

**ALIMENTACIÓN ELÉCTRICA  
Y ALUMBRADO PÚBLICO  
CON ENERGÍA RENOVABLE  
Y EFICIENCIA ENERGÉTICA  
DE UN CONJUNTO  
HABITACIONAL DE 530  
VIVIENDAS  
UNIFAMILIARES.**

## Resumen ejecutivo

En el presente proyecto se volcaron los conocimientos adquiridos durante la carrera de ingeniería eléctrica. Este Trabajo expone el diseño y cálculo bajo normas y reglamentaciones vigentes para el suministro eléctrico de un complejo de 530 viviendas unifamiliares, dentro del mismo se dejan establecidas las principales características que se deberán cumplir en la red de media tensión, baja tensión y alumbrado público.

La red de media tensión se conforma en una combinación de una distribución aérea y subterránea, tomando su alimentación de una red existente aérea de 13,2 kV perteneciendo a la compañía eléctrica. Estratégicamente se colocaron 6 centros de transformación dentro del barrio y desde ahí se analizaron diferentes tipologías para la distribución en baja tensión, llegando así hasta el pilar de cada vivienda unifamiliar. Para la selección del equipamiento eléctrico, las protecciones y cálculos correspondientes se tuvieron en cuenta la utilización de las normas y la reglamentación de la distribuidora de la energía eléctrica (EDELAP).

Por otra parte, también se realizó el diseño y cálculo eléctrico para el interior de las viviendas unifamiliares teniendo en cuenta los tipos de cables y las protecciones que corresponden según las reglamentaciones vigentes a la fecha.

En cuanto al alumbrado público se optó por el uso de luminarias de tecnología tipo LED, la cual es alimentada por energía renovable a través de 10 sitios generadores de paneles fotovoltaicos aislados de la red con una autonomía de 2 días.

Para lograr un mejor desempeño energético del sistema en el alumbrado público se opta por la instalación de un sistema de iluminación inteligente, el cual está compuesto de sensores combinados con un sistema de control que permite un considerable ahorro de energía.

### Agradecimientos generales.

Gracias a nuestra Facultad Regional La Plata, gracias por habernos permitido formarnos en ella, gracias a todas las personas que fueron partícipes de este proceso, ya sea de manera directa o indirecta, fueron ustedes los responsables de realizar su pequeño aporte, que el día de hoy se ve reflejado en la culminación de nuestro paso por la universidad.

Además no queremos dejar de agradecer a todos aquellos que nos ayudaron en el desarrollo de este proyecto, brindándonos su tiempo, aportándonos información y/o dándonos consejos. En especial agradecemos al profesor titular del proyecto Ing. José Maccarone, al tutor Ing. Cristian Wallace, Ing. Juan Donati, al Ing. Leonardo Balmaceda, Ing. Cristian Kuhn, Ing. Benjamín Gregorini y al Arq. Horacio Ganim.

Javi, Maxi, Santi.

### Agradecimientos Maxi.

En primer lugar quiero agradecer a mi familia por aguantar todo este tiempo, en los comienzos a mis viejos Ani y Sergio por bancarme económicamente para poder estudiar lo que quería y siempre estar ahí para apoyarme y darme las fuerzas para seguir. Una especial mención para mi mujer Ceci y mis hijos Gian y Arianna, por aguantar tantos días de estar lejos de ellos y resignar momentos en familia para poder cursar, para juntarme a estudiar, y siempre alentarme a seguir adelante. A mis hermanos Flor y Nico, por siempre estar ahí para lo que necesite. A mi suegra Moni por estar para dar una mano cuando no estaba en casa. A mis abuelos y tíos, los que están y los que ya no, por el apoyo incondicional. A mis amigos por el aguante. A todos los compañeros de la facultad que me han dado una mano en varios momentos, a todos con los que nos hemos juntado a estudiar para rendir. Pido disculpas si me olvido de alguien, pero sepan que siempre estaré agradecido por todo el apoyo que todos me han dado en estos años para que se haga realidad esta meta tan importante en mi vida, simplemente, GRACIAS!!!

### Agradecimientos Santiago.

Como primera instancia agradezco a mis dos hijos Lautaro y Joaquín por sobrellevar mis grandes ausencias, al apoyo incondicional de mi señora Eugenia, a mi madre Alicia quien siempre me insistió y nunca bajo los brazos sabiendo que podía llegar al punto en donde hoy me encuentro ; a mi segundo viejo mi gran tío Arturo un gran referente en mi vida personal, a mi suegrita Marta por su absoluta dedicación siendo un pilar importantísimo en nuestra familia, a mi hermanito, tíos y tías, primos y sobrinos. Gracias a todos mis grandes amigos de toda mi vida, a mis compañeros de estudio por todo lo que logramos juntos, en especial a todos los seres queridos que desde arriba se que me apoyaron, mi abuela Morocho, mi viejo y mi padrino.

Gracias a todos pude hacer que el esfuerzo invertido se convierta en una realidad!!!

Agradecimientos Javi.

Doy gracias a mis padres por haberme apoyado desde el primer momento, haciendo un esfuerzo enorme desde tan lejos, a mis hermanos, sobrinos, abuelos, primos, cuñados, tíos y todos mis amigos que siempre estuvieron acompañándome.

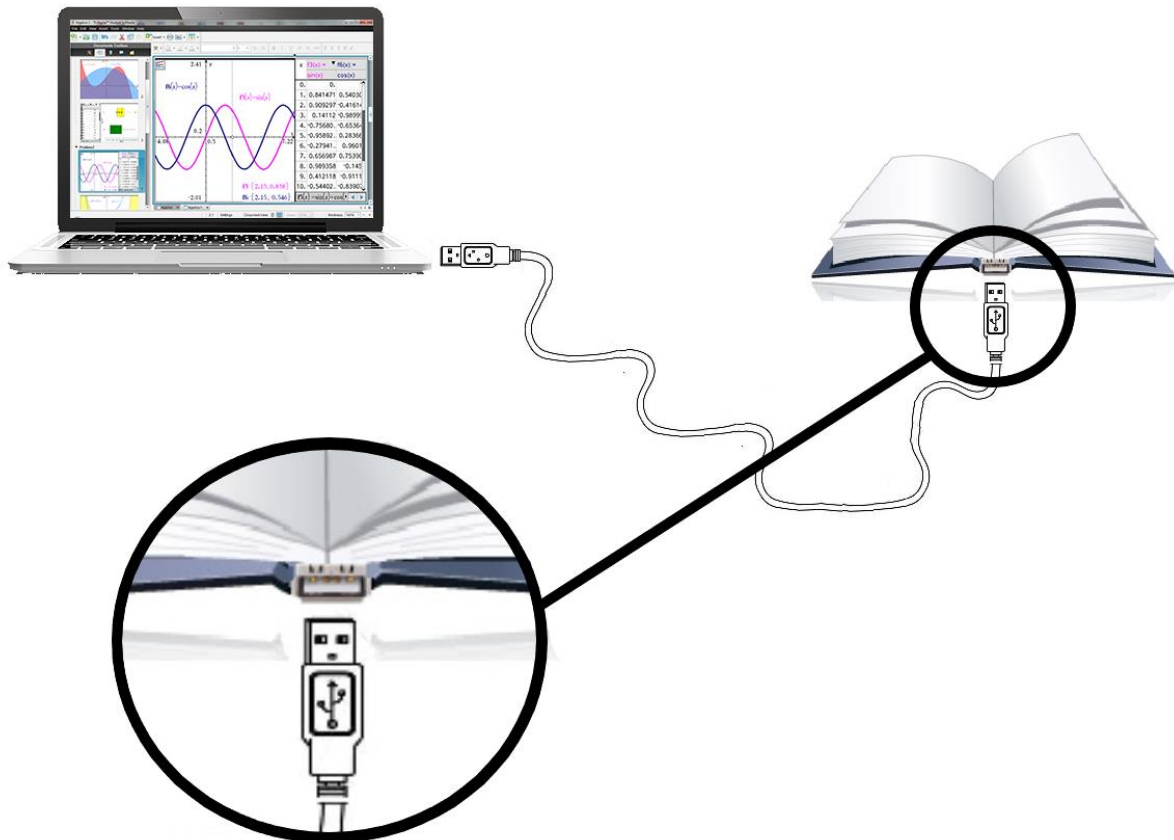
También agradecer a la flia. Rodriguez Gimenez y mi mujer Daniela Claudia por bancarme en esta última etapa de finalización de la carrera y por haberme traído al mundo a nuestra hija Martina que nos ha cambiado para siempre nuestras vidas.

Nada más me queda solo que decir gracias a la universidad por todo lo que aprendido y me ha formado como persona, GRACIAS!!!



## Detalle sobre información digital.

Todos los planos, diagramas unifilares, planilla de cálculo, los catálogos de todos los elementos utilizados en este proyecto, y normas libres, así como también una copia completa del proyecto, se encuentran en formato digital en una memoria USB incorporada en el lomo del libro, a continuación se muestra a modo ilustrativo como acceder a dicha información conectando el libro a una notebook mediante un cable USB.



## ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN.....	1
1.1	Justificación.....	1
1.2	Datos sobre el emprendimiento.....	1
1.3	Ubicación.....	2
1.3.1	Coordenadas geográficas del proyecto -34.879532, -57.978380.....	2
1.4	Esquema general del barrio. Distribución de manzanas y lotes.....	3
1.5	Esquema de planta de la casa tipo unifamiliar.....	4
1.6	Casa tipo.....	5
2	NORMAS Y SOFTWARE UTILIZADOS.....	5
2.1	Normas y referencias.....	5
2.2	Software utilizado.....	5
2.2.1	Dialux.....	5
2.2.2	PVsys.....	6
3	MEMORIAS DESCRIPTIVAS.....	6
3.1	Baja tensión domiciliaria.....	6
3.1.1	Objetivo.....	6
3.1.2	Descripción.....	6
3.1.3	Detalle de zanjeo.....	7
3.1.4	Sistema de puesta a tierra de protección y tablero seccional.....	7
3.2	Distribución de baja tensión.....	9
3.2.1	Descripción del barrio.....	9
3.2.2	Centros de transformación.....	9
3.2.3	Conductores aéreos.....	10
3.2.4	Conexiones y empalmes.....	11
3.2.5	Herrajes y accesorios.....	12
3.2.6	Protección de los conductores.....	14
3.2.7	Puesta a tierra.....	15
3.2.8	Acometidas.....	17
3.2.9	Cajas Generales de Protección.....	18
3.2.10	Instalaciones de conexión y medición.....	19
3.3	Memoria descriptiva línea de media tensión.....	20
3.3.1	Introducción.....	20
3.3.2	Introducción teórica.....	21
3.3.3	Redes aéreas de distribución eléctrica.....	23
3.3.4	Consideraciones generales para la construcción de la red eléctrica de MT.....	24
3.3.5	Características eléctricas de la línea en media tensión.....	24
3.3.6	Descripción de la línea de media tensión aérea.....	25
3.3.7	Características generales de la línea subterránea.....	27
3.3.8	Descripción de la línea de media tensión subterránea.....	27
3.3.9	Puesta a tierra.....	28
3.3.10	Montaje y Tendido.....	28
3.4	Memoria descriptiva de alumbrado público.....	31

3.4.1	Introducción.....	31
3.4.2	Importancia y justificación.....	31
3.4.3	Conceptos teóricos.....	32
3.4.4	Alumbrado público con LED.....	36
3.4.5	Clasificación del alumbrado público.....	37
3.4.6	Cálculo de Luminancia Media.....	39
3.4.7	Uniformidad Global ( <i>U<sub>o</sub></i> ).....	41
3.4.8	Uniformidad Longitudinal ( <i>U<sub>L</sub></i> ).....	41
3.4.9	Deslumbramiento perturbador e incremento umbral $T_i$ .....	42
3.4.10	Iluminación de alrededores. Relación entorno SR.....	44
3.4.11	Eficiencia energética.....	44
3.4.12	Requisitos mínimos de Eficiencia Energética.....	44
3.4.13	Calificación energética de las instalaciones de alumbrado.....	45
3.4.14	Luminarias.....	47
3.4.15	Columnas de alumbrado.....	48
3.4.16	Cimentación.....	50
3.4.17	Disposición.....	50
3.4.18	Alimentación eléctrica de las luminarias.....	51
3.4.19	Esquema de distribución de alimentación eléctrica de alumbrado público.....	52
3.4.20	Criterio de nomenclatura para el cableado de las luminarias del alumb. público.....	53
3.4.21	Diagrama unifilar.....	53
3.4.22	Puesta a tierra.....	54
3.4.23	Sistema de iluminación inteligente.....	54
3.5	Memoria descriptiva de energía Solar Fotovoltaica.....	58
3.5.1	Introducción teórica.....	58
3.5.2	Objetivos General.....	62
3.5.3	Descripción general.....	62
3.5.4	Descripción de equipos para el sistema de energía renovable.....	63
4	MEMORIAS DE CÁLCULO.....	68
4.1	Memoria de cálculo baja tensión domiciliaria.....	68
4.1.1	Viviendas.....	68
4.1.2	Grado de electrificación.....	68
4.1.3	Número mínimo de circuitos en las viviendas.....	70
4.1.4	Cálculo de la máxima potencia simultanea de la instalación.....	70
4.1.5	Elección del tipo de conductor y protecciones para los diferentes circuitos.....	72
4.1.6	Sistema de puesta a tierra.....	78
4.1.7	Conductor de protección (PE).....	78
4.2	Memoria de Cálculos eléctricos de la red de distribución de baja tensión.....	78
4.2.1	Procedimiento de cálculo.....	79
4.2.2	Intensidad de proyecto.....	82
4.2.3	Intensidad máxima admisible del conductor.....	84
4.2.4	Resistencia del conductor.....	84
4.2.5	Reactancia del conductor.....	85
4.2.6	Caída de tensión.....	85
4.2.7	Protecciones.....	90

4.2.8	Intensidad máxima de cortocircuito.....	92
4.2.9	Cálculo de la sección mínima del conductor de protección.....	99
4.2.10	Diagrama unifilar SE2.....	101
4.3	Memoria de cálculo distribución de media tensión.....	102
4.3.1	Procedimiento de cálculo.....	102
4.3.2	Intensidad de proyecto de media tensión.....	102
4.3.3	Intensidad máxima admisible del conductor.....	103
4.3.4	Resistencia del conductor.....	104
4.3.5	Caída de tensión.....	105
4.3.6	Protecciones.....	108
4.3.7	Intensidad máxima de cortocircuito.....	110
4.3.8	Descargadores de sobretensión.....	111
4.3.9	Diagrama unifilar distribución de MT.....	114
4.4	Memoria de cálculo alumbrado público.....	114
4.4.1	Distribución de potencia por cada sitio.....	114
4.4.2	Tabla de resultados de DIALux.....	115
4.4.3	Cálculo de eficiencia energética.....	117
4.5	Memoria de cálculo sistema solar.....	119
4.5.1	Generalidades.....	119
4.5.2	Cálculo de pérdidas por temperatura.....	119
4.5.3	Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal.....	120
4.5.4	Pérdidas por conexionado (mismatch).....	120
4.5.5	Pérdidas por sombreado del generador.....	121
4.5.6	Pérdidas por polvo y suciedad.....	121
4.5.7	Pérdidas angulares.....	121
4.5.8	Pérdidas por rendimiento de las baterías.....	121
4.5.9	Pérdidas por rendimiento del regulador/inversor.....	121
4.5.10	Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado.....	121
4.5.11	Cálculo de factor de rendimiento global (Performance Ratio).....	122
4.5.12	Orientación de los paneles.....	122
4.5.13	Inclinación de los paneles.....	122
4.5.14	Dimensionamiento de la instalación.....	124
5	Utilización DIALUX.....	127
5.1	Objetivo.....	127
5.2	Descarga del Software.....	127
5.3	Comenzando nuevo proyecto.....	128
5.3.1	Trabajar sobre un plano DWG.....	128
5.4	Cálculo Luminotécnico.....	130
5.4.1	Catálogo de Luminarias.....	130
5.4.2	Selección de luminarias.....	132
5.5	Escena exterior.....	138
5.6	Elemento de suelo.....	142
5.7	Superficie de cálculo.....	143
5.8	Iniciar Cálculo.....	144
5.8.1	Outputs.....	145

5.8.2	Guardar los outputs como archivo PDF. ....	147
5.9	Atajos con el teclado.....	148
6	Planos.....	149
6.1	Diagrama unifilar vivienda unifamiliar.....	151
6.2	Plano instalación eléctrica viviendas. ....	153
6.3	Distribución de baja tensión, diagrama unifilar SE1. ....	155
6.4	Distribución de baja tensión, plano de planta SE1. ....	157
6.5	Distribución de baja tensión, diagrama unifilar SE2. ....	159
6.6	Distribución de baja tensión, plano de planta SE2. ....	161
6.7	Distribución de baja tensión, diagrama unifilar SE3. ....	163
6.8	Distribución de baja tensión, plano de planta SE3. ....	165
6.9	Distribución de baja tensión, diagrama unifilar SE4. ....	167
6.10	Distribución de baja tensión, plano de planta SE4. ....	169
6.11	Distribución de baja tensión, diagrama unifilar SE5. ....	171
6.12	Distribución de baja tensión, plano de planta SE5. ....	173
6.13	Distribución de baja tensión, diagrama unifilar SE6. ....	175
6.14	Distribución de baja tensión, plano de planta SE6. ....	177
6.15	Alumbrado público, diagrama unifilar del sistema.....	179
6.16	Distribución de media tensión, diagrama unifilar.....	181
7	ANEXOS.....	183
7.1	Plano general del barrio.....	185
7.2	Informe completo PvSys.....	187
7.3	Informe completo DIALux.....	193

## 1 INTRODUCCIÓN.

Debido al continuo aumento poblacional, la sociedad se preocupa por encontrar más espacios en los cuales vivir de una forma que se adapte a sus posibilidades, pero que no carezca de la comodidad requerida para satisfacer sus necesidades más primordiales.

Por esta razón se crean espacios que hagan posible la concentración de un gran número de familias, pero estos espacios requieren de una infraestructura adecuada, así como de un buen diseño para así poder suministrarles los servicios más indispensables tales como agua, gas, drenaje y ENERGÍA ELÉCTRICA.

Para que estos usuarios de la energía eléctrica puedan contar con la misma de una forma rápida y eficiente, es necesario antes que nada tener en consideración la cantidad de energía que requiere, por lo que se hace indispensable proyectar la red de distribución de la energía eléctrica; para ello se hace necesario la aplicación de los cálculos correspondientes con los cuales se obtendrán las características del sistema.

El presente trabajo se encuentra enfocado en el diseño de una red de media tensión, distribución en baja tensión, montaje de transformadores, distribución de las instalaciones internas para la electrificación de las viviendas unifamiliares; alumbrado público utilizando energía renovable, este caso la energía será fotovoltaica acompañado de un sistema de control inteligente facilitando la gestión de la red de alumbrado y permitiendo un ahorro energético de hasta un 35%.

### 1.1 Justificación.

El sistema eléctrico tiene como función distribuir la energía eléctrica correctamente a los equipos eléctricos, que generalmente suelen presentar inconsistencias en dicho sistema ya sea por fenómenos eléctricos transitorios, condiciones de operación o por la forma de alimentación del suministro eléctrico, para evitar o disminuir las perturbaciones que afectan a los equipos eléctricos se debe crear un sistema de puesta a tierra que brinde estabilidad, continuidad y protección tanto a las personas como así también a los equipos.

El diseño de redes eléctricas propuesto en este documento asegura el cumplimiento total de las necesidades, teniendo en cuenta una proyección a futuro del municipio, una mejora en la calidad del servicio de energía y que permita a la empresa de energía ver esta recuperación como una inversión.

La metodología que se utilizará generará recomendaciones que pueden retomarse en la implementación de otros proyectos de electrificación en otras comunidades.

### 1.2 Datos sobre el emprendimiento.

El predio posee una superficie de 244000 m<sup>2</sup>, loteado con un total de 20 manzanas, de una totalidad de 530 lotes, compuesto por más de 80 cuadras asfaltadas con veredas en ambos lados y 1400 m<sup>2</sup> aproximadamente de espacio verde. Cada uno de estos lotes tendrá una vivienda unifamiliar. En lo que respecta a la provisión del servicio eléctrico de la totalidad del barrio se realizará un tendido en media tensión de 13,2 kV hasta los distintos puntos de



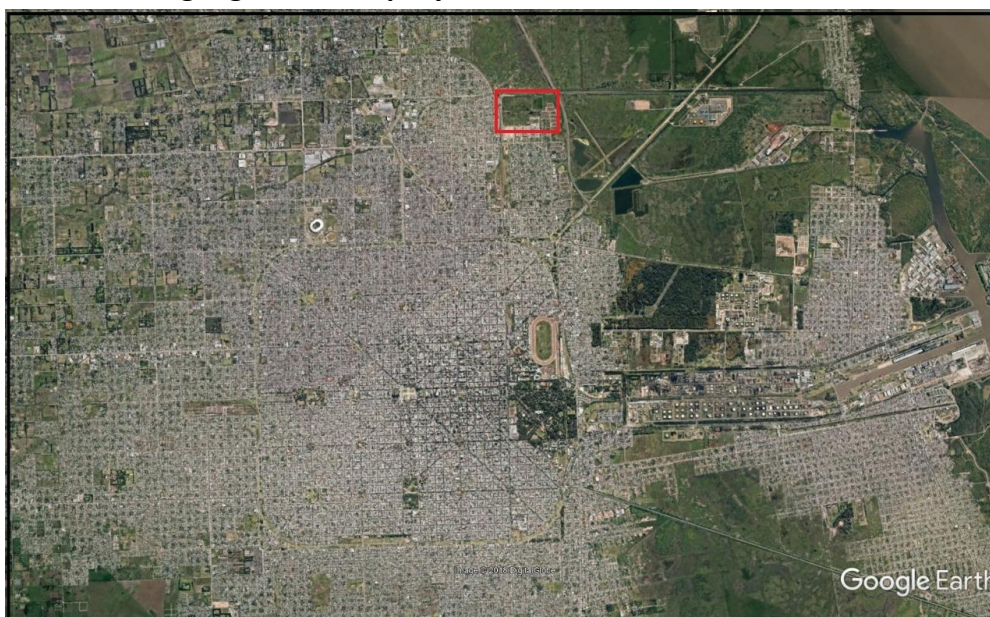
transformación. Desde los puntos de transformación se realizará una red eléctrica de baja tensión trifásica aérea hasta el pilar correspondiente a cada uno de los lotes.

### 1.3 Ubicación.

En el siguiente proyecto representa las características de la instalación eléctrica del barrio llamado “barrio el mercadito”.

El barrio se encuentra ubicado entre las calles de 1 a 117 bis y 514 a 517 bis, de la ciudad de La Plata, Pcia. De Bs.As. Dicha ubicación esta fuera del casco urbano de la ciudad pudiendo acceder a ella por la avenida 520.

#### 1.3.1 Coordenadas geográficas del proyecto -34.879532, -57.978380



**Figura 1.3.1.A. Ubicación casco urbano**

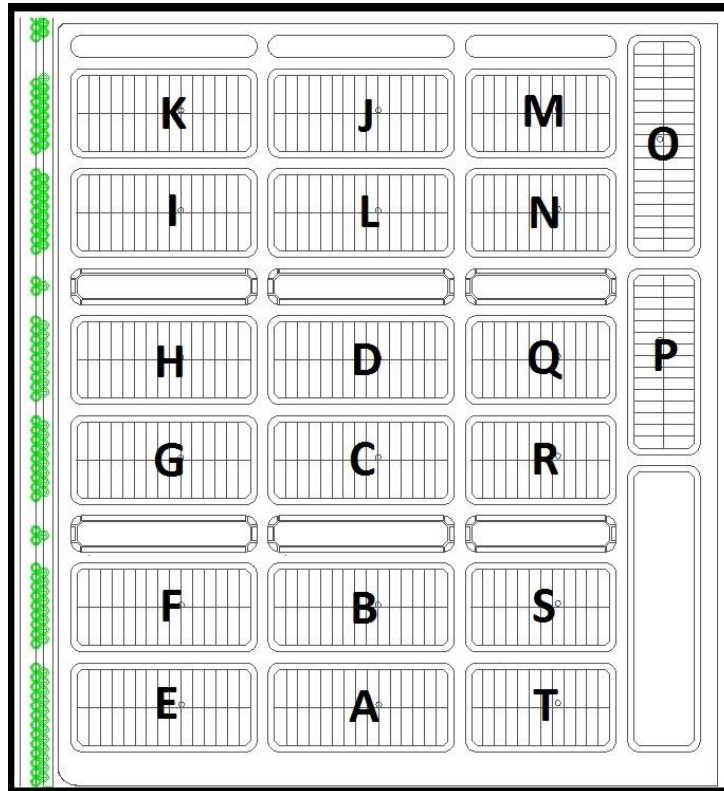


**Figura 1.3.1.B. Ubicación barrio el mercadito**

**1.4 Esquema general del barrio. Distribución de manzanas y lotes.**

En la figura 1.4 se muestra con letras mayúsculas la nomenclatura de cada una de las manzanas que intervienen en este proyecto.

