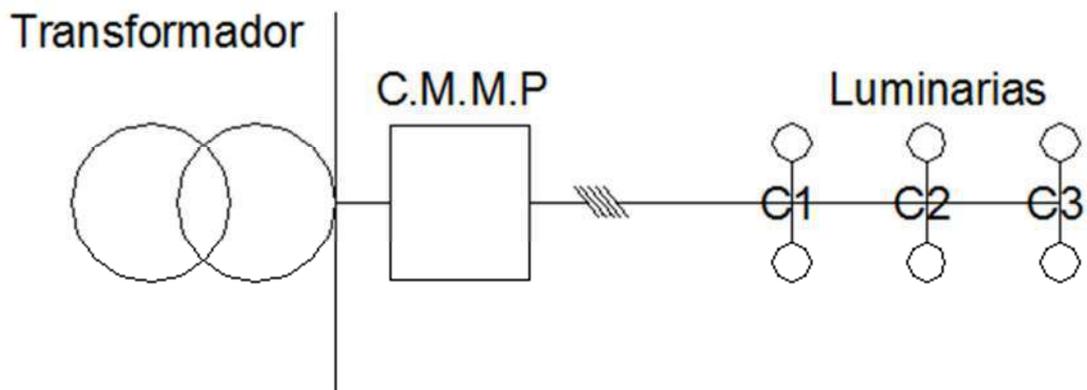
El sistema de iluminación se alimentará a través de los transformadores de dominio público situados en los distintos sectores de la urbanización.

Dicho sistema está conformado por las luminarias, los postes, el cableado y el equipamiento de control, medición y protección.

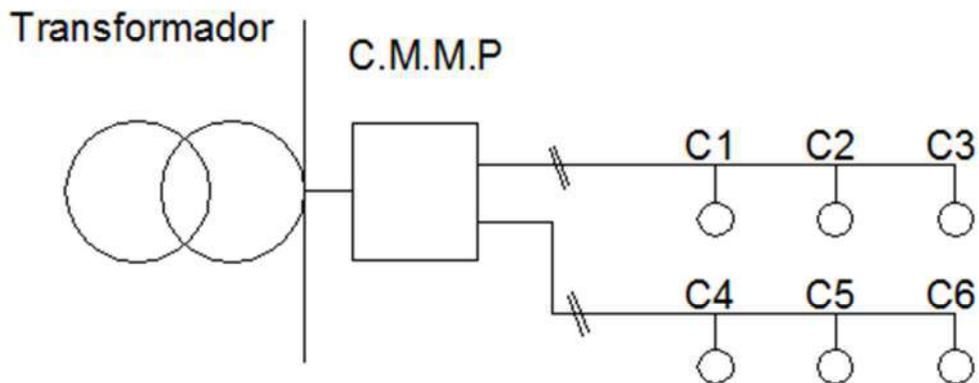
El equipamiento de control, medición y protección se encuentra dentro de una envolvente metálica a la que se denomina **CMMP** (cuadro de mando, medición y protección). El mismo se sitúa fuera de los centros de transformación.

El transformador de distribución alimenta al CMMP y de este salen los circuitos que alimentan a las luminarias.

En el caso de la Avenida principal la distribución se realiza de acuerdo a la siguiente figura.



Y para las calles residenciales es según el siguiente esquema:



15.3. Cuadro de Mando, Medición y Protección.

Como se expresó el CMMP consta de tres partes o sistemas que se detallarán a continuación:

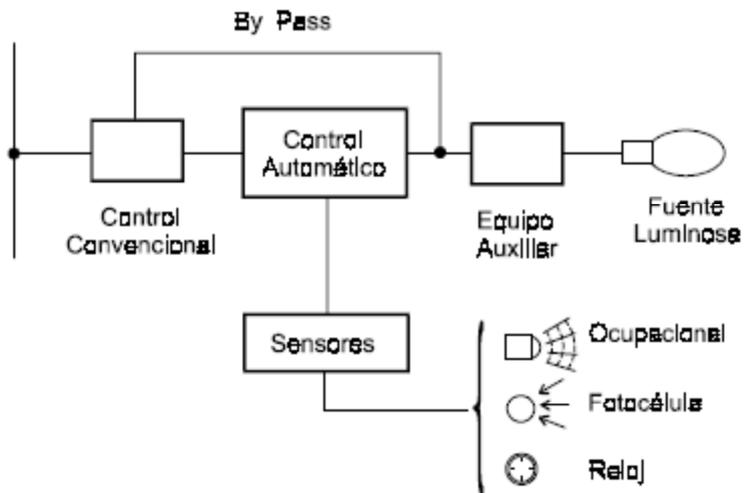
15.3.1 Sistema de control.

El sistema de control tiene la finalidad de proveer alguna de las siguientes funciones^[17]:

- Encendido
- Apagado
- Atenuación (control del flujo luminoso)

Pertenece a esta categoría una amplia gama de equipos, desde simples relojes controladores de iluminación hasta módulos de control conectados, por interfaces apropiadas, a complejas centrales de administración y control de un edificio domótico.

El equipo de control presenta la siguiente configuración:



. El equipo de control actúa sobre el equipo auxiliar o directamente sobre la lámpara asociada, pudiendo *conmutar* (encender o apagar) o bien *atenuar* la potencia de las mismas. La atenuación es realizada, por lo general, con balastos electrónicos de alta frecuencia, o bien con componentes convencionales (balastos inductivos), aunque son menos apropiados. La acción de control se ejerce sobre una o varias luminarias, pudiendo ser:

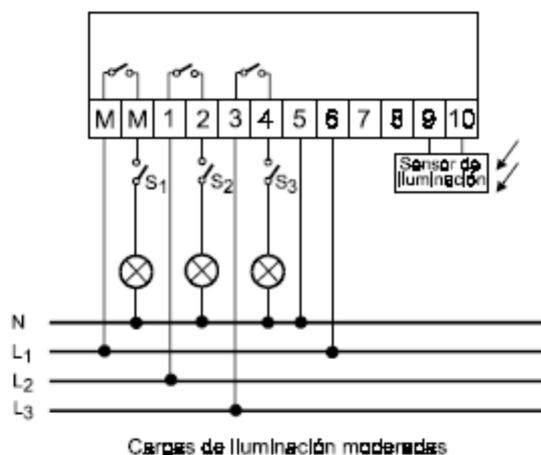
- con salida a interruptores (control si-no).
- con salida a atenuadores (regulación continua).

En nuestro caso nos interesa el control si-no con salida a interruptores. La salida a interruptores provee un control tipo Sí/No, su confiabilidad deviene en que no involucra componentes sofisticados. El control (apagar o encender) puede ejercerse sobre una o más luminarias, empleando sensores de nivel luminoso (sensores fotoeléctricos).

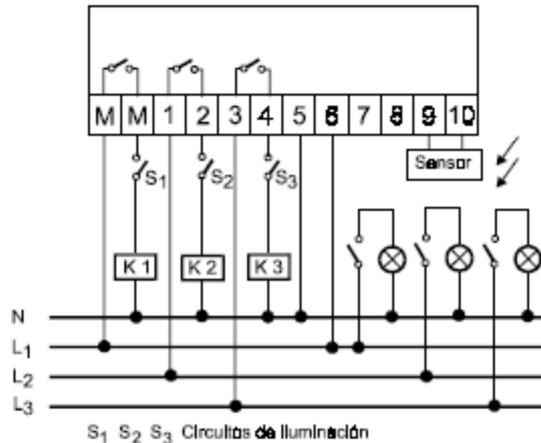
Los equipos ofrecidos comercialmente soportan por lo general cargas de hasta 10 Amperes. Instalaciones más importantes, con una mayor cantidad de luminarias precisan la ayuda de relés o contactores.

A continuación se esquematizan las dos opciones mencionadas.

Esquema cargas moderadas <10 A



Esquema con cargas >10 A



Si se usan sensores fotoeléctricos, con salida sí/no, el control se hace por escalones, es decir se apagan o encienden *grupos* de luminarias a la vez. Cuantos mayores sean estos escalones, más económica resultará la instalación, aunque menor será el aprovechamiento de la luz natural disponible. Por el contrario, escalones pequeños, aunque resulten más onerosos permiten un mejor aprovechamiento energético.

Sensores.

La finalidad de un sensor de un sistema de control es evaluar las condiciones de los ambientes (cantidad de luz natural, presencia o ausencia de ocupantes, etc.) para generar la señal de control. Los tipos más conocidos son:

- Sensor ocupacional
- Sensor fotoeléctrico
- Sensor de tiempo (reloj)

Para el control del alumbrado público las opciones a usar son el sensor fotoeléctrico o el sensor de tiempo.

Sensor fotoeléctrico

Un fotosensor es un dispositivo de control electrónico que permite variar el flujo luminoso de un sistema de iluminación en función de la iluminancia detectada.

Sensor de tiempo

Son interruptores horarios programables que poseen más de un ciclo de apagado.

15.3.2. Sistema de Medición.

Es el encargado de registrar el consumo de energía del sistema de iluminación vial.

El equipamiento encargado de esta función pueden ser los medidores convencionales de energía o equipamientos más modernos

.

15.3.3 Sistema de Protección.

Los conforman los elementos destinados a proteger a los cables que alimentan las luminarias contra cortocircuitos y sobrecargas.

15.3.4 Composición del CMMP.

Los distintos CMMP que se encuentran en la urbanización dispondrán de los siguientes elementos.

Composición.

- ✓ 1 armario prefabricado monobloque de poliéster tipo intemperie con acometida subterránea
- ✓ Interruptor de potencia general.
- ✓ Medidor de energía
- ✓ Célula fotoeléctrica
- ✓ Conmutador de dos posiciones.
- ✓ Contactor tetrapolar
- ✓ Fusibles NH de protección de líneas.

La elección de fusibles se describirá en la memoria de cálculo.

El esquema de conexionado y las especificaciones de los elementos de cada CMMP se puede ver más detalladamente en los planos adjuntados.

15.4. Caída de tensión admisible.

Para el sistema de alumbrado público de los sectores barrio cerrado y viviendas multifamiliares donde las cargas se alimentan con cables bipolares la ecuación de la caída de tensión es la siguiente:

$$\Delta U\% = \frac{2 * I * (R * \cos \varphi + X * \sin \varphi)}{U_f} * 100$$

Dónde:

I: corriente circulante

R: resistencia del tramo.

X: reactancia del tramo.

U_f: tensión de fase.

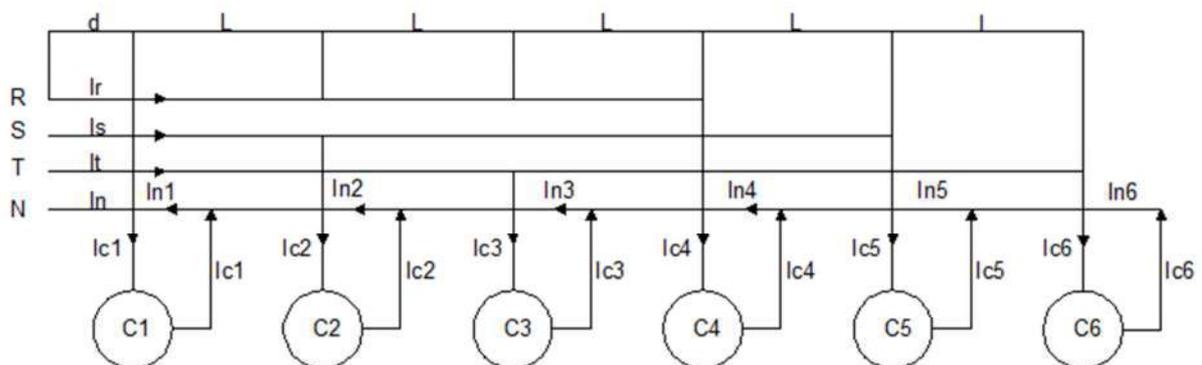
φ: desfase entre la tensión y la corriente.

El límite máximo que fija la norma es del 3%.

Cálculo de la caída de tensión para configuración alternada. Avenida Valeria Guerrero

La configuración del tendido de alumbrado público está diseñado de manera tal que las luminarias se alimentan con las fases alternadas, es decir, la primer luminaria se alimenta con la fase R, la siguiente con la S, la tercera con la fase T, la cuarta con la R de nuevo, y así sucesivamente.

El siguiente esquema muestra lo expresado anteriormente.



Las luminarias se encuentran separadas la misma distancia L.

“d” representa la distancia de la primera luminaria al CMMP (cuadro de mando, medición y protección).

I_{n6}= I_{c6}

I_{n5}=I_{n6}+I_{c5}

$$I_{n4} = I_{c6} + I_{n5}$$

$$I_{n3} = I_{c3} + I_{n4}$$

$$I_{n2} = I_{n3} + I_{c2}$$

$$I_{n1} = I_{c1} + I_{n2}$$

Como las luminarias son de igual potencia, el módulo de la corriente I_{c1} , I_{c2} , I_{c3} , I_{c4} son iguales.

$$|I| = |I_{c1}| = |I_{c2}| = |I_{c3}| = |I_{c4}| = |I_{c5}| = |I_{c6}|$$

El valor de la corriente por el neutro viene dado por la suma fasorial, sabiendo que las corrientes de fase difieren 120° una respecto de la otra. $I_r \angle 0^\circ$, $I_s \angle -120^\circ$, $I_t \angle 120^\circ$.

De acuerdo a esto el valor de corriente en cada tramo del conductor neutro resultará el siguiente:

$$I_{n6} = I_{c6} = I \angle 120^\circ$$

$$I_{n5} = I \angle 120^\circ + I \angle -120^\circ = I \angle 180^\circ$$

$$I_{n4} = I \angle 120^\circ + I \angle -120^\circ + I \angle 0^\circ = 0$$

$$I_{n3} = I_{c3} = I \angle 120^\circ$$

$$I_{n2} = I \angle 120^\circ + I \angle -120^\circ = I \angle 180^\circ$$

$$I_{n1} = I \angle 120^\circ + I \angle -120^\circ + I \angle 0^\circ = 0$$

La caída de tensión en cada luminaria viene dada por.

$$\Delta U = \Delta U_{\text{fase}} + \Delta U_{\text{Neutro}}$$

$$\Delta U_{\text{fase}} = I_{\text{fase}} * (R_{\text{fase}} * \cos\phi + X_{\text{fase}} * \text{seno}\phi)$$

$$\Delta U_{\text{Neutro}} = I_{\text{neutro}} * (R_{\text{neutro}} * \cos\phi + X_{\text{neutro}} * \text{seno}\phi)$$

Siendo:

I_{fase} : corriente en la fase.[A]

I_{neutro} : corriente por el neutro.[A]

L: longitud.[km]

R: resistencia [Ω /km]

X: reactancia inductiva [Ω /km]

$\cos\phi$: factor de potencia.

Caída en Luminaria C1

$$|\Delta UC1| = |\Delta UR| + |\Delta UN|$$

$$\Delta UR = I_{R1} * d * (R_{\text{fase}} * \cos\phi + X_{\text{fase}} * \text{seno}\phi)$$

$$\Delta UN = I_{n1} * d * (R_{\text{neutro}} * \cos\phi + X_{\text{neutro}} * \text{seno}\phi)$$

$$\text{Como } I_n = 0 \rightarrow \Delta UN = 0$$

Si la sección del conductor neutro es igual que la de la fase entonces $R_{\text{fase}} =$

$R_{\text{neutro}} = R$, y $X_{\text{fase}} = X_{\text{neutro}} = X$.

$$\Delta UC1 = I_{R1} * d * (R * \cos\phi + X * \text{seno}\phi)$$

Siendo $I_{R1} = I_{c1} + I_{c4} = 2 * I$

$$\Delta UC1 = 2 * I * d * (R * \cos\phi + X * \text{seno}\phi)$$

Caída en Luminaria C2

$$|\Delta UC2| = |\Delta US| + |\Delta UN|$$

$$\Delta US = I_{S1} * (L + d) * (R * \cos\phi + X * \text{seno}\phi)$$

Siendo $I_{S1} = I_{c2} + I_{c5} = 2 * I$

$$\Delta US = 2 * I * L * (R * \cos\phi + X * \text{seno}\phi)$$

$$\Delta UN = I_{n2} * L * (R * \cos\phi + X * \text{seno}\phi) + I_{n1} * d * (R * \cos\phi + X * \text{seno}\phi)$$

$$I_{n2} = |I| \angle 180$$

$$I_{n1} = 0$$

$$\Delta UC2 = 2 * I * L * (R * \cos\phi + X * \text{seno}\phi) + I * d * (R * \cos\phi + X * \text{seno}\phi)$$

$$\Delta UC2 = I * (R * \cos\phi + X * \text{seno}\phi) * (2L + d)$$

Caída en Luminaria C3

$$|\Delta UC3| = |\Delta UT| + |\Delta UN|$$

$$\Delta UT = I_{T1} * (2L + d) * (R * \cos\phi + X * \text{seno}\phi)$$

$$\text{Siendo } I_{T1} = I_{c3} + I_{c6} = 2 * I$$

$$\Delta UT = 2 * I * (2L + d) * (R * \cos\phi + X * \text{seno}\phi)$$

$$\Delta UN = I_{n3} * L * (R * \cos\phi + X * \text{seno}\phi) + I_{n2} * L * (R * \cos\phi + X * \text{seno}\phi) + I_{n1} * d * (R * \cos\phi + X * \text{seno}\phi)$$

$$I_{n1} = 0$$

$$I_{n2} = |I| \angle 180$$

$$I_{n3} = I_{c3} = |I| \angle 120$$

$$\Delta UC3 = 2 * I * (2L + d) * (R * \cos\phi + X * \text{seno}\phi) + 2 * I * L * (R * \cos\phi + X * \text{seno}\phi)$$

$$\Delta UC3 = I * (R * \cos\phi + X * \text{seno}\phi) * (6L + 2d).$$

Caída en Luminaria C4

Es la caída en el tramo C1-C4. Que son las lámparas conectadas a la fase R

$$|\Delta UC4| = |\Delta UT_{c1 - c4}| + |\Delta UN_{c1 - c4}|$$

La caída total será:

$$|\Delta UC4 \text{ total}| = |\Delta UC1| + |\Delta UC4|$$

$$\Delta UT_{c1 - c4} = I * (3L) * (R * \cos\phi + X * \text{seno}\phi)$$

$$\Delta UN_{c1 - c4} = I_{n4} * L * (R * \cos\phi + X * \text{seno}\phi) + I_{n3} * L * (R * \cos\phi + X * \text{seno}\phi) + I_{n2} * L * (R * \cos\phi + X * \text{seno}\phi)$$

$$I_{n2} = |I| \angle 180$$

$$I_{n4} = 0$$

$$I_{n3} = |I| \angle 120$$

$$\Delta UN_{c1 - c4} = I * (R * \cos\phi + X * \text{seno}\phi) * (2L).$$

$$\Delta UC4 = I * (R * \cos\phi + X * \text{seno}\phi) * (5 * L).$$

Esto demuestra que en el conductor neutro hay una caída de tensión en 2/3 del tramo, es decir que un tramo no hay caída mientras en los otros dos sí.