En la tabla 1.4 se indica dentro de estas manzanas la cantidad de parcelas donde estarán ubicadas cada una de las 530 viviendas.



**Figura 1.4. Esquema del barrio**

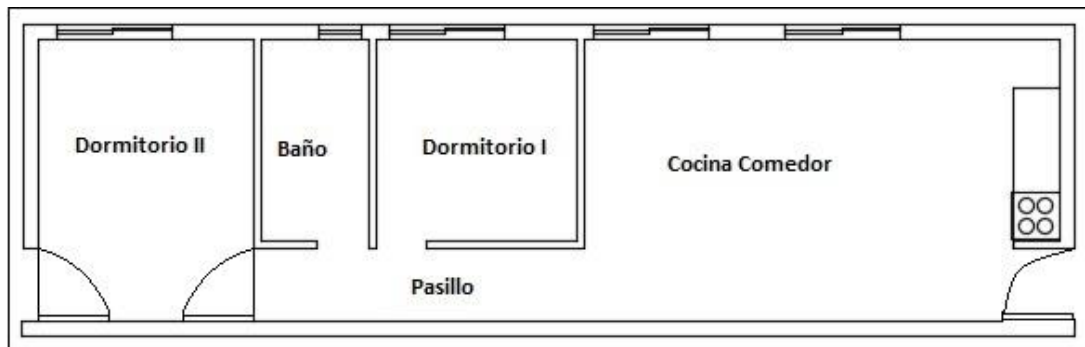


Nomenclatura Manzanas	Cantidad de casas
A	30
B	30
C	26
D	26
E	30
F	30
G	26
H	26
I	26
J	26
K	26
L	26
M	24
N	24
O	30
P	28
Q	24
R	24
S	24
T	24
<b>Total de casas</b>	<b>530</b>

**Tabla 1.4.**

**1.5 Esquema de planta de la casa tipo unifamiliar.**

Dicho esquema representa el plano de planta de las viviendas unifamiliares.



**Figura 1.5. Esquema casa tipo unifamiliar.**

## 1.6 Casa tipo.



Figura 1.5. Casa tipo

## 2 NORMAS Y SOFTWARE UTILIZADOS.

### 2.1 Normas y referencias.

- Reglamento de acometida para tarifa T1 (EDELAP) - Adjunto en ANEXO 1 “Reglamentos y requisitos”
- Reglamento de redes de distribución en urbanizaciones especiales (EDELAP) - Adjunto en ANEXO 1 “Reglamentos y requisitos”.
- Requisitos para la solicitud de factibilidad de nuevas urbanizaciones o loteos (EDELAP) - Adjunto en ANEXO 1 “Reglamentos y requisitos”.
- Solicitud de suministro eléctrico de viviendas.
- Guía AEA (instalaciones eléctricas en inmuebles).
- AEA 95401 - Reglamentación sobre centro de transformación y suministro en MT.
- AEA 95201 - Reglamentación de líneas exteriores de baja tensión.
- AEA 95703 - Reglamentación para la ejecución de instalaciones eléctricas de alumbrado público.
- Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica (Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red)- IDEA Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

Su finalidad es establecer las condiciones técnicas que deben tomarse en consideración en las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a la red eléctrica de distribución.

### 2.2 Software utilizado.

#### 2.2.1 Dialux.

Dialux es el programa de diseño luminotécnico y de planificación luminosa más importante, que utilizan en todo el mundo arquitectos, diseñadores de iluminación, expertos de iluminación y de decoración de la luz.

Permite simular la iluminación dentro y fuera de ambientes, calcular y comprobar de manera profesional todos los parámetros para instalaciones de iluminación de interiores y exteriores, carreteras, calles y túneles, facilitando resultados claros y precisos según las últimas normativas.

### **2.2.2 PVsyst.**

PVsyst es un paquete de software completo para estudiar, medir, simular y analizar sistemas fotovoltaicos. Este software es muy utilizado por arquitectos, ingenieros e investigadores. El programa tiene un menú de guía de texto detallado que explica los métodos y modelos utilizados y proporciona un enfoque fácil de usar para ayudar a desarrollar un proyecto.

## **3 MEMORIAS DESCRIPTIVAS.**

### **3.1 Baja tensión domiciliaria.**

#### **3.1.1 Objetivo.**

En este capítulo se redacta con el objeto de describir todos los elementos necesarios para el diseño y puesta en marcha de la electrificación para las viviendas unifamiliares.

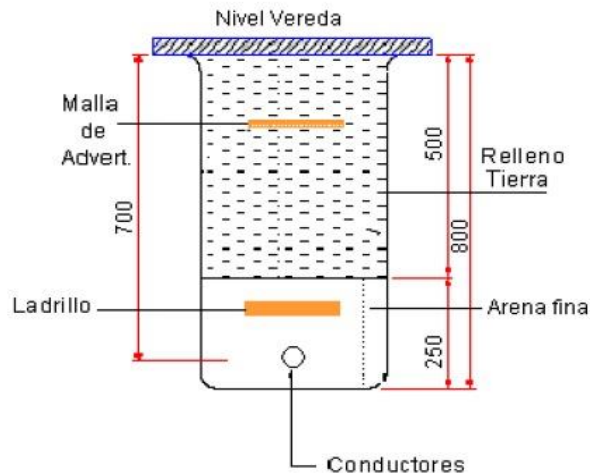
También tiene como objetivo, que la instalación que nos ocupa reúne todas las condiciones exigidas por la reglamentación vigente, teniendo la posibilidad a futuro para proceder a la ejecución de dicho proyecto

#### **3.1.2 Descripción.**

La instalación eléctrica de las viviendas se desarrolla según la Reglamentación para Instalaciones Eléctricas en Inmuebles de la Asociación Electrotécnica Argentina (AEA 90364-0) y las normas IRAM correspondientes, por lo que quedan garantizada la seguridad de las personas y el funcionamiento óptimo del sistema. El medidor se encuentra ubicado en pilar premoldeado lindando con la línea municipal con acceso desde la vía pública. El tablero principal (TP), está ubicado en el mismo pilar con acceso desde el interior del terreno y consta de un gabinete de aislamiento Clase II y grado de protección igual o superior a IP54 conteniendo un interruptor termomagnético de corte general cuya intensidad de corriente es de 32 A calculada en la sección 4.1. Desde el tablero principal se alimenta al tablero seccional mediante un cable subterráneo de 6 mm<sup>2</sup>. La línea llega a una caja de registro estanca necesaria para maniobrar el conductor antes del tablero seccional.

### 3.1.3 Detalle de zanjeo.

La alimentación desde el tablero principal hasta el tablero seccional general, se realiza en forma subterránea. Los conductores van enterrados a una profundidad de 70 cm, recubiertos con arena fina, protegido mecánicamente con ladrillos y se coloca una malla de advertencia.



**Figura 3.1.3. Detalle de zanjeo**

### 3.1.4 Sistema de puesta a tierra de protección y tablero seccional.

El sistema de Puesta a Tierra de Protección se realiza acorde a Norma IRAM 2281-1. El electrodo dispensor o de puesta a tierra es del tipo profundo, ubicado próximo al Tablero Principal (T.P.). La vinculación entre el TP y la jabalina se realiza con conductor de cobre del tipo verde/amarillo.

En la cámara de inspección por medio de un morseto se une el cable verde/amarillo a la jabalina, el cual llega hasta la bornera del TP.

En el tablero seccional de la vivienda unifamiliar están ubicados los distintos elementos de protección de cada circuito (termomagnéticas e interruptor diferencial).

Todas las cargas comandadas desde el tablero seccional son monofásicas 220v/50Hz.

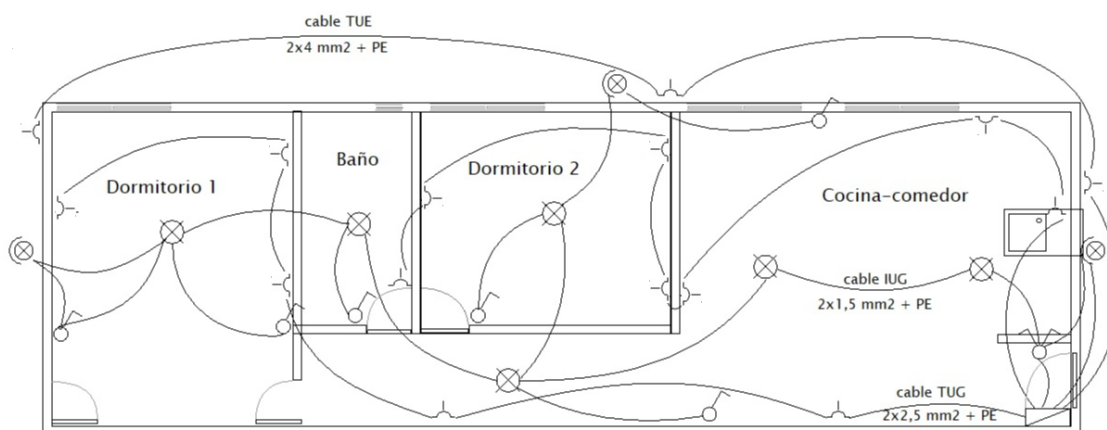
Desde el tablero seccional salen 4 circuitos:

- Iluminación de uso general (IUG)
- Iluminación de uso especial (IUE)
- Toma de uso general (TUG)
- Toma de uso especial (TUE)

Desde el TS y mediante canalizaciones en caños de PVC 3/4 " embutidos, se distribuyen los circuitos terminales que vinculan los bornes de salida de los dispositivos de maniobra y protección con los puntos de utilización.

La transición entre una canalización y otra se realiza utilizando accesorios normalizados. Las cajas a utilizar son de acero estampado de una sola pieza, de un espesor mínimo de 1,25 mm (cajas de paso y/o derivación cuadradas, octogonales y rectangulares de diferentes medidas según sea necesario). Responden en medidas, espesor y características técnicas a la norma IRAM 2224.

La disposición física de cada una de las cajas tanto de luz como de tomacorriente queda según plano adjunto en figura siguiente:



**Figura 3.1.4. Plano eléctrico de la vivienda.**

Los conductores a emplear en todos los circuitos, son de cobre. Los conductores unipolares aislados son celeste para el neutro, marrón, blanco, negro, rojo para la fase y verde/amarillo para el cable de protección de puesta a tierra (IRAM NM 247-3) con las secciones correspondientes desarrolladas en el método de cálculo en el punto 4.1.

### 3.2 Distribución de baja tensión.

#### 3.2.1 Descripción del barrio.

Se dispone en el complejo de veinte manzanas (nomencladas alfabéticamente de la A a la T) diseñadas para la creación de viviendas unifamiliares. La cantidad de viviendas en cada manzana, y las manzanas alimentadas por cada centro de transformación se muestra a continuación en la tabla 3.2.1:

Nombre Centro de transformación	Nomenclatura Manzanas	Cantidad de casas a alimentar
SE1	I	26
	J	26
	K	26
TOTALES SE1		78
SE2	L	26
	M	24
	N	24
	O	30
TOTALES SE2		104
SE3	H	26
	G	26
	D	26
TOTALES SE3		78
SE4	C	26
	R	24
	Q	24
	P	28
TOTALES SE4		102
SE5	E	30
	F	30
	B	30
TOTALES SE5		90
SE6	A	30
	T	24
	S	24
TOTALES SE6		78
TOTALES	20	530

**Tabla 3.2.1.**

#### 3.2.2 Centros de transformación.

El grado de electrificación es medio, este está dado por las dimensiones de las casas y la demanda de potencia media simultanea según norma AEA 90364-0.

De acuerdo a la demanda de potencia total del barrio y basándonos en las exigencias de la empresa distribuidora de energía eléctrica local (EDELAP) detalladas en el documento RDUE punto 5, quedan determinados 6 centros de transformación tipo monoposte con tres transformadores monofásicos de 100 kVA cada uno, la tensión primaria del banco de transformadores es de 13,2 kV y salida de 230/400 V.



**Figura 3.2.2.**

La distribución de los centros de transformación en el barrio se ideó de forma estratégica para cumplir con el valor máximo admisible de caída de tensión para una red aérea, el cual es del 8% según RDUE punto 7. En la tabla 3.2.1 podemos ver las manzanas y cantidad de viviendas por cada centro de transformación. Todo el estudio detallado se puede ver en el punto 4.2 de la memoria de cálculo.

### **3.2.3 Conductores aéreos.**

De acuerdo a las características particulares de la zona en el RDUE punto 2.2, la red aérea de distribución de BT para alimentar este tipo de viviendas unifamiliares, viene dada por dos tipos de secciones normalizadas, que son 3x50/50 Al y 3x95/50 Al, del tipo cable pretensado, según el punto 6.1 del mismo documento. Teniendo en cuenta lo antes dicho y en función de la potencia que vaya a soportar cada conductor, la longitud que cubre su respectivo fusible y la caída de tensión de la red, seleccionamos los conductores para cada caso.

El tipo de aislamiento de los conductores es polietileno reticulado (XLPE) de tensión asignada no inferior a 0,6/1 kV, y tiene un recubrimiento tal que garantiza una buena resistencia a las acciones de la intemperie.

Los conductores pretensados se instalan sobre apoyos y están sometidos a una tracción mecánica predeterminada, contemplada en las correspondientes tablas de tendido, en función de la sección y de la longitud del vano soportado. El elemento resistente es el cable neutro autoportante del haz, nunca los conductores de fase. El neutro autoportante se sujeta a los mismos mediante retenciones preformadas de amarre, y se tienden los conductores a la tracción mecánica equivalente para que en las hipótesis reglamentarias más desfavorables, ésta no sobrepasará la tensión máxima que soporta el conductor.

Cabe aclarar que los cálculos mecánicos no están contemplados en este proyecto, quedando todos los aspectos mecánicos puramente de modo informativo.



### 3.2.4 Conexiones y empalmes.

**3.2.4.1. Terminales:** Los terminales son a compresión, los cuales están destinados a conectar los conductores con las cajas o cuadros que contienen a los fusibles de protección.

**3.2.4.2. Derivaciones:** Las derivaciones se efectúan sin tracción mecánica, conectores por presión con pelado de cable con restitución del aislamiento mediante cinta aislante vulcanizada. Las derivaciones solo se permiten en los apoyos, entre dispositivos de amarre en el tramo de conductor no sometido a tracción, o bien en instalación posada.

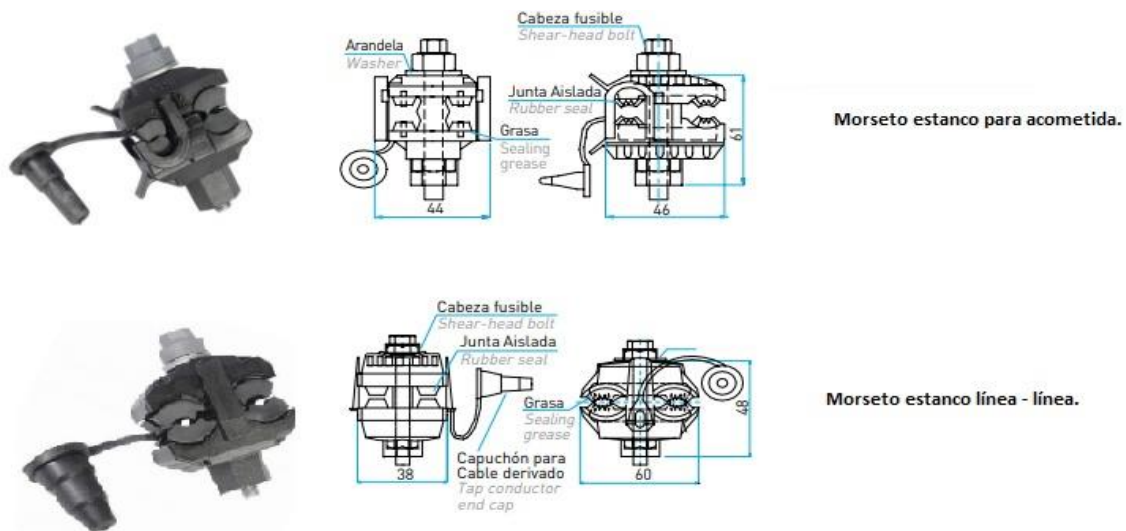
**3.2.4.3. Empalmes:** Se utilizan manguitos preaislados a compresión, los cuales se instalan en puntos de la instalación no sometidos a tracción mecánica.

**3.2.4.4. Descripción de los accesorios:** Tres modelos de morsetos estancos se encuentran en esta categoría: CDE, PKD-14AC y PKD-14PF son sus nombres. CDE es ideal para conexiones de acometida domiciliaria; mientras que PKD-14AC es óptimo para alumbrado público, y PKD-14PF se distingue por su porta fusible incorporado.

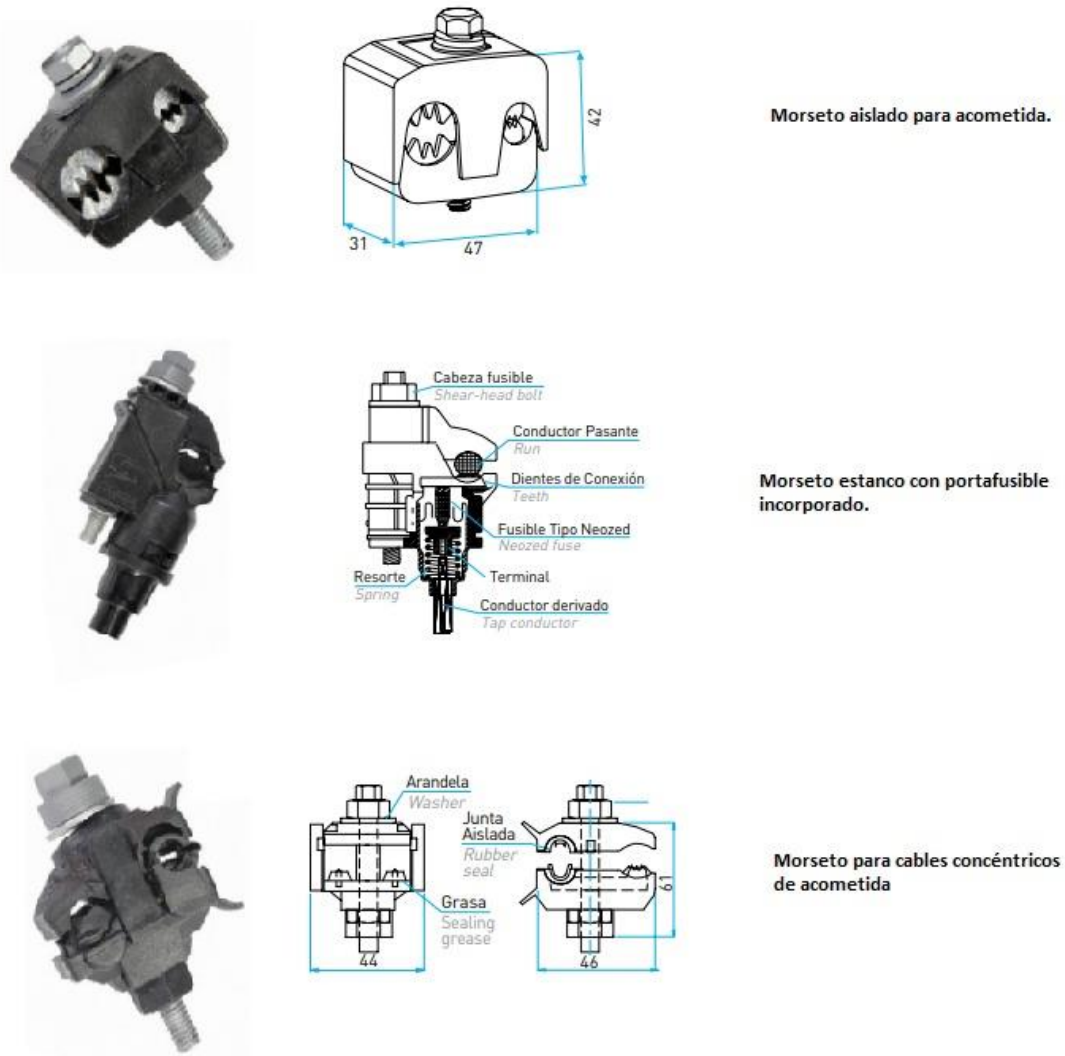
Tanto CDE como PKD-14AC son morsetos estancos para derivaciones entre un cable preensamblado de aluminio y un conductor de aluminio o cobre. Los dos aseguran una conexión estanca completamente protegida ante las más extremas condiciones, sin necesidad de pelar previamente los conductores. La utilización de un bulón con cabeza fusible asegura la correcta instalación por parte del operario, sin necesidad de utilizar herramientas especializadas. Asimismo, su diseño evita cualquier daño a la aislación de los conductores, impidiendo a su vez el contacto de los mismos con las partes metálicas expuestas.

El PKD-14PF es un morseto con porta fusible incorporado de indentación múltiple de doble función (conexión y protección de fase). Se provee con un bulón con cabeza fusible y grasa en las zonas de contacto.

Los tres morsetos presentados están fabricados con cuerpo de nailon 6/6 con fibra de vidrio y bulón de hierro y resorte con tratamiento Delta Protèkt. De la misma manera, los tres responden a requisitos de fabricación de las normas IRAM 2435, NFC 33004, NFC 33022 y ANSI C 119 4 2004.







**Figura 3.2.4.4.**

\*El catálogo completo se adjunta en el anexo 7.5.

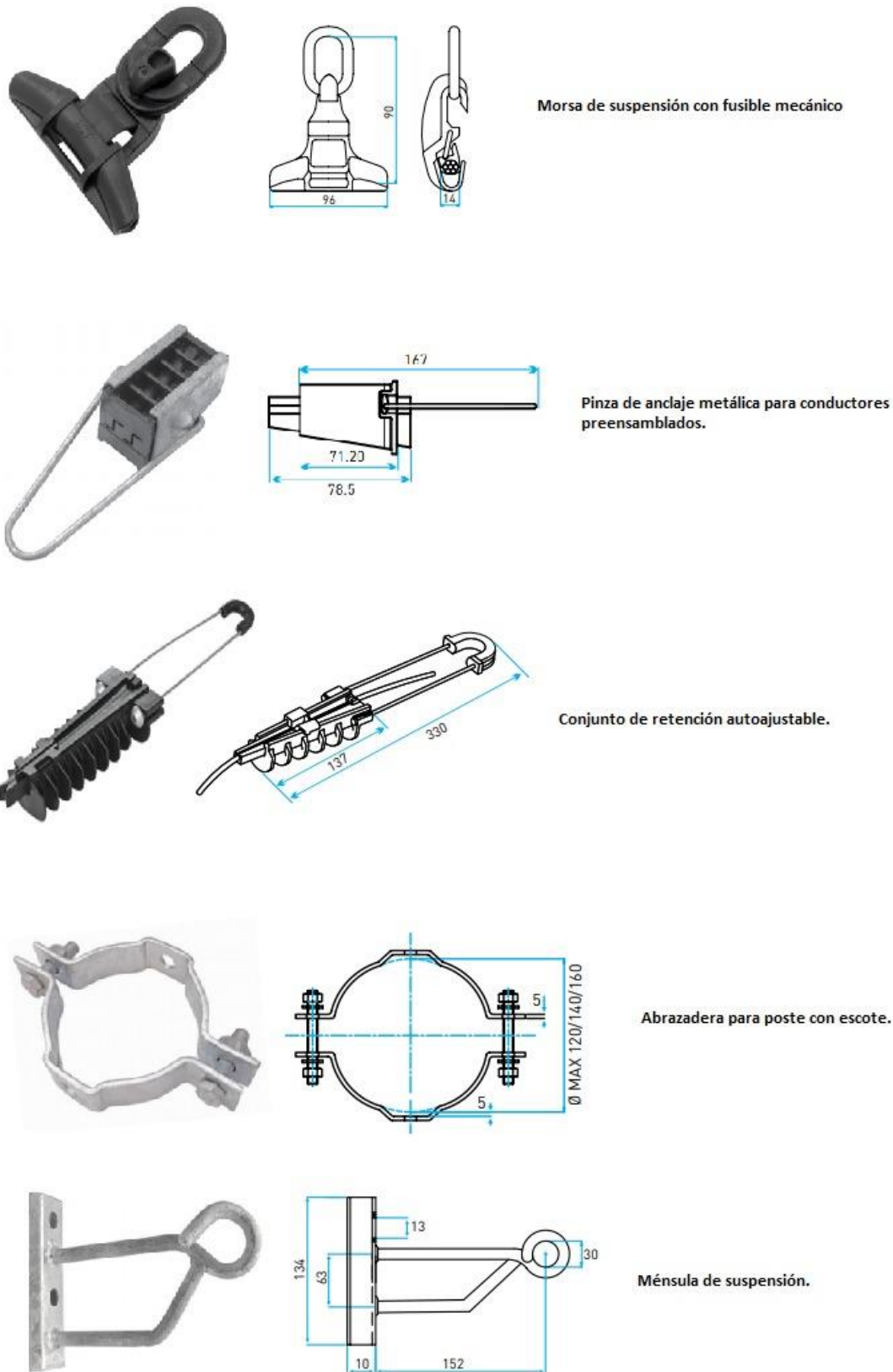
### 3.2.5 Herrajes y accesorios.

Los accesorios de sujeción a emplear están debidamente protegidos contra la corrosión y envejecimiento, y resisten los esfuerzos mecánicos a que puedan estar sometidos.

Las abrazaderas para sujeción de los cables soportan solicitaciones permanentes de hasta 50 daN. El sistema de cierre no se abrirá por el peso del cable o variaciones de la temperatura ambiente. Están cubiertas con PVC para ofrecer una buena resistencia a la intemperie.

Los dispositivos de amarre a apoyos están formados por preformados, transmitiendo el esfuerzo de apriete sobre el cable uniformemente en toda la superficie de contacto. Soportan solicitaciones permanentes, y están diseñados de forma que impiden el deslizamiento del conductor.

En todos los apoyos los conductores van sujetos con conjuntos de amarre.



**Figura 3.2.5.**

### 3.2.6 Protección de los conductores.

Todos los conductores están protegidos contra sobretensiones y cortocircuitos mediante fusibles del tipo NH 2-gL. En la acometida a las viviendas se utilizan fusibles tipo DO-2 de 63 A y poder de corte de 50 kA, según la tabla brindada por el fabricante, con estos fusibles estamos limitando la corriente de cortocircuito a un valor de 2,3 kA, este valor de corriente es el soportado por las protecciones domiciliarias. La selección de los fusibles se encuentra detallada en el punto 4.2 de la memoria de cálculo.

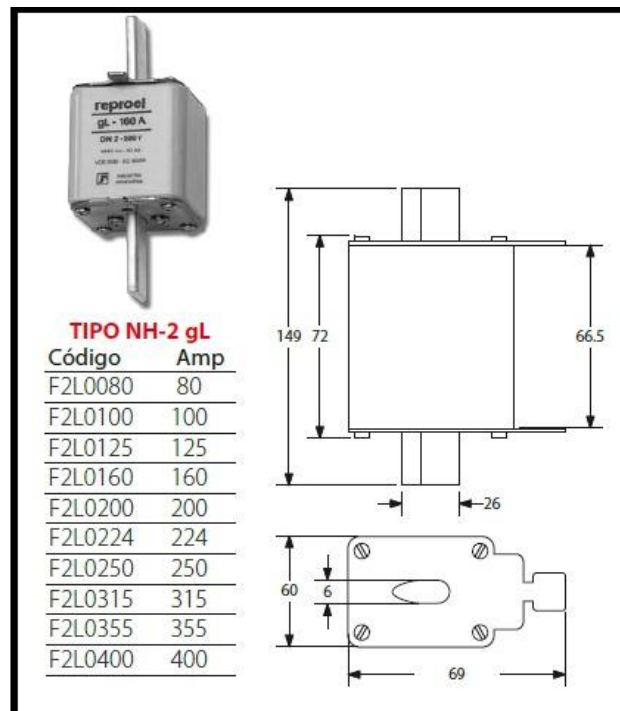


Figura 3.2.6.A

**• Fusibles tipo DO**

- Tensión nominal: 400V
- Poder de corte: 50KA
- Curva tipo gG
- Según norma IEC 60269-3

Artículo	Código	EAN 13	Emb.
D01 4A 400V	901100500	8435394727394	10
D01 6A 400V	901100501	8435394727400	10
D01 10A 400V	901100502	8435394727417	10
D01 16A 400V	901100503	8435394727424	10
D02 20A 400V	901100504	8435394727431	10
D02 25A 400V	901100505	8435394727448	10
D02 35A 400V	901100506	8435394727455	10
D02 50A 400V	901100507	8435394727462	10
D02 63A 400V	901100508	8435394727479	10
D03 80A 400V	901100509	8435394727486	10
D03 100A 400V	901100510	8435394727493	10

Figura 3.2.6.B

### 3.2.7 Puesta a tierra.

Con respecto a la puesta a tierra, el conductor de Neutro de las redes aéreas de distribución pública se conecta a tierra en el centro de transformación, aunque afuera del centro, se realiza su puesta a tierra en otros puntos a lo largo del desarrollo de la línea (multiterrado), en los puntos de división de la red y sus extremos, con objeto de disminuir su resistencia global a tierra, este conductor es de 25 mm<sup>2</sup> para cobre o 35 mm<sup>2</sup> para Ac/Cu.

La continuidad del conductor neutro queda asegurada en todo momento, siendo de aplicación para ello lo dispuesto a continuación según norma AEA 95201 (reglamentación de líneas aéreas de baja tensión):

El neutro se conecta a tierra a lo largo de la red, como máximo cada 200 m. La puesta a tierra se realiza mediante una jabalina con una resistencia menor o igual a 10 Ohm.

El conductor neutro no puede ser interrumpido en las redes de distribución, salvo que esta interrupción sea realizada por uno de los dispositivos siguientes:

1. Interruptor o seccionador que actúen sobre el neutro al mismo tiempo que en las fases, o que establezcan la conexión del neutro antes que las fases y desconecten estas antes que el neutro.

2. Unión en el neutro próximas a los interruptores o Seccionadores de los conductores de fase, debidamente señalizadas y que solo pueden ser accionadas mediante herramientas especiales, no debiendo ser seccionado el neutro sin haber sido antes las fases, ni conectadas estas sin haberlo sido previamente el neutro.

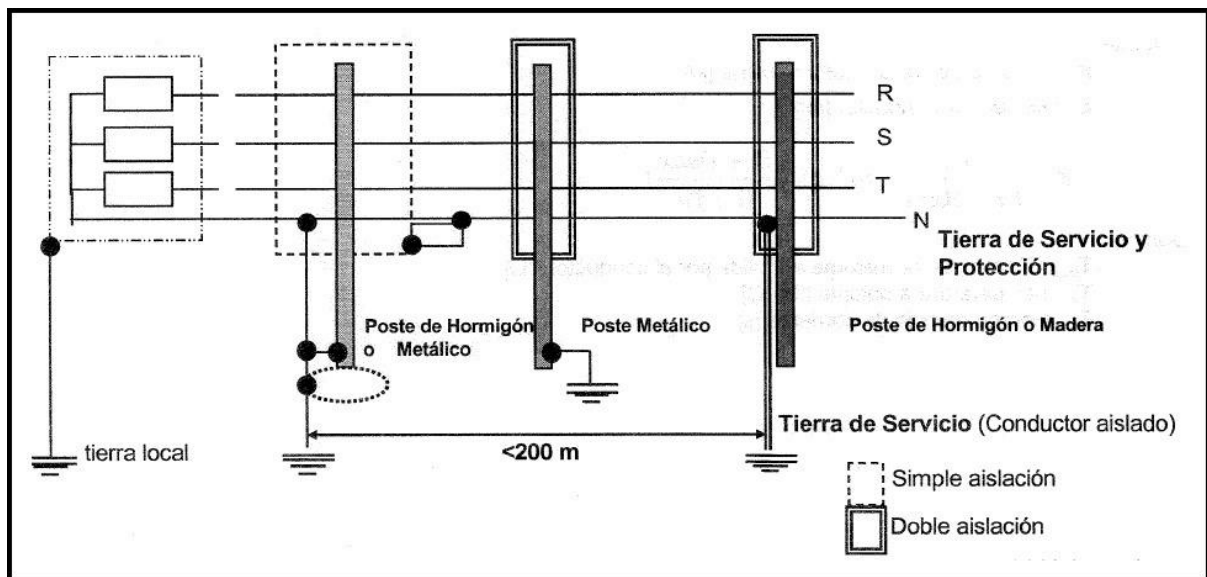


Figura 3.2.6

### 3.2.7.1. Puesta a tierra de servicio.

Con objeto de limitar la tensión que con respecto a tierra pueda presentarse, se disponen puestas a tierra del conductor neutro. El conductor neutro, además de la puesta a tierra del centro de transformación (tierra principal), se pone a tierra en otros puntos, y como máximo, una vez cada 200 m de longitud de la línea, eligiendo los apoyos de donde partan las derivaciones y en todos los apoyos fin de línea.

Asimismo en todos los apoyos donde tenga origen una acometida se instala una puesta a tierra auxiliar del neutro.

La puesta a tierra del conductor neutro se realiza en los apoyos de hormigón.

Igualmente se procede a la puesta a tierra del conductor neutro en todas las cajas generales de protección de intensidad nominal igual o superior a 250 A, realizando la conexión en la bornera de entrada, del lado de la Red de Distribución. La puesta a tierra del neutro se realiza mediante la bajada de conductor de Ac/Cu desnudo de 35 mm<sup>2</sup> de sección engrampado al apoyo, empleando para ello los accesorios y herrajes adecuados.

La entrada del conductor de tierra en el terreno está protegida por tubo de protección mecánica aislante (según AEA 95201, punto 12.3) hasta una altura de 2,5 m sobre el terreno.

La sujeción del conductor de tierra y del tubo de protección se realiza por la cara lateral del apoyo, evitando su disposición por las caras alveoladas. El tubo de protección se sujeta al apoyo empleando abrazaderas de fleje de acero inoxidable. El electrodo de tierra está formado por jabalinas de 2 m de longitud de acero-cobre hincadas directamente sobre el terreno de tal modo que la parte superior de la jabalina queda a una profundidad igual o mayor a 50 cm.

Dicho electrodo de tierra se une directamente al conductor de Cu-50 de tierra empleando las piezas de empalme adecuadas.

Los conductores de los circuitos de tierra tienen un buen contacto eléctrico, tanto, con las partes a proteger como con los electrodos. Estas conexiones se efectúan por medio de piezas de empalme adecuadas en función del par galvánico (bimetálicas), asegurando las superficies de contacto de forma que la conexión sea efectiva por medio de grampas de conexión atornilladas, elementos de compresión o soldadura aluminotérmica de alto punto de fusión. Quedando terminantemente prohibido el empleo de soldadura de bajo punto de fusión.

La línea de enlace con el electrodo debe ser lo más corta posible y sin cambios bruscos de dirección, no estando sujeta a esfuerzos mecánicos.

### 3.2.7.2 Puesta a Tierra de Protección

Con objeto de limitar la tensión que con respecto a tierra pueda presentarse, se disponen puestas a tierra de todas las masas metálicas de la instalación que sean normalmente accesibles.

Esta puesta a tierra, asegura la descarga a tierra de la intensidad homopolar de defecto, contribuyendo a la eliminación del riesgo eléctrico derivado de la aparición de tensiones peligrosas en el caso de contacto con las masas puestas accidentalmente en tensión.

Del mismo modo se procede con cualquier elemento metálico adosado al apoyo, ya sean elementos de protección mecánica, herrajes de sujeción, etc, y que sean normalmente accesibles, la puesta a tierra de las masas se realiza mediante la bajada de conductor de Ac/Cu desnudo de 35 mm<sup>2</sup> de sección engrampado al apoyo, empleando para ello accesorios y herrajes adecuados.

La entrada del conductor de tierra en el terreno está protegida por tubo de protección mecánica (según AEA 95201, punto 12.2) hasta una altura de 2,5 m sobre el terreno. El electrodo de tierra está formado por jabalinas de 2 m de longitud de acero-cobre hincadas directamente sobre el terreno de tal modo que la parte superior de la jabalina queda a una profundidad igual o mayor a 50 cm. Dicho electrodo de tierra se une directamente al conductor de Cu-50 de tierra empleando las piezas de empalme adecuadas.

Los conductores de los circuitos de tierra tienen un buen contacto eléctrico, tanto, con las partes a proteger como con los electrodos. Estas conexiones se efectúan por medio de piezas de empalme adecuadas, asegurando las superficies de contacto de forma que la conexión sea efectiva por medio de grampas de conexión atornilladas, elementos de compresión o soldadura aluminotérmica de alto punto de fusión.

Quedando terminantemente prohibido el empleo de soldadura de bajo punto de fusión. La línea de enlace con el electrodo es lo más corta posible y sin cambios bruscos de dirección, no estando sujeta a esfuerzos mecánicos.

### 3.2.7.3. Valores de resistencia.

Para tomas a tierra de protección o servicio  $\leq 10\Omega$ .

Si este valor no se obtiene con una jabalina, se puede aumentar el largo de esta, colocando jabalinas adicionales en paralelo, o recurriendo a mallas, hasta lograr el valor requerido.

### 3.2.7.4. Secciones mínimas del conductor.

La sección mínima del conductor de puesta a tierra para el multiterrado del neutro a lo largo de la línea es:

TIPO DE CONDUCTOR	SECCION [mm <sup>2</sup> ]
Cu	25
Ac/Cu	35

Esta sección es verificada en la memoria de cálculo mediante la expresión simplificada.

$$S = \frac{I_f \times \sqrt{t}}{k}$$

### 3.2.8 Acometidas.

Acometida es la parte de la instalación comprendida entre la red de distribución general y la caja general de protección o la caja de protección y medida. Están conformadas por:

- Los elementos de conexión y anclaje en la línea.
- Los terminales de los conductores de entrada en la caja general de protección.



Para nuestro caso el tipo de acometida es de red aérea tensada sobre apoyos. El diseño de las acometidas para cada tipo se realiza siguiendo los mismos criterios que se han fijado para las redes de cables preensamblados, según normas AEA 95201 (adjunta en anexo 7.4.2) y el reglamento para acometidas simples de EDELAP (adjunto en el anexo 7.4.1).

Para este tipo de conexiones y mediciones las cinco partes fundamentales son:

- El punto de conexión de suministro
- El equipo de medición
- El alojamiento de todos los elementos de la instalación (gabinetes o cajas)
- Los elementos de protección de la acometida e instalación
- El elemento de seccionamiento de suministro

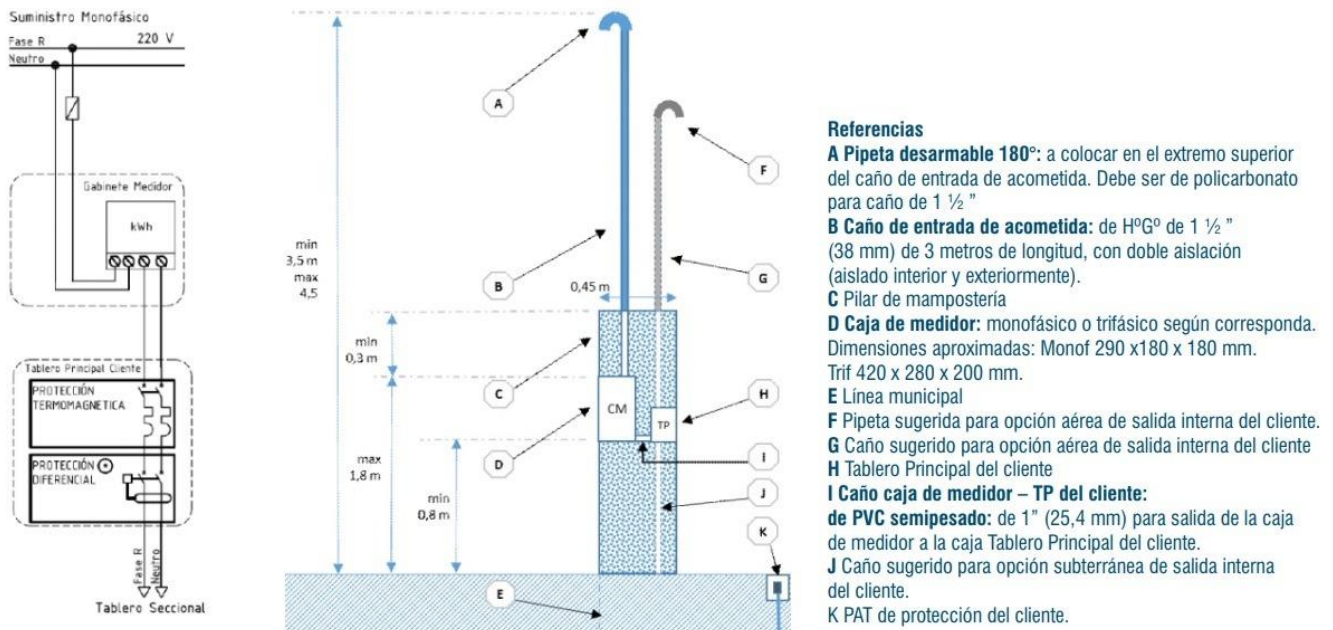


Figura 3.2.8.

### 3.2.9 Cajas Generales de Protección.

Las Cajas Generales de Protección (CGP) y las Cajas de Protección y Medida (CPM), su tipo, colocación, ubicación y forma de instalación, son conformes a las Normas Particulares de EDELAP S.A, en el documento “reglamento de conexión de acometidas simples”, adjunto en el anexo 7.4.1, aprobadas en cada uno de los ámbitos geográficos de actuación.

El seccionador unipolar para líneas aéreas preensambladas de baja tensión que se utiliza, está fabricado con materiales de primera calidad, su uso es recomendado para seccionamiento y protección con fusibles NH de líneas aéreas preensambladas de aluminio.

Admite fusibles NH-1, 2 y 3, y un rango de conductores de 25 a 95 mm<sup>2</sup>. El diseño de la tapa permite un cierre independientemente de contar o no con un fusible en su interior, garantizando así la no exposición de partes metálicas con tensión. Con indicador luminoso de fusible quemado, indicador de fusible colocado, ojal para precintado, y diseño encastrable (para conexiones de 2, 3 o 4 fases), constituye un elemento de seguridad indispensable en cualquier tendido de cable preensamblado.



MODELO PART #	ENTRADA CONDUCTOR IN	SALIDA CONDUCTOR OUT	FUSIBLE A UTILIZAR FUSE	AMPERAJE MÁXIMO MAX CURRENT	CONEXIÓN VIA CONNECTION BY
SBT-630C	25 - 95 mm <sup>2</sup>	25 - 95 mm <sup>2</sup>	NH-1 / NH-2 / NH-3	630 A	Conector (incluido) / Connector (included)
SBT-630T	25 - 95 mm <sup>2</sup>	25 - 95 mm <sup>2</sup>	NH-1 / NH-2 / NH-3	630 A	Terminal (no incluido) / Lug (not included)

### 3.2.10 Instalaciones de conexión y medición.

Estas son las que vinculan la red de distribución, mediante la acometida a la instalación del usuario, permitiendo la medición de la energía entregada, el seccionamiento del circuito y garantizando las condiciones de seguridad en dicho punto.

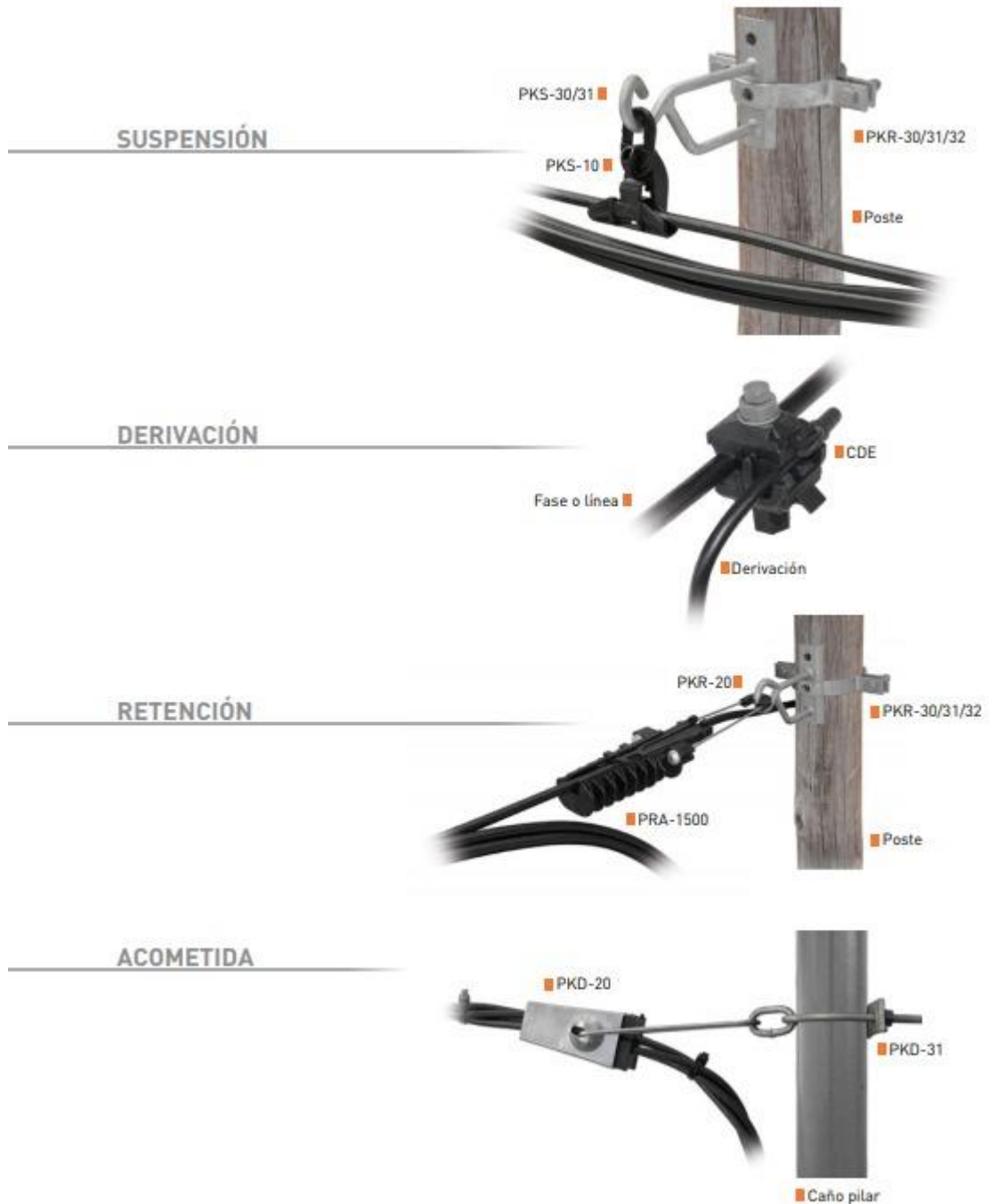
Por lo tanto constan en general de cinco partes fundamentales.

- Punto de conexión del suministro (donde se conecta la llegada de la acometida, proveniente de la línea aérea, a los bornes del equipo de medición).
- El equipo de medición, destinado a medir la energía activa y reactiva.
- Alojamiento de todos los elementos de instalación. Deberán responder a lo solicitado por la empresa distribuidora y lo indicado en las normas IRAM, ver figura 3.2.8.
- Los elementos de protección de la acometida y la instalación. A través de los fusibles ya mencionados en el punto 3.2.4.
- El elemento de seccionamiento del suministro. A través de un interruptor termomagnético.

Si bien nos basamos en el reglamento de la empresa distribuidora local, los requisitos técnicos exigidos por la misma, deben cumplir con las especificaciones del “reglamento de acometidas de clientes tarifa 1- pequeñas demandas, de OCEBA (Organismo de Control de Energía Eléctrica de la provincia de Buenos Aires), este documento se encuentra adjunto en el anexo 7.5.

A continuación unos ejemplos gráficos de acometidas, retención, derivación y suspensión de una línea preensamblada de baja tensión.





### 3.3 Memoria descriptiva línea de media tensión.

#### 3.3.1 Introducción

Debido al continuo aumento poblacional, la sociedad se preocupa por encontrar más espacios en los cuales vivir de una forma que se adapte a sus posibilidades, pero que no carezca de la comodidad requerida para satisfacer sus necesidades más primordiales.