Caída en Luminaria C5

Es la caída en el tramo C2-C5. Que son las lámparas conectadas a la fase S

$$|\Delta UC5| = |\Delta UT_{c2 - c5}| + |\Delta UN_{c2 - c5}|$$

La caída total será:

$$|\Delta UC5 \text{ total}| = |\Delta UC2| + |\Delta UC5|$$

$$\Delta UT_{c2 - c5} = I * (3L) * (R * \cos\phi + X * \text{seno}\phi)$$

$$\Delta UN_{c2 - c5} = I_{n4} * L * (R * \cos\phi + X * \text{seno}\phi) + I_{n3} * L * (R * \cos\phi + X * \text{seno}\phi) + I_{n2} * L * (R * \cos\phi + X * \text{seno}\phi)$$

$$I_{n4} = 0$$

$$I_{n3} = |I| \angle 120$$

$$I_{n2} = |I| \angle 180$$

$$\Delta UN_{c2 - c5} = I * (R * \cos\phi + X * \text{seno}\phi) * (2L).$$

$$\Delta UC5 = I \cdot (R \cdot \cos\phi + X \cdot \operatorname{sen}\phi) \cdot (5 \cdot L).$$

Caída en Luminaria C6

Es la caída en el tramo C3-C6. Que son las lámparas conectadas a la fase T

$$|\Delta UC6| = |\Delta UT \text{ c3 - c6}| + |\Delta UN \text{ c3 - c6}|$$

La caída total será:

$$|\Delta UC6 \text{ total}| = |\Delta UC3| + |\Delta UC6|$$

$$\Delta UT \text{ c3 - c6} = I \cdot (3L) \cdot (R \cdot \cos\phi + X \cdot \operatorname{sen}\phi)$$

$$\Delta UN \text{ c3 - c6} = I_{n6} \cdot L \cdot (R \cdot \cos\phi + X \cdot \operatorname{sen}\phi) + I_{n5} \cdot L \cdot (R \cdot \cos\phi + X \cdot \operatorname{sen}\phi) + I_{n4} \cdot L \cdot (R \cdot \cos\phi + X \cdot \operatorname{sen}\phi)$$

$$I_{n6} = I \angle 120$$

$$I_{n5} = I \angle 180$$

$$I_{n4} = 0$$

$$\Delta UN \text{ c3 - c6} = I \cdot (R \cdot \cos\phi + X \cdot \operatorname{sen}\phi) \cdot (2L).$$

$$\Delta UC5 = I \cdot (R \cdot \cos\phi + X \cdot \operatorname{sen}\phi) \cdot (5 \cdot L).$$

Ecuación utilizada para más de dos luminarias por fases.

A continuación se desarrollará una expresión que se pueda implementar cuando se tienen más de dos luminarias por fase, con una separación equidistante entre postes. Las fases se suponen equilibradas.

Basándonos en la figura anterior y extendiéndola a más luminarias se observa que la distancia entre dos luminarias consecutivas conectadas a una misma fase es igual a 3L, es decir la distancia entre C1 y C4, C2 y C5, C3 y C6.

$$L' = 3L$$

Siendo

L': distancia entre dos luminarias conectadas a una misma fase.

L: distancia entre luminarias consecutivas.

Como en un tramo del conductor neutro no existe caída de tensión debido a la suma fasorial de las tres corrientes desfasadas 120°, la caída de tensión en el neutro puede expresarse de la siguiente manera:

$$\Delta UN = I \cdot \frac{2}{3} \cdot L' \cdot (R \cdot \cos\phi + X \cdot \operatorname{sen}\phi).$$

La caída en la fase corresponde a la siguiente ecuación:

$$\Delta UC_i = n \cdot I \cdot L' \cdot (R \cdot \cos\phi + X \cdot \operatorname{sen}\phi)$$

Siendo:

n: cantidad de lámparas conectadas a una fase.

I: corriente nominal de una luminaria.

$$L' = 3L$$

La caída total en una determinada lámpara puede resumirse a la siguiente expresión:

$$\Delta UC_i = \Delta U_{\text{fase}} + \Delta U_{\text{Neutro}} = n \cdot I \cdot L' \cdot (R \cdot \cos\phi + X \cdot \operatorname{sen}\phi) + I \cdot \frac{2}{3} \cdot L' \cdot (R \cdot \cos\phi + X \cdot \operatorname{sen}\phi).$$

$\Delta UC_i = I \cdot L' \cdot (R \cdot \cos\phi + X \cdot \operatorname{sen}\phi) \cdot (n + 2/3)$
--

Una forma práctica de entender cómo se comporta la caída de tensión cuando se utiliza una configuración alternada entre las cargas, es suponer que la intensidad que circula por cada tramo es la que corresponde al número de lámparas reales conectada a una fase, más 2/3 de la intensidad de una

lámpara por cada tramo. De esta manera, a los efectos de los cálculos de caída de tensión, se contempla la corriente que circula por el neutro.

Si el sistema es desequilibrado, es decir que una fase tiene más carga que la otra, provocará la circulación permanente de una corriente por el conductor en el tramo que va desde el cuadro de mando, medición y protección hasta la primer luminaria.

15.5. Elementos de Protección.

Los elementos de protección contra cortocircuitos a utilizar en el sistema de alumbrado público serán fusibles NH e interruptores termomagnéticos

Se va a disponer de esta protección en los siguientes puntos del circuito de alumbrado:

_Fusible NH en la salida de los circuitos del cuadro de mando, medición y protección (CMMP)

_Interruptores termomagnéticos en el interior de las columnas, protegiendo el cable que asciende por dicha columna y establece la conexión con la luminaria.

15.6. Criterio de selección de elementos de protección.

El criterio de selección de estos tiene que ser tal que permita proteger al cable contra sobrecargas, cortocircuitos y también permitir una coordinación con otros elementos de protección aguas arriba y aguas debajo de los mismos.

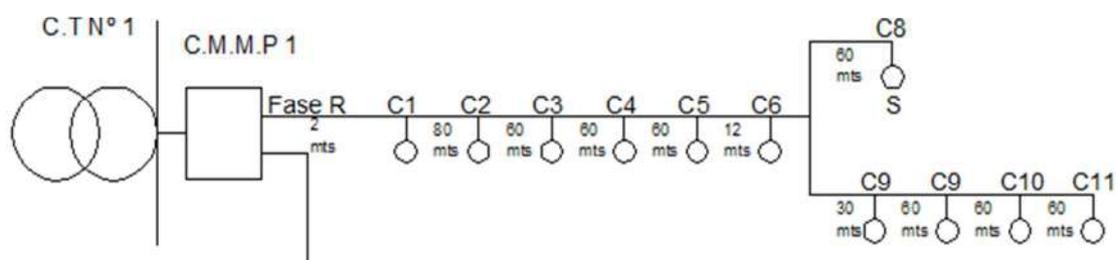
En circuitos muy extensos, las corrientes de falla monofásica (fase-neutro) que se produzcan en los tramos finales del mismo pueden ser lo suficientemente bajas como para no producir la actuación de los fusibles y provocar que el cable se “queme”.

En estos casos conviene seccionar dichos circuitos, colocando fusibles en ciertos tramos, de manera de siempre asegurarse que la protección actúe antes que el cable se queme.

Para aclarar el concepto anterior se mostrará un ejemplo para uno de los circuitos de alumbrado público para el sector del barrio privado.

A continuación se detalla las características del circuito.

15.6.1 Ejemplo de distintas formas de implementar la protección en circuitos.



Datos circuito					
Cuadro	Pot. Lum.[W]	Cant Lum	Corriente[A]	Long. Total [m]	Sección [mm ²]
CMMP N°1	73	13	4,337	672	6

Circuito seccional		
Sección [mm ²]	R[ohm/km]	X[ohm/km]
6	3,95	0,0901

El circuito seccional se refiere a la línea que va desde el CMMPN⁰¹ hasta las bases de las columnas. En este se empleara un conductor bipolar de 6 mm² de cobre

Impedancia línea M.T (referido a B.T)		
R 20°C[ohm]	X[ohm]	Z[ohm]
0,00046	0,00046	0,00065

Impedancia Transformador		
R[ohm]	X[ohm]	Z[ohm]
0,00005	0,02032	0,02032

Impedancia línea B.T (trafo-CMMPN ⁰¹)		
R[ohm]	X[ohm]	Z[ohm]
0,00532	0,00018	0,00533

La corriente de corto monofásico (fase-neutro) se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$I_{k1} = \frac{c * \sqrt{3} * U_n}{|Z_1 + Z_2 + Z_0|}$$

Donde

C=1.05

Un: tensión de línea

Z₁: impedancia total de secuencia directa

Z₂: impedancia total de secuencia inversa

Z₀: impedancia total de secuencia cero

Corriente de cortocircuito

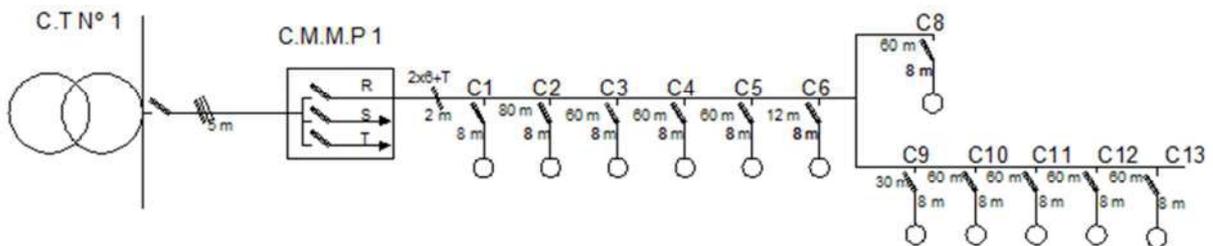
Carga	Tramo	Corriente[A]	Long. [km]	Rtot [ohm]	X tot [ohm]	Ik1[A]
C1	CMMP1-C1	4,337	0,01	0,085	0,023	2504,654
C2	C1-C2	4,003	0,08	0,717	0,030	306,636
C3	C2-C3	3,669	0,06	1,191	0,035	184,663
C4	C3-C4	3,336	0,06	1,665	0,041	132,105
C5	C4-C5	3,002	0,06	2,139	0,046	102,836
C6	C5-C6	2,669	0,012	2,234	0,047	98,472
C7	C6-C7	2,335	0,06	2,708	0,053	81,236
C8	C6-C8	2,002	0,03	2,471	0,055	89,024

C9	C8-C9	1,668	0,06	2,945	0,061	74,696
C10	C9-C10	1,334	0,06	3,419	0,066	64,341
C11	C10-C11	1,001	0,06	3,893	0,072	56,507
C12	C11-C12	0,667	0,06	4,367	0,077	50,374
C13	C12-C13	0,334	0,06	4,841	0,082	45,442

Con los datos de cortocircuito expuestos se hará un análisis de las posibles formas de proteger al circuito.

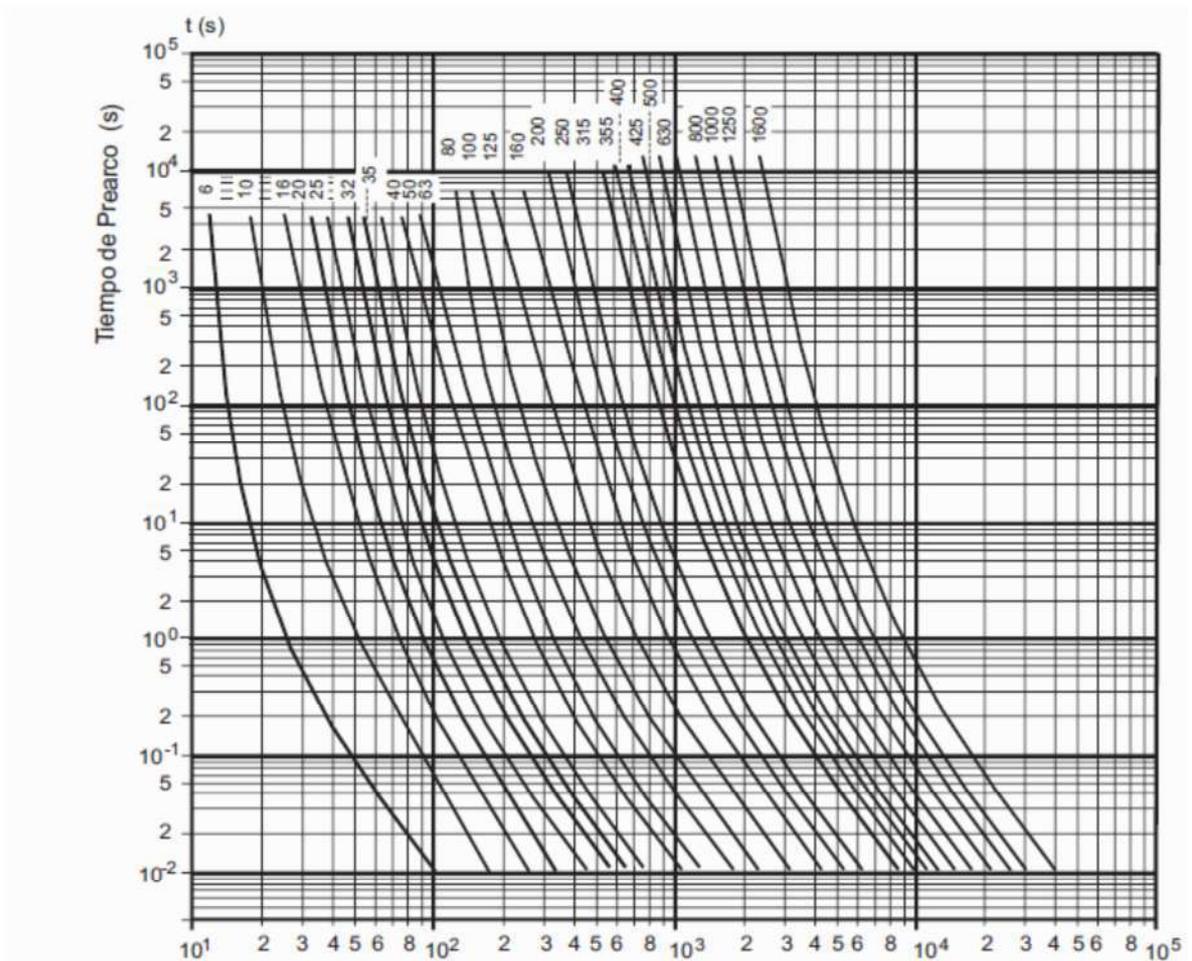
Alternativa 1: protección general con fusible NH

Calibre adoptado: 6 [A]



Se observa en la gráfica del fusible que para una corriente de corto de 45.42 A, es decir, un corto producido en la última columna del circuito, el tiempo de fusión del fusible es de 200 ms.

Si el corto ocurriera en la columna más cercana, el tiempo de actuación será del orden de los 400 μ s (esto se obtiene extrapolando la curva)



Verificación de la protección contra cortocircuitos:

Al ser un tiempo mayor que 0.1 ms, la verificación se hará mediante la siguiente fórmula:

$$S \geq \frac{I \cdot \sqrt{t}}{k}$$

Siendo

I: corriente de falla

T: tiempo de actuación.

K: 115

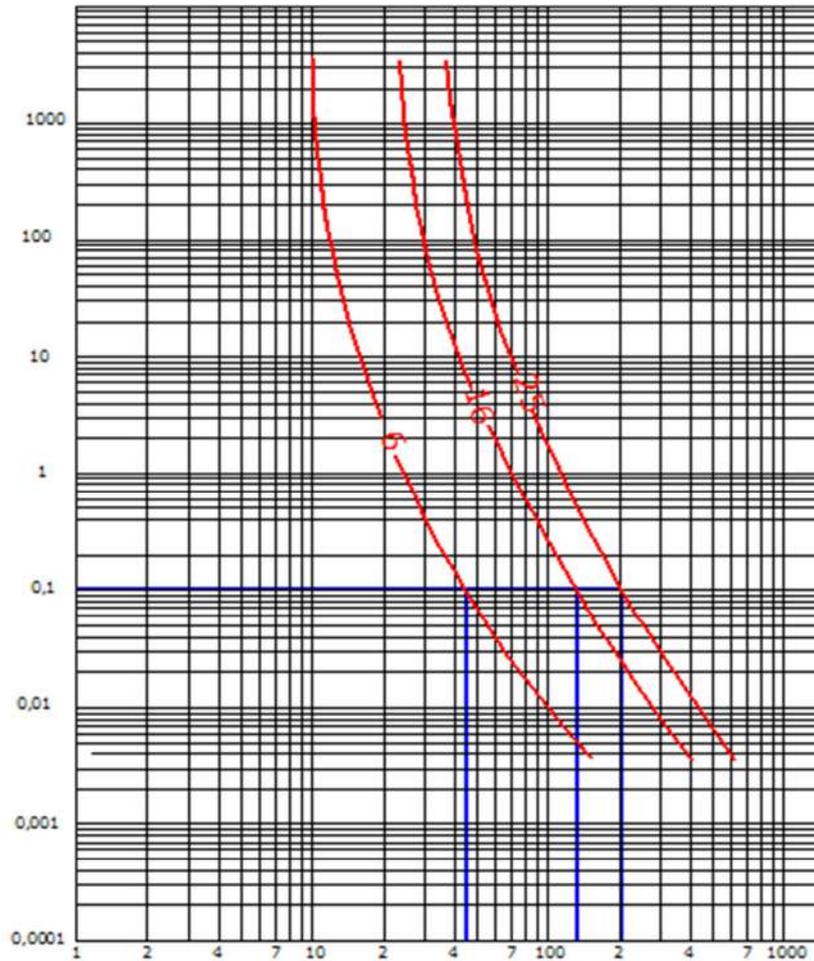
Verificando esta ecuación para cada tramo, la mayor sección calculada resulto ser de 0.17 mm², por lo que el fusible protege al cable contra un corto monofásico.

Coordinación.

La siguiente figura nos indica la selectividad entre fusibles:

la gráfica de energía específica para ver los fusibles que presentan selectividad.

La siguiente figura muestra cual es la corriente mínima para que un fusible actúe en 0.1 s



Para un calibre de 6 A, la corriente mínima que hace actuar al fusible en 0.1 s es de 45 A, aproximadamente.

Para un fusible de 16 A, la corriente de corto mínima es de 150 A

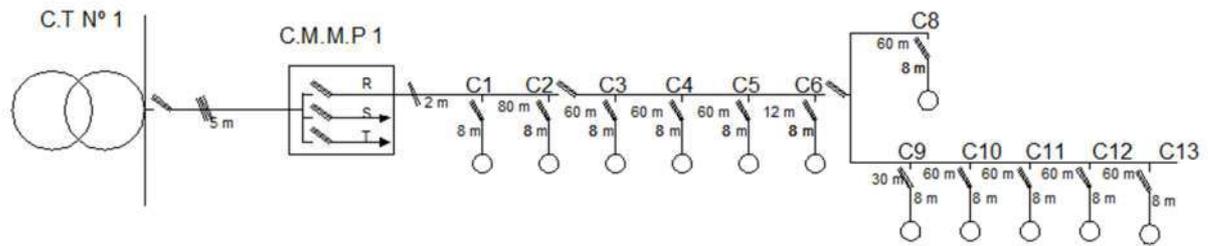
Y para uno de 32 A la corriente de corto mínima es de 200 A.

De acuerdo a esto, se puede obtener la ubicación de cada fusible observando la tabla de la corriente de cortocircuito.

La siguiente tabla muestra la ubicación de cada fusible.

Lugar	Long. Tramo [m]	Calibre [A]
CMMPN ^o 1	90	25
C2	102	16
C6	390	6

El siguiente esquema unifilar muestra la ubicación de los fusibles



De esta manera se obtiene selectividad entre los fusibles del circuito seccional. Ahora bien, como los fusibles que se encuentran dentro de la columna son de 6 A, el único fusible que no presentará coordinación con estos es el que se encuentra dentro de la columna C6.

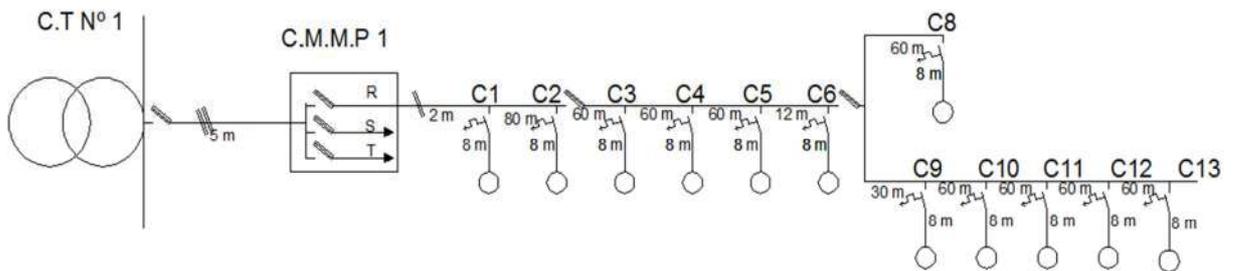
Alternativa 3: protección con fusibles e interruptores termomagnéticos.

Esta alternativa es una variante de la anterior que consiste en disponer de interruptores termomagnéticos para proteger al cable y a la luminaria.

El consumo de cada luminaria es de 73 W, por lo que la corriente que esta consume es de 0.33 A.

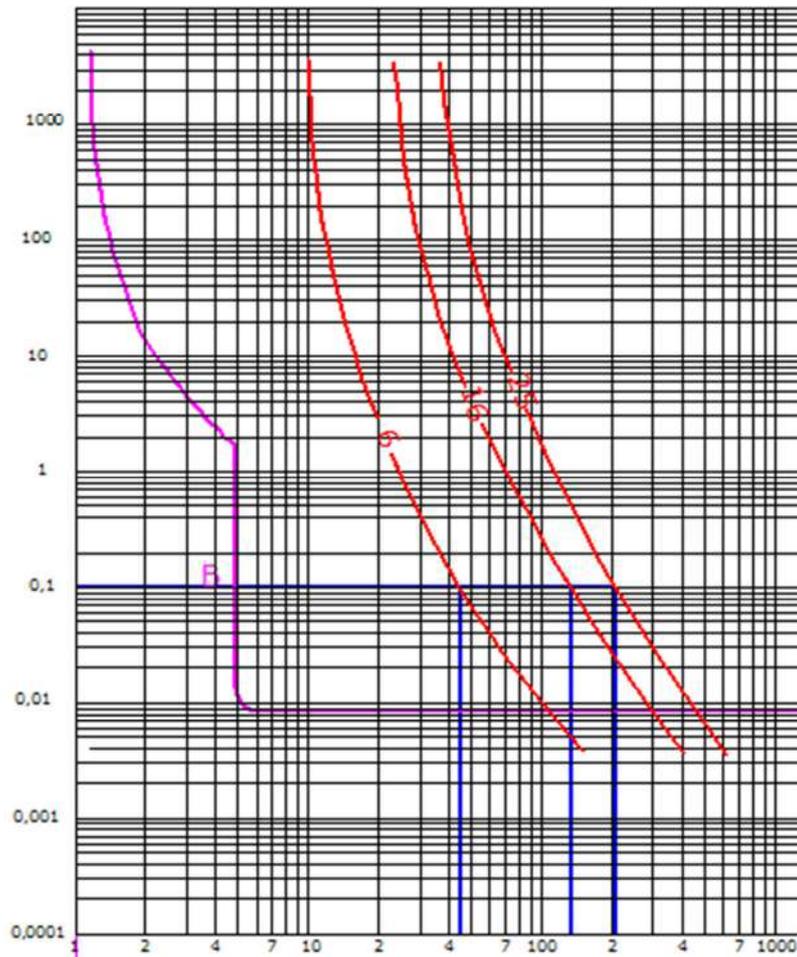
Se utilizarán un interruptor termomagnético de 1 A de corriente nominal, con curva de disparo tipo B y poder de corte de 3000 A,

El siguiente esquema ilustra lo expresado anteriormente.



A

Para analizar la coordinación se presenta el siguiente gráfico.



Se observa que al disponer de estos interruptores en cada columna se logra una selectividad con los fusibles que protegen los distintos tramos del circuito.

De las tres alternativas la que mejor confiabilidad brinda es la número 3.

15.6.2. Verificación contra sobrecargas.

La característica de funcionamiento del fusible y de los interruptores termomagnéticos contra sobre carga debe cumplir dos condiciones:

$$a) I_b \leq I_n \leq I_z$$

Siendo:

I_b : Corriente de proyecto o de carga estimada

I_z : Corriente admisible por el conductor en régimen permanente

I_n : Corriente nominal del fusible

$$b) I_2 \leq 1.45 * I_z$$

Siendo:

I_2 : Corriente que asegura el efectivo funcionamiento del fusible en el tiempo convencional en las condiciones definidas.

Este valor de I_2 depende del elemento de protección. Para el caso de fusibles gG como los utilizados las corrientes I_2 son:

I_n [A]	I_2 [A]	Tiempo convencional [min]
$I_n \leq 4$	$2.1 \cdot I_n$	60
$4 < I_n \leq 16$	$1.9 \cdot I_n$	60
$16 < I_n \leq 63$	$1.6 \cdot I_n$	60
$63 < I_n \leq 160$	$1.6 \cdot I_n$	120
$160 < I_n \leq 400$	$1.6 \cdot I_n$	180

Para el caso de los pequeños interruptores termomagnéticos

$I_2 = 1.45 I_n$ para $I_n \leq 63$ A (tiempo convencional 1 hora)

$I_2 = 1.45 I_n$ para $I_n \geq 63$ A (tiempo convencional 2 horas)

Verificación sobrecarga circuito seccional				
Tramo	I_b [A]	I_z [A]	I_2 [A]	I_n [A]
CMMP1-C1	4,337	59	40	25
C1-C2	4,003	59	30,4	16
C2-C3	3,669	59	30,4	16
C3-C4	3,336	59	30,4	16
C4-C5	3,002	59	30,4	16
C5-C6	2,669	59	30,4	16
C6-C7	2,335	59	11,4	6
C6-C8	2,002	59	11,4	6
C8-C9	1,668	59	11,4	6
C9-C10	1,334	59	11,4	6
C10-C11	1,001	59	11,4	6
C11-C12	0,667	59	11,4	6
C12-C13	0,334	59	11,4	6

El cable del circuito seccional es de 6 mm^2 y su corriente admisible es 59 A, ya que va directamente enterrado.

Los 3 fusibles a colocar son de 25 A, 16 A y 6 A, respectivamente.

Se observa la verificación por sobrecarga.

Para los circuitos terminales, es decir, los que conectan la luminaria con el circuito seccional a través de borneras en la base de la columna, que están protegidos con interruptores termomagnéticos la protección contra sobrecarga se verifica de la siguiente forma:

Circuitos terminales			
I_b [A]	I_z [A]	I_2 [A]	I_n [A]
0,33	39	1,45	1

Todos los circuitos terminales del sistema de alumbrado público para las calles residenciales tienen la misma corriente de proyecto I_b , ya que la potencia de las luminarias es la misma.

El cable de estos circuitos es $2 \times 2.5 \text{ mm}^2$ cuya corriente admisible de 39 A.

La corriente nominal del interruptor es de 1 A

Con estos datos, se observa la verificación contra sobrecarga para los circuitos terminales.

15.6.3. Verificación contra cortocircuitos.

Para nuestro caso en donde los tiempos de actuación son menores que 0.1s la protección de los conductores queda asegurada si se cumple la siguiente expresión:

$$k^2 * S^2 \geq I^2 * t$$

Siendo

I^2*t : la máxima energía específica pasante aguas abajo del elemento de protección.

S: la sección nominal del conductor a proteger.

K: factor que toma en cuenta la resistividad, el coeficiente de temperatura y la capacidad térmica volumétrica del conductor, y las temperaturas inicial y final del mismo.

El valor de k para el tipo de conductor utilizado es de 115.

Para el circuito seccional los valores arrojados son los siguientes.

Verificación cortocircuitos circuito seccional			
Tramo	Calibre [A]	I^2*t Protección	K^2*S^2
CMMP1-C1	25	40000	476100
C1-C2	16	1000	476100
C2-C3	16	1000	476100
C3-C4	16	1000	476100
C4-C5	16	1000	476100
C5-C6	16	1000	476100
C6-C7	6	200	476100
C6-C8	6	200	476100
C8-C9	6	200	476100
C9-C10	6	200	476100
C10-C11	6	200	476100
C11-C12	6	200	476100
C12-C13	6	200	476100

De la tabla se observa que los fusibles protegen sus tramos correspondientes contra cortocircuitos.

Para los circuitos terminales:

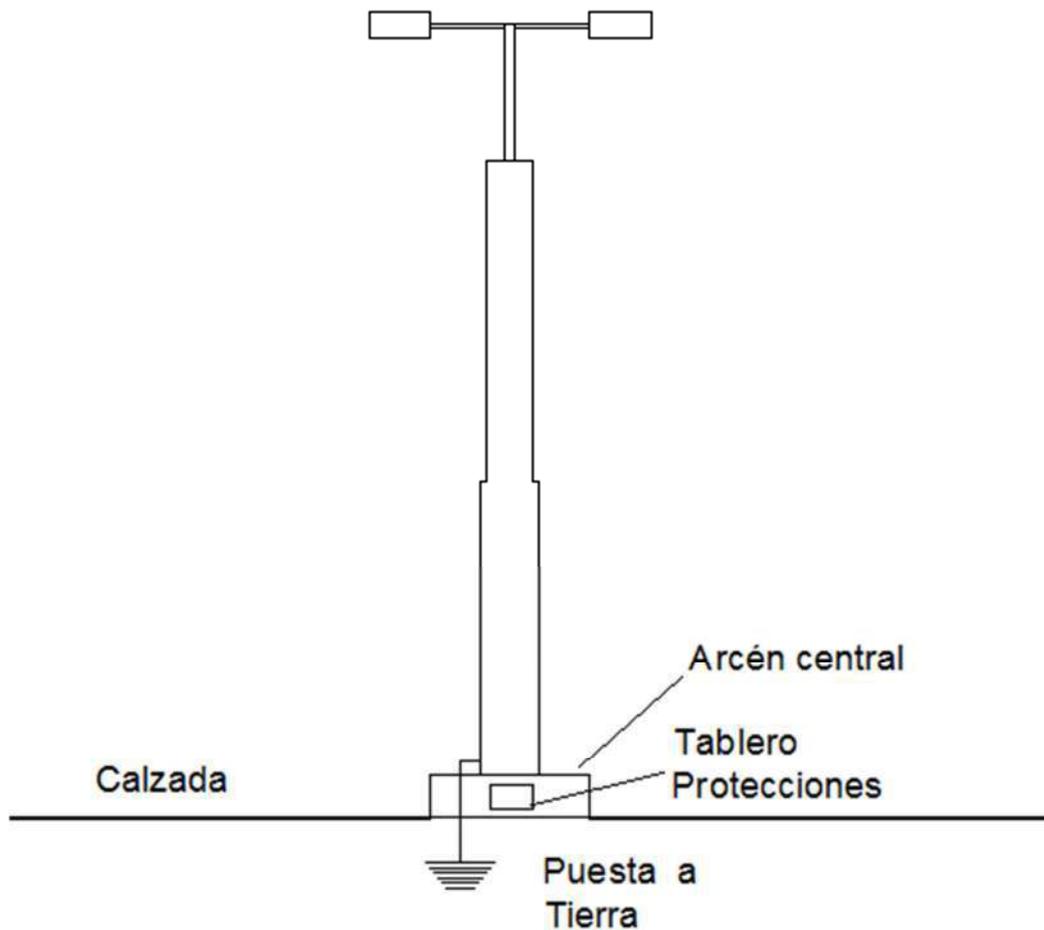
Verificación contra cortocircuitos circuitos terminales				
Calibre [A]	Tipo curva	Poder de ruptura [A]	I^2*t Protección	K^2*S^2
1	B	3000	31000	82656,25

Se observa que el elemento de protección protege al cable contra cortocircuitos

15.7. Puesta a Tierra en Alumbrado Público.

Será necesario disponer de un sistema de protección contra contactos indirectos en las columnas metálicas del alumbrado público. Esto se logra a

través de un sistema de puesta tierra para aquellos elementos que accidentalmente pueden tomar contacto con una fase.

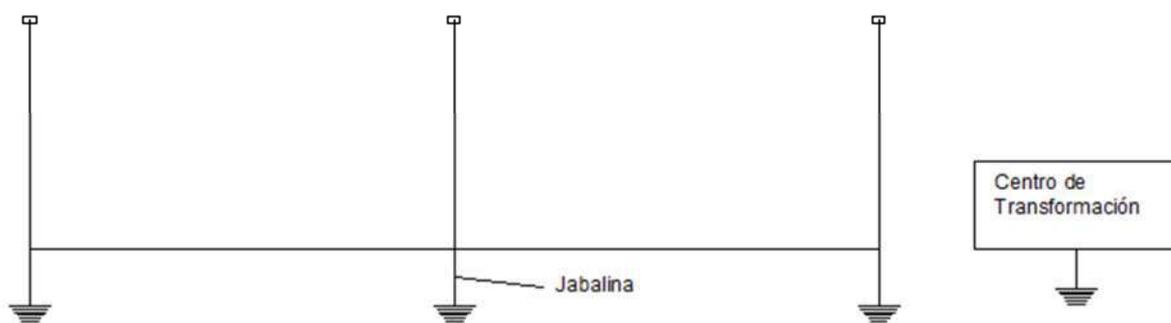


Las distintas configuraciones de puesta a tierra que se pueden presentar son:

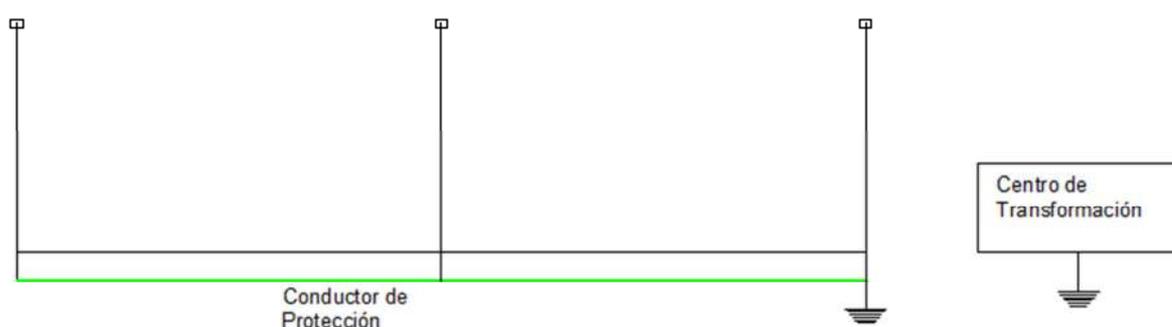
- Esquema TT: es una Puesta a tierra independiente que resulta de:
_conectar cada columna a tierra por medio de una jabalina.
_realizar una puesta a tierra en común de todas las columnas a través de un conductor desnudo en una zanja.
- Esquema TN-S: es una Puesta a tierra en donde el conductor neutro y el de puesta a tierra están conectados juntos en el origen de la alimentación.

Cada columna se pone a tierra por medio de un conductor desnudo que recorre toda la instalación

Esquema TT: PAT de columnas independientes



Esquema TT: PAT común de columnas a través de conductor de protección



Esquema TN-S PAT en común con el neutro del transformador



Dado la extensión del sistema de alumbrado la primera opción resultaría más costosa debido a que dicho esquema requiere, además de una jabalina en cada columna, un interruptor diferencial, por lo que el costo de la instalación asciende a una suma importante.

La segunda opción para un sistema TT resulta interesante si la protección contra contactos indirectos se hace a través de un interruptor diferencial para todo el circuito, en vez de uno para cada columna como en el caso anterior.

Si se usa un sistema TN-S una falla en media tensión elevaría el potencial del conductor de protección y por ende sometería a la columna metálica a una tensión que dependerá del valor de resistencia de puesta a tierra del C.T.

15.7.1. Sistema de PAT adoptado.

El sistema de puesta a tierra escogido es un esquema TT que conecta las columnas a través de un conductor de protección de cobre desnudo con la utilización de un interruptor diferencial en cada circuito.

Se efectuará el diseño para el peor de los casos, y para eso tiene que analizarse el circuito que presente mayor longitud total y el circuito que presenta menor longitud.

La ecuación que representa la resistencia de puesta a tierra para un conductor desnudo enterrado horizontalmente según la AEA 90364-7-771^[5] es la siguiente:

$$R = \frac{\rho}{2 * \pi * L} * \left\{ \ln\left(\frac{4 * L}{d}\right) + \ln\left(\frac{L}{h}\right) - 2 + \frac{2 * h}{L} \right\}$$

Siendo

L: longitud del conductor enterrado

h: la profundidad de enterrado del conductor desnudo

d: el diámetro del conductor

ρ : la resistividad del terreno

Datos	Valor
Sección [mm ²]	6 Cu
Lmáx [m]	672
Lmín	174
h [m]	0.8
d[m]	0.00104
ρ [Ω m]	40

Para el circuito más extenso (L=672 m)

$R_{PAT} = 0.182 \Omega$

Para el circuito más corto (L=174 m)

$R_{PAT} = 0.602$

Según la norma AEA 90364 el valor máximo de puesta a tierra usando un interruptor diferencial de sensibilidad media de 300 mA es de **40 Ω** .