Por esta razón se crean espacios que hagan posible la concentración de un gran número de familias como por ejemplo los fraccionamientos, pero estos espacios requieren de una

infraestructura adecuada, así como de un buen diseño para así poder suministrarles los servicios más indispensables tales como agua, drenaje y ENERGÍA ELÉCTRICA.

Para que estos usuarios de la energía eléctrica puedan contar con la misma de una forma rápida y eficiente, es necesario antes que nada tener en consideración la cantidad de energía que requiere el barrio en cuestión, por lo que se hace indispensable proyectar la red de distribución de la energía eléctrica; para ello se hace necesario la aplicación de los cálculos correspondientes con los cuales se obtienen las características del sistema, apoyándose en las normas de construcción y distribución de líneas aéreas y subterráneas.

### 3.3.2 Introducción teórica.

#### Redes de distribución de energía eléctrica según su tipo de construcción

##### 3.3.2.1. Redes de distribución subterráneas.

Este tipo de redes consiste en instalar los conductores eléctricos debajo de las calles, ocultos a la vista, ya sea directamente o por medio de tuberías o ductos. Los conductores utilizados son aislados de acuerdo al voltaje de operación y conformados por varias capas aislantes y cubiertas protectoras.

Este tipo de redes es utilizado principalmente en ciudades donde por razones de urbanismo, estética, o condiciones de seguridad no es aconsejable o no se puede utilizar el sistema aéreo. Adicionalmente, las redes de distribución eléctrica subterránea presentan ciertas ventajas para la labor del mantenimiento y calidad del servicio en cuanto a continuidad. Algunas de estas son:

- a) La mayor parte de los daños que se presentan en redes aéreas no afectan a las redes subterráneas.
- b) No interfieren con el aspecto de las ciudades, pues no están a la vista.
- c) Son mucho más seguras porque no están expuestas a aves ni a humanos.
- d) No están expuestas a vandalismo.
- e) Se evitan realizar algunos planes de mantenimiento preventivo como poda y lavado.

Pero este tipo de redes también presenta algunas desventajas en comparación con las redes aéreas. Algunas de estas son:

- a) La inversión inicial es mucho mayor.
- b) Se dificulta la localización de daños o causas de falla.
- c) El mantenimiento es más complicado y reparaciones más demoradas.
- d) Están expuestas a la humedad y a la acción de roedores si no se tienen las precauciones adecuadas en su construcción y/o mantenimiento.

##### 3.3.2.2. Redes de distribución aéreas.

En este tipo de redes el conductor va soportado sobre aisladores instalados en crucetas que a su vez se encuentran en postes. En las redes aéreas también podemos encontrar el uso de torres que no llevan crucetas. Los conductores usados en su mayoría son desnudos y los materiales de la estructura van de acuerdo al nivel y tipo de contaminación de la zona.

Estas redes son las que encontramos normalmente en los sistemas de distribución del país. La principal razón para el uso de este tipo de redes es el costo inicial de su construcción, pero también cuenta con otras ventajas sobre las redes subterráneas. Algunas son:

- a) Son las más comunes y por lo tanto trabaja con materiales de fácil consecución.
- b) Costo inicial de construcción más bajo.
- c) Tiempos de construcción más bajos.
- d) Fácil mantenimiento.
- e) Fácil localización de fallas.
- f) Los tiempos en la reparación de daños es menor

También debemos tener en cuenta las desventajas que tiene este tipo de construcción respecto a las redes subterráneas, que en su mayoría se refieren a mantenimiento y seguridad. Algunas de estas son:

- a) Se encuentran a la vista, esto le quita estética a las ciudades.
- b) Ofrecen menor confiabilidad debido a las diferentes situaciones a las que están expuestas.
- c) Menor seguridad (ofrece más peligro para los transeúntes).
- d) Requieren de mayores planes de mantenimiento preventivo para evitar fallas y cortes de energía.
- e) Están expuestas y son de fácil acceso para el vandalismo.

Podemos resumir las distintas diferencias desde distintos puntos de vista con la siguiente tabla informativa:

<b>Característica</b>	<b>Distribución Aérea</b>	<b>Distribución Subterránea</b>
<b>Factor Económico</b>	Es la de menor costo económico en su instalación y en mantenimiento	Es la de mayor costo económico en su construcción y mantenimiento
<b>Fiabilidad</b>	Su fiabilidad no depende solo de su instalación, si no de factores externos	Su fiabilidad depende de su instalación únicamente.
<b>Fallas</b>	Expuesta a un gran número de fallas. La interrupción del servicio eléctrico en estas instalaciones es alta	La posibilidad de falla es controlable, es la más fiable en el suministro de energía
<b>Medio Ambiente</b>	No es compatible con los árboles, se reemplaza postes de concreto por árboles, destruye la flora y fauna	Deterioro en los suelos y requiere de una buena instalación.
<b>Seguridad</b>	Muchos accidentes de humanos y animales se deben a estas instalaciones	Mayor seguridad en el manejo de componentes.
<b>Paisaje</b>	Deteriora el paisaje debido a la instalación de postes y cables	Pasa desapercibida
<b>Población</b>	Las personas están expuestas a accidentes al convivir con las líneas aéreas en cables expuestos.	Se necesita una buena señalización para evitar accidentes

**Tabla 3.3.2, comparación entre líneas aéreas y subterráneas.**

### 3.3.3 Redes aéreas de distribución eléctrica.

Las redes aéreas para la distribución de energía eléctrica son las más utilizadas, esto debido, principalmente, al costo de construcción de redes subterráneas.

En nuestro proyecto por una cuestión de implementar los conocimientos adquiridos en la carrera, se decide hacer una línea principal aérea y desde ella realizar acometidas a subterráneas en las zonas donde las condiciones de impacto visual afectan en un mayor modo.

#### 3.3.3.1. Materiales.

Todos los materiales usados en las instalaciones eléctricas en nuestro país, incluyendo los utilizados para la construcción de redes de distribución eléctrica, deben tener una certificación que asegure el cumplimiento de las normas existentes para cada uno de los materiales.

- **Postes:** Son la columna vertebral de las redes de distribución eléctrica, se utilizan como apoyo de los armados de media y baja tensión. Además sirven para dar la altura adecuada a los conductores de la red de distribución. Se pueden clasificar según su resistencia, longitud o material de construcción.
  - **Según su resistencia:** Los postes se seleccionan dependiendo de la resultante de fuerzas que va a soportar, es así como un poste con varios armados, con un transformador o con un armado en anclaje necesita tener mayor resistencia. La velocidad del viento también se tiene en cuenta en el momento de calcular las fuerzas a las que estará expuesta el apoyo. La resistencia de los postes viene expresada en kgf.
  - **Según el material de construcción:** Los apoyos para las estructuras pueden ser de madera, metálicos, o de hormigón. En el caso de los postes de madera, si bien hoy en día se continúan usando, estos presentan varias desventajas en cuanto a su vida útil y su resistencia.
- **Conductores:** Los conductores son los encargados del transporte de energía desde las subestaciones de distribución hasta las subestaciones tipo poste. Son el elemento más delicado de todo el conjunto en las redes de distribución ya que dependiendo del buen estado de estos así será la calidad en el servicio de energía. Todos los cables usados actualmente son de aluminio o aleaciones de aluminio,
- **Crucetas:** Son la estructura que va anclada a los postes por medio de herrajes, sobre estas se colocan los aisladores, dependiendo del tipo de estructura así será la cantidad de crucetas necesarias y el tipo de aisladores que se instalaran en estas. Su función es sostener horizontalmente las líneas y cuentan con el tamaño adecuado para dar la separación mínima adecuada a cada nivel de tensión.
- **Aisladores:** Estos son los encargados de aislar las líneas de las estructuras o armados en cada poste. Se usan dependiendo del nivel tensión y el tipo de armado que hay en cada apoyo. Los aisladores usados en anclajes y fin de línea son diferentes a los usados en alineaciones y pequeños ángulos.

Los aisladores podrán ser de porcelana, vidrio, poliméricos y otros materiales aislantes equivalentes que resistan las acciones de la intemperie, deben ofrecer una resistencia suficiente a los esfuerzos mecánicos a que estén sometidos y protegidos contra corrosión para el medio donde se disponga su instalación.

- **Herrajes:** Se consideran herrajes a todas las partes metálicas presentes en cada tipo de estructura cuya función es fijar o asegurar todos los materiales usados en el poste y entre estos mismos.  
Los herrajes más usados en las redes aéreas son los tornillos, pernos rosca corrida, abrazaderas y grapas de amarre.
- **Equipos de seccionamiento:** Los equipos de seccionamiento en redes de distribución eléctrica sirven para establecer y/o delimitar zonas de trabajo y para proteger el sistema en caso de una falla. En distribución se usan como equipos de seccionamiento contra cortocircuitos, interruptores, reconectores, y fusibles.

### 3.3.4 Consideraciones generales para la construcción de la red eléctrica de MT.

La elaboración de este proyecto se basa en las necesidades primordiales de abastecer de energía eléctrica al barrio denominado “El Mercadito”. Dicho fraccionamiento tiene una totalidad de 530 viviendas, considerando una demanda por vivienda de 6,3 KVA, la potencia total del barrio está dividida en 6 subestaciones aéreas de 300Kva cada una de ellas, por lo que se contempla una potencia de 1,8 MVA. Con esta potencia se realizan los cálculos pertinentes para toda la red de media tensión, además de verificar, caída de tensión, comprobación del conductor, corrientes de cortocircuito.

### 3.3.5 Características eléctricas de la línea en media tensión.

La línea en media tensión es de 13,2 Kva. El punto de conexión a la línea existente de EDELAP se encuentra en la intersección de las calles 2 y 516, siendo su posición geográfica - 34.882352, -57.981960. Para la distribución topográfica de la línea, se desarrolló en primera instancia el punto de conexión, luego se diseñó considerando que la misma no pase por el frente de las casas, teniendo en cuenta esta última consideración, la línea de 13,2 kV está conformada por una línea aérea y otra subterránea.

Las secciones normalizadas para red aérea son 3x120 Al-Al y 3x50 Al-Al (según RDUE - punto 4).



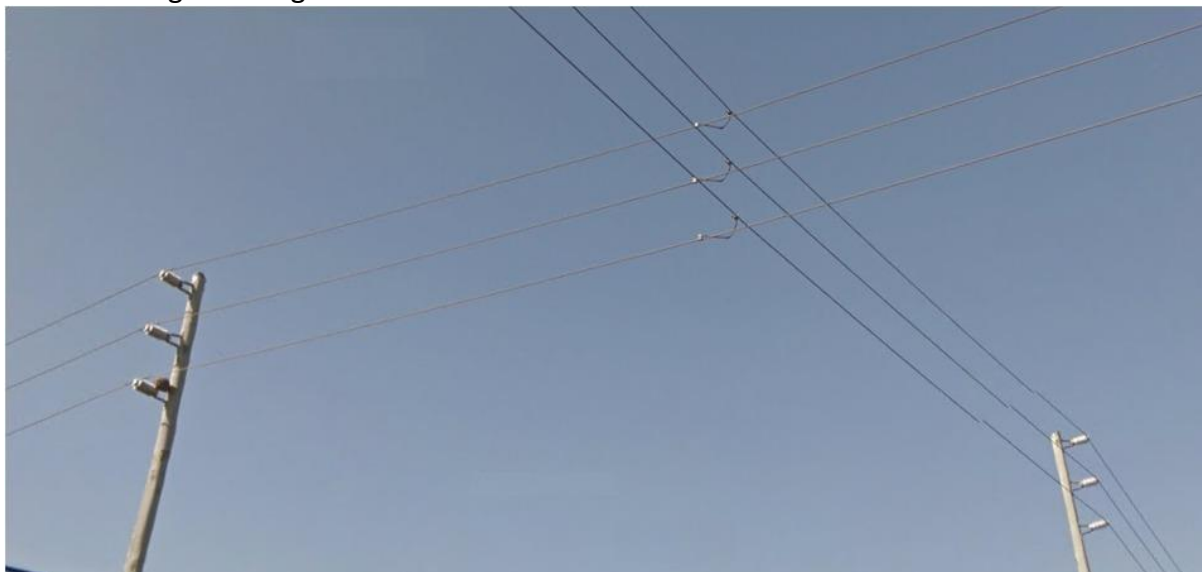


**Figura 3.3.5. Vista satelital de la derivación de la línea de MT**

### 3.3.6 Descripción de la línea de media tensión aérea.

La nueva línea de media tensión aérea consta de un solo tramo recto de aproximadamente 1000 Mts de distancia.

La conexión a la línea existente de EDELAP es de la forma unión toma doble como muestra la siguiente figura.



**Figura 3.3.6. Punto de conexión con la línea existente.**

### 3.3.6.1. Distancia entre conductores.

Esta es la que resulta de aplicar la fórmula que establece la normativa AEA para conductores de la misma línea, verificando esta distancia mínima por oscilaciones opuestas.

La disposición de los conductores es coplanar Horizontal y la aislación de suspensión es de apoyo, utilizándose aisladores Poliméricos tanto para suspensión, como para retención.

### 3.3.6.2. Estructuras de Suspensión.

Los soportes a utilizar son postes de eucalipto con tratamiento y conservación en base a sales.

La longitud total de los postes es de diez con cincuenta metros (10,50 m), con una tolerancia de más/menos quince centímetros (+/- 15 cm), su diámetro mínimo en cima está comprendido entre catorce y quince centímetros (14-15 cm), la carga mínima a la rotura de quinientos setenta y cinco kilos (575 kg).

Los postes cumplen con las Normas IRAM 9513 y 9531.

El empotramiento mínimo es de uno con ochenta metros (1,80 m), se completa el pozo con el material extraído perfectamente compactado, apisonándolo por capas.

### 3.3.6.3. Altura libre de los postes.

La altura libre de los postes es aquella que garantiza que la distancia del conductor en su condición más desfavorable se encuentre a no menos de 6 m por encima del nivel de terreno, valor que lo establece la Reglamentación de líneas aéreas exteriores de M.T. de la Asociación Electrotécnica Argentina y/o superior a 1.8 m por encima de cualquier conductor de telecomunicaciones, carteles, líneas, etc.

### 3.3.6.4. Vano.

El vano mayor entre apoyos se calcula tomando como base que se cumpla la distancia mínima de seguridad que fija la normativa vigente de la AEA.

### 3.3.6.5 Tensión mecánica máxima admisible.

La tensión mecánica máxima admisible se establece en 8 kg/mm<sup>2</sup> para el tiro máximo de los conductores en vanos normales.

### 3.3.6.6. Descargadores de sobretensión.

Un descargador de sobretensión, debe poder garantizar la operación permanente y estable del sistema. Esto significa que el equipo debe poder conducirse con todas las solicitaciones resultantes de la operación de la red (de duración prolongada, temporaria o transitoria) manteniéndose al mismo tiempo, eléctrica y térmicamente estable bajo todas estas condiciones.

**NOTA:** Se aclara que el cálculo mecánico de postes, tanto de retención como suspensión, no están contemplados en este proyecto, solo se aclaran datos de tensiones admisibles descriptas en la norma vigente.

Tanto los postes de derivación de la línea Subterránea, como los postes donde van colocados los transformadores son de hormigón los cuales se describen más adelante.

### 3.3.7 Características generales de la línea subterránea.

El cable subterráneo se vincula rígidamente al poste de hormigón, protegido eléctricamente por medio de descargadores de sobretensión, tal como se puede ver en la figura 3.3.7.

Se utilizan conductores subterráneos tripulares, armados, aptos para 15 kV, de sección de 3x50 mm<sup>2</sup>, de aluminio, aislación polietileno reticulado.

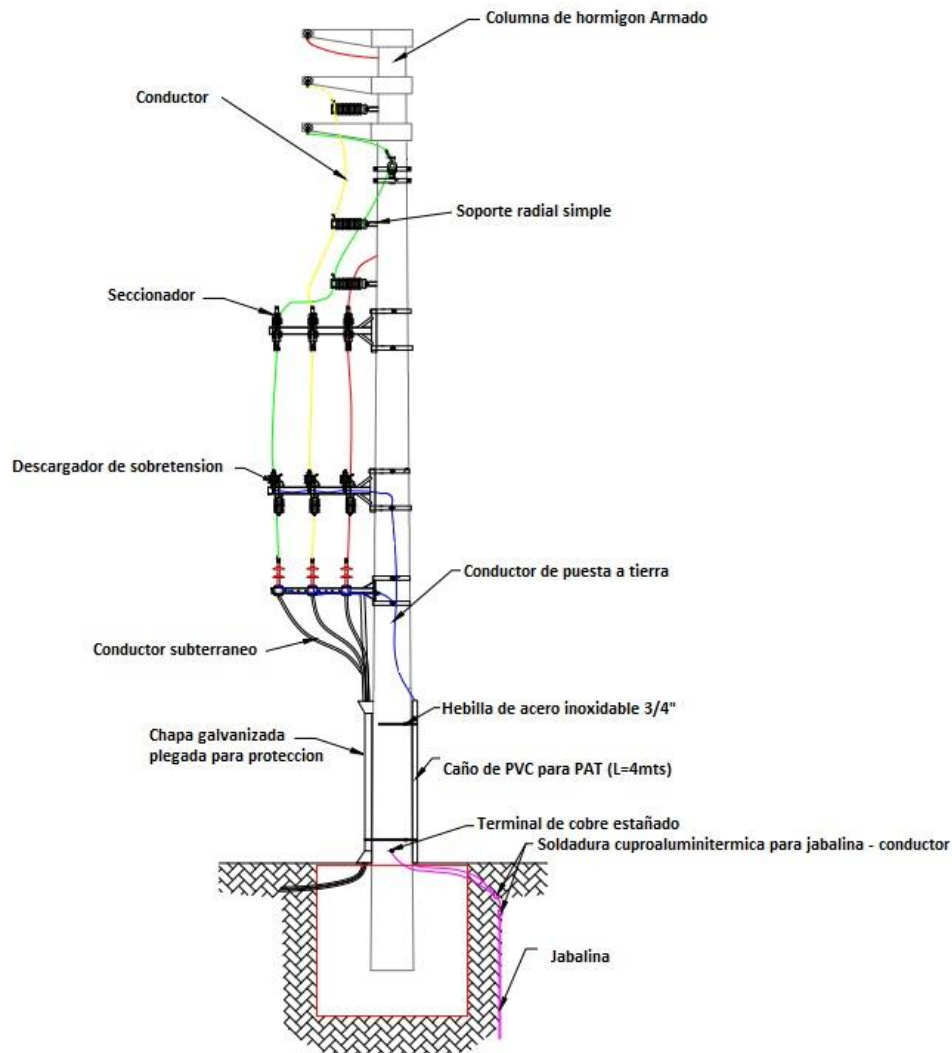


Figura 3.3.7.

### 3.3.8 Descripción de la línea de media tensión subterránea.

Según como indican las condiciones de la empresa distribuidora de energía EDELP, las secciones normalizadas para red subterránea son de 3x1x185/50 Al-Cu y 3x1x50/25 Al-Cu (según RDUE - punto 4).

El punto de derivación de la misma se realiza desde la línea aérea, cuya ubicación que se detalla en el plano adjunto en el punto 6.3.2.

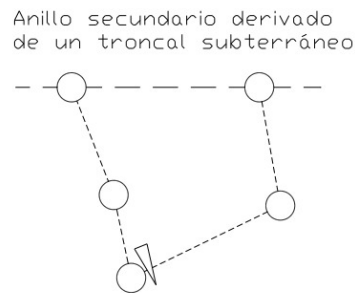
La topología de la red subterránea debe ser tal que siempre exista reserva para reposición del servicio, en un tiempo menor al límite establecido en la resolución ENRE 527/96.



Siguiendo las normativas de EDELAP, la red de media tensión a desarrollar puede tener la siguiente configuración:

- Red aérea troncal con reserva y ramales radiales aéreos derivados.
- Red subterránea en anillo (anillo principal).
- Anillo secundario subterráneo derivado desde la red troncal aérea o subterránea, preferentemente de un par de alimentadores diferentes.
- Alimentación en punta con red subterránea

Para nuestro caso optamos por la configuración “Anillo secundario subterráneo derivado desde la red troncal aérea” como muestra la figura.



**Figura 3.3.8. Configuración de la red de media tensión.**

### 3.3.9 Puesta a tierra.

En el caso de pantallas de cables subterráneos tripolares se conectan las pantallas a tierra en ambos extremos. Se pone a tierra las pantallas metálicas de los cables al realizar cada uno de los empalmes y terminaciones. De esta forma, en el caso de un defecto a masa lejano, se evita la transmisión de tensiones peligrosas.

### 3.3.10 Montaje y Tendido.

Para la colocación del cable se construye una zanja de dimensiones mínimas de 0,5 m de ancho por una profundidad de 1,2 m.

Los cables se asentan en el fondo de la zanja sobre una capa de arena o material fino de 0,10 m de espesor mínimo. Después se recubren con otra capa de arena de 0,10 m de espesor, sobre la cual se coloca una protección mecánica compuesta por una hilera continua de ladrillos o placas de cemento de acuerdo a las normativas AEA.

Sobre esta última capa, y a los efectos de indicar la existencia del conductor, se coloca una malla o cinta plástica, de color rojo, de 0,30 m de ancho tipo malla de advertencia.

Se rellena la zanja con el material extraído, el que es bien apisonado, evitando la colocación de piedras o rocas de diámetro mayor a 0,10 m.

Los cables son tendidos con la utilización de un dinamómetro homologado a los fines de no superar la tensión admisible de los mismos y tomando las precauciones que indique la técnica y las recomendaciones del fabricante, usándose para ello rodillos de madera en cantidad suficiente para obtener un buen deslizamiento y evitar su fricción con el terreno, tomando extrema precaución a efectos de no dañar la protección externa de los mismos.

Los radios de curvatura en los cambios de dirección del cable, el valor mínimo establecido por el fabricante, como valor indicativo se toma:  $R_{min}=10 d$ .

En caso de que la colocación del conductor se realice en épocas frías con temperaturas menores a los 8 °C, y si las bobinas se encuentran a estas temperaturas, se deberá, a efectos de no dañar la aislación al desenrollar o doblar el cable, se colocarán durante el término de 24 hs. previo al tendido, en un local o carpa que se mantenga a una temperatura del orden de los 25 °C.

- Longitud total de zanjeo: Para conductores de energía en Media Tensión: 1220 m aprox.

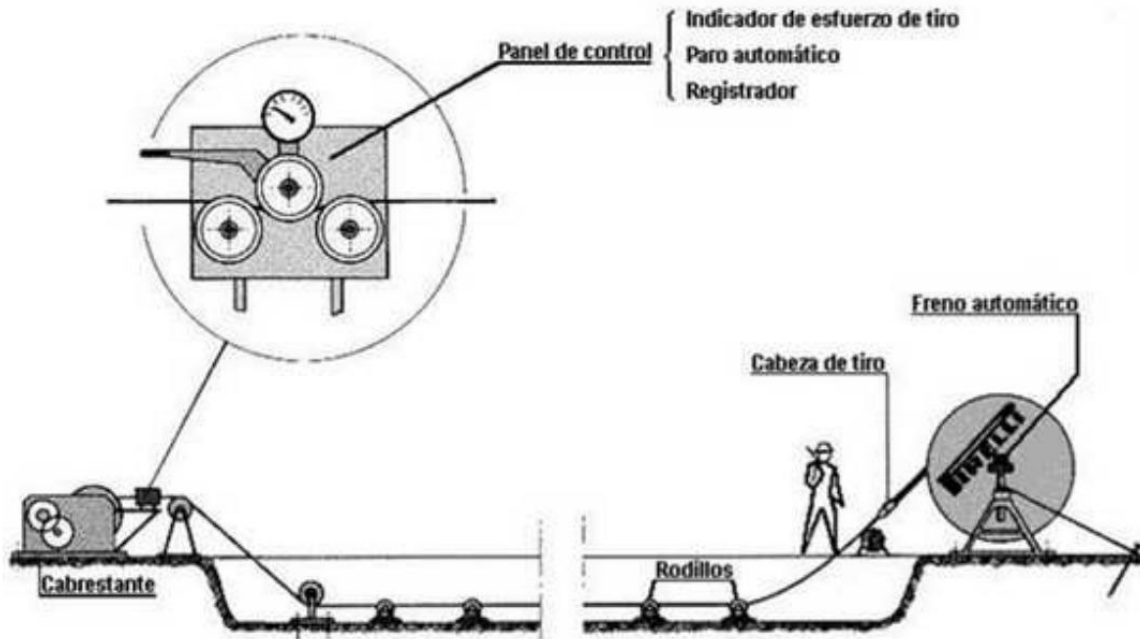


Figura 3.3.10.A

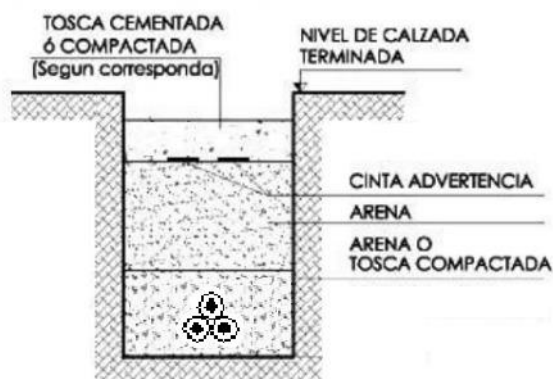


Figura 3.3.10.B

El tendido se realiza como se detalló anteriormente en anillo, desde el punto A al punto B como se muestran en la figura 3.3.8.1.