Por lo que en ambos circuitos verifican ampliamente.

Al cumplir con la condición de resistencia de puesta a tierra no es necesario verificar las tensiones de contacto.

15.7.3. Verificación térmica del conductor de protección.

Se utilizará un interruptor diferencial de sensibilidad media de 300 mA, cuyo tiempo de actuación es de 100 ms.

La sección mínima teórica viene dada según la siguiente ecuación.

$$S = \frac{I_f}{\sqrt{K}}$$

Donde

I_f : corriente de cortocircuito máxima en kA (o eficaz equivalente térmica)

S: sección del conductor mm²

$$K = \frac{Ct}{\alpha r t * \rho c * t c} * 10^{-4} * \ln\left(\frac{Tr + T \max}{Tr + Ta}\right)$$

Tmax: temperatura máxima admitida por el conductor=250 °C
 Ta: temperatura ambiente = 40°C
 Cr: coeficiente de calor específico [Joule/cm³/K]
 art: coeficiente de aumento de resistividad por temperatura °C[1/°C]
 rc: resistividad [μΩ/cm]
 tr=(1/art)-20°C [°C]
 tc: tiempo de actuación de la protección (tc=200ms)

Constantes del material	Valor para Cobre
Cr: coeficiente de calor específico [Joule/cm ³ /K]	3.422
art: coeficiente de aumento de resistividad por temperatura °C[1/°C]	0.00393
rc: resistividad [μΩ/cm]	1.7241
tr=(1/art)-20°C [°C]	234.45

Ingresando estos parámetros en la fórmula se obtiene el siguiente valor de k
 K=0.143

La corriente de falla, simplificada, se calcula de la siguiente manera:

$$I_f = \frac{U_f}{R_L + R_{C.T} + R_{Cd}}$$

Siendo:

Uf: Tensión de fase (220 V)

RL: Resistencia del conductor de fase

RC.T: Resistencia de la puesta a tierra de la subestación (1Ω)

RC.D: Resistencia de conductor de protección desnudo

La situación más desfavorable se da en el caso del circuito corto en la primera columna. La corriente de falla es:

$$I_f = \frac{220}{0.0395 + 1 + 0.182} = 180.1 \text{ A}$$

Entonces una vez obtenida la corriente de falla máxima que se presenta en el sistema se calcula la sección mínima teórica

$$S = \frac{I_f}{\sqrt{K}} = \frac{0.180}{\sqrt{0.143}} = 0.474 \text{ mm}^2$$

Entonces se demuestra que el conductor adoptado de 6 mm² verifica térmicamente.

Evaluación de Impacto Ambiental.

La regulación de tal estudio será adoptada de la resolución 77/98 de la Secretaría de Energía^[18].

EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA): El procedimiento destinado a identificar e interpretar, así como a prevenir, las consecuencias o efectos que acciones o proyectos públicos o privados, puedan causar al equilibrio ecológico, al mantenimiento de la calidad de vida y a la preservación de los recursos naturales existentes.

IMPACTO AMBIENTAL: Se dice que hay impacto ambiental cuando una acción o actividad produce una alteración, favorable o desfavorable, en el medio o en alguno de los componentes del medio ambiente. El impacto de un proyecto sobre el medio ambiente es la diferencia entre la situación del medio ambiente futuro modificado, tal como se manifestaría como consecuencia de la realización del proyecto, y la situación del medio ambiente futuro, tal como habría evolucionado sin la actuación. La evaluación de impacto ambiental a desarrollar se hará sobre los siguientes componentes de la distribución de energía eléctrica:

- ✓ Tendido eléctrico subterráneo en M.T Y B.T
- ✓ Centros de transformación MT/B.T
- ✓ Instalación de alumbrado público.

1. Tendido eléctrico subterráneo en M.T Y B.T.

A la hora de realizar un tendido eléctrico subterráneo se debe tener en cuenta las siguientes aspectos ambientales

- Producción de campos electromagnéticos.
El límite vigente conforme a la resolución de la Secretaría de Energía 77/98 es de $25 \mu T$, medido a 1 m del nivel del suelo.
Su medición se podrá efectuar conforme a la resolución ENRE 1724/98.
- Campos eléctricos
El límite que establece la norma es de $3kV/m$. medido a 1 m del nivel del suelo.
- Impacto visual.
Una de las razones por la cual se implementó la línea subterránea es justamente que no ofrece impacto visual y no afecta al patrimonio de la zona.
- Afectación de las excavaciones para tendido.
Los impactos comprenden las alteraciones superficiales derivadas de la remoción de tierra para la colocación de los tubos, modificando la morfología del terreno, pero al no removerse gran volumen no pelagra la estabilidad del mismo.
Según la resolución 77/98 Anexo II
Las excavaciones que se realicen para las instalaciones de cable subterráneo deben resguardar la presencia de otros servicios, limitar la rotura de veredas y afectar mínimamente las raíces de los árboles

Para la línea de M.T al plantear el trazado de la línea por una ser una zona de baja densidad forestal no se ve comprometido ninguna especie arbórea. Las canalizaciones que llevan las líneas de B.T se dispondrán por debajo de la vereda municipal lo cual no se compromete a la flora de la zona.

- Afectación del material empleado.
El tipo de cable utilizado es de Aluminio con asilamiento en XLPE. No presenta alteraciones en el medio circundante.

1.1. Reducción de la contaminación electromagnética.

A continuación se mencionarán las técnicas que permiten reducir el campo magnético generado por las redes. Las mismas son propuestas por la norma AEA 95101^[1].

Condiciones de tendido

- 1) Modificando la disposición de los cables:
 - a) Formación coplanar
 - ✓ Campos magnéticos comparables a los de las líneas aéreas.
 - ✓ Bajas pérdidas eléctricas.
 - b) Formación en tresbolillo
 - ✓ Campos magnéticos reducidos.
 - ✓ Calentamiento mutuo.
 - c) Fases divididas(Ej. Utilizando dos fases con dos conductores de la mitad de sección y uno de sección completa)
 - ✓ Campos magnéticos compactos.
 - ✓ Mayores costos.
- 2) Modificando el tipo de puesta a tierra de las pantallas metálicas
 - a) Blindaje en un solo punto/ Cross bonded
 - ✓ Bajas pérdidas eléctricas.
 - ✓ Blindaje magnético poco significativo.
 - b) Blindaje en ambos extremos.
 - ✓ Blindaje magnético elevado.
 - ✓ Grandes pérdidas eléctricas.

Agregando blindaje externos a los cables

Las alternativas posibles son:

- 1) Grilla suplementaria de cables:
 - ✓ Tendido complejo.
 - ✓ Eficacia del blindaje hasta 6 veces superior.
- 2) Placas de hierro:
 - ✓ Blindaje magnético localizado.
 - ✓ Concentración de campo en las extremidades
- 3) Efectuado el tendido de los cables dentro de las cañerías de hierro.
 - ✓ Máximo blindaje magnético

2. Centros de transformación MT/BT.

Según la norma AEA 95401^[2], en función del tipo de centro deberán analizarse los siguientes aspectos ambientales:

a) Centros aéreos

- Impacto visual de la estructura general y sus componentes.
- Afectación del acceso a predios o de la circulación peatonal o vehicular.
- Afectación del patrimonio cultural
- Ruidos y radiointerferencias.
- Manipuleo, pérdidas y disposición final de los aceites aislantes.

b) Centros a nivel (operación interior) compactos e intemperie

- Impacto visual de la estructura general y sus componentes.
- Afectación del acceso a predios o de la circulación peatonal o vehicular.
- Afectación del patrimonio cultural
- Ruidos y radiointerferencias.
- Mantenimiento de las condiciones ambientales del local, evitando la generación de olores, ingreso de roedores y anidación de insectos.

c) Centros subterráneos tipo cámara y tipo pozo.

- Impacto visual de la estructura general y sus componentes.
- Afectación del acceso a predios o de la circulación peatonal o vehicular.
- Afectación del patrimonio cultural.
- Ruidos y radiointerferencias.
- Manipuleo, pérdidas y disposición final de los aceites aislantes.
- Producción de campos electromagnéticos.
- Mantenimiento de las condiciones ambientales del local, evitando la generación de olores, ingreso de roedores y anidación de insectos.

2.1. Impacto visual.

Una de las afectaciones más importantes es la que existe en la relación entre la obra y el paisaje, ya sea por aspectos directos, esto es por la interposición física de los soportes o torres y de los conductores o por aspectos indirectos en la degradación de la percepción del observador de áreas naturales, arquitectónicas, históricas o paisajísticas, ya que representan una intrusión extraña en dicho contexto.

Este punto es uno de los factores más determinantes a la hora de elegir el tipo de C.T a instalar.

Para mitigar dicho impacto se instalaron C.T subterráneas en las zonas comerciales, donde el entorno estético juega un rol fundamental.

En zonas residenciales (sector chacras, barrio privado y sectores deportivos recreativos se instalaron C.T a nivel, en espacio de dominio público, de manera tal que no queden expuesto a simple vista.

Se instaló un único C.T aéreo en un sector destinado a un centro de equitación en las afueras de la urbanización, que es posible llevarlo a cabo ya que alejado de la zona de estética más predominante de la misma.

2.2. Ruidos.

En las subestaciones se evaluarán los datos garantizados de ruido máximo a producir por los transformadores u otros equipos. Los mismos deberán cumplir con las exigencias de la norma IEC 651 (1987) e IRAM N° 4074-1/88 "Medición de niveles de presión sonora".

Se deberá cumplir con la norma IRAM N° 4062/84 (Ruidos molestos al vecindario).

2.3. Radiointerferencia.

No se presentan este tipo de impacto en los C.T

3. Instalación de Alumbrado Público.

Se comenzará entonces por dar una breve introducción sobre el impacto ambiental que produce un sistema de iluminación vial y los puntos a considerar para su análisis.

Se puede dividir los efectos sobre el ambiente de un sistema de iluminación en los siguientes cuatro aspectos.^[19]

3.1. Contaminación asociada al consumo energético.

Como es sabido, al generar energía se producen distintos tipos de contaminación que dependen de la naturaleza de la central que la genere (térmica, hidroeléctrica, nuclear, etc.). No será tema de análisis la forma en la que afecta al ambiente el funcionamiento de cada tipo de central, sino que se enfocará en la utilización eficiente de la energía generada para la iluminación.

Por lo tanto, para analizar el impacto del alumbrado público desde este enfoque, el primer paso es cuantificar la energía para la iluminación.

Trasladando lo antedicho al caso particular del alumbrado vial de la Avenida principal se puede decir que se logró una utilización eficiente de la energía debido al bajo consumo que se obtuvo con la utilización de las luminarias con tecnología led. A modo de establecer un parámetro, se enuncia a continuación el consumo que se tiene con luminarias led y el que se hubiese tenido con luminarias de vapor de sodio.

Fuente de luz	Energía demanda por año [kWh]
Vapor de sodio	309.791,579
LED	205.859,046

Es decir que desde el enfoque energético se logró un menor impacto, consumiendo un 50,5% menos de energía que si se hubiese utilizado luminarias con lámparas de vapor de sodio.

3.2. Desechos contaminantes del sistema de iluminación.

Los sistemas de iluminación producen diversos tipos de desechos, siendo los más perjudiciales los correspondientes a lámparas de descarga agotadas. Si bien las lámparas de mercurio de alta presión y las mezcladoras son las que contienen mayor cantidad de mercurio, las de sodio de alta presión también contienen pero en menor magnitud.

Por lo tanto, la utilización de luminarias LED resulta ventajosa desde este punto de vista también, ya que sus componentes no dañan el medio ambiente cuando son desechados.

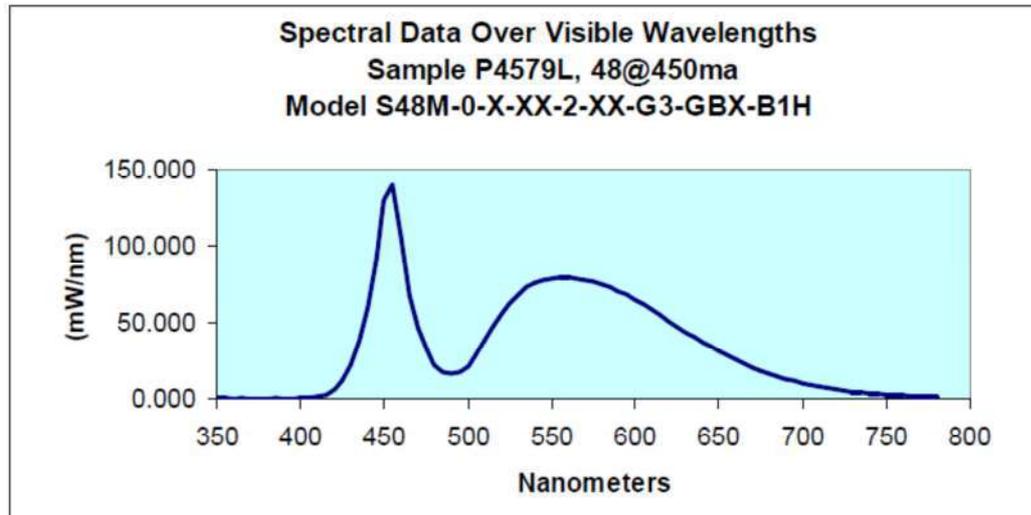
3.3. Efectos biológicos nocivos.

Las radiaciones asociadas a la iluminación pueden provocar la atracción de insectos voladores. Este fenómeno se observa especialmente en zonas rurales, tal como es

el caso del emprendimiento. Esto ocasiona no solo la molestia de las personas e inconvenientes en el mantenimiento de las luminarias, sino también alteraciones ecológicas en la zona de influencia.

Si bien la característica espectral de la atracción de insectos no ha sido aun debidamente establecida, se conoce que el fenómeno tiene su máxima sensibilidad en las longitudes de onda de los 400nm. Las luminarias led utilizadas poseen un espectro electromagnético en el cual no emiten prácticamente energía en longitudes de onda de los 400nm. Por lo que este aspecto se ve disminuido debido a las luminarias utilizadas.

A continuación se muestra la distribución de energía espectral de una luminaria típica led.



3.4. Polución luminosa.

Toda radiación luminosa, cualquiera sea su magnitud, orientada a espacios donde no sea requerida (luz dispersa) debe ser considerada como una polución ya que de una u otra manera altera el medio ambiente y la calidad de vida. Paralelamente es un índice de ineficiencia energética resultado de un inadecuado diseño de la instalación.

Este efecto puede de alguna manera apreciarse a través de los resultados arrojados por el software de cálculo. Se muestra en la representación por colores falsos las zonas afectadas por el alumbrado y las intensidades de la iluminación. Puede observarse que el alumbrado prácticamente no ilumina zonas fuera de la calzada y veredas, y esto se debe principalmente al apantallamiento que poseen las luminarias utilizadas.

VII. Datos Técnicos Garantizados.

Se presentan en esta sección los materiales que requieren ser garantizados para su adquisición. Las planillas exhibidas a continuación han sido tomadas de empresas de energía tales como EDEA, EDELAP, EDESUR, entre otras.

El Oferente deberá presentar las siguientes planillas debidamente completadas formando parte de su propuesta.

PLANILLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS

CABLE UNIPOLAR SUBTERRÁNEO M.T 13.2 kV 240 mm ²				
Nº	Descripción	Unidad	Pedido	Ofrecido
1	Características generales		*	
1.1.	Proveedor		*	
1.2.	País de origen		*	
1.3.	Designación del fabricante		*	
1.4.	Normas de fabricación		IRAM 2178	
2	Conductores			
2.1.	Nº de conductores	cant.	1	
2.2.	Forma y tipo		Circular compacto	
2.3.	Material		Aluminio	
2.4.	Nº mínimo de alambres por conductor	cant.	30	
2.5.	Diámetro exterior del conductor, máximo	mm	18,6	
2.6.	Resistencia eléctrica máx a 20°C - CC	Ω/km	0,125	
3	Capa de homegeinización sobre el conductor			
3.1.	Espesor promedio	mm	*	
3.2.	Espesor mínimo	mm	*	
3.3.	Resistividad volumétrica a 90°C y 130°C - Máxima	cm	1000	
4	Aislación			
4.1.	Material		XLPE	
4.2.	Categoría		I	
4.3.	Espesor nominal	mm	3,9	
4.4.	Diámetro externo	mm	*	
4.5.	Tamaño de cavidades (máximo)	mm	0,08	
4.6.	Cavidades mayores de 0,05 mm por cada 16,5 cm ³ de aislación (máxima)	mm	30	
4.7.	Tamaño de contaminantes (máximo)	mm	0,18	
4.8.	Contaminantes mayores de 0,05 mm por cada 16,5 cm ³ de aislación (máxima)	cant.	15	
4.9.	Tamaño de traslúcidos (máximo)	mm	1,25	
4.10	Estabilidad térmica (contracción máxima)	mm	3,17	
4.11	Resistencia al aislamiento	MΩ/km		
5	Capa de homogeneización sobre la aislación			
5.1.	Espesor mínimo	mm	0,8	
5.2.	Resistividad volumétrica a 90°C y 110°C - Máxima	cm	50000	
5.3.	Fuerza de pelado	daN	1,5-7	

6	Revestimiento semiconductor encintado			
6.1.	Material de las cintas		*	
6.2.	Espesor	mm	0,2+-0,02	
6.3.	Solapamiento mínimo	%	20	
6.4.	Resistividad volumétrica a 90°C y 110°C - Máxima	cm	5000	
6.5.	Temperatura mínima admisible 2 s	°C	200	
7	Pantalla			
7.1.	Material		CU	
7.2.	Sección	mm ²	16	
7.3.	Formación alambres de cobre			
7.3.1	Nº de alambres	cant.		
7.3.2	Contraespiral de cobre Nº de cintas	cant.		
7.3.3	Espesor mínimo	mm	0,5	
7.3.4	Ancho de cinta	mm		
7.3.5	Paso de la hélice (máx)	mm		
7.3.6	Resistencia eléctrica máx. 20°C en CC	Ω/km	3,3	
7.4.1	Cantidad	cant.		
7.4.2	Espesor mínimo	mm		
7.4.3	Solapamiento mínimo	%		
7.4.4	Sección equivalente	mm ²		
7.4.5	Resistencia eléctrica máx. a 20°C en CC	Ω/km		
8	Envoltura			
8.1.	Material		PVC ST-2	
8.2.	Color		NEGRO	
8.3.	Espesor nominal	mm	2,2	
8.4.	Diámetro exterior	mm	40	
9.	ARMADURA			
9.1.	Diámetro bajo la armadura	mm	*	
9.2.	Cantidad de flejes	cant.	*	
9.3.	Espesor	mm	*	
9.4.	Cincado tipo 2- masa mínima de la capa de cinc	g/m ²		
10	Características eléctricas adicionales			
10.1	Intensidad admisible en carga normal según norma IEC Nº 287 para tres cables unipolares enterrados a 1,1 m en un plano, en contacto entre si y con la pantalla puesta a tierra en ambos extremos. Resistencia terreno = 100°C cm / W. Temp. del	A	*	

	terreno 25°C			
10.2	Ídem anterior pero en condiciones de emergencia	A	*	
10.3	Intensidad máxima admisible permanente en aire a 30°C en tres bolillo, con las pantallas conectadas entre si y a tierra en un solo extremo	A	*	
10.4	Resistencia efectiva a 50 Hz – 90°C	Ω/km	*	
10.5	Reactancia inductiva de servicio para las condiciones 9.1. de esta planilla	Ω/km	*	
10.6	Reactancia inductiva homopolar (retorno por pantalla)	Ω/km	*	
10.7	Capacitancia por fase	MF/km	*	
11	Expedición del cable			
11.1	Peso del carrete	kg	*	
11.2	Peso del conductor	kg	*	
11.3	Largo de fabricación	m	*	
11.4	Carretes			
* A ESPECIFICAR POR EL OFERENTE				

TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFÁSICO				
Nº	Descripción	Unidad	Pedido	Ofrecido
12.1	Fabricante			
12.2	Tipo		Delta/Estrella	
12.3	Potencia	kVA	*	
12.4	Cantidad de Fases	Nº	3	
12.5	Frecuencia	Hz	50	
12.6	Tipo de servicio			
12.7	Tensión Primaria Nominal	kV	13,2	
12.8	Regulación Primaria para los Puntos de Conmutación	%Un	± 2 x 2.5%	
12.9	Tensión secundaria en vacío	kV	0,4	
12.10	Tensión Secundaria a plena carga con cosfi:0,8	kV		
12.11	Número de Tomas	Nº	5	
12.12	Grupo de conexión		DY11	
12.13	Pérdidas en cortocircuito a corriente nominal	W		
12.14	Pérdidas en vacío a temperatura ambiente	W		
12.15	Tensión de cortocircuito a corriente nominal	%Un		
12.16	Ensayo de impulso	kV		
12.17	Tipo de Refrigeración		Aceite	
12.18	Sobre elevación máxima de temperatura permitida			
12.19	En el cobre	°C		
12.20	En el aceite	°C		
12.21	Peso sin aceite	kg		
12.22	Peso con aceite	kg		
12.23	Aceite	lts		
12.24	Origen			
12.25	Peso específico a 20°C	g/cm3		
12.26	Punto de congelación	°C		

12.27	Dimensiones			
12.28	Ancho	mm		
12.29	Largo	mm		
12.30	Alto	mm		
12.31	Rendimientos			
		carga	cosfi:1	
		4/4.		
		3/4.		
		1/2.		
		1/4.		
12.32	Corriente en vacío a tensión nominal			

CENTROS DE TRANSFORMACIÓN COMPACTOS				
Nº	Descripción	Unidad	Pedido	Ofrecido
13.1	Marca			
13.2	Modelo			
13.3	País de fabricación			
13.4	Normas de fabricación y ensayo		IEC 61330	
13.5	Uso		*	
13.6	Tensión nominal			
13.6.1	Lado MT	Kv	24	
13.6.2	Lado BT	V	400	
13.6.3	Corriente nominal			
13.6.3.1	Lado MT	A	630	
13.6.3.2	Lado BT	A	1000	
13.6.3.3	Corriente de cortocircuito			
13.6.3.4	Lado MT (durante 1 seg)	kA	5	
13.6.3.5	Lado BT (durante 1 seg)	kA	12	
13.7	Frecuencia	Hz	50	
13.8	Tensiones de ensayo MT			
13.8.1	De impulso onda 1,2/50 microseg entre fases y entre ellas y tierra	kV	95	
13.8.2	A frecuencia industrial durante 1 min. Entre fases y tierra	kV	38	
13.9	Grado de protección de la envolvente		IP 239	
13.10	Clase de la envolvente según el aumento de temperatura		10 K	
13.11	Ventilación		*	
13.12	Sección mínima del conductor de puesta a tierra del centro de transformación	mm ²	50	
13.13	Conectores del lado de MT del transformador		Enchufables apantallados	
13.14	Iluminación interior		*	
13.15	Envolvente			
13.15.1	Material Tipo de pintura exterior		*	

13.15.2	Color			
13.15.3	Espesor de pintura	mirco metro	>25	
13.15.4	Carga sobre el techo:			
13.15.4.1	C.T a nivel	dN/m2	100	
13.15.4.2	Subterráneo			
13.15.4.2.1	no apto para vehículos	dN/m2	250	
13.15.4.2.2	apto para vehículos			
13.15.4.2.2.1	Uniformemente distribuidas	dN/m2	500	
13.15.4.2.2.2	Puntuales separadas 1,8 m	dN/m2	4500	
13.15.5	Impactos mecánicos	J	20	
13.15.6	Nivel de ruido máximo	dB	56	
13.16	Trasnformador de potencia			
13.16.1	Marca			
13.16.2	Modelo			
13.16.3	Aislación principal		Aceite	
13.16.4	Relación de transformación	kV/kV	13,2/0,4	
13.16.5	Potencia requerida con Ta de 50°C dentro de la envolvente			
13.16.6	Potencia nominal	kVA	*	
13.17	Tablero BT		*	
13.17.1	Marca		*	
13.17.2	Modelo		*	
13.17.3	Corriente nominal	A	1000	
13.17.4	Cantidad de campos		4	
13.17.5	Tamaño de la base portafusibles		0	
13.18	Tablero MT			
13.18.1	Marca		*	
13.18.2	Modelo		*	
13.18.3	Cantidad de celdas		*	
13.18.4	Configuración		*	
13.18.5	Aislación principal		SF6	
13.18.6	Aislación de los seccionadores bajo carga		SF6	
13.18.7	Corriente nominal de los seccionadores bajo carga	A	630	
13.18.8	Capacidad de cierre de los seccionadores bajo carga	kA	10	
13.19	Dimensiones del centro de transformación			
13.19.1	Largo	mm	*	
13.19.2	Ancho	mm	*	
13.19.3	Alto	mm	*	
13.20	Masas			
13.20.1	De la envolvente	kg	*	

13.20.2	Del tablero de MT	kg	*	
13.20.3	Del transformador	kg	*	
13.20.4	Del centro totalmente armado	kg	*	

PLANILLA DE DATOS GARANTIZADOS DE EMPALMES DE MEDIA TENSIÓN Us 13,2 kV PARA CABLES DE AISLACIÓN SECA XLPE

N	Descripción	Unidad	Pedido	Ofrecido
14.1	EMPALME PARA CABLE		Unipolar	
14.2	TIPO DE SERVICIO		subterráneo	
14.3	NORMAS DE FABRICACIÓN Y ENSAYO		VDE 278, IEE 48	
14.4	TENSIÓN DE SERVICIO	Kv	13,2	
14.5	TENSIÓN MÁXIMA DE TRABAJO	Kv	15	
14.6	FRECUENCIA	Hz	50	
14.7	CARGA CÍCLICA(aplicando 63 ciclos de calent. de 5 h. y 3 h de enfr. Sin aparecer contorneo)	kV ef.	22	
14.8	TENSIÓN DE IMPULSO SIN APARECER DESCARGA DISRUPTIVA(aplicando 10 positivos y 10 negativos de 1,2/50 microseg. Entre conductor y pantalla a tierra)	Kv	120	
14.9	TENSIÓN MÁXIMA DE DISEÑO CONTRA TIERRA	Kv	9,5	
14.10	TENSIÓN C.A 1min EN SECO	kV ef.	50	
14.11	TENSIÓN C.A DE 6 h SIN APARECER DAÑO VISIBLE	kV ef.	35	
14.12	TENSIÓN C.C DE 15 min SIN APARECER DAÑO VISIBLE	Kv	72	
14.13	TENSIÓN DE EXTINCIÓN	kV ef.	13	
14.14	ENSAYO DESCARGAS PARCIALES MÍNIMA SENSIBILIDAD DEL DETECTOR a 18 kV ef	pC.	<=5	
14.15	ENSAYO DE IMPACTO-4 kg a 2 m de altura			
14.16	LARGO DEL EMPALME	mm.		
14.17	DIÁMETRO MÁXIMO DEL EMPALME	mm.		
14.18	PESO DEL EMPLAME	g		
14.19	MÍNIMO TIEMPO ADMISIBLE DEL ALMACENAMIENTO CONSERVANDO TODAS SUS CONDICIONES TÉCNICAS	3 años		

PLANILLA DE DATOS GARANTIZADOS DE TERMINALES TERMOCONTRAIBLES USO INTERIOR DE Us 13,2 kV

N	Descripción	Unidad	Pedido	Ofrecido
15.1	TERMINAL PARA CABLE DE		Unipolar	
15.2	TIPO DE SERVICIO		subterráneo	
15.3	NORMAS DE FABRICACIÓN Y ENSAYO		VDE 278, IEE 48	
15.4	TENSIÓN DE SERVICIO	Kv	13,2	
15.5	TENSIÓN MÁXIMA DE TRABAJO	Kv	15	
15.6	FRECUENCIA	Hz	50	
15.7	CARGA CÍCLICA(aplicando 63 ciclos de calent. de 5 h. y 3 h de enfr. Sin aparecer contorneo)	kV ef.	22	
15.8	TENSIÓN DE IMPULSO SIN APARECER DESCARGA DISRUPTIVA(aplicando 10 positivos y 10 negativos de	Kv	120	

	1,2/50 microseg. Entre conductor y pantalla a tierra)			
15.9	TENSIÓN MÁXIMA DE DISEÑO CONTRA TIERRA	Kv	9,5	
15.10	TENSIÓN C.A 1min EN SECO	kV ef.	50	
15.11	TENSIÓN C.A DE 6 h SIN APARECER DAÑO VISIBLE	kV ef.	35	
15.12	TENSIÓN C.C DE 30 min SIN APARECER DAÑO VISIBLE	Kv	72	
15.13	TENSIÓN DE EXTINCIÓN	kV ef.	13	
15.14	ENSAYO DESCARGAS PARCIALES MÍNIMA SENSIBILIDAD DEL DETECTOR a 10,9 kV ef	pC.	<=5	
15.15	LARGO DEL TERMINAL	mm.		
15.16	DIÁMETRO MÁXIMO DEL TERMINAL	mm.		
15.17	PESO DEL TERMINAL+	g		
15.18	MÍNIMO TIEMPO ADMISIBLE DEL ALMACENAMIENTO CONSERVANDO TODAS SUS CONDICIONES TÉCNICAS	3 años		

VII. Presupuesto.

En esta sección se detallaran los precios de material y mano de obra requerida para la totalidad de la instalación.

No se detallará el costo de la red de Alumbrado público, ya que este fue desarrollado en otro apartado.

Los precios se expresan en dólares tomando una tasa de cambio oficial de 4.6 pesos por dólar.

1) Red Distribución M.T.

Orden	Unidad	Descripción	Precio [USD]	Cantidad	Precio Total [USD]
A1	m	Cable Aluminio unipolar 13,2kV cat I, Armado, XLPE 240mm ² con Pantalla Cu 16mm ² .	46,27	15064	696.971,98
A2	m	Tendido de cable	3,52	15064	53.051,48
A3	m ³	Zanjeo en Vereda de 0,50 x 1,10	111,74	8285,2	925.781,04
A4	m	Ladrillos (colocación y provisión)	2,39	15064	36.022,61
A5	m	Caño PVC 160 mm (colocación y provisión)	21,80	360	7.849,57

2) Centros de transformación.

C.T N°1					
Orden	Unidad	Descripción	Precio [USD]	Cantidad	Precio Total [USD]
B1	U	Subestación Ormazabal PFU-5 suministro + instalación	17.239,60	1	17.239,60
B2	U	Transformador 315 kVA llenado integral		1	11.737,00
B3	U	Celda línea	8.748,02	2	17.496,04
B4	U	Celda Protección con Fusibles	9.123,03	2	18.246,05
B5	U	Terminales atornillables 630 A	368,97	9	3.320,69
B6	U	Terminales aluminio	5,45	15	81,78
B7	U	Puentes M.T	525,22	1	525,22
B8	U	Puentes B.T	9,57	4	38,28
B9	U	CBT.8 salidas	3.470,37	1	3.470,37
B10	U	Fusibles	7,02	8	56,19
B11	-	Puesta a Tierra (conductor + jabalina)	195,60		195,60
B12	%	M.O inst. eléctrica	20% materiales		11.033,44
Total					83.440,27
C.T N°2					
Orden	Unidad	Descripción	Precio	Cantidad	Precio

n	d		[USD]	d	Total [USD]
B13	U	Subestación Ormazabal PFS-48 suministro + instalación	63.026,09	1	63.026,09
B14	U	Transformador 500 kVA llenado integral	14.837,00	1	14.837,00
B15	U	Celda línea	8.748,02	2	17.496,04
B16	U	Celda Protección	9.123,03	2	18.246,05
B17	U	Terminales atornillables 400 A	295,43	9	2.658,91
B18	U	Terminales aluminio	5,45	15	81,78
B19	U	Puentes M.T	525,22	1	525,22
B20	U	Puentes B.T	9,57	4	38,28
B21	U	CBT.8 salidas	3.470,37	1	3.470,37
B22	U	Fusibles	7,02	8	56,19
B23	-	Puesta a Tierra (conductor + jabalina)	195,60		195,60
B24	%	M.O inst. eléctrica	20% materiales		11.521,09
Total					132.152,63
C.T N°3					
Orden	Unidad	Descripción	Precio [USD]	Cantidad	Precio Total [USD]
B25	U	Subestación Ormazabal PFU-4 suministro + instalación	17.239,60	1	17.239,60
B26	U	Transformador 200 kVA llenado integral	9.281,00	1	9.281,00
B27	U	Celda línea	8.748,02	2	17.496,04
B28	U	Celda Protección	9.123,03	1	9.123,03
B29	U	Terminales atornillables 400 A	295,43	6	1.772,61
B30	U	Terminales aluminio	5,45	12	65,42
B31	U	Puentes M.T	525,22	1	525,22
B32	U	Puentes B.T	9,57	4	38,28
B33	U	CBT.8 salidas	3.470,37	1	3.470,37
B34	U	Fusibles	7,02	8	56,19
B35	-	Puesta a Tierra (conductor + jabalina)	195,60		195,60
B36	%	M.O inst. eléctrica	20% materiales		8.404,75
Total					67.668,12
C.T N°4					
Orden	Unidad	Descripción	Precio [USD]	Cantidad	Precio Total [USD]

B37	U	Subestación Ormazabal Minisub-24 suministro + instalación	5.908,70	1	5.908,70
B38	U	Transformador 250 kVA llenado integral	10.796,00	1	10.796,00
B39	U	Celda línea	8.748,02	1	8.748,02
B40	U	Celda Protección	9.123,03	1	9.123,03
B41	U	Terminales atornillables 400 A	295,43	3	886,30
B42	U	Terminales aluminio	5,45	9	49,07
B43	U	Puentes M.T	525,22	1	525,22
B44	U	Puentes B.T	9,57	4	38,28
B45	U	CBT.8 salidas	3.470,37	1	3.470,37
B46	U	Fusibles	7,02	8	56,19
B47	-	Puesta a Tierra (conductor + jabalina)	195,60		195,60
B48	%	M.O inst. eléctrica	20% materiale s		6.777,62
Total					46.574,39
C.T N°6					
Orde n	Unida d	Descripción	Precio [USD]	Cantida d	Precio Total [USD]
B49	U	Subestación Ormazabal PFU-5 suministro + instalación	17.239,60	1	17.239,60
B50	U	Transformador 125 kVA llenado integral	8.754,00	1	8.754,00
B51	U	Celda línea	8.748,02	2	17.496,04
B52	U	Celda Protección	9.123,03	1	9.123,03
B53	U	Terminales atornillables 400 A	295,43	6	1.772,61
B54	U	Terminales aluminio	5,45	12	65,42
B55	U	Puentes M.T	525,22	1	525,22
B56	U	Puentes B.T	9,57	4	38,28
B57	U	CBT.8 salidas	3.470,37	1	3.470,37
B58	U	Fusibles	7,02	8	56,19
B59	-	Puesta a Tierra (conductor + jabalina)	195,60		195,60
B60	%	M.O inst. eléctrica	20% materiale s		8.299,35
Total					67.035,72
C.T N°8					
Orde n	Unida d	Descripción	Precio [USD]	Cantida d	Precio Total [USD]
B61	U	Subestación Ormazabal PFS-48 suministro + instalación	63.026,09	1	63.026,09
B62	U	Transformador 100 kVA llenado	6.738,00	1	6.738,00

integral					
B63	U	Celda línea	8.748,02	2	17.496,04
B64	U	Celda Protección	9.123,03	1	9.123,03
B65	U	Terminales atornillables 400 A	295,43	6	1.772,61
B66	U	Terminales aluminio	5,45	12	65,42
B67	U	Puentes M.T	525,22	1	525,22
B68	U	Puentes B.T	9,57	4	38,28
B69	U	CBT.8 salidas	3.470,37	1	3.470,37
B70	U	Fusibles	7,02	8	56,19
B71	-	Puesta a Tierra (conductor + jabalina)	195,60		195,60
B72	%	M.O inst. electrica	20% materiale s		7.896,15
Total					110.403,00

C.T N°9

Orden	Unidad	Descripción	Precio [USD]	Cantidad	Precio Total [USD]
B73	U	Subestación Ormazabal Minisub-24 suministro + instalación	5.908,70	1	5.908,70
B74	U	Transformador 200 kVA llenado integral	9.281,00	1	9.281,00
B75	U	Celda línea	8.748,02	2	17.496,04
B76	U	Celda Protección	9.123,03	1	9.123,03
B77	U	Terminales atornillables 400 A	295,43	6	1.772,61
B78	U	Terminales aluminio	5,45	12	65,42
B79	U	Puentes M.T	525,22	1	525,22
B80	U	Puentes B.T	9,57	4	38,28
B81	U	CBT.8 salidas	3.470,37	1	3.470,37
B82	U	Fusibles	7,02	8	56,19
B83	-	Puesta a Tierra (conductor + jabalina)	195,60		195,60
B84	%	M.O inst. eléctrica	20% materiale s		8.404,75
Total					56.337,21

C.T N°10

Orden	Unidad	Descripción	Precio [USD]	Cantidad	Precio Total [USD]
B85	U	Subestación Ormazabal Minisub-24 suministro + instalación	5.908,70	1	5.908,70
B86	U	Transformador 250 kVA llenado integral	10.796,00	1	10.796,00
B87	U	Celda línea	8.748,02	2	17.496,04