- El primer tramo va desde el apoyo donde se realiza la transición de aéreo a subterráneo llegando al centro de transformación SE6.
- El segundo tramo va desde el centro de transformación SE6, hasta el centro de transformación SE4. El tercer tramo va desde el centro de transformación SE4, hasta el centro de transformación SE2.
- El cuarto tramo, cerrando el anillo, va desde el centro de transformación SE2, hasta el apoyo del punto B donde acomete a la línea aérea.

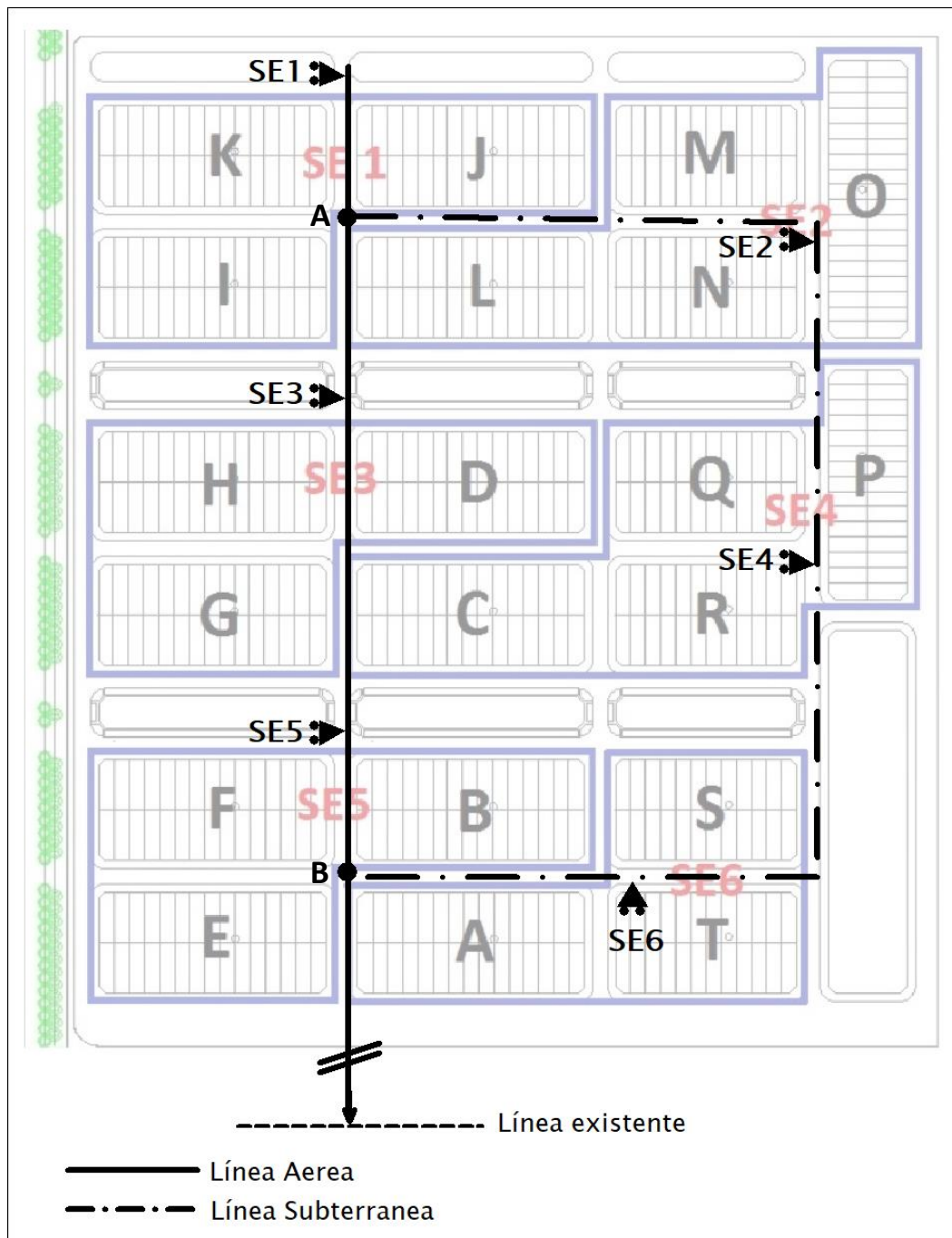


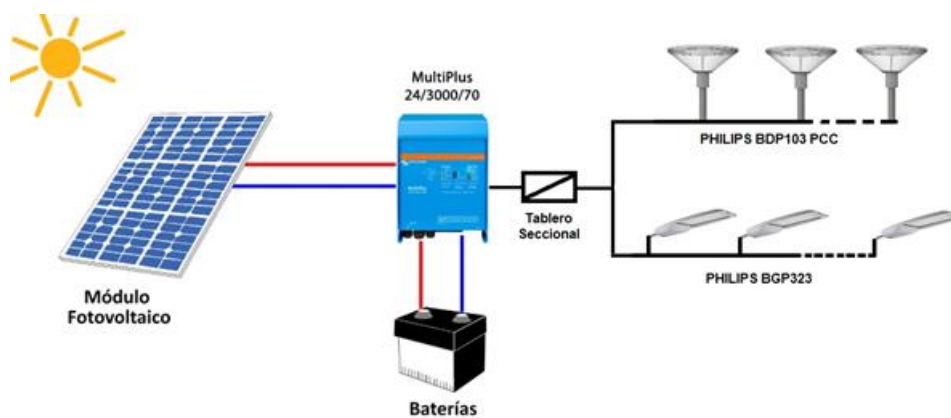
Figura 3.3.10.C Tendido de la red de media tensión.

### 3.4 Memoria descriptiva de alumbrado público.

#### 3.4.1 Introducción.

El proyecto consiste en el diseño e implementación de un prototipo de sistema de iluminación autónomo para espacios exteriores, es decir, para áreas públicas, tales como: plazas, calles, estacionamientos, etc. La finalidad e importancia del alumbrado en áreas públicas es el de proveer servicio de luz a peatones y/o vehículos que transiten en ellas, permitiendo el desarrollo de actividades nocturnas y evitando posibles accidentes y zonas de oscuridad propensas a robos.

El prototipo de sistema de iluminación autónomo es un poste de luz, cuya fuente de alimentación proviene de un banco de baterías el cual es cargado por paneles solares. El sistema cuenta con los siguientes elementos: paneles solares, un banco de baterías, un circuito regulador de la carga de las baterías, un convertor DC/AC o inversor y la carga del sistema que en este caso son las lámparas de led.



**Figura 3.4.1. Esquema del sistema de alumbrado público.**

#### 3.4.2 Importancia y justificación.

Con este proyecto se pretende incursionar en el mundo de energía solar por ser una fuente limpia cuyo impacto al ambiente es mínimo. Existe una opinión mayoritaria con respecto a que no contamina el ambiente, sin embargo se han hecho estudios tomando en cuenta que en algunos casos el sistema utiliza un banco de baterías y que una vez que éstas cumplen su tiempo de vida pasan a ser residuos contaminantes, fuera de esto, un sistema de energía solar no proporciona ningún impacto negativo al ambiente, y por ello suele recibir el calificativo de energía ecológica. A su vez, la energía solar es sana para el hombre, porque además de que no contamina, es absolutamente silenciosa. En general la inversión en un sistema solar se reduce a la instalación con todos sus elementos y al cambio de batería cada 3 años aproximadamente, no tiene partes móviles por lo que prácticamente es inalterable con el paso del tiempo y la energía que recibirán los paneles será totalmente gratis luego de la amortización de la inversión.

El uso de la energía solar viene tomado de la mano con el concepto de Desarrollo Sustentable, el cual consiste en utilizar los recursos del medio ambiente para satisfacer las necesidades del hombre causando el menor impacto ambiental posible, de manera que futuras generaciones también puedan disfrutar de dichos recursos.

A demás este sistema es comandado por un sistema de control inteligente, que lo que puede disminuir hasta en un 80% el consumo de energía, gracias a que se puede configurar

la potencia de la luminaria para distintos horarios y demás opciones que serán explicadas más adelante cuando se trate específicamente a este sistema de control inteligente.

### 3.4.3 Conceptos teóricos.

#### 3.4.3.1. Luz.

La luz es un conjunto de radiaciones electromagnéticas al cual el ojo humano es sensible. La sensibilidad del ojo humano varía para cada individuo, pero típicamente un individuo puede observar la radiación de longitud de onda entre 380nm (Luz Violeta) y 780nm (Luz Roja), esto corresponde a una pequeña porción del espectro electromagnético que se encuentra entre las radiaciones ultravioletas y las infrarrojas denominada Luz Visible.

#### 3.4.3.2. Flujo Luminoso ( $\Phi$ ):

El flujo luminoso es la cantidad luminosa (puede ser una lámpara) por unidad de tiempo (segundo). En el Sistema Internacional de Unidades (SIU) la unidad con la cual es medido el Flujo luminoso es el lumen (lm), y se denota por la letra griega  $\Phi$  (fi).

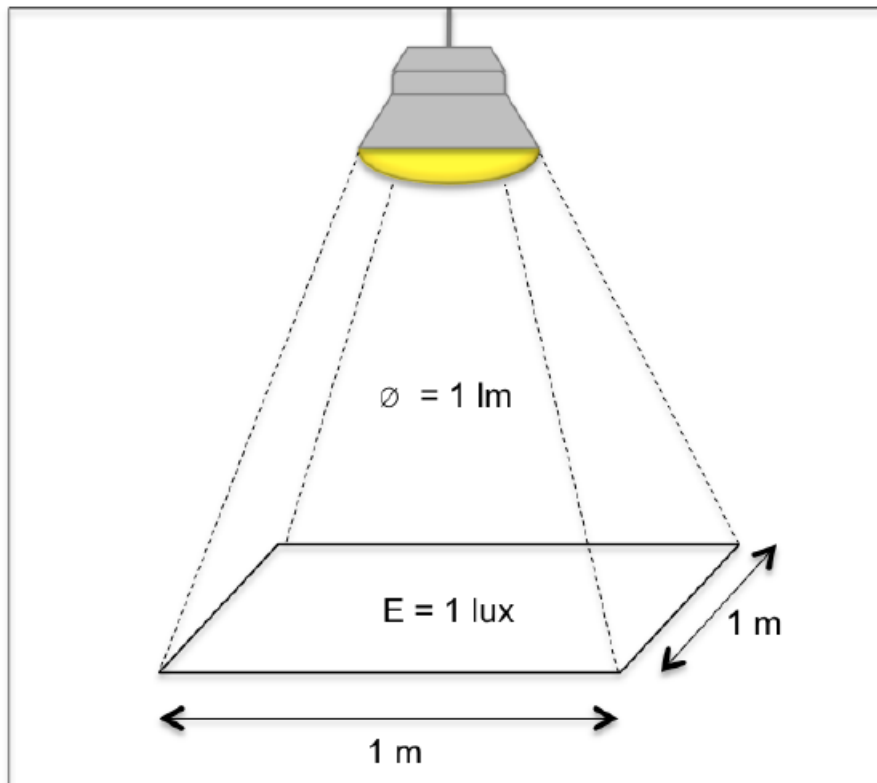


Figura 3.4.3.2. Flujo luminoso.

#### 3.4.3.3. Iluminancia:

Es la cantidad de luz que posee una área unitaria de una superficie de trabajo, la cual es medida en pies/candelas o LUX ( $LUX=LUMEN/metro^2$ ) se denota mediante el símbolo E y se encuentra dado por la intensidad (I), que se enfoca en un punto (P) fraccionado por la distancia al cuadrado ( $d^2$ ) tal y como se representa en la ecuación 3.4.3.3.A, y para su mejor comprensión en la Figura 3.4.3.3.

$$E = \frac{I \cos \alpha}{d^2} \left[ \frac{ft}{cd} \right] \text{ ó } [LUX] \quad \text{Ecuación 3.4.3.3.A}$$



**Figura 3.4.3.3. Concepto de iluminación.**

En otras palabras se puede comprender que la iluminación de un área es el flujo luminoso que cubre 1 m<sup>2</sup> de dicha área como es mostrado en la ecuación 3.4.3.3.B.

$$E = \frac{\text{Flujo luminoso}}{\text{Unidad de superficie}} = \frac{\Phi}{s} \quad \text{Ecuación 3.4.3.3.B}$$

#### 3.4.3.4. Intensidad luminosa:

La intensidad luminosa es una cantidad fotométrica de referencia. Su unidad de medición es la candela (cd). Una candela es un lumen por estereorradián y se denota con la letra I.

Con referencia a la candela, el lumen se define como el flujo luminoso emitido en el interior de un Angulo solido de 1 estereorradián (28.6 grados sólidos), por una fuente puntiforme igual a 1 candela para aclarar esta definición, se puede agregar que una fuente luminosa que emite 1 candela en todas las direcciones (360° sólidos) proporciona un flujo luminoso de  $4\pi = 12.57$  lumen.

La intensidad luminosa se obtiene mediante la siguiente ecuación, involucrando los parámetros de la energía de la luz y el ángulo sólido, como se indica en la ecuación 3.4.3.4.

$$I = \frac{\text{lumen}}{\text{esteradian}} [cd] \quad \text{Ecuación 3.4.3.4}$$



**3.4.3.5. Luminancia:**

Es la intensidad luminosa que se emite en una dirección determinada por unidad de superficie iluminada. En otros términos, la luminosidad que una superficie crea sobre el ojo humano. También se determina como la relación entre la intensidad luminosa y la superficie aparente vista por el ojo en una dirección determinada. Se designa con la letra L y se representa con la ecuación 3.4.3.5.

$$L = \frac{I}{S_{aparente}} = \frac{I}{S \cos \alpha} \left[ \frac{cd}{m^2} \right] \quad \text{Ecuación 3.4.3.5}$$

**3.4.3.6. Rendimiento Luminoso ( $\eta$ ).**

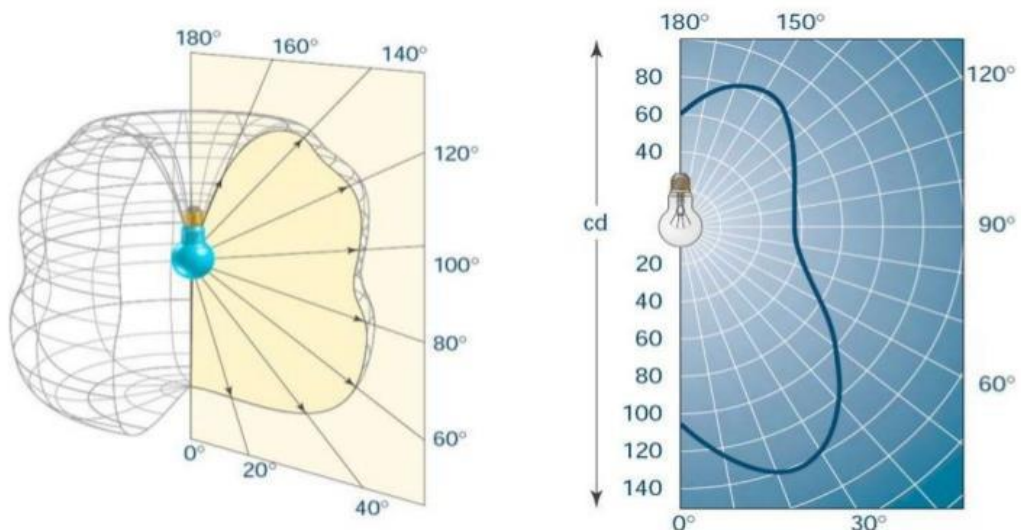
La eficiencia de una fuente luminosa se define como la relación que existe entre el flujo luminoso ( $\phi$ ) expresado en lumen, que emite una fuente luminosa y la potencia absorbida por una lámpara, se indica con el símbolo  $\eta$  y su unidades de medición en el SI es el LUMEN/WATT; tal y como se denota en la ecuación 3.4.3.6.

$$\eta = \frac{\phi}{w} = \frac{LUMEN}{WATT} \quad \text{Ecuación 3.4.3.6}$$

**3.4.3.7. Curvas fotométricas.**

Las curvas fotométricas son un diagrama polar en el cual se representa la intensidad luminosa de una lámpara o una luminaria. Esta curva surge de tomar mediciones de la intensidad luminosa desde distintos ángulos alrededor de una luminaria.

Para cada luminaria se tendrá una curva de distribución en particular, esto permite elegir la más adecuada para una aplicación determinada.

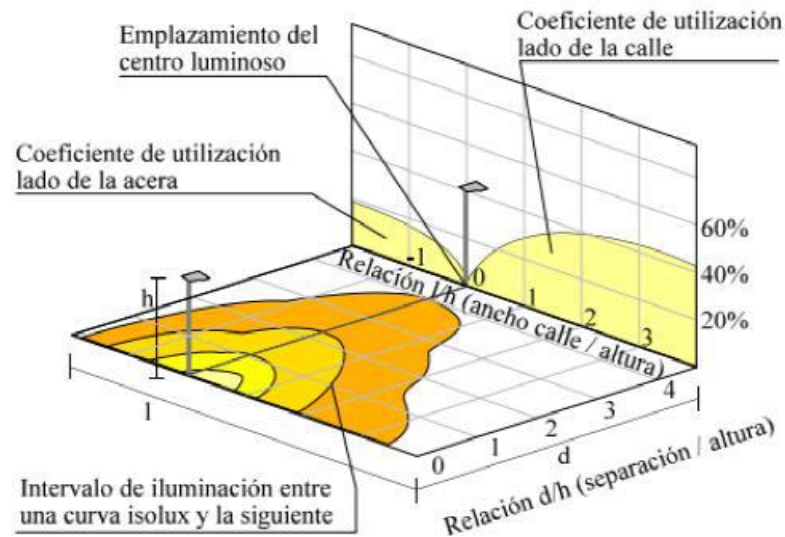


**Figura 3.4.3.7. Curvas fotométricas.**

**3.4.3.8. Curvas isolux.**

Estas curvas son líneas que unen los puntos de una superficie que tienen igual nivel de iluminación.

Normalmente, las curvas Isolux son particulares para una determinada luminaria, reducida a la distancia de 1 metro y referida a 1000 lúmenes.

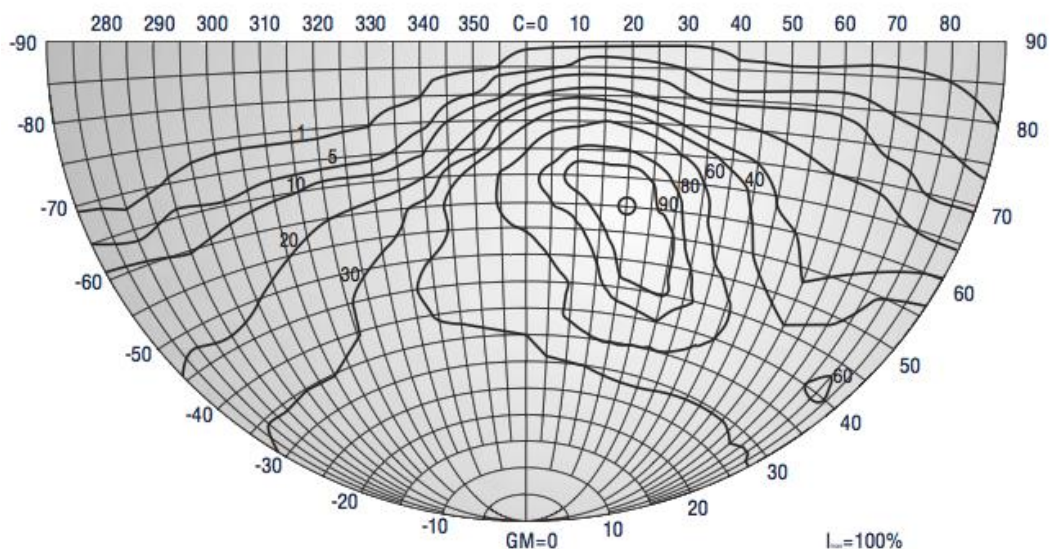


**Figura 3.4.3.8. Curva isolux (apunte instalaciones eléctricas y luminotecnia U.T.N f.r.l.p)**

**3.4.3.9. Curvas isocandelas.**

Las curvas isocandela representan, mediante curvas de nivel, los puntos que tienen la misma intensidad luminosa, para ello se supone que la luminaria está situada en el centro de una esfera, y sobre la superficie de la esfera se unen los puntos de igual intensidad luminosa para crear las curvas. Estas curvas se utilizan para proyectores y alumbrado vial.

Estos diagramas, igual que los diagramas isolux suelen dar los valores de la intensidad en candelas por cada 1000 lúmenes de flujo luminoso.



**Figura 3.4.3.9. Curva isocandela (apunte instalaciones eléct. y luminotecnia U.T.N f.r.l.p)**

### 3.4.3.10. Tecnología LED.

LED significa Light-Emitting Diodes por sus siglas en inglés, que la traducción en español es Diodo Emisor de Luz. Este dispositivo está formado por un material semiconductor denominado, el cual está fabricado por impurezas que producen una unión tipo p-n (p = ánodo; n= cátodo) la cual hace que la corriente fluya fácilmente hacia el lado “p”, o bien en dirección al lado “n”, en sentido inverso nunca, en donde aparece el flujo de electrones y en el momento de pasar del ánodo al cátodo, el electrón sufre un cambio de energía, cayendo de nivel por consecuencia de liberar energía en forma de fotón.



Figura 3.4.3.10. Imagen ilustrativa de un LED.

### 3.4.4 Alumbrado público con LED.

Este tipo de alumbrado representa un gran ahorro debido a su bajo consumo, larga duración y robustez mecánica, además, gracias a su menor consumo de energía se está reduciendo así la cantidad de residuos tóxicos en la atmósfera.

Los LED tienen varias ventajas por las cuales los definen para ser la mejor alternativa a fuentes de iluminación convencionales, y proporcionar una más amplia gama de utilización.

- **Tamaño reducido:** Un LED puede ser sumamente pequeño y proporcionar un haz de luz de altas prestaciones lumínicas.
- **Bajo consumo eléctrico:** Los LED tienen un consumo de electricidad muy bajo.
- **Larga vida útil:** Aproximadamente 70,000 mil horas de vida útil dependiendo de la marca y modelo.
- **Alta eficacia luminosa y baja emisión de calor:** Los LED pueden convertir casi toda la energía usada en luz, por lo que el rendimiento de los mismos se traduce en una muy alta eficacia luminosa y baja emisión de calor.
- **Protección de medio ambiente:** Los LED se fabrican con materiales no tóxicos, a diferencia de las lámparas fluorescentes, que contienen mercurio, por tal motivo plantean un peligro de contaminación. Los LED pueden ser totalmente reciclados.
- **Más resistente a golpes y vibraciones:** El dispositivo electroluminiscente de los LED está completamente encajado en un recinto de resina epoxi, lo hace mucho más robusto que la lámpara de filamentos convencional y el tubo fluorescente; no hay ninguna parte móvil dentro del recinto de epoxi sólido, es más resistente a vibraciones o impactos. Esto hace que los LED sean altamente resistentes.
- **Reducido Mantenimiento para un ahorro de costos:** Las lámparas basadas en LED tienen al menos 10 veces mayor vida útil que una lámpara convencional, al no necesitar reemplazar la lámpara de LED, se reduce el tiempo de mantenimiento y con esto se reducen los costos.
- **Mayor ahorro de energía debido a su uso eficiente:** Debido al ahorro de energía de los LED, se reduce el gasto eléctrico, recuperando más rápidamente su inversión.

- **Flexibilidad de diseño:** Las luminarias LED son típicamente más pequeñas que las de lámparas alógenas, permitiendo diferentes y variados diseños de luminarias.
- **Color instantáneo:** Luz instantánea sin parpadeos y sin la necesidad de un precalentamiento, permitiendo un abanico de colores instantáneo con una lámpara RGB.

### 3.4.5 Clasificación del alumbrado público.

Las normas pertinentes a lo que es alumbrado público son la IRAM-AADL J 2022 clasificación de calzadas y niveles recomendados y las CIE 140, sus siglas vienen del francés; Commission Internationale de l'Éclairage. CIE es la principal autoridad internacional en el campo de la luz y la iluminación y nos basamos en estas normas para la realización del proyecto, debido a que son normas internacionales y el software utilizado también trabaja con las mismas.

Para la clasificación de un tipo de calle hay que tener en cuenta diversos factores, como son la complejidad de su trazado, la intensidad de tráfico, la utilización que van a dar los usuarios de la misma, etc.

Las calles se clasifican en cinco grupos diferentes según la CIE 140, asignándose a cada uno de ellos unos requisitos fotométricos específicos.

Clasificación de las vías		
Clasificación	Tipo de vía	Velocidad del tráfico rodado (km/h)
A	de alta velocidad	$v > 60$
B	de moderada velocidad	$30 < v \leq 60$
C	carriles bici	--
D	de baja velocidad	$5 < v \leq 30$
E	vías peatonales	$v \leq 5$

**Tabla 3.4.5.A. Clasificación de las calles (CIE 140).**

En el presente proyecto, las calles del barrio pertenecen al grupo "B", donde la velocidad del tráfico está en el intervalo de  $30 < v \leq 60$  Km/h. Sin embargo para las veredas, dedicadas al tránsito peatonal, la clasificación de estas es "E". Dentro de cada tipo de vía existen subgrupos que clasifican las vías según los factores comentados anteriormente:

Clases de alumbrado para vías tipo B		
Situaciones de proyecto	Tipos de vías	Clase de Alumbrado(*)
<b>B1</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vías urbanas secundarias de conexión a urbanas de tráfico importante.</li> <li>Vías distribuidoras locales y accesos a zonas residenciales y fincas.</li> </ul> <p>Intensidad de tráfico:</p>	
	IMD $\geq$ 7.000.....	ME2 / ME3c
	IMD < 7.000 .....	ME4b / ME5 / ME6
<b>B2</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Carreteras locales en áreas rurales.</li> </ul> <p>Intensidad de tráfico y complejidad del trazado de la carretera.</p>	
	IMD $\geq$ 7.000.....	ME2 / ME3b
	IMD < 7.000 .....	ME4b / ME5
(*) Para todas las situaciones de proyecto B1 y B2, cuando las zonas próximas sean claras (fondos claros), todas las vías de tráfico verán incrementadas sus exigencias a las de la clase de alumbrado inmediata superior.		

**Tabla 3.4.5.B. Clases de alumbrado para vías tipo B (CIE 140).**

Atendiendo a las necesidades y usos de las calles, el estudio lumínico está enfocado a una situación de proyecto B1, ya que se trata de calles distribuidoras locales y accesos a zonas residenciales, cuya intensidad media de tráfico diario es inferior a 7000 vehículos.

Clase de Alumbrado	Iluminancia horizontal	
	Iluminancia Media Em (lux)	Uniformidad Media Um
CE0	50	0,4
CE1	30	0,4
CE1A	25	0,4
CE2	20	0,4
CE3	15	0,4
CE4	10	0,4
CE5	7,5	0,4

**Tabla 3.4.5.C Iluminancia horizontal respecto a la clase de alumbrado (CIE 140).**



El estudio lumínico para la parte peatonal, se centra en una clase de alumbrado CE5, cumpliendo con los requisitos adjuntos en la tabla anterior y atendiendo a una situación de proyecto E.

Para todas las calles del proyecto se opta por la clase de alumbrado ME5, la cual requiere los requisitos fotométricos que se muestran en la siguiente tabla:

Series ME de clase de alumbrado para viales secos tipos A y B					
Clase de Alumbrado	Luminancia de la superficie de la calzada en condiciones secas			Deslumbramiento o Perturbador	Iluminación de alrededores
	Luminancia (4) Media Lm (cd/m <sup>2</sup> )(1)	Uniformidad Global U <sub>o</sub> [mínima]	Uniformidad Longitudinal U <sub>L</sub> [mínima]	Incremento Umbral TI (%) (2) [máximo]	Relación Entorno SR (3) [mínima]
ME1	2,00	0,40	0,70	10,00	0,50
ME2	1,50	0,40	0,70	10,00	0,50
ME3a	1,00	0,40	0,70	15,00	0,50
ME3b	1,00	0,40	0,60	15,00	0,50
ME3c	1,00	0,40	0,50	15,00	0,50
ME4a	0,75	0,40	0,60	15,00	0,50
ME4b	0,75	0,40	0,50	15,00	0,50
ME5	0,50	0,35	0,40	15,00	0,50
ME6	0,30	0,35	0,40	15,00	Sin requisitos

(1) Los niveles de la tabla son valores mínimos en servicio con mantenimiento de la instalación de alumbrado, a excepción de (TI), que son valores máximos iniciales. A fin de mantener dichos niveles de servicio, debe considerarse un factor de mantenimiento (f<sub>m</sub>) elevado que dependerá de la lámpara adoptada, del tipo de luminaria, grado de contaminación del aire y modalidad de mantenimiento preventivo.

(2) Cuando se utilicen fuentes de luz de baja luminancia (lámparas fluorescentes y de vapor de sodio a baja presión), puede permitirse un aumento de 5% del incremento umbral (TI).

(3) La relación entorno SR debe aplicarse en aquellas vías de tráfico rodado donde no existan otras áreas contiguas a la calzada que tengan sus propios requisitos. La anchura de las bandas adyacentes para la relación entorno SR será igual como mínimo a la de un carril de tráfico, recomendándose a ser posible 5 m de anchura.

(4) Los valores de luminancia dados pueden convertirse en valores de iluminancia, multiplicando los primeros por el coeficiente R (según C.I.E.) del pavimento utilizado, tomando un valor de 15 cuando éste no se conozca.

**Tabla 3.4.5.D Series ME de clase de alumbrado (CIE 140).**

Los niveles máximos de luminancia o de iluminancia media de las instalaciones de alumbrado descritas anteriormente no pueden superar en más de un 20% los niveles medios de referencia establecidos en la tabla anterior.

### 3.4.6 Cálculo de Luminancia Media.

Para poder calcular las luminancias es necesario conocer la superficie a iluminar, es decir, las calles y las veredas. Existen diferentes tipos de pavimentos, ya establecidos por la CIE: R0, R1, R2, R3, N1, N2, N3, N4, C1 y C2. En Argentina los más comunes son R2 y R3.



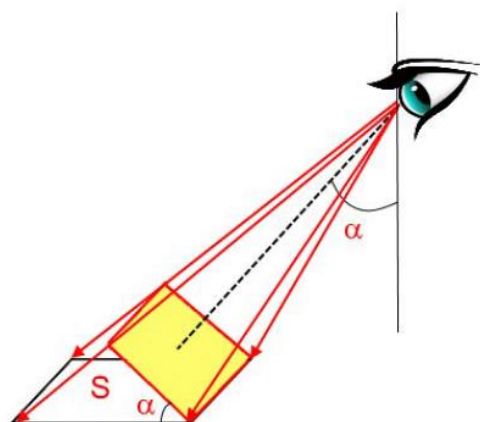
CLASE	DESCRIPCIÓN
R1	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Revestimiento bituminoso con al menos 15% de materia artificial clara (Grenette R, Luxovite o similar) o con al menos 30 % de anortositas muy claras (Aclyte, Labrodorita o similares).</li> <li>- Revestimientos con gravilla triturada, donde más del 80 % de la superficie de la calzada está cubierta y donde las gravillas comprenden una gran cantidad de materia clara artificial o 100 % de anortositas muy claras.</li> <li>- Hormigón y cemento.</li> </ul>
R2	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Revestimientos con textura rugosa y aditivos normales.</li> <li>- Revestimientos bituminosos con 10 % al 15 % de materiales clareadores en la mezcla.</li> <li>- Hormigón bituminoso grueso y rugoso rico en gravilla (60%) y con granos triturados de 10 mm o superiores.</li> <li>- Asfalto fundido después de colocado, en estado nuevo.</li> </ul>
R3	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Hormigón bituminoso en frío (Asfalto fundido) con granos hasta 10 mm. Con textura rugosa, pero pulida.</li> </ul>
R4	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Asfalto fundido después de varios meses de servicio.</li> <li>- Revestimiento con armazón más bien liso y pulido.</li> </ul>

**Tabla 3.4.6. Tipos de pavimento (CIE 140).**

En el presente proyecto se ha tenido en cuenta una clase de pavimento R3 para todas las calles a iluminar.

La luminancia en un punto de una superficie se define como la intensidad luminosa por unidad de superficie reflejada por la calle en la dirección del ojo del observador. Su símbolo es L y su unidad la candela entre sobre cuadrado ( $Cd/m^2$ ). Se define por la siguiente fórmula:

$$L = \frac{I}{S * \cos \alpha}$$



**Figura 3.4.6. Luminancia.**

La expresión de la luminancia para alumbrado público en un punto de observación concreto, es modificada, ya que ésta depende de la altura de montaje de la luminaria y de las características de reflexión del pavimento ( $\beta, \tan\gamma$ ). Se obtendría con siguiente fórmula:

$$L = \frac{I * (c, \gamma) * r(\beta, \tan\gamma)}{h_2}$$

Donde:

- Intensidad luminosa ( $I$ ): Es el flujo luminoso por unidad de ángulo sólido. Esta magnitud tiene característica direccional, su símbolo representativo es  $I$  y su unidad es la candela,  $Cd = lm/sr$  (lumen/estereorradián).  
Para la interpretación de la intensidad luminosa es necesario conocer que el flujo luminoso es la potencia emitida por una fuente luminosa en forma de radiación visible y evaluada según su capacidad de producir sensación luminosa, teniendo en cuenta la variación de la sensibilidad del ojo con la longitud de onda. Su símbolo es  $\phi$  y su unidad es el lumen ( $lm$ ).
- Reflexión de pavimento ( $r$ ): Los valores de ( $\beta, \tan\gamma$ ) se encuentran tabulados e incorporados al programa de cálculo utilizado y dependen de las características de los pavimentos utilizados en la vía, en este caso R3.
- Altura del punto de luz ( $h$ ): Altura de montaje de la luminaria.

Por tanto, la luminancia media de una superficie corresponde al valor medio total de la luminancia de la superficie considerada. Su símbolo es  $L_m$  y su unidad la candela entre metro cuadrado ( $Cd/m^2$ ).

### 3.4.7 Uniformidad Global ( $U_0$ ).

La uniformidad global de luminancias es la relación entre la luminancia mínima y la media de la superficie de la calle. Su símbolo es  $U_0$  y carece de unidades, rigiéndose mediante la siguiente fórmula:

$$U_0 = L_{min} * L_m$$

### 3.4.8 Uniformidad Longitudinal ( $U_L$ ).

La uniformidad longitudinal de luminancias se define como relación entre la luminancia mínima y la máxima en el mismo eje longitudinal de los carriles de circulación de la calle, adoptando el valor menor de todos ellos. Su símbolo es  $U_L$  y carece de unidades:  $U_L = L_{min} L_{max}$

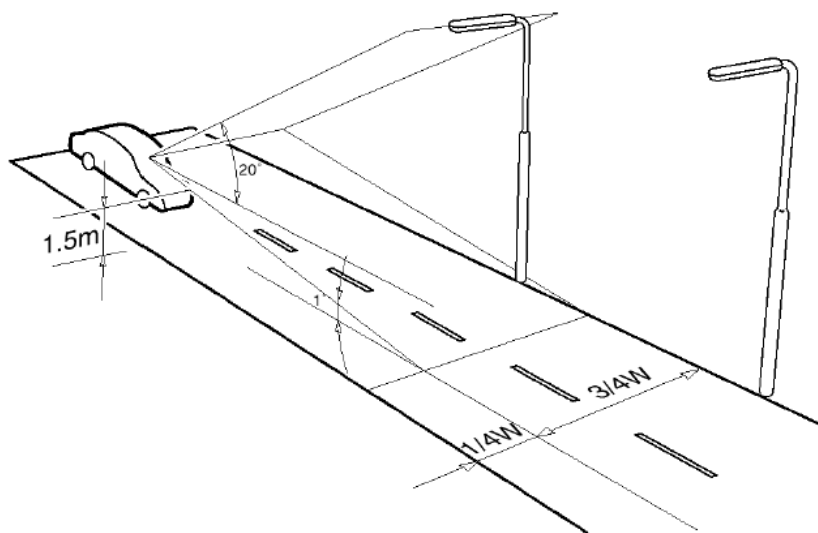
$$U_L = L_{min} * L_{max}$$

### 3.4.9 Deslumbramiento perturbador e incremento umbral $T_i$ .

Se trata de un tipo de deslumbramiento que perturba la visión de los objetos sin causar necesariamente una sensación desagradable. La medición de la pérdida de visibilidad producida por el deslumbramiento perturbador, ocasionado por las luminarias de la instalación de alumbrado público, se efectúa mediante el incremento de umbral de contraste (TI).

El incremento de umbral variará continuamente debido al cambio de posición relativa del conductor con respecto a las luminarias de la instalación. Esta variación no será muy grande, por lo que es suficiente con especificar el valor máximo del incremento de umbral.

La posición longitudinal del observador en la que el Incremento de Umbral alcanzará el máximo valor depende del ángulo de apantallamiento del techo del vehículo, normalizado por la CIE en  $20^\circ$  sobre la horizontal. La situación normalizada del observador está establecida a 60 m de la línea que pasa a través de una luminaria y a una distancia en sentido transversal, del lado izquierdo de la carretera, de  $3/4$  la anchura de la misma (cuando el sentido de conducción es derecho).



**Figura 3.4.9. Posición longitudinal del observador (CIE 140).**

Cuanto menor es el valor del Incremento de Umbral mejor es la visibilidad, por ello existe una evaluación donde se clasifica la calidad del mismo:

Incremento de umbral $T_i$ (%)	Evaluación
>20	Malo
10	Moderado
<10	Bueno

**Tabla 3.4.9. Calidad del incremento umbral (CIE 140).**

El símbolo de Incremento de Umbral es TI, carece de unidades y su expresión, en función de la luminancia de velo ( $L_V$ ) y la luminancia media de la calzada ( $L_m$ ) (entre 0,05 y 5  $cd/m^2$ ), es la siguiente:

$$TI = 65 * \frac{L_V}{(L_m)^{0.8}} \quad (\text{en } \%)$$

Donde:

Luminancia media de la calzada en  $cd/m^2$ .

Luminancia de velo total ( $L_V$ ): Es la luminancia uniforme equivalente resultante de la luz que incide sobre el ojo de un observador y que produce el velado de la imagen en la retina, disminuyendo de este modo la facultad que posee el ojo para apreciar los contrastes. Su símbolo es ( $L_V$ ) y se expresa en  $cd/m^2$ .

La luminancia de velo se debe a la incidencia de la luz emitida por una luminaria sobre el ojo de un observador en el plano perpendicular a la línea de visión, dependiendo así mismo del ángulo comprendido entre el centro de la fuente deslumbrante y la línea de visión, así como del estado fisiológico del ojo del observador.

La luminancia de velo  $L_V$  responde a la siguiente expresión:

$$L_V = K * \frac{E_G}{\theta^2}$$

Siendo:

$K$  = Constante que depende fundamentalmente de la edad del observador y, aunque es variable, se adopta como valor medio 10 si los ángulos se expresan en grados, y  $3 \times 10^{-3}$  si se expresan en radianes.

$E_G$  = Iluminancia en lux sobre la pupila, en un plano perpendicular a la dirección visual y tangente al ojo del observador.

$\theta$  = Ángulo entre el centro de la fuente deslumbrante y la línea de visión, es decir, ángulo formado por la dirección visual del observador con la luminaria.

Para el conjunto total de una instalación de alumbrado público se tienen en cuenta todas las luminancias de velo para cada luminaria, considerando además que la primera luminaria a tener en cuenta es la que forma  $20^\circ$  en ángulo de alzada con la horizontal, es decir:

$$L_V = K * \sum_{i=1}^{i=n} \frac{E_G}{\theta^2}$$

### 3.4.10 Iluminación de alrededores. Relación entorno SR.

Es la relación entre la iluminancia media de la zona situada en el exterior de la calle y la iluminancia media de la zona adyacente situada sobre la calle, en ambos lados de los bordes de la misma. La relación entorno SR es la más pequeña de las dos relaciones entorno calculadas.

La anchura de las dos zonas de cálculo para cada relación de entorno se tomará como 5 m o la mitad de la anchura de la calzada, si ésta es inferior a 10 m, según los requerimientos de la CIE 140. De esta forma se garantiza que los objetos, vehículos o personas situados en dicha zona sean visibles para los conductores de la vía.

### 3.4.11 Eficiencia energética.

La eficiencia energética de una instalación de alumbrado exterior se define como la relación entre el producto de la superficie iluminada por la iluminancia media en servicio de la instalación sobre la potencia activa total instalada. Esta definición corresponde a la siguiente fórmula:

$$\varepsilon = \frac{S * E_m}{P} * \left( \frac{m^2 * lux}{W} \right)$$

Esta relación tiene que cumplir unos requisitos mínimos y se utiliza para clasificar la instalación eléctrica.

### 3.4.12 Requisitos mínimos de Eficiencia Energética.

Según el tipo de calle que va a ser alumbrada, existen diferentes requisitos mínimos que deben cumplir las instalaciones de alumbrado.

En el caso de este proyecto la instalación de alumbrado es calle funcional (tipo B) y, con independencia del tipo de luminaria, pavimento y de las características o geometría de la instalación, deberán cumplir los requisitos de eficiencia energética fijados en la siguiente tabla:

Iluminancia media en servicio $E_m$ (lux)	EFICIENCIA ENERGÉTICA MÍNIMA $\varepsilon_R$ $\left( \frac{m^2 * lux}{W} \right)$
≥ 30	22
25	20
20	17,5
15	15
10	12
≤ 7,5	9,5
Nota - Para valores de iluminancia media proyectada comprendidos entre los valores indicados en la tabla, la eficiencia energética de referencia se obtendrán por interpolación lineal	

**Tabla 3.4.12. Requisitos mínimos para la eficiencia energética (CIE 140).**

Para la instalación del proyecto, queda demostrado en la memoria de cálculos (4.4) que la eficiencia energética obtenida es superior a la mínima establecida.

### 3.4.13 Calificación energética de las instalaciones de alumbrado.

Las instalaciones de alumbrado exterior, excepto las de alumbrados de señales, anuncios luminosos, festivos y navideños, se calificarán en función de su índice de eficiencia energética.

El índice de eficiencia energética ( $I_{\varepsilon}$ ) se define como el cociente entre la eficiencia energética de la instalación ( $\varepsilon$ ) y el valor de eficiencia energética de referencia ( $\varepsilon_R$ ) en función del nivel de iluminancia media en servicio proyectada, que se indica en tabla siguiente:

Iluminancia media en servicio proyectada $E_m$ (lux)	Eficiencia energética de referencia $\varepsilon_R$ $\left(\frac{m^2 \cdot lux}{W}\right)$
$\geq 30$	32
25	29
20	26
15	23
10	18
$\leq 7,5$	14
Nota - Para valores de iluminancia media proyectada comprendidos entre los valores indicados en la tabla, la eficiencia energética de referencia se obtendrán por interpolación lineal	

**Tabla 3.4.13.A. Valores de referencia para eficiencia energética (CIE 140).**

Por tanto el índice de eficiencia energética sería:

$$I_{\varepsilon} = \frac{\varepsilon}{\varepsilon_R}$$

Con objeto de facilitar la interpretación de la calificación energética de la instalación de alumbrado se define una etiqueta que caracteriza el consumo de energía de la instalación mediante una escala de siete letras que va desde la letra A (instalación más eficiente y con menos consumo de energía) a la letra G (instalación menos eficiente y con más consumo de energía). El índice utilizado para la escala de letras será el índice de consumo energético (ICE) que es igual al inverso del índice de eficiencia energética:

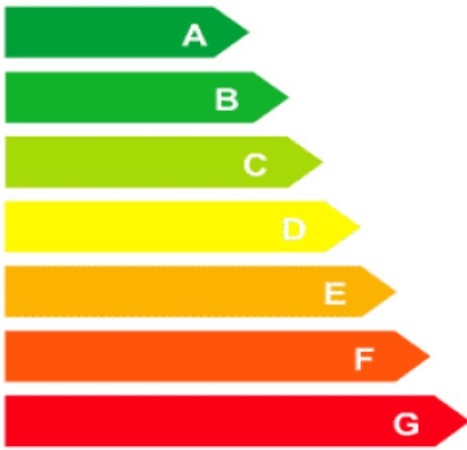
$$ICE = \frac{1}{I_{\varepsilon}}$$



Calificación Energética	Índice de consumo Energético	Índice de eficiencia Energética
A	$ICE < 0,91$	$I_{\varepsilon} > 1,1$
B	$0,91 \leq ICE < 1,09$	$1,1 \leq I_{\varepsilon} > 0,92$
C	$1,09 \leq ICE < 1,35$	$0,92 \leq I_{\varepsilon} > 0,74$
D	$1,35 \leq ICE < 1,79$	$0,74 \leq I_{\varepsilon} > 0,56$
E	$1,79 \leq ICE < 2,63$	$0,56 \leq I_{\varepsilon} > 0,38$
F	$2,63 \leq ICE < 5,00$	$0,38 \leq I_{\varepsilon} > 0,20$
G	$ICE \geq 5,00$	$I_{\varepsilon} \leq 0,20$

**Tabla 3.4.13.B. Calificación energética.**

En la información final que se debe entregar a los usuarios figurará la eficiencia energética ( $\varepsilon$ ), su calificación mediante el índice de eficiencia energética ( $I_{\varepsilon}$ ) y la etiqueta que mide el consumo energético de la instalación, de acuerdo al modelo que se indica a continuación:

<p>Calificación Energética de las Instalaciones de Alumbrado</p> <p>Más eficiente</p>  <p>Menos eficiente</p>	
Instalación:	
Localidad / Calle:	
Horario de funcionamiento:	
Consumo de energía anual (kWh/año):	
Emisiones de CO2 anual (kgCO2/año):	
Índice de eficiencia energética ( $I_{\varepsilon}$ ):	
Iluminancia media en servicio $E_m$ (lux):	
Uniformidad (%):	

**Figura 3.4.13. Etiqueta de calificación energética.**

Para la instalación del presente proyecto, queda demostrado en la memoria de cálculos (4.4) que la eficiencia energética obtenida es superior a la mínima establecida.

También se justifica, derivado de este valor, que todas las secciones de la instalación en estudio corresponden a una calificación energética "A".

### 3.4.14 Luminarias.

La tecnología LED es una de las más recientes incorporaciones al sector del alumbrado público. Su desarrollo durante la última década le ha permitido empezar a instalarse entre las tecnologías más maduras. El hecho de que su consumo de potencia sea ínfimo en comparación a las otras tecnologías y que tenga una elevada eficacia luminosa, hace que se contemple como una de las primeras opciones a la hora de diseñar una nueva instalación.

El único inconveniente de esta tecnología es su costo, algo más elevado que el de otras tecnologías, pero competente si se contemplan los ahorros económicos y energéticos que pueden llegar a producir.

Además, al tratarse de una tecnología por desarrollar, el costo se reduce constantemente a medida que se obtienen nuevos avances. Otra de las principales ventajas de la tecnología LED es que no producen pérdidas por radiación ultravioleta o infrarroja, un porcentaje muy chico de la energía total consumida sería transformado en calor, dejando el porcentaje restante en forma de luz visible.

El reducido tamaño de los diodos utilizados en la tecnología LED, permite incluir en un mismo módulo los elementos necesarios para su funcionamiento, tales como equipos de regulación y protección, sin necesidad de instalar equipos auxiliares.