B88	U	Celda Protección	9.123,03	1	9.123,03
B89	U	Terminales atornillables 400 A	295,43	6	1.772,61
B90	U	Terminales aluminio	5,45	12	65,42
B91	U	Puentes M.T	525,22	1	525,22
B92	U	Puentes B.T	9,57	4	38,28
B93	U	CBT.8 salidas	3.470,37	1	3.470,37
B94	U	Fusibles	7,02	8	56,19
B95	-	Puesta a Tierra (conductor + jabalina)	195,60		195,60
B96	%	M.O inst. eléctrica	20% materiales		8.707,75
Total					58.155,21
C.T N°11					
Orden	Unidad	Descripción	Precio [USD]	Cantidad	Precio Total [USD]
B97	U	Subestación Aérea monoposte semiplataforma (armado)	382,83	1	382,83
B98	U	Transformador trifásico 16 kVA	2.707,00	1	2.707,00
B99	U	Poste Eucaliptus 7,5 m	65,22	1	65,22
B100	U	Seccionador Kearney	58,70	3	176,09
B101	U	Puesta a tierra(conductor + jabalina)	195,60		195,60
B102	%	M.O inst. eléctrica	M.O inst. electrica		913,09
Total	%	M.O inst. eléctrica			4.439,82
C.T N°12					
Orden	Unidad	Descripción	Precio [USD]	Cantidad	Precio Total [USD]
B103	U	Subestación Ormazabal PFU-3 suministro + instalación	12.067,72	1	12.067,72
B104	U	Transformador 160 kVA llenado integral	8.574,00	1	8.574,00
B105	U	Celda línea	8.748,02	2	17.496,04
B106	U	Celda Protección	9.123,03	1	9.123,03
B107	U	Terminales atornillables 400 A	295,43	6	1.772,61
B108	U	Terminales aluminio	5,45	12	65,42
B109	U	Puentes M.T	525,22	1	525,22
B110	U	Puentes B.T	9,57	4	38,28
B111	U	CBT.8 salidas	3.470,37	1	3.470,37
B112	U	Fusibles	7,02	8	56,19
B113	-	Puesta a Tierra (conductor + jabalina)	195,60		195,60
B114	%	M.O inst. eléctrica	20% materiales		8.263,35

			s		
Total					61.647,84
C.T N°13					
Orden	Unidad	Descripción	Precio [USD]	Cantidad	Precio Total [USD]
B115	U	Subestación Ormazabal PFU-3 suministro + instalación	12.067,72	1	12.067,72
B116	U	Transformador 160 kVA llenado integral	8.574,00	1	8.574,00
B117	U	Celda línea	8.748,02	2	17.496,04
B118	U	Celda Protección	9.123,03	1	9.123,03
B119	U	Terminales atornillables 400 A	295,43	6	1.772,61
B120	U	Terminales aluminio	5,45	12	65,42
B121	U	Puentes M.T	525,22	1	525,22
B122	U	Puentes B.T	9,57	4	38,28
B123	U	CBT.8 salidas	3.470,37	1	3.470,37
B124	U	Fusibles	7,02	8	56,19
B125	-	Puesta a Tierra (conductor + jabalina)	195,60	0	195,60
B126	%	M.O inst. eléctrica	20% materiales	0	8.263,35
Total				0	61.647,84
C.T N°14					
Orden	Unidad	Descripción	Precio [USD]	Cantidad	Precio Total [USD]
B127	U	Subestación Ormazabal PFU-3 suministro + instalación	12.067,72	1	12.067,72
B128	U	Transformador 160 kVA llenado integral	8.574,00	1	8.574,00
B129	U	Celda línea	8.748,02	2	17.496,04
B130	U	Celda Protección	9.123,03	1	9.123,03
B131	U	Terminales atornillables 400 A	295,43	6	1.772,61
B132	U	Terminales aluminio	5,45	12	65,42
B133	U	Puentes M.T	525,22	1	525,22
B134	U	Puentes B.T	9,57	4	38,28
B135	U	CBT.8 salidas	3.470,37	1	3.470,37
B136	U	Fusibles	7,02	8	56,19
B137	-	Puesta a Tierra (conductor + jabalina)	195,60		195,60
B138	%	M.O inst. eléctrica	20% materiales		8.263,35
Total					61.647,84
C.T N°16					

Orden	Unidad	Descripción	Precio [USD]	Cantidad	Precio Total [USD]
B139	U	Subestación Ormazabal PFS-48 suministro + instalación	63.026,09	1	63.026,09
B140	U	Transformador 400 kVA llenado integral	13.520,00	1	13.520,00
B141	U	Celda línea	8.748,02	2	17.496,04
B142	U	Celda Protección	9.123,03	2	18.246,05
B143	U	Terminales atornillables 400 A	295,43	9	2.658,91
B144	U	Terminales aluminio	5,45	15	81,78
B145	U	Puentes M.T	525,22	1	525,22
B146	U	Puentes B.T	9,57	4	38,28
B147	U	CBT.8 salidas	3.470,37	1	3.470,37
B148	U	Fusibles	7,02	8	56,19
B149	-	Puesta a Tierra (conductor + jabalina)	195,60		195,60
B150	%	M.O inst. eléctrica	20% materiales		11.257,69
Total					130.572,23
C.T N°17					
Orden	Unidad	Descripción	Precio [USD]	Cantidad	Precio Total [USD]
B151	U	Subestación Ormazabal PFS-48 suministro + instalación	63.026,09	1	63.026,09
B152	U	Transformador 630 kVA llenado integral	17.200,00	1	17.200,00
B153	U	Celda línea	8.748,02	1	8.748,02
B154	U	Celda Protección	9.123,03	1	9.123,03
B155	U	Terminales atornillables 400 A	295,43	6	1.772,61
B156	U	Terminales aluminio	5,45	12	65,42
B157	U	Puentes M.T	525,22	1	525,22
B158	U	Puentes B.T	9,57	4	38,28
B159	U	CBT.8 salidas	3.470,37	1	3.470,37
B160	U	Fusibles	7,02	8	56,19
B161	-	Puesta a Tierra (conductor + jabalina)	195,60		195,60
B162	%	M.O inst. eléctrica	20% materiales		8.238,95
Total					112.459,78
C.T N°18					
Orden	Unidad	Descripción	Precio [USD]	Cantidad	Precio Total

					[USD]
B163	U	Subestación Ormazabal Minisub-24 suministro + instalación	5.908,70	1	5.908,70
B164	U	Transformador 250 kVA llenado integral	10.796,00	1	10.796,00
B165	U	Celda línea	8.748,02	2	17.496,04
B166	U	Celda Protección	9.123,03	1	9.123,03
B167	U	Terminales atornillables 400 A	295,43	6	1.772,61
B168	U	Terminales aluminio	5,45	12	65,42
B169	U	Puentes M.T	525,22	1	525,22
B170	U	Puentes B.T	9,57	4	38,28
B171	U	CBT.8 salidas	3.470,37	1	3.470,37
B172	U	Fusibles	7,02	8	56,19
B173	-	Puesta a Tierra (conductor + jabalina)	195,60		195,60
B174	%	M.O inst. eléctrica	20% materiales		8.707,75
Total					58.155,21

C.T N°19

Orden	Unidad	Descripción	Precio [USD]	Cantidad	Precio Total [USD]
B175	U	Subestación Ormazabal PFS-48 suministro + instalación	63.026,09	1	63.026,09
B176	U	Transformador 400 kVA llenado integral	13.520,00	1	13.520,00
B177	U	Celda línea	8.748,02	2	17.496,04
B178	U	Celda Protección	9.123,03	1	9.123,03
B179	U	Terminales atornillables 400 A	295,43	6	1.772,61
B180	U	Terminales aluminio	5,45	12	65,42
B181	U	Puentes M.T	525,22	1	525,22
B182	U	Puentes B.T	9,57	4	38,28
B183	U	CBT.8 salidas	3.470,37	1	3.470,37
B184	U	Fusibles	7,02	8	56,19
B185	-	Puesta a Tierra (conductor + jabalina)	195,60		195,60
B186	%	M.O inst. eléctrica	20% materiales		9.252,55
Total					118.541,40

C.T N°20

Orden	Unidad	Descripción	Precio [USD]	Cantidad	Precio Total [USD]
B187	U	Subestación Ormazabal PFS-48	63.026,09	1	63.026,09

suministro + instalación					
B188	U	Transformador 400 kVA llenado integral	13.520,00	1	13.520,00
B189	U	Celda línea	8.748,02	2	17.496,04
B190	U	Celda Protección	9.123,03	2	18.246,05
B191	U	Terminales atornillables 400 A	295,43	6	1.772,61
B192	U	Terminales aluminio	5,45	12	65,42
B193	U	Puentes M.T	525,22	1	525,22
B194	U	Puentes B.T	9,57	4	38,28
B195	U	CBT.8 salidas	3.470,37	1	3.470,37
B196	U	Fusibles	7,02	8	56,19
B197	-	Puesta a Tierra (conductor + jabalina)	195,60		195,60
B198	%	M.O inst. eléctrica	20% materiales		11.077,16
Total					129.489,03
C.T N°21					
Orden	Unidad	Descripción	Precio [USD]	Cantidad	Precio Total [USD]
B199	U	Subestación Ormazabal Minisub-24 suministro + instalación	5.908,70	1	5.908,70
B200	U	Transformador 400 kVA llenado integral	13.520,00	1	13.520,00
B201	U	Celda línea	8.748,02	1	8.748,02
B202	U	Celda Protección	9.123,03	1	9.123,03
B203	U	Terminales atornillables 400 A	295,43	6	1.772,61
B204	U	Terminales aluminio	5,45	12	65,42
B205	U	Puentes M.T	525,22	1	525,22
B206	U	Puentes B.T	9,57	4	38,28
B207	U	CBT.8 salidas	3.470,37	1	3.470,37
B208	U	Fusibles	7,02	8	56,19
B209	-	Puesta a Tierra (conductor + jabalina)	195,6		195,60
B210	%	M.O inst. eléctrica	20% materiales		7.502,95
Total					50.926,39
C.T N°24					
Orden	Unidad	Descripción	Precio [USD]	Cantidad	Precio Total [USD]
B211	U	Subestación Ormazabal PFU-5 suministro + instalación	17.239,60	1	5.908,70
B212	U	Transformador 125 kVA llenado	8.754,00	1	13.520,00

		integral			
B213	U	Celda línea	8.748,02	1	8.748,02
B214	U	Celda Protección	9.123,03	1	9.123,03
B215	U	Terminales atornillables 400 A	295,43	6	1.772,61
B216	U	Terminales aluminio	5,45	12	65,42
B217	U	Puentes M.T	525,22	1	525,22
B218	U	Puentes B.T	9,57	4	38,28
B219	U	CBT.8 salidas	3.470,37	1	3.470,37
B220	U	Fusibles	7,02	8	56,19
B221	-	Puesta a Tierra (conductor + jabalina)	195,6		195,60
B222	%	M.O inst. eléctrica	20% materiale s		7.502,95
Total					50.926,39

3) Red Distribución B.T

Tendido Red distribución B.T					
Orden	Unidad	Descripción	Precio [USD]	Cantidad	Precio total [USD]
C1	m	Tendido de cable hasta 16 mm ² de BT Unipolar o Tetrapolar.	1,696	4616	7.827,13
C2	m	Tendido de cable hasta 70 mm ² de BT Unipolar o Tetrapolar	2,391	30788	73.623,48
C3	m	Tendido de cable hasta 300 mm ² Unipolar.	2,826	12966	36.643,04
C4	m	Zanjeo en Tierra de 0,50 x 1,10 con tapado	111,739	1512	168.949,57
C5	m	Ladrillos (colocación y provisión)	2,391	14416	34.473,04
C6	m	Tubos PVC 100 mm (provisión e instalación)	21,804	1512	32.968,1739

Cables					
Orden	Unidad	Descripción	Precio [USD]	Cantidad	Precio total [USD]
C7	m	Cable unipolar AL. PVC 16 mm ²	1,047	4616	4.832,95
C8	m	Cable unipolar AL. PVC 25 mm ²	1,585	3232	5.121,10
C9	m	Cable unipolar AL. PVC 35 mm ²	2,144	8097	17.359,97
C10	m	Cable unipolar AL. PVC 50 mm ²	3,200	9974	31.911,81

C11	m	Cable unipolar AL. PVC 70 mm2	4,337	9485	41.131,70
C12	m	Cable unipolar AL. PVC 95 mm2	5,666	2719	15.405,85
C13	m	Cable unipolar AL. PVC 120 mm2	7,299	5762	42.056,84
C14	m	Cable unipolar AL. PVC 150 mm2	9,051	1485	13.440,38
C15	m	Cable unipolar AL. PVC 185 mm2	10,951	3000	32.854,26

Terminales Bimetálicos					
Orden	Unidad	Descripción	Precio [USD]	Cantidad	Precio total [USD]
C16	U	16 mm2	2,658	84	223,26
C17	U	25 mm2	2,916	110	320,72
C18	U	35 mm2	3,253	450	1.463,91
C19	U	50 mm2	4,398	144	633,38
C20	U	70 mm2	5,053	190	960,09
C21	U	95 mm2	6,109	32	195,50
C22	U	120 mm2	8,805	294	2.588,58
C23	U	150 mm2	11,505	24	276,11
C24	U	185 mm2	14,205	18	255,68
C25	U	Instalación	3,043	1346	4.096,52

Pilar					
Orden	Unidad	Descripción	Precio [USD]	Cantidad	Precio total [USD]
C26	U	Medidor Energía	213,913	292	62.462,61
C27	U	Construcción pilar y fijación de caja de distribución y gabinetes	293,913	158	46.438,26

Caja de Distribución					
Orden	Unidad	Descripción	Precio [USD]	Cantidad	Precio total [USD]
C28	U	Caja de Distribución Conextube	90,130	158	14.240,61

Buzones					
Orden	Unidad	Descripción	Precio [USD]	Cantidad	Precio total [USD]
C29	U	Buzón PFISTERER KVS 161	541,957	15	8.129,35
C30	U	Instalación	60,870	15	913,04

Fusibles NH					
Orden	Unidad	Descripción	Precio	Cantidad	Precio total

			[USD]		[USD]
C31	U	25 A	7,024	60	421,43
C32	U	50 A	7,024	62	435,48
C33	U	63 A	7,024	60	421,43
C34	U	80 A	7,024	9	63,22
C35	U	100 A	7,024	12	84,29
C36	U	125 A	8,385	66	553,40
C37	U	160 A	8,385	15	125,77
C38	U	250 A	8,385	3	25,15
C39	U	315 A	8,385	3	25,15

4) Alumbrado Público.

Cuadro Medición Mando y Protección					
Orden	Unidad	Descripción	Precio [USD]	Cantidad	Precio total [USD]
D1	U	Cuadro Poliéster con barras y bases portafusibles	541,957	15	8.129,348
D2	U	Medidor	213,913	15	3.208,696
D3	U	Contactador	26,087	15	391,304
D4	U	Célula fotoeléctrica	6,522	15	97,826
D5	U	conmutador 2 posiciones	57,174	15	857,609
D6	U	Fusibles 25 A	7,026	75	526,957
D7		Instalación	20% Materiales		2.642,348
Total					15.854,087

Para el sistema de alumbrado público de la Avenida Valeria Guerrero:

Costo total: 670.879.74 USD

Para el sistema de alumbrado público calles residenciales

Costo total: 150.549,87 USD

Para el sistema de alumbrado público en acceso a urbanización y accesos sector chacras:

Costo total: 49.300 USD

El costo total incluye el precio de luminarias, columnas, cableado, zanjeado y elementos de protección en columnas

Precio de licitación

El precio de licitación estará dado por el precio de ejecución de materiales (indicado en la tabla anterior) más un beneficio

Ítems	Total [USD]
Costo total obra	4.580.374,51
Costo por proyecto y dirección de obra (5.5%)	229.018,725
Impuesto Ingresos Brutos (3.5%)	168.328,7632
Impuestos ganancias (35%)	80.156,55391
Total precio licitación	5.057.878,55
Beneficio por proyecto y dirección de obra (5.5% del costo total) =229.018,725 USD	

Conclusión.

En el aspecto personal el trabajo pudo satisfacer las expectativas mencionadas al comienzo.

Contribuyó en aplicar no solo los conocimientos adquiridos a lo largo de toda la carrera, sobre todo en las áreas de distribución e instalaciones eléctricas, en un proyecto de carácter real sino que además se necesitó de conocimientos e información adicional para poder llevarlo a cabo.

La realización del mismo permitió lograr una experiencia y obtener una base de la cual partir hacia el futuro como profesional, específicamente en las áreas de proyectos.

Permite acercar, a personas interesadas o alumnos, información que no está disponible en bibliografía y achicar la brecha que existe por la falta de experiencia de una persona que está terminando con sus estudios.

Bibliografía

- [1] AEA 95101.2007. "Reglamentación sobre Líneas Subterráneas Exteriores y Telecomunicaciones".
- [2] AEA 95401. 2006-"Reglamentación sobre Centros de Transformación y Suministro en Media Tensión".
- [3] Norma IRAM 2281. 1996. "Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos".
- [4] Marco regulatorio eléctrico de la Provincia de Buenos Aires. Ley 11769 Subanexo D. "Normas de calidad de servicio público y sanciones".
- [5] AEA 90364.2006. Reglamentación para la Ejecución de Instalaciones Eléctricas en Inmuebles Parte 7" Reglas Particulares para las Instalaciones en Lugares y Locales Especiales"
- [6]. AEA 9009. 2004. "Corrientes de cortocircuito en sistemas Trifásicos de corriente alterna". Parte 0
- [7] IEC.60076-8 "Transformadores de Potencia - Guía de Aplicación". Disponible en: <http://www.ing.unlp.edu.ar/sisspot/Libros%202007/libros/cme/vol-06/1cap11/cm-11c.htm>.
- [8] Ferreyra R. "Las Protecciones en los Sistemas de Distribución: el Transformador". Apunte de cátedra Instalaciones Eléctricas I F.I U.N.M.D.P.
- [9] Arcioni J.C. "Las pantallas metálicas de los cables unipolares de energía M.T (13.2 kV-50 Hz) con aislación sólida extruida de XLPE". Nota técnica, Revista Ingeniería Eléctrica, Noviembre 2007.
- [10] Normas IRAM 2178. 2004. "Cables de energía aislados con dieléctricos sólidos extruidos para tensiones nominales de 1,1 kV a 33 kV".
- [11] Rifaldi A., Sirabonian, N. "Dimensionamiento de cables". [Sitio web]. [consulta: 5 noviembre 2012]. Disponible en: <http://www.ing.unlp.edu.ar/sisspot/Libros%202007/libros/ie-temas/ie-04/ie-04cae.htm>.
- [12] Normas IRAM-AADL J 2022-2. 1995. "Alumbrado Público: Vías de Tránsito. Clasificación y niveles de iluminación"
- [13]. Normas IRAM-AADL J 2022-1. 1996. "Alumbrado Público: Luminarias. Clasificación Fotométrica".
- [14]. Assaf, L., Dutt, G., Tanides, C. "Análisis Económico de la Iluminación Eficiente". En: Editorial de la Universidad Tecnológica Nacional U.T.N. – Argentina. Manual de Iluminación Eficiente [sitio web]. [Consulta: 25 agosto 2012]. Disponible en: <http://www.edutecne.utn.edu.ar/eli-iluminacion/cap13.pdf>
- [15] Zugarramurdi, A., Parín, M.A. 2003. "Apuntes de Rentabilidad". Facultad de Ingeniería Mar del Plata.
- [16] LED Roadway Lighting "Luminarias LED". Nota técnica.
- [17] Assaf, L. "Sistemas Innovadores de Iluminación". En: Editorial de la Universidad Tecnológica Nacional U.T.N. – Argentina. Manual de Iluminación Eficiente [sitio web]. [Consulta: 25 agosto 2012]. Disponible en: <http://www.edutecne.utn.edu.ar/eli-iluminacion/cap07.pdf>.
- [18] Resolución de la Secretaría de Energía 77/98.
- [19] Assaf, L., Dutt, G., Tanides, C. "Impacto Ambiental de los Sistemas de Iluminación". En: Editorial de la Universidad Tecnológica Nacional U.T.N. – Argentina. Manual de Iluminación Eficiente [sitio web]. [Consulta: 25 agosto 2012]. Disponible en: <http://www.edutecne.utn.edu.ar/eli-iluminacion/cap17.pdf>

Sitios Web de consulta.

www.abb.com (27/08/2012)
www.ormazabal.com (9/09/2012)
www.tnb.com/pub/index.php (5/12/2012)
www.schneider-electric.com.ar. (20/08/2012)
www.tadeoczerweny.com.ar (22/08/2012)
www.edelap.com.ar (15/10/2012)
www.edeaweb.com.ar (12/08/2012)
www.construmatica.com/bedec/f/366. (18/11/2012)
www.espanol.weather.com (17/08/2012)

ANEXO I: Caídas de Tensión en Red de Alumbrado Público.