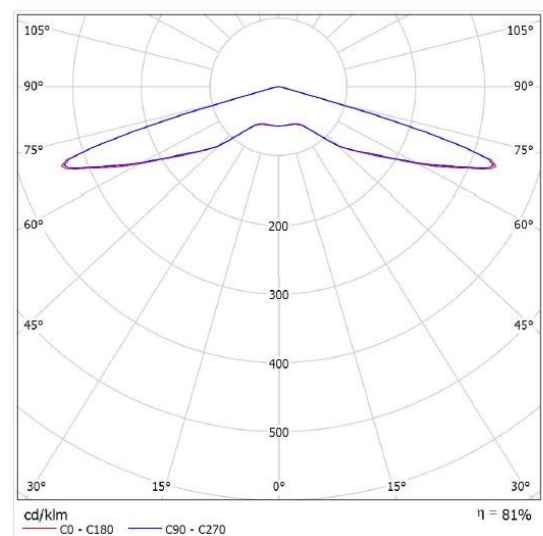
A continuación se muestran las luminarias empleadas en las diferentes calles del barrio:

- **Calles:**

#### **PHILIPS BGP323 T35 1xECO227-3S/740 S**



Emisión de luz 1:

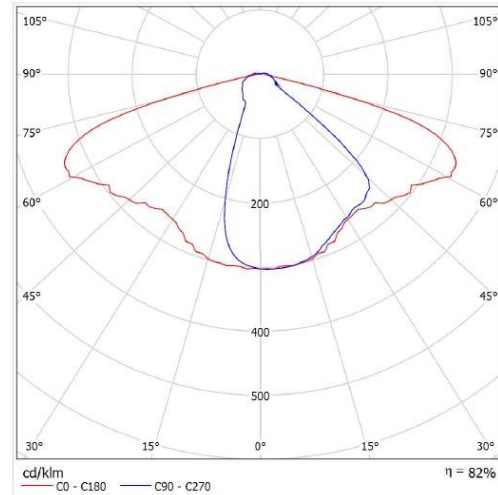


- Ramblas:

**PHILIPS BDP102 PCC 1xECO120/840 DN**



Emisión de luz 1:

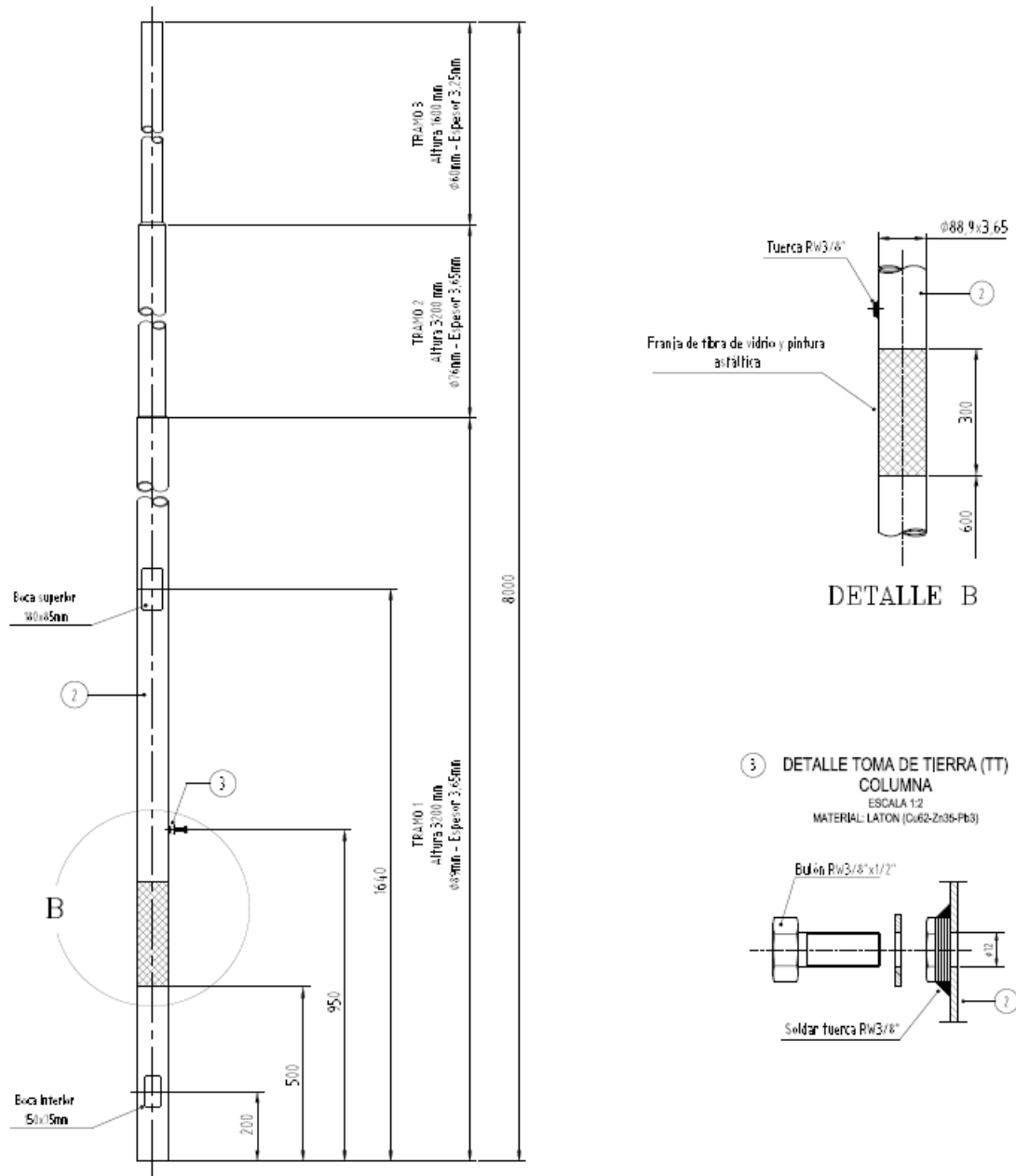


### 3.4.15 Columnas de alumbrado.

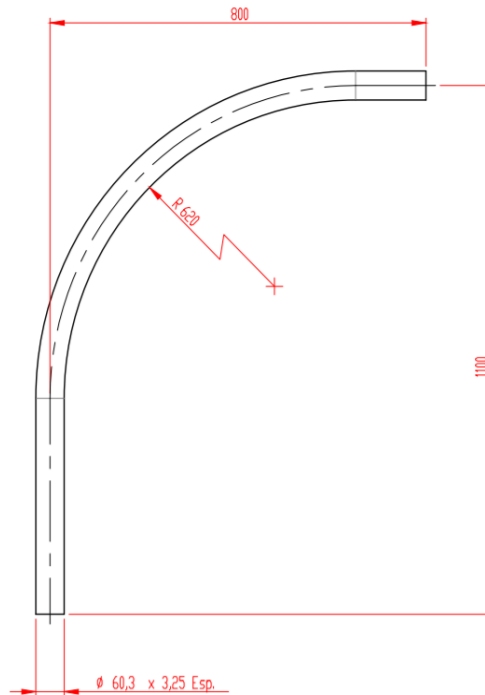
Las luminarias anteriormente definidas, se instalan en columnas de diseño troncocónicas invertidas de 8 metros de altura libre del fabricante Rostagno s.r.l, con acabado en pintura epoxi. Son fabricadas en acero normalizado, con una conicidad de 33% y espesor de 3,65mm, siendo su superficie, tanto interior como exterior, perfectamente lisa y homogénea, sin presentar irregularidades o defectos que indiquen mala calidad de los materiales.

Está provista de puerta de registro enrasada dispuesta a 840 mm del suelo, como se ve en la figura adjunta. También cuenta con una tuerca soldada de RW3/8" y su respectivo bulón para la conexión de puesta a tierra.

Disponen de un pequeño brazo en la parte superior con entrada de diámetro exterior 60,3 mm para el anclaje de las luminarias, tal y como se muestra en la imagen:



**Figura 3.4.15.A. Columna de alumbrado Rostagno.**



**Figura 3.4.15.B. Brazo para luminaria estándar Rostagno.**

En la instalación eléctrica del interior de los soportes se utilizan conductores de cobre, de sección mínima  $2,5 \text{ mm}^2$  y con tensión nominal  $0,6/1\text{kV}$  y no se pueden realizar empalmes en el interior de las columnas.

En los puntos de entrada de los cables al interior de los soportes, los cables tienen una protección suplementaria de material aislante mediante la prolongación del tubo u otro sistema que lo garantice.

La conexión a los terminales, está hecha de forma que, sobre los conductores, no se ejerce ningún esfuerzo de tracción. Para las conexiones de los conductores de la red con los del soporte, se utilizan elementos de derivación que contienen los bornes apropiados, en número y tipo, así como los elementos de protección necesarios para el punto de luz.

En el anexo 7.5 se puede encontrar el catálogo de la columna con su correspondiente brazo.

### **3.4.16 Cimentación.**

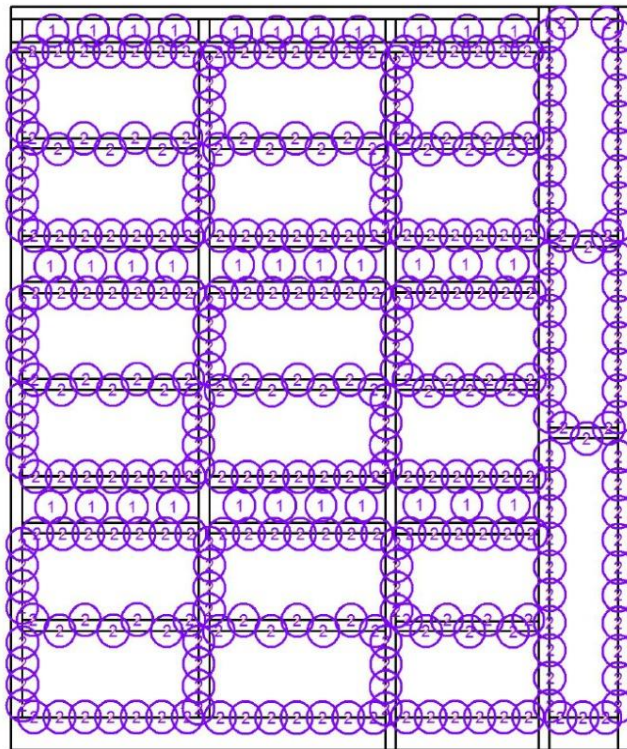
Las dimensiones del dado de cimentación y la longitud del perno de anclaje se determinan en función de la altura del punto de luz. Para aquellas columnas que están entre 8 y 12 metros de altura se cimenta un dado de hormigón de  $0,80 \times 0,80 \times 1,2 \text{ m}$  (largo x ancho x profundo) añadiendo los pernos de anclaje cuya longitud será de 700 mm.

La cimentación es realizada con hormigón de 330 kg de cemento/ $\text{m}^3$  de dosificación.

### **3.4.17 Disposición.**

Las luminarias descritas en los apartados anteriores van distribuidas de la siguiente forma, en tresbolillo por las calles donde dan los frentes de las viviendas y no hay rambla. Por

las calles con rambla están instaladas enfrentadas. En las calles a donde dan los laterales de las casas van instaladas unilateralmente. Por último en las ramblas, son montadas las luminarias en el centro de las mismas. Esto puede observarse en la siguiente figura:



N°	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	33	PHILIPS BDP102 PCC 1xECO120/840 DN (1.000)	9947	12131	92.0
2	316	PHILIPS BGP323 T50 1xGRN117-3S/740 S (1.000)	10168	12400	87.0
			Total: 3541353	Total: 4318723	30528.0

**Figura 3.4.17. Disposición de las luminarias (Dialux).**

### 3.4.18 Alimentación eléctrica de las luminarias.

La alimentación del alumbrado público es mediante energía renovable, distribuida en 10 sitios. Cada uno de estos sitios está conformado por los respectivos paneles solares, bancos de baterías, electrónica asociada y el tablero seccional correspondiente, en este último están las protecciones descritas en el diagrama unifilar (este se encuentra en el punto 3.4.20). Desde este tablero salen los distintos circuitos que alimentan a las luminarias conforme el diagrama 3.4.19.1., el cableado se realiza de forma subterránea, la sección de los cables varía de 6 mm<sup>2</sup> a 16 mm<sup>2</sup> para que el conductor cumpla el requerimiento de que la caída de tensión sea ≤5%, los cálculos se encuentran adjuntos en la planilla de cálculo en el anexo 7.6.



3.4.19 Esquema de distribución de alimentación eléctrica de alumbrado público.

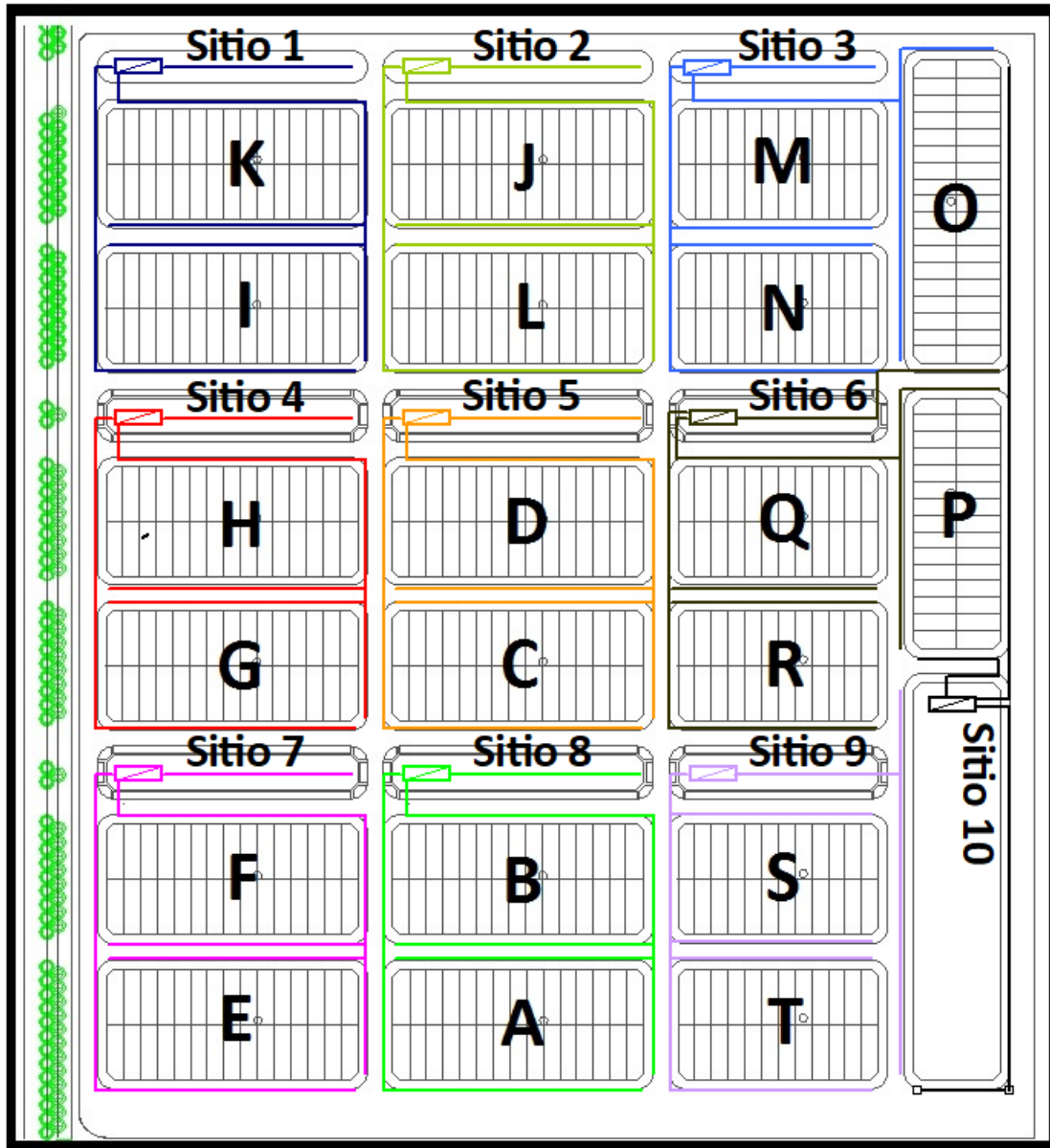
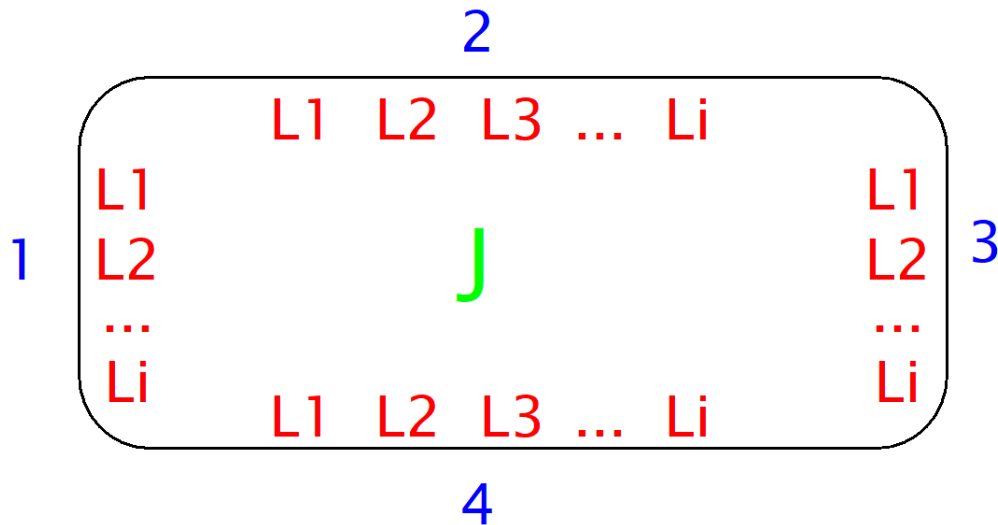


Figura 3.4.19 Esquema de distribución de alimentación eléctrica de alumbrado público.

**3.4.20 Criterio de nomenclatura para el cableado de las luminarias del alumb. público.**

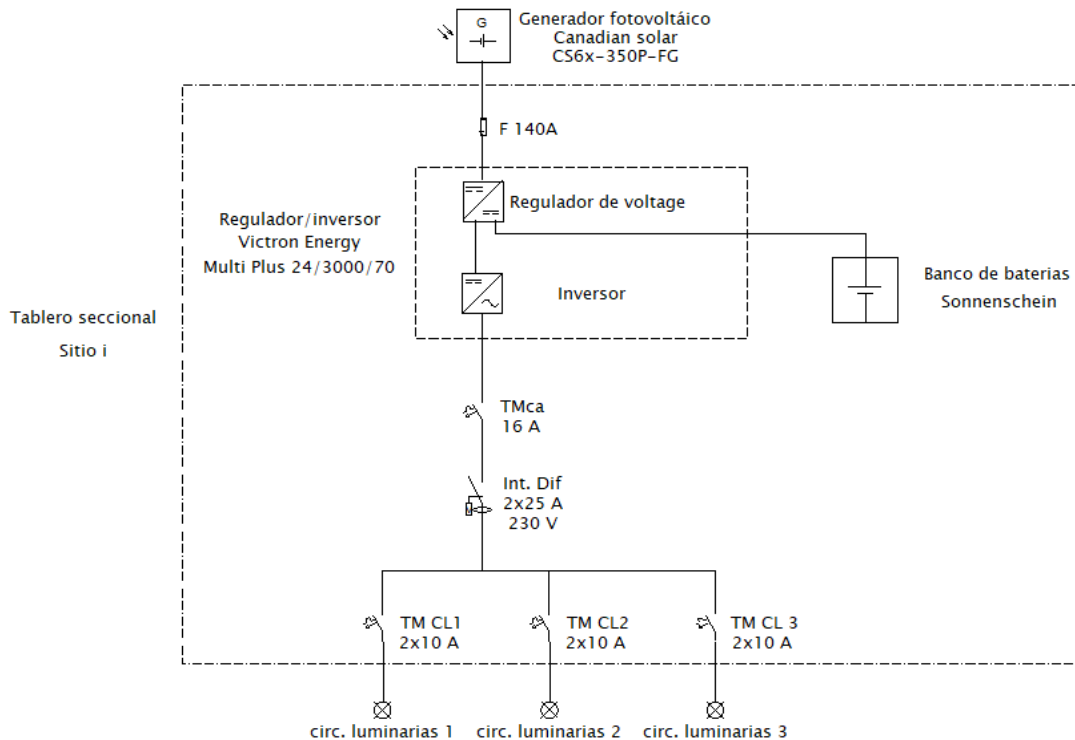
El criterio utilizado se ve bien reflejado en la siguiente figura, donde se ejemplifica el tag del cable de una de las luminarias de la manzana J.



Ejemplo cable L1 manzana J → W J 2 L1

Figura 3.4.19.2. Ejemplificación del tag de los conductores de alumbrado público.

**3.4.21 Diagrama unifilar.**



### 3.4.22 Puesta a tierra.

La puesta a tierra en las instalaciones de alumbrado exterior tiene el objetivo de conseguir que en el conjunto de toda la instalación no existan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de falla o la de descarga de origen atmosférico. Es por ello, por lo que se conectan a la red de tierra todas las partes metálicas de la instalación que no estén en bajo tensión en condiciones normal de funcionamiento, pero que por averías o cualquier causa, puedan estarlo.

En las redes de tierra se instala como mínimo un electrodo de puesta a tierra cada 5 soportes de luminarias, y siempre en el primero y en el último soporte de cada línea.

La máxima resistencia de puesta a tierra es tal que, a lo largo de la vida de la instalación y en cualquier época del año, no se puedan producir tensiones de contacto mayores de 24 V, en las partes metálicas accesibles de la instalación como por ejemplo las columnas.

Los conductores de la red de tierra son aislados, mediante cables de tensión asignada 450/750V, con recubrimiento de color verde-amarillo, con conductores de cobre.

Todas las conexiones de los circuitos de tierra se realizan mediante terminales y soldaduras para garantizar un buen contacto permanente y protección contra la corrosión.

### 3.4.23 Sistema de iluminación inteligente.

El Sistema de control inteligente del Alumbrado Público está formado por varios dispositivos electrónicos, los cuales se instalan uno por cada luminaria y están enlazados entre sí inalámbricamente. Este sistema facilita la gestión de la red de alumbrado, permite establecer el flujo lumínico adecuado en cada luminaria y sector, optimizando los consumos de energía eléctrica y evitando problemas relacionados con la contaminación lumínica (sobre iluminación, encandilamiento, etc.). Por sus características funcionales y técnicas, este sistema es una herramienta fundamental para optimizar la gestión de las redes del alumbrado público.

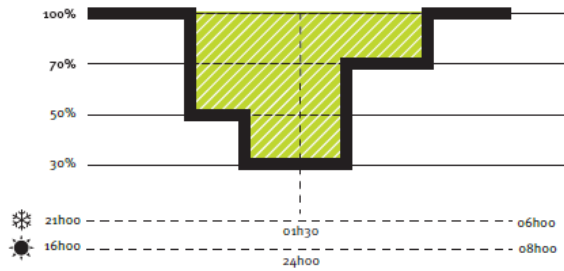
Sus principales beneficios son:

- Puede gestionarse en forma remota desde múltiples ubicaciones / centros de control.
- Evita el encendido de las luminarias durante el día.
- Mide el consumo de energía real en cada luminaria.
- Actúa sobre la luminaria reduciendo la potencia en horarios y el flujo lumínico configurables.
- Utiliza relojes astronómicos para operar el encendido, apagado, y reducir la potencia en los momentos exactos en que resulta necesario para cada ubicación geográfica.
- Evalúa y reporta en línea el estado de cada luminaria permitiendo eliminar el costo de las rondas de verificación manual de las averías.
- A través de sus herramientas de reportes permite evaluar el nivel de servicio de los prestadores de servicio de mantenimiento en forma cierta (tiempos medios para reparación, tiempos medios de respuesta, órdenes de servicio pendientes, etc.).
- Permite realizar el mantenimiento en forma predictiva y proactiva, organizando las rondas de servicio y las compras de repuestos en base a las estadísticas y reportes del sistema.
- Proporciona mediciones concretas y precisas de los tiempos de servicio y fuera de servicio de cada luminaria.