Avenida Valeria Guerrero

Av. Valeria Guerrero -CMMP 6								
Circuito 1 -Fase R								
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C1	CMMP6-C1	1,762	6	3,95	0,18	0,025	0,079	0,079
C4	C1-C4	0,881	6	3,95	0,18	0,099	0,260	0,339
C7	CMMP6-C7	4,405	6	3,95	0,18	0,025	0,237	0,237
C10	C7-C10	3,524	6	3,95	0,18	0,099	0,728	0,965
C13	C10-C13	2,643	6	3,95	0,18	0,099	0,572	1,537
C16	C13-C16	1,762	6	3,95	0,18	0,099	0,416	1,954
C20	C16-C20	0,881	6	3,95	0,18	0,05	0,131	2,085
Circuito 2 -Fase S								
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C2	CMMP6-C2	1,762	6	3,95	0,18	0,058	0,183	0,183
C5	C2-C5	0,881	6	3,95	0,18	0,099	0,260	0,443
C8	CMMP6-C2	4,405	6	3,95	0,18	0,058	0,497	0,497
C11	C8-C11	3,524	6	3,95	0,18	0,099	0,728	1,225
C14	C11-C14	2,643	6	3,95	0,18	0,099	0,572	1,798
C17	C14-C17	1,762	6	3,95	0,18	0,099	0,416	2,214
C18	C17-C18	0,881	6	3,95	0,18	0,022	0,058	2,272
Circuito 3 -Fase T								
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C3	CMMP6-C3	1,762	6	3,95	0,18	0,091	0,495	0,495
C6	C3-C6	0,881	6	3,95	0,18	0,099	0,260	0,755
C9	CMMP6-C9	3,524	6	3,95	0,18	0,091	1,030	1,030
C12	C9-C12	2,643	6	3,95	0,18	0,099	0,572	1,602
C15	C12-C15	1,762	6	3,95	0,18	0,099	0,416	2,018
C19	C15-C19	0,881	6	3,95	0,18	0,088	0,231	2,250

Av. Valeria Guerrero -CMMP 7								
Circuito 1 -Fase R								
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C21	CMMP7-C21	2,643	6	3,95	0,18	0,028	0,132	0,132
C24	C21-C24	1,762	6	3,95	0,18	0,066	0,278	0,410
C27	C24-C27	0,881	6	3,95	0,18	0,066	0,173	0,583

C30	CMMP7-C30	4,405	6	3,95	0,18	0,033	0,312	0,312
C33	C30-C33	3,524	6	3,95	0,18	0,066	0,486	0,798
C36	C33-C36	2,643	6	3,95	0,18	0,066	0,382	1,179
C39	C36-C39	1,762	6	3,95	0,18	0,066	0,278	1,457
C42	C39-C42	0,881	6	3,95	0,18	0,062	0,163	1,620

Circuito 2 -Fase S

Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C22	CMMP7-C22	2,643	6	3,95	0,18	0,05	0,237	0,237
C25	C22-C25	1,762	6	3,95	0,18	0,066	0,278	0,514
C28	C25-C28	0,881	6	3,95	0,18	0,066	0,173	0,687
C31	CMMP7-C31	4,405	6	3,95	0,18	0,055	0,486	0,486
C34	C31-C34	3,524	6	3,95	0,18	0,066	0,486	0,971
C37	C34-C37	2,643	6	3,95	0,18	0,066	0,382	1,353
C40	C37-C40	1,762	6	3,95	0,18	0,066	0,278	1,630
C43	C40-C43	0,881	6	3,95	0,18	0,062	0,163	1,793

Circuito 3 -Fase T

Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C23	CMMP7-C23	2,643	6	3,95	0,18	0,072	0,525	0,525
C26	C23-C26	1,762	6	3,95	0,18	0,066	0,278	0,803
C29	C26-C29	0,881	6	3,95	0,18	0,066	0,173	0,976
C32	CMMP7-C32	3,524	6	3,95	0,18	0,077	0,815	0,815
C35	C32-C35	2,643	6	3,95	0,18	0,066	0,382	1,197
C38	C35-C38	1,762	6	3,95	0,18	0,066	0,278	1,474
C41	C38-C41	0,881	6	3,95	0,18	0,066	0,173	1,648

Av. Valeria Guerrero -CMMP 8

Circuito 1 -Fase R

Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C44	CMMP8-C44	2,643	10	2,29	0,17	0,04	0,110	0,110
C47	C44-C47	1,762	10	2,29	0,17	0,099	0,242	0,352
C50	C47-C50	0,881	10	2,29	0,17	0,099	0,151	0,504
C53	CMMP8-C53	5,286	10	2,29	0,17	0,015	0,083	0,083
C56	C53-C56	4,405	10	2,29	0,17	0,099	0,515	0,597
C59	C56-C59	3,524	10	2,29	0,17	0,099	0,424	1,021
C62	C59-C62	2,643	10	2,29	0,17	0,099	0,333	1,355
C65	C62-C65	1,762	10	2,29	0,17	0,099	0,242	1,597
C68	C65-C68	0,881	10	2,29	0,17	0,099	0,151	1,748

Circuito 2 -Fase S

Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C45	CMMP8-C45	2,643	10	2,29	0,17	0,073	0,201	0,201
C48	C45-C48	1,762	10	2,29	0,17	0,099	0,242	0,443
C51	C48-C51	0,881	10	2,29	0,17	0,099	0,151	0,595
C54	CMMP8-C54	5,286	10	2,29	0,17	0,048	0,264	0,264
C57	C54-C57	4,405	10	2,29	0,17	0,099	0,515	0,779
C60	C57-C60	3,524	10	2,29	0,17	0,099	0,424	1,203
C63	C60-C63	2,643	10	2,29	0,17	0,099	0,333	1,536
C66	C63-C66	1,762	10	2,29	0,17	0,099	0,242	1,779
C69	C66-C69	0,881	10	2,29	0,17	0,084	0,128	1,907
Circuito 3 -Fase T								
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C46	C.M.M. P-C45	2,643	10	2,29	0,17	0,106	0,474	0,474
C49	C46-C49	1,762	10	2,29	0,17	0,099	0,242	0,716
C52	C49-C52	0,881	10	2,29	0,17	0,099	0,151	0,867
C55	CMMP8-C55	5,286	10	2,29	0,17	0,081	0,809	0,809
C58	C55-C58	4,405	10	2,29	0,17	0,099	0,515	1,324
C61	C58-C61	3,524	10	2,29	0,17	0,099	0,424	1,748
C64	C61-C64	2,643	10	2,29	0,17	0,099	0,333	2,081
C67	C64-C67	1,762	10	2,29	0,17	0,099	0,242	2,324
C70	C67-C70	0,881	10	2,29	0,17	0,084	0,128	2,452
Av. Valeria Guerrero -CMMP 9								
Circuito 1 -Fase R								
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C71	CMMP9-C71	2,643	10	2,29	0,17	0,035	0,096	0,096
C74	C71-C74	1,762	10	2,29	0,17	0,099	0,242	0,339
C77	C74-C77	0,881	10	2,29	0,17	0,099	0,151	0,490
C80	CMMP9-C80	5,286	10	2,29	0,17	0,019	0,122	0,122

C83	C80-C83	4,405	10	2,29	0,17	0,099	0,515	0,637
C86	C83-C86	3,524	10	2,29	0,17	0,099	0,424	1,061
C89	C86-C89	2,643	10	2,29	0,17	0,099	0,333	1,394
C92	C89-C92	1,762	10	2,29	0,17	0,099	0,242	1,636
C95	C92-C95	0,881	10	2,29	0,17	0,099	0,151	1,788
Circuito 2 -Fase S								
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C72	CMMP9-C72	2,643	10	2,29	0,17	0,068	0,187	0,187
C75	C72-C75	1,762	10	2,29	0,17	0,099	0,242	0,430
C78	C75-C78	0,881	10	2,29	0,17	0,099	0,151	0,581
C81	CMMP9-C81	5,286	10	2,29	0,17	0,052	0,468	0,468
C84	C81-C84	4,405	10	2,29	0,17	0,099	0,515	0,983
C87	C84-C87	3,524	10	2,29	0,17	0,099	0,424	1,407
C90	C87-C90	2,643	10	2,29	0,17	0,099	0,333	1,740
C93	C90-C3	1,762	10	2,29	0,17	0,099	0,242	1,982
C96	C93-C96	0,881	10	2,29	0,17	0,099	0,151	2,134
Circuito 3 -Fase T								
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C73	CMMP9-C73	2,643	10	2,29	0,17	0,101	0,460	0,460
C76	C73-C76	1,762	10	2,29	0,17	0,101	0,247	0,707
C79	C76-C79	0,881	10	2,29	0,17	0,101	0,154	0,861
C82	CMMP9-C82	4,405	10	2,29	0,17	0,085	0,875	0,875
C85	C82-C85	3,524	10	2,29	0,17	0,099	0,424	1,299
C88	C85-C88	2,643	10	2,29	0,17	0,099	0,333	1,632
C91	C88-C91	1,762	10	2,29	0,17	0,099	0,242	1,874
C94	C91-C94	0,881	10	2,29	0,17	0,099	0,151	2,025
Av. Valeria Guerrero -CMMP 10								
Circuito 1 -Fase R								
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]

C97	CMMP1 0-C97	4,405	6	3,95	0,18	0,018	0,142	0,142
C100	C97- C100	3,524	6	3,95	0,18	0,099	0,728	0,870
C103	C100- C103	2,643	6	3,95	0,18	0,099	0,572	1,443
C106	C103- C106	1,762	6	3,95	0,18	0,099	0,416	1,859
C109	C106- C109	0,881	6	3,95	0,18	0,099	0,260	2,119
C112	CMMP1 0-C112	2,643	6	3,95	0,18	0,032	0,151	0,151
C115	C112- C115	1,762	6	3,95	0,18	0,099	0,416	0,568
C118	C115- C118	0,881	6	3,95	0,18	0,099	0,260	0,828
						0,644		
Circuito 2 -Fase S								
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C98	CMMP1 0-C98	4,405	6	3,95	0,18	0,051	0,402	0,402
C101	C98- C101	3,524	6	3,95	0,18	0,099	0,728	1,131
C104	C101- C104	2,643	6	3,95	0,18	0,099	0,572	1,703
C107	C104- C107	1,762	6	3,95	0,18	0,099	0,416	2,119
C110	C107- C110	0,881	6	3,95	0,18	0,099	0,260	2,379
C113	CMMP1 0-C113	2,643	6	3,95	0,18	0,065	0,307	0,307
C116	C113- C116	1,762	6	3,95	0,18	0,099	0,416	0,724
C119	C116- C119	0,881	6	3,95	0,18	0,099	0,260	0,984
Circuito 3 -Fase T								
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C99	CMMP1 0-C99	4,405	6	3,95	0,18	0,084	1,183	1,183
C102	C99- C102	3,524	6	3,95	0,18	0,099	0,728	1,911
C105	C102- C105	2,643	6	3,95	0,18	0,099	0,572	2,483
C108	C105- C108	1,762	6	3,95	0,18	0,099	0,416	2,900
C111	C108- C11	0,881	6	3,95	0,18	0,099	0,260	3,160
C114	CMMP1 0-C114	2,643	6	3,95	0,18	0,098	0,776	0,776
C117	C114- C117	1,762	6	3,95	0,18	0,099	0,416	1,192

	C117							
C120	C117- C120	0,881	6	3,95	0,18	0,099	0,260	1,452
Av. Valeria Guerrero -CMMP 11								
Circuito 1 -Fase R								
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C121	CMMP1 1-C121	3,524	6	3,95	0,18	0,025	0,158	0,158
C124	C121- C124	2,643	6	3,95	0,18	0,099	0,572	0,730
C127	C124- C127	1,762	6	3,95	0,18	0,099	0,416	1,146
C130	C127- C130	0,881	6	3,95	0,18	0,099	0,260	1,407
C133	CMMP1 1-C133	1,762	6	3,95	0,18	0,025	0,118	0,118
C136	C133- C136	0,881	6	3,95	0,18	0,099	0,260	0,378
Circuito 2 -Fase S								
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C122	CMMP1 1-C122	3,524	6	3,95	0,18	0,058	0,366	0,366
C125	C122- C125	2,643	6	3,95	0,18	0,099	0,572	0,938
C128	C125- C128	1,762	6	3,95	0,18	0,099	0,416	1,354
C131	C128- C131	0,881	6	3,95	0,18	0,099	0,260	1,615
C134	CMMP1 1-C134	1,762	6	3,95	0,18	0,058	0,222	0,222
C137	C134- C137	0,881	6	3,95	0,18	0,099	0,260	0,483
Circuito 3 -Fase T								
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C123	CMMP1 1-C123	3,524	6	3,95	0,18	0,091	0,990	0,990
C126	C123- C126	2,643	6	3,95	0,18	0,099	0,572	1,563
C129	C126- C129	1,762	6	3,95	0,18	0,099	0,416	1,979
C132	C129- C132	0,881	6	3,95	0,18	0,099	0,260	2,239
C135	CMMP1 1-C135	0,881	6	3,95	0,18	0,091	0,287	0,287
Av. Valeria Guerrero -CMMP 12								
Circuito 1 -Fase R								
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C136	CMMP1	4,405	6	3,95	0,18	0,052	0,410	0,410

	2-C136							
C139	C136-C139	3,524	6	3,95	0,18	0,099	0,728	1,138
C142	C139-C142	2,643	6	3,95	0,18	0,099	0,572	1,711
C145	C142-C145	1,762	6	3,95	0,18	0,099	0,416	2,127
C148	C145-C148	0,881	6	3,95	0,18	0,099	0,260	2,387
C151	CMMP1 2-C151	4,405	6	3,95	0,18	0,02	0,189	0,189
C154	C151-C154	3,524	6	3,95	0,18	0,099	0,728	0,918
C157	C154-C157	2,643	6	3,95	0,18	0,099	0,572	1,490
C160	C157-C160	1,762	6	3,95	0,18	0,099	0,416	1,906
C163	C160-C163	0,881	6	3,95	0,18	0,099	0,260	2,167
Circuito 2 -Fase S								
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C137	CMMP1 2-C137	4,405	6	3,95	0,18	0,085	0,670	0,670
C140	C140-C143	3,524	6	3,95	0,18	0,099	0,728	1,399
C143	C143-C146	2,643	6	3,95	0,18	0,099	0,572	1,971
C146	C143-C146	1,762	6	3,95	0,18	0,099	0,416	2,387
C149	C146-C149	0,881	6	3,95	0,18	0,099	0,260	2,647
C152	CMMP1 2-C152	3,524	6	3,95	0,18	0,053	0,366	0,366
C155	C152-C155	2,643	6	3,95	0,18	0,099	0,572	0,938
C158	C155-C158	1,762	6	3,95	0,18	0,099	0,416	1,354
C161	C158-C161	0,881	6	3,95	0,18	0,099	0,260	1,615
Circuito 3 -Fase T								
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C138	CMMP1 2-C138	4,405	6	3,95	0,18	0,118	1,451	1,451
C141	C138-C141	3,524	6	3,95	0,18	0,099	0,728	2,179
C144	C141-C144	2,643	6	3,95	0,18	0,099	0,572	2,752
C147	C144-C147	1,762	6	3,95	0,18	0,099	0,416	3,168
C150	C147-C150	0,881	6	3,95	0,18	0,099	0,260	3,428

C153	C150-C153	3,524	6	3,95	0,18	0,086	0,990	0,990
C156	C153-C156	2,643	6	3,95	0,18	0,099	0,572	1,563
C159	C156-C159	1,762	6	3,95	0,18	0,099	0,416	1,979
C162	C159-C162	0,881	6	3,95	0,18	0,099	0,260	2,239
Av. Valeria Guerrero -CMMP 13								
Circuito 1 -Fase R								
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C194	CMMP1 3-C194	1,762	6	3,95	0,18	0,04	0,126	0,126
C197	C194-C197	0,881	6	3,95	0,18	0,099	0,260	0,386
C200	CMMP1 3-C200	3,524	6	3,95	0,18	0,03	0,189	0,189
C203	C200-C203	2,643	6	3,95	0,18	0,099	0,572	0,762
C206	C203-C206	1,762	6	3,95	0,18	0,099	0,416	1,178
C209	C206-C209	0,881	6	3,95	0,18	0,099	0,260	1,438
Circuito 2 -Fase S								
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C201	CMMP1 3-C201	3,524	6	3,95	0,18	0,063	0,464	0,464
C204	C201-C204	2,643	6	3,95	0,18	0,099	0,572	1,036
C207	C204-C207	1,762	6	3,95	0,18	0,099	0,416	1,452
C210	C207-C210	0,881	6	3,95	0,18	0,099	0,260	1,712
Circuito 3 -Fase T								
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C196	CMMP1 3-C196	1,762	6	3,95	0,18	0,106	0,542	0,542
C199	C196-C199	0,881	6	3,95	0,18	0,099	0,260	0,803
C202	CMMP1 3-C202	3,524	6	3,95	0,18	0,096	1,116	1,116
C205	C202-C205	2,643	6	3,95	0,18	0,099	0,572	1,689
C208	C205-C208	1,762	6	3,95	0,18	0,099	0,416	2,105
C211	C208-C211	0,881	6	3,95	0,18	0,099	0,260	2,365
Av. Valeria Guerrero -CMMP 14								
Circuito 1 -Fase R								

Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C184	CMMP1 4-C184	3,524	6	3,95	0,18	0,02	0,158	0,158
C187	C184- C187	2,643	6	3,95	0,18	0,099	0,572	0,730
C190	C187- C190	1,762	6	3,95	0,18	0,099	0,416	1,146
C193	C190- C193	0,881	6	3,95	0,18	0,099	0,260	1,407
Circuito 2 -Fase S								
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C185	CMMP1 4-C85	2,643	6	3,95	0,18	0,053	0,306	0,306
C188	C185- C188	1,762	6	3,95	0,18	0,099	0,416	0,723
C191	C188- C191	0,881	6	3,95	0,18	0,099	0,260	0,983
Circuito 3 -Fase T								
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C186	CMMP1 4-C186	2,643	6	3,95	0,18	0,086	0,766	0,766
C189	C183- C186	1,762	6	3,95	0,18	0,099	0,416	1,183
C192	C186- C189	0,881	6	3,95	0,18	0,099	0,260	1,443
Av. Valeria Guerrero -CMMP 15								
Circuito 1 -Fase R								
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C163	CMMP1 5-C163	3,524	6	3,95	0,18	0,03	0,189	0,189
C166	C163- C166	2,643	6	3,95	0,18	0,099	0,572	0,762
C169	C166- C169	1,762	6	3,95	0,18	0,099	0,416	1,178
C172	C169- C172	0,881	6	3,95	0,18	0,099	0,260	1,438
C175	CMMP1 5-C175	2,643	6	3,95	0,18	0,04	0,189	0,189
C178	C175- C178	1,762	6	3,95	0,18	0,099	0,416	0,605
C181	C178- C181	0,881	6	3,95	0,18	0,099	0,260	0,866
Circuito 2 -Fase S								
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C164	CMMP1 5-C164	3,524	6	3,95	0,18	0,063	0,397	0,397
C167	C164- C167	2,643	6	3,95	0,18	0,099	0,572	0,970

C170	C167-C170	1,762	6	3,95	0,18	0,099	0,416	1,386
C173	C170-C173	0,881	6	3,95	0,18	0,099	0,260	1,646
C176	CMMP1 5-C176	2,643	6	3,95	0,18	0,073	0,345	0,345
C179	C176-C179	1,762	6	3,95	0,18	0,099	0,416	0,762
C182	C179-C82	0,881	6	3,95	0,18	0,099	0,260	1,022
Circuito 3 -Fase T								
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C165	CMMP1 5-C165	3,524	6	3,95	0,18	0,096	1,022	1,022
C168	C165-C168	2,643	6	3,95	0,18	0,099	0,572	1,594
C171	C171-C174	1,762	6	3,95	0,18	0,099	0,416	2,010
C174	C174-C177	0,881	6	3,95	0,18	0,099	0,260	2,271
C177	CMMP1 5-C177	2,643	6	3,95	0,18	0,106	0,814	0,814
C180	C177-C180	1,762	6	3,95	0,18	0,099	0,416	1,230
C183	C180-C183	0,881	6	3,95	0,18	0,099	0,260	1,490

Calles Residenciales

Barrio Privado CMMP1								
Circuito 1 -Fase R								
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C1	CMMP1 -C1	4,337	6	3,95	0,0901	0,01	0,155	0,155
C2	C1-C2	4,003	6	3,95	0,0901	0,08	1,143	1,298
C3	C2-C3	3,669	6	3,95	0,0901	0,06	0,786	2,083
C4	C3-C4	3,336	6	3,95	0,0901	0,06	0,714	2,797
C5	C4-C5	3,002	6	3,95	0,0901	0,06	0,643	3,440
C6	C5-C6	2,669	6	3,95	0,0901	0,012	0,114	3,554
C7	C6-C7	2,335	6	3,95	0,0901	0,06	0,500	4,054
C8	C6-C8	2,002	6	3,95	0,0901	0,03	0,214	3,769
C9	C8-C9	1,668	6	3,95	0,0901	0,06	0,357	4,126
C10	C9-C10	1,334	6	3,95	0,0901	0,06	0,286	4,412
C11	C10-C11	1,001	6	3,95	0,0901	0,06	0,214	4,626
C12	C11-C12	0,667	6	3,95	0,0901	0,06	0,143	4,769
C13	C12-C13	0,334	6	3,95	0,0901	0,06	0,071	4,840

Circuito 2 -Fase S								
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C14	CMMP1-C4	4,337	6	3,95	0,0901	0,07	1,083	1,083
C15	C14-C15	4,003	6	3,95	0,0901	0,06	0,857	1,940
C16	C15-C16	3,669	6	3,95	0,0901	0,06	0,786	2,726
C17	C16-C17	3,336	6	3,95	0,0901	0,03	0,357	3,083
C18	C17-C18	3,002	6	3,95	0,0901	0,03	0,321	3,404
C19	C14-C19	2,669	6	3,95	0,0901	0,017	0,162	1,245
C20	C19-C20	2,335	6	3,95	0,0901	0,06	0,500	1,745
C21	C20-C21	2,002	6	3,95	0,0901	0,06	0,429	2,174
C22	C21-C22	1,668	6	3,95	0,0901	0,045	0,268	2,441
C23	C22-C23	1,334	6	3,95	0,0901	0,06	0,286	2,727
C24	C23-C24	1,001	6	3,95	0,0901	0,025	0,089	2,816
C25	C24-C25	0,667	6	3,95	0,0901	0,027	0,064	2,881
C26	C25-C26	0,334	6	3,95	0,0901	0,06	0,071	2,952
Circuito 3-Fase T								
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C27	CMMP1-C27	4,337	6	3,95	0,0901	0,056	0,867	0,867
C28	C27-C28	4,003	6	3,95	0,0901	0,037	0,529	1,395
C29	C28-C29	3,669	6	3,95	0,0901	0,06	0,786	2,181
C30	C29-C30	3,336	6	3,95	0,0901	0,06	0,714	2,895
C31	C30-C31	3,002	6	3,95	0,0901	0,06	0,643	3,538
C32	C31-C32	2,669	6	3,95	0,0901	0,033	0,314	3,852
C33	C32-C33	2,335	6	3,95	0,0901	0,06	0,500	4,352
C34	C33-C34	2,002	6	3,95	0,0901	0,06	0,429	4,781
C35	C28-C35	1,668	6	3,95	0,0901	0,042	0,250	1,645
C36	C35-C36	1,334	6	3,95	0,0901	0,06	0,286	2,466
C37	C36-	1,001	6	3,95	0,0901	0,06	0,214	3,109

	C37							
C38	C37- C38	0,667	6	3,95	0,0901	0,06	0,143	3,681
C39	C38- C39	0,334	6	3,95	0,0901	0,06	0,071	3,923
Barrio Privado CMMP2								
Circuito 1 -Fase R								
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C40	CMMP1 -C40	3,336	6	3,95	0,0901	0,032	0,381	0,381
C41	C40- C41	3,002	6	3,95	0,0901	0,06	0,643	1,024
C42	C41- C42	2,669	6	3,95	0,0901	0,065	0,619	1,643
C43	C42- C43	2,335	6	3,95	0,0901	0,06	0,500	2,143
C44	C43- C44	2,002	6	3,95	0,0901	0,06	0,429	2,571
C45	C41- C45	1,668	6	3,95	0,0901	0,05	0,298	1,321
C46	C45- C46	1,334	6	3,95	0,0901	0,06	0,286	1,607
C47	C46- C47	1,001	6	3,95	0,0901	0,06	0,214	1,821
C48	C47- C48	0,667	6	3,95	0,0901	0,06	0,143	1,964
C49	C48- C49	0,334	6	3,95	0,0901	0,042	0,050	2,014
Circuito 2 -Fase S								
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C50	CMMP1 -C50	3,336	6	3,95	0,0901	0,076	0,905	0,905
C51	C50- C51	3,002	6	3,95	0,0901	0,06	0,643	1,547
C52	C51- C52	2,669	6	3,95	0,0901	0,06	0,571	2,119
C53	C52- C53	2,335	6	3,95	0,0901	0,05	0,417	2,535
C54	C53- C54	2,002	6	3,95	0,0901	0,06	0,429	2,964
C55	C54- C55	1,668	6	3,95	0,0901	0,06	0,357	3,321
C56	C56- C56	1,334	6	3,95	0,0901	0,017	0,081	3,402
C57	C56- C57	1,001	6	3,95	0,0901	0,026	0,093	3,495
C58	C57- C58	0,667	6	3,95	0,0901	0,06	0,143	3,638
C59	C58- C59	0,334	6	3,95	0,0901	0,06	0,071	3,709
Circuito 3 -Fase T								

Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C60	CMMP1-C60	3,336	6	3,95	0,0901	0,03	0,357	0,357
C61	C60-C61	3,002	6	3,95	0,0901	0,04	0,429	0,786
C62	C61-C62	2,669	6	3,95	0,0901	0,06	0,571	1,357
C63	C62-C63	2,335	6	3,95	0,0901	0,06	0,500	1,857
C64	C63-C64	2,002	6	3,95	0,0901	0,06	0,429	2,286
C65	C64-C65	1,668	6	3,95	0,0901	0,06	0,357	2,643
C66	C65-C66	1,334	6	3,95	0,0901	0,06	0,286	2,928
C67	C65-C67	1,001	6	3,95	0,0901	0,04	0,143	2,785
C68	C67-C68	0,667	6	3,95	0,0901	0,06	0,143	2,928
C69	C68-C69	0,334	6	3,95	0,0901	0,06	0,071	3,000
Barrio Privado CMMP3								
Circuito 1 -Fase R								
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C70	CMMP3-C70	2,669	6	3,95	0,0901	0,032	0,305	0,305
C71	C70-C71	2,335	6	3,95	0,0901	0,06	0,500	0,805
C72	C70-C72	2,002	6	3,95	0,0901	0,06	0,429	0,733
C73	C72-C73	1,668	6	3,95	0,0901	0,06	0,357	1,090
C74	C73-C74	1,334	6	3,95	0,0901	0,017	0,081	1,171
C75	C74-C75	1,001	6	3,95	0,0901	0,021	0,075	1,246
C76	C75-C76	0,667	6	3,95	0,0901	0,045	0,107	1,353
C77	C76-C77	0,334	6	3,95	0,0901	0,06	0,071	1,425
Circuito 2 -Fase S								
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C78	CMMP3-C78	2,669	6	3,95	0,0901	0,012	0,114	0,114
C79	C78-C79	2,335	6	3,95	0,0901	0,06	0,500	0,614
C80	C79-C80	2,002	6	3,95	0,0901	0,036	0,257	0,871
C81	C80-C81	1,668	6	3,95	0,0901	0,06	0,357	1,228

C82	C81-C82	1,334	6	3,95	0,0901	0,042	0,200	1,428
C83	C82-C83	1,001	6	3,95	0,0901	0,022	0,079	1,507
C84	C83-C84	0,667	6	3,95	0,0901	0,018	0,043	1,550
C85	C84-C85	0,334	6	3,95	0,0901	0,06	0,071	1,621
Circuito 3 -Fase T								
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C86	CMMP3-C86	3,002	6	3,95	0,0901	0,095	1,018	1,018
C87	C86-C87	2,669	6	3,95	0,0901	0,06	0,571	1,589
C88	C87-C88	2,335	6	3,95	0,0901	0,06	0,500	2,089
C89	C88-C89	2,002	6	3,95	0,0901	0,06	0,429	2,518
C90	C89-C90	1,668	6	3,95	0,0901	0,062	0,369	2,887
C91	C89-C91	1,334	6	3,95	0,0901	0,076	0,362	2,880
C92	C91-C92	1,001	6	3,95	0,0901	0,06	0,214	3,094
C93	C92-C93	0,667	6	3,95	0,0901	0,06	0,143	3,237
C94	C93-C94	0,334	6	3,95	0,0901	0,06	0,071	3,308
Sector Multifamiliar Mmd A CMMP4								
Circuito 1 -Fase R								
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C95	CMMP4-C95	3,002	6	3,95	0,0901	0,053	0,568	0,568
C96	C95-C96	2,669	6	3,95	0,0901	0,018	0,171	0,739
C97	C96-C97	2,335	6	3,95	0,0901	0,06	0,500	1,239
C98	C97-C98	2,002	6	3,95	0,0901	0,06	0,429	1,668
C99	C98-C99	1,668	6	3,95	0,0901	0,036	0,214	1,882
C100	C99-C100	1,334	6	3,95	0,0901	0,025	0,119	2,001
C101	C100-C101	1,001	6	3,95	0,0901	0,015	0,054	2,055
C102	C101-C102	0,667	6	3,95	0,0901	0,06	0,143	2,197
C103	C102-C103	0,334	6	3,95	0,0901	0,016	0,019	2,216
Circuito 2 -Fase S								
Carga	Tramo	Corriente	Sección	R	X	Long	Caída	Caída

		[A]	[mm ²]	[Ω/km]	[Ω/km]	[km]	[%]	total [%]
C104	CMMP4-C104	1,668	6	3,95	0,0901	0,053	0,315	0,315
C105	C104-C105	1,334	6	3,95	0,0901	0,046	0,219	0,534
C106	C105-C106	1,001	6	3,95	0,0901	0,096	0,343	0,877
C107	C106-C107	0,667	6	3,95	0,0901	0,052	0,124	1,001
C108	C107-C108	0,334	6	3,95	0,0901	0,04	0,048	1,049
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C109	CMMP4-C109	1,668	6	3,95	0,0901	0,086	0,512	0,512
C110	C109-C110	1,334	6	3,95	0,0901	0,02	0,095	0,607
C111	C110-C111	1,001	6	3,95	0,0901	0,06	0,214	0,821
C112	C111-C112	0,667	6	3,95	0,0901	0,06	0,143	0,964
C113	C112-C113	0,334	6	3,95	0,0901	0,034	0,040	1,005
Circuito 3 -Fase T								
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C114	CMMP4-C114	3,002	6	3,95	0,0901	0,09	0,964	0,964
C115	C114-C115	2,669	6	3,95	0,0901	0,045	0,429	1,393
C116	C115-C116	2,335	6	3,95	0,0901	0,04	0,333	1,726
C117	C116-C117	2,002	6	3,95	0,0901	0,06	0,429	2,155
C118	C117-C118	1,668	6	3,95	0,0901	0,06	0,357	2,512
C119	C118-C119	1,334	6	3,95	0,0901	0,042	0,200	2,712
C120	C119-C120	1,001	6	3,95	0,0901	0,06	0,214	2,926
C121	C120-C121	0,667	6	3,95	0,0901	0,028	0,067	2,993
C122	C121-C122	0,334	6	3,95	0,0901	0,06	0,071	3,064
Sector Multifamiliar Mmd B CMMP5								
Circuito 1 -Fase R								
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C123	CMMP4-C123	1,668	6	3,95	0,0901	0,02	0,119	0,119
C124	C123-C124	1,334	6	3,95	0,0901	0,017	0,081	0,200
C125	C124-	1,001	6	3,95	0,0901	0,06	0,214	0,414

	C125							
C126	C125- C126	0,667	6	3,95	0,0901	0,06	0,143	0,557
C127	C126- C127	0,334	6	3,95	0,0901	0,034	0,040	0,598
Circuito 2 -Fase R								
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C128	CMMP4 -C128	1,334	6	3,95	0,0901	0,05	0,238	0,238
C129	C128- C129	1,001	6	3,95	0,0901	0,02	0,071	0,309
C130	C129- C130	0,667	6	3,95	0,0901	0,06	0,143	0,452
C131	C130- C131	0,334	6	3,95	0,0901	0,06	0,071	0,524
Circuito 3-Fase S								
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C132	CMMP4 -C132	2,669	6	3,95	0,0901	0,026	0,248	0,248
C133	C132- C133	2,335	6	3,95	0,0901	0,04	0,333	0,581
C134	C133- C134	2,002	6	3,95	0,0901	0,025	0,179	0,759
C135	C134- C135	1,668	6	3,95	0,0901	0,06	0,357	1,117
C136	C135- C136	1,334	6	3,95	0,0901	0,04	0,190	1,307
C137	C136- C137	1,001	6	3,95	0,0901	0,06	0,214	1,521
C138	C137- C138	0,667	6	3,95	0,0901	0,06	0,143	1,664
C139	C138- C139	0,334	6	3,95	0,0901	0,03	0,036	1,700
Circuito 4 -Fase T								
Carga	Tramo	Corriente [A]	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Long [km]	Caída [%]	Caída total [%]
C140	CMMP4 -C140	2,669	6	3,95	0,0901	0,06	0,571	0,571
C141	C140- C141	2,335	6	3,95	0,0901	0,045	0,375	0,946
C142	C141- C142	2,002	6	3,95	0,0901	0,05	0,357	1,303
C143	C142- C143	1,668	6	3,95	0,0901	0,06	0,357	1,661
C144	C143- C144	1,334	6	3,95	0,0901	0,06	0,286	1,946
C145	C144- C145	1,001	6	3,95	0,0901	0,06	0,214	2,161
C146	C145- C146	0,667	6	3,95	0,0901	0,06	0,143	2,303
C147	C146-	0,334	6	3,95	0,0901	0,06	0,071	2,375

	C147							
--	------	--	--	--	--	--	--	--

Anexo II- Valores de Referencia de Potencia Simultánea.

Este apartado tiene como fin documentar los valores de referencia de potencia simultánea que se han utilizado para la realización del trabajo. Estos fueron suministrados por contacto con personal del área de proyección de la empresa EDENOR.

A continuación se muestra una tabla con la información sobre una medición efectuada en Nordelta sector norte.

PREVISIÓN DE DEMANDA SECTOR NORTE NORDELTA

TIPO	Sup (m2)		CANT	Potencia simultánea	Pot. Sim. en punta (kW)
	<i>mín</i>	<i>máx</i>		Individual (kW)	
Viviendas Tipo Casa	150	220			
	200	300	612	2,8	1712
	500				
Viviendas Tipo Duplex	100	120	153	1,9	288
	120	180			
Viviendas Tipo Departamento	50	180	848	1,5	1283
	80	250	660	1,9	1224
Centro Comercial Local	5000		1	300	300
Centro Comercial Bahía Grande	10000		1	800	800
Hotel	7500		1	600	600
Puerto Comercial	1250		1	100	100
Club Náutico	1250		1	100	100
Planta Depuradora Local	50000		1	500	500
Planta Potabilizadora	50000		1	300	300
TOTAL			2280		7207