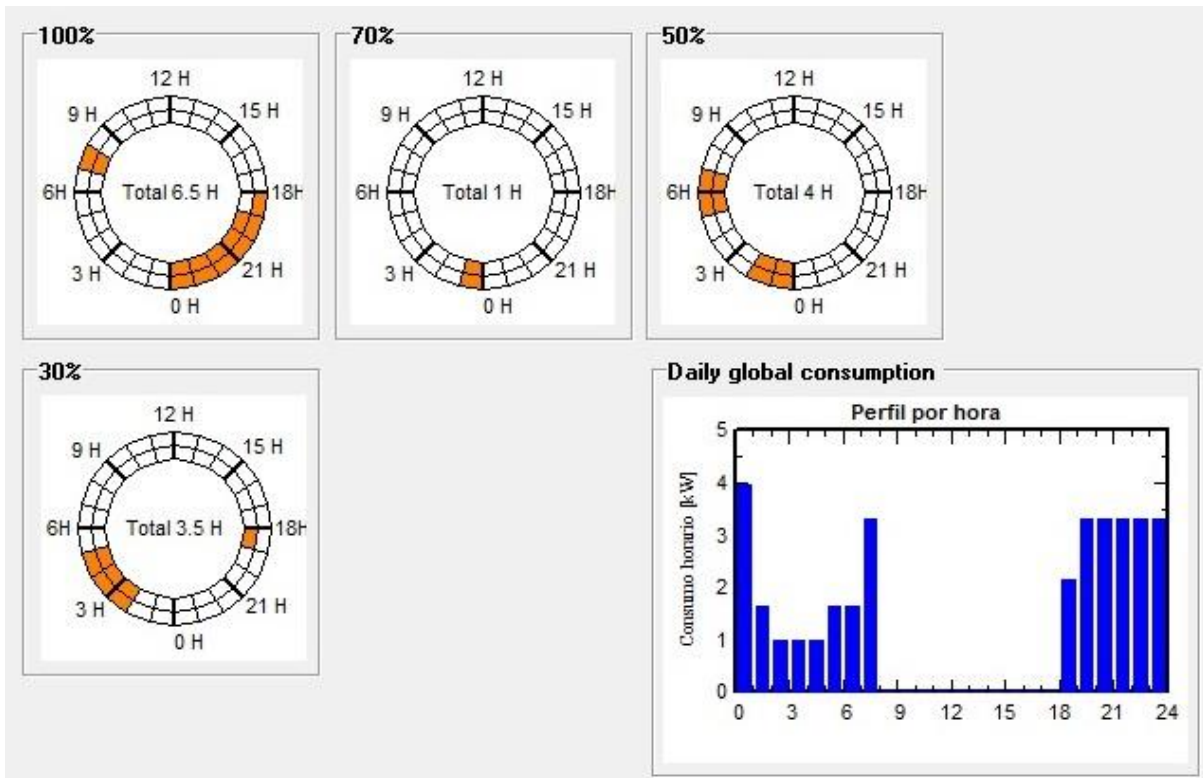
Estos beneficios se logran gracias a estos cinco elementos:

**Driver inteligente con regulación programada**

En las luminarias pueden incorporarse drivers inteligentes que integran programas óptimos de regulación de hasta 5 niveles. Los drivers funcionan de forma autónoma tomando las horas de encendido y apagado como puntos de referencia.

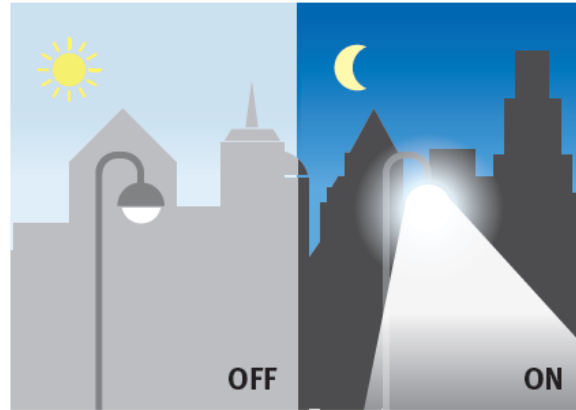


A continuación se puede ver la gráfica de programación del sistema para el invierno (que es la peor situación), que es la que se utilizó para los cálculos del sistema solar, tanto analíticamente como con el PvSys.



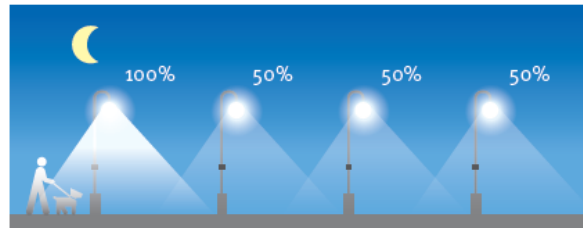
### Célula fotoeléctrica

Una célula fotoeléctrica integrada, se sitúa en la parte superior de la luminaria de modo que esta se enciende o apaga según el nivel de luz natural. Cada punto de luz se comporta de forma independiente. Una célula fotoeléctrica permite una instalación inmediata sin puesta en servicio. De ese modo, es muy fácil reajustarla en luminarias existentes.



### Sensores de detección de movimiento

La presencia de personas o vehículos es detectada por sensores de movimiento (infrarrojos/ microondas). Además de reducir el consumo de energía, esta prestación de luz a petición contribuye a la seguridad de una zona. Cada sensor se configura para evitar una detección innecesaria.



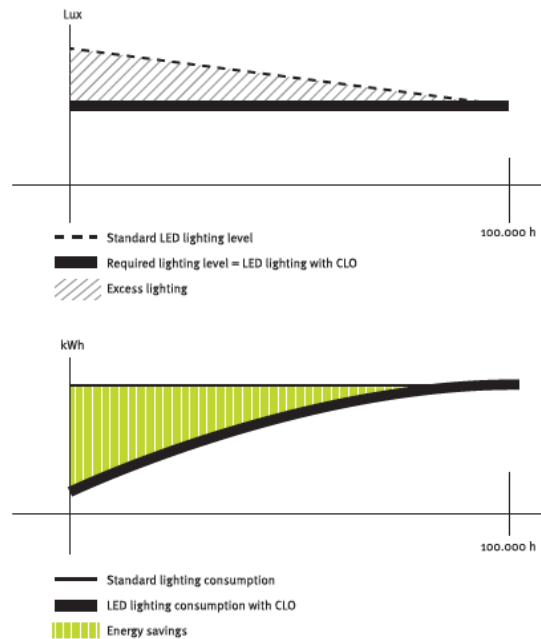
### Reloj astronómico

Un reloj astronómico integrado ofrece una adaptación constante del perfil de regulación de acuerdo con las estaciones. Esto garantiza que la iluminación cumpla con las necesidades reales de cada día.



### Driver inteligente con Constant Light Output (CLO)

Para cumplir con los niveles de iluminación requeridos, las lámparas recién instaladas emiten más luz que la necesaria para tener en cuenta la posterior depreciación del flujo. La función de Constant Light Output (CLO) elimina el exceso de luz y compensa de forma autónoma la depreciación.



### 3.4.19.1. 4 Motivos importantes por los cuales elegir este tipo de control de alumbrado público.

- **Se genera un ahorro de energía de hasta el 85%.**

Este sistema integra la última tecnología de vanguardia. La combinación de LED y sistemas de control permite conseguir un ahorro energético de hasta el 85% en comparación con instalaciones equipadas con fuentes de luz tradicionales. Gracias a prestaciones inteligentes como la “Constant Light Output” (compensación de la depreciación del rendimiento lumínico), “Virtual Power Output” (que adapta la potencia según las exigencias) y la “Selective Dynamic Lumen Output” (que se adapta a las necesidades reales), estos sistemas de control evitan el exceso de luz y el derroche de energía.

Con este favorable balance energético, el enfoque de nuestro proyecto contribuye a la gestión eficaz de las finanzas y al uso responsable de la energía.

- **Mejora la gestión de las operaciones.**

Las desviaciones y el cierre de carreteras durante las operaciones de mantenimiento conllevan muchas molestias: pérdida de dinero y tiempo, aumento de las distancias recorridas, dificultades para los residentes, emisiones evitables de gases invernadero, etc. Por eso es muy importante usar herramientas modernas para gestionar una instalación de iluminación del modo más eficiente. Al limitar las operaciones de mantenimiento, las soluciones de este sistema reducen la factura en operarios y la frecuencia de la perturbación del tráfico.

Las prestaciones de información de este sistema permiten supervisar y valorar la instalación de iluminación de forma independiente, y proporcionar la información necesaria para gestionar de manera más inteligente la red durante toda su vida de servicio.

- **Proporciona luz a petición.**

Cuando los espacios públicos no se usan, la iluminación a plena potencia es un desperdicio de energía. Los escenarios de regulación y las prestaciones de luz a petición pueden adaptar la iluminación a las necesidades reales del lugar y la hora.

Esta gama de sistemas de control incluye sensores de detección de movimiento que pueden funcionar tanto en puntos de iluminación individuales como en una red completa.

Cada nivel de luminaria puede ser configurado individualmente con varios parámetros, como una salida de luz mínima o máxima, tiempos de demora de mínimo a máximo y una duración de tiempos de encendido y apagado. Además, se puede controlar la instalación de iluminación para adaptar los parámetros, en un momento determinado, en ocasiones especiales.

- **Asegura la fiabilidad.**

Al controlar cada punto de iluminación, este sistema avanzado de control previene las averías detectando problemas operativos (lámparas rotas, temperatura del dispositivo, sobretensiones...). Si surgen problemas, el sistema cambia a un programa de fallos que asegura que la instalación de iluminación no se apague. El sistema tiene un interfaz de gestión de activos fácil de usar que permite una gestión operacional optimizada de los gastos y servicios.



Toda la información fue extraída del catálogo de sistema de iluminación inteligente de Schreder. Dicho catálogo se puede ver completo en el ANEXO 7.5.

### **3.5 Memoria descriptiva de energía Solar Fotovoltaica.**

#### **3.5.1 Introducción teórica.**

Se entiende por energía solar fotovoltaica, aquella que aprovecha la radiación producida por los rayos del sol para la generación de energía eléctrica. Los paneles o módulos fotovoltaicos están formados por un conjunto de celdas (células fotovoltaicas) que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos (energía solar fotovoltaica). El parámetro estandarizado para clasificar su potencia se denomina potencia pico, y se corresponde con la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo unas condiciones estandarizadas.

##### **3.5.1.1. Radiación Solar.**

El sol es una estrella que se encuentra a una temperatura media de 5.500 °C, en cuyo interior tienen lugar una serie de reacciones que producen una pérdida de masa que se transforma en energía. Esta energía liberada por el sol se trasmite al exterior mediante la denominada radiación solar.

La radiación en el sol es 63.450.720 W/m<sup>2</sup>. Si suponemos que el sol emite en todas direcciones y construimos una esfera que llegue hasta la atmosfera terrestre, es decir, que tenga un radio de la distancia de 149,6 millones de kilómetros podremos determinar cuál es la radiación en este punto. Este valor de la radiación solar recibida fuera de la atmosfera sobre una superficie perpendicular a los rayos solares es conocida como constante solar (1.353 W/m<sup>2</sup>),  $\pm 3\%$  variable durante el año a causa de la elipticidad de la órbita terrestre.

A la tierra solo llega aproximadamente 1/3 de la energía total interceptada por la atmosfera, y de ella el 70% cae en el mar. Aun así, es varios miles de veces el consumo energético mundial.

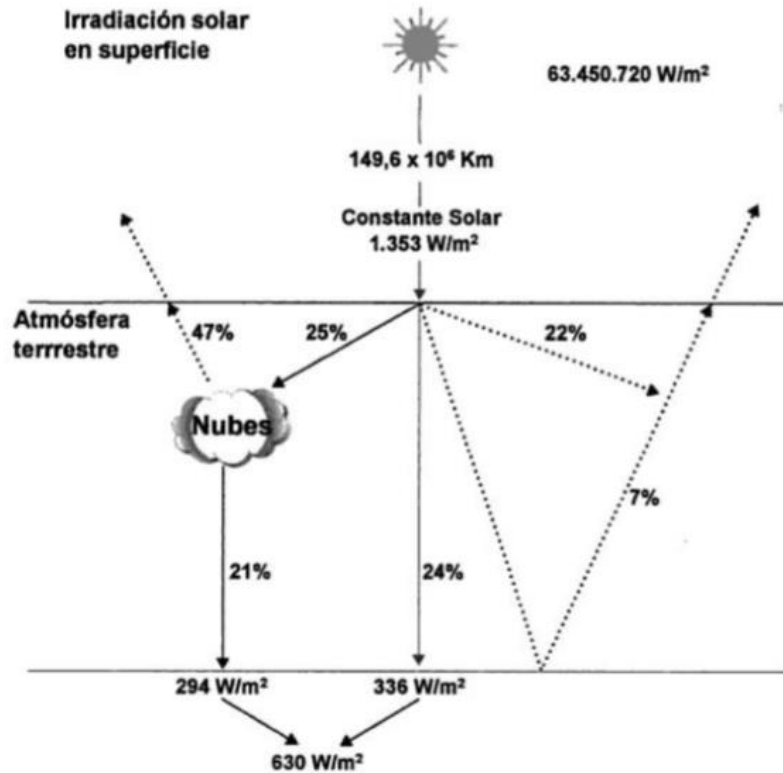


Figura N°3.5.1.2. Radiación solar sobre la superficie terrestre.

### 3.5.1.2. Tipos de Radiación Solar.

En función de cómo inciden los rayos en la tierra se distinguen tres componentes de la radiación solar:

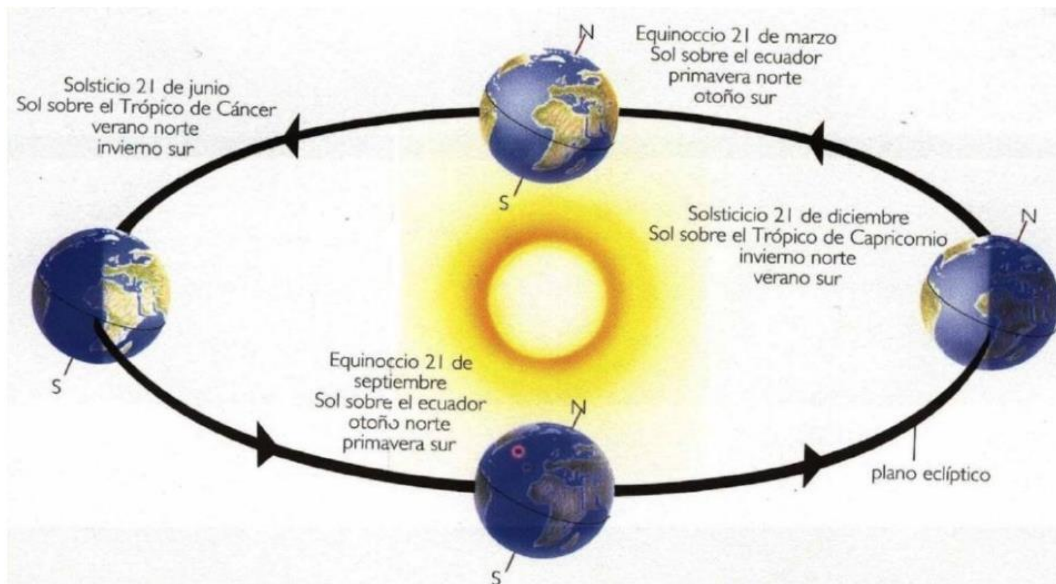
<i>Directa</i>	Es la recibida por el Sol sin que se desvíe en su paso por la atmósfera
<i>Difusa</i>	Es la que sufre cambios en su dirección principalmente debidos a la reflexión difusión de la atmósfera
<i>Albedo</i>	Es la radiación directa y difusa que se recibe por reflexión en el suelo u otras superficies próximas

Aunque las tres componentes están presentes en la radiación total que recibe la tierra, la radiación directa es la mayor y más importante en las aplicaciones fotovoltaicas.

Cuando la radiación directa no puede incidir sobre una superficie debido a un obstáculo, el área en sombra también recibe radiación gracias a la radiación difusa.

### 3.5.1.3. Movimiento del Sol.

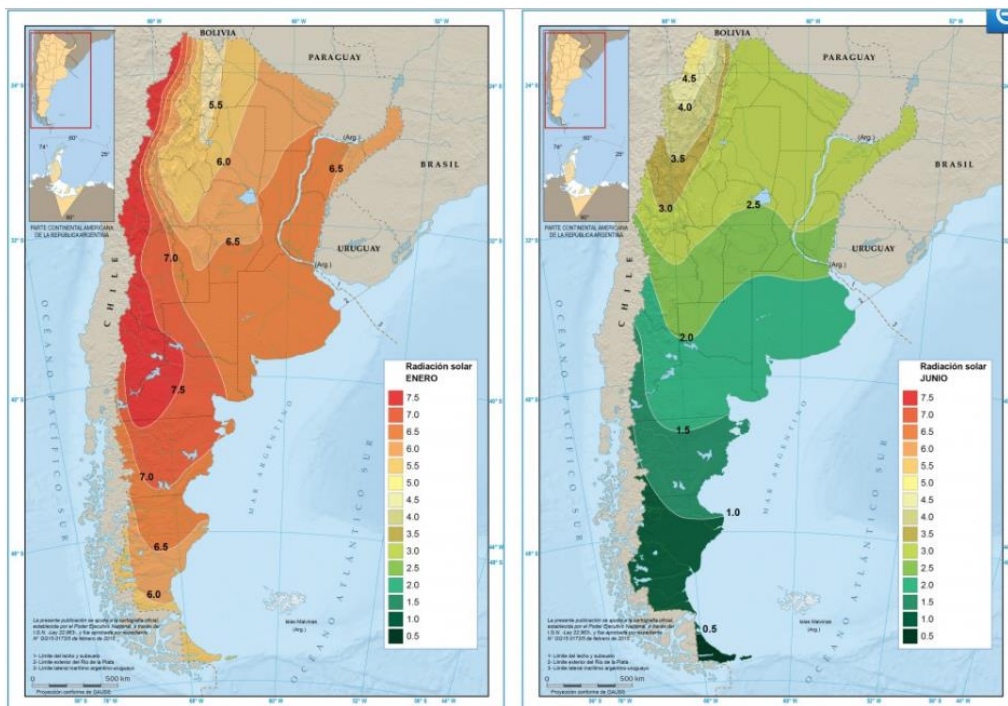
El sol dibuja trayectorias diferentes todos los días y todas horas, esto debido a los movimientos de rotación y traslación que hace la tierra alrededor del sol es por ello que los paneles solares se deben instalar de manera adecuada para poder aprovechar el mayor número de horas de las radiaciones solares.



**Figura N°3.5.1.4. Movimiento del sol.**

**3.5.1.4. Radiación solar en argentina.**

En esta figura se puede observar la radiación en el mes de enero y la radiación en el mes de junio, que son el mes más favorable y a más desfavorable.



**Figura N°3.5.1.5. Imagen sacada de: “ENERGIA DE MI PAÍS”, Link: <https://shar.es/amZU1A>**

**3.5.1.5. Estructura de las celdas fotovoltaicas.**

La célula fotovoltaica consiste en la conversión de luz en electricidad. Este proceso se consigue con algunos materiales que tienen la propiedad de absorber fotones y emitir

electrones. Cuando los electrones libres son emitidos, se produce una corriente eléctrica. Las células están elaboradas a base de silicio puro, añadiendo impurezas de elementos químicos, siendo capaces de generar cada una de 2 a 4 Amperes, a una tensión de 0.46 a 0.48 V.

### 3.5.1.6. Principio de funcionamiento.

Una delgada lámina semiconductor, especialmente tratada, forma un campo eléctrico, positivo en un lado y negativo en el otro. Cuando incide energía luminosa sobre ella, los electrones son golpeados y extraídos de los átomos del material semiconductor. Como se han dispuesto conductores eléctricos en forma de una rejilla que cubre ambas caras del semiconductor, los electrones circulan para formar una corriente eléctrica que aporta energía.

Cuando la luz solar pega en una celda solar esta puede ser reflejada, absorbida o pasar limpiamente a través de esta. No obstante, solo aquella luz absorbida es la que va a generar electricidad. La energía de la luz es transferida a electrones en los átomos de la celda fotovoltaica. Con su nueva energía, estos escapan de sus posiciones normales en los átomos del material semiconductor fotovoltaicas y se convierten en parte del flujo eléctrico.

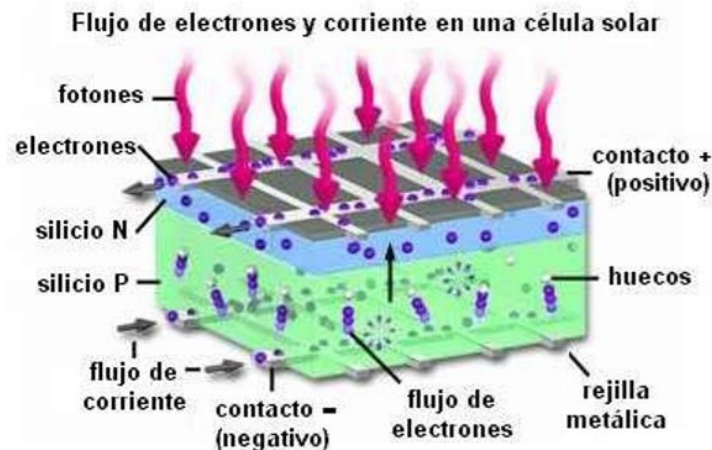


Figura N° 3.5.1.7. Funcionamiento de una celda solar.

El silicio es el material de mayor uso en la fabricación de células fotovoltaicas, ya que es un elemento que se encuentra en todo el mundo, pues forma parte de la arena (DIOXIDO DE SILICIO,  $\text{SiO}_2$ ).

Las células solares construidas de silicio suelen ser construidas de cristales monocristalinos, policristalinos, o de silicio amorfo. La diferencia entre cada uno de ellas es de cómo están colocados los átomos de silicio en la estructura cristalina.

### 3.5.1.7. Tipos de célula de silicio.

- Monocristalino:

- Presenta una estructura completamente ordenada.
- Su comportamiento uniforme lo hace buen conductor.
- Es de difícil fabricación.
- Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro.
- Se reconoce por su monocromía azulada oscura y metálica.
- Su rendimiento oscila entre 15-18%.

-Policristalino:

- Presenta una estructura ordenada por regiones separadas.
- Los enlaces irregulares de las fronteras cristalinas disminuyen el rendimiento de la célula.
- Se obtiene de igual forma que la de silicio monocristalino pero con menos fases de cristalización.
- Su superficie está estructurada en cristales con distintos tonos azules y grises metálicos.
- Su rendimiento oscila entre 12-14%

- Amorfo:

- Presenta un alto grado de desorden.
- Contiene un gran número de defectos estructurales y de enlaces.
- Su proceso de fabricación es más simple que en las anteriores y menos costoso.
- Se deposita en forma de lámina delgada sobre vidrio de plástico.
- Son eficientes bajo iluminación artificial.
- Tiene un color marrón homogéneo.
- Su rendimiento es menor de 10%.

### 3.5.2 Objetivos General.

Proponer un sistema de iluminación pública en el barrio, por medio de tecnología LED alimentadas por paneles solares fotovoltaicos, para brindar una iluminación de eficiencia y garantizar mayor seguridad a sus usuarios, la misma estará aislada de la red de distribución, siendo totalmente autónoma.

### 3.5.3 Descripción general.

Para la realización de este tipo de sistema, se toma como punto de partida el consumo total de las iluminarias LED realizado con el software DÍALux, los cálculos pueden verse en el punto 4.4.

Sabiendo la potencia total instalada del alumbrado público se decide realizar 10 sectores físicos distribuidos estratégicamente por el barrio, así se obtiene un mejor rendimiento eléctrico, como puede ser las caídas de tensión, dimensionamiento de cables, etc, además del impacto visual que generan los paneles fotovoltaicos.

Cada sector establece un consumo total de 3 kW (aprox. 34 iluminarias).

Con este dato se procede a realizar el cálculo de energía solar mediante dos formas, realizándolo de forma analítica y verificándolo utilizando un software (PVsyst).

Para la realización de los cálculos se toma en cuenta:

- Todas las pérdidas que genera el propio sistema detallado en el 4.5.1.
- El factor de rendimiento global.
- El ángulo de inclinación óptimo de los paneles.

Sabiendo estos datos se procede a realizar el dimensionamiento de la instalación obteniendo como resultado final:

- 30 paneles modelo canadianSolar CS6X 350p-FG.
- Dos reguladores/inversor modelo Victron energy multiplus 48/5000/70.
- Baterías modelo A 600 24OPZV3500.



### 3.5.4 Descripción de equipos para el sistema de energía renovable.

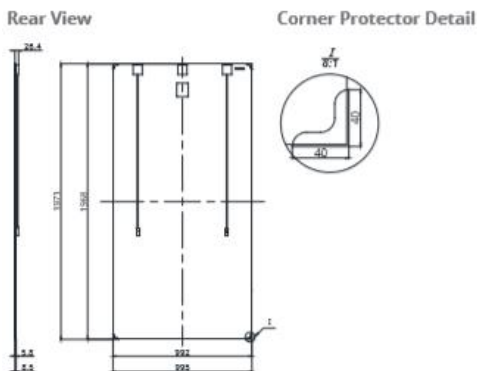
#### 3.5.4.1 Paneles.

Es un panel policristalino de doble vidrio de 72 celdas con una potencia nominal máxima de  $P_{max} = 350 \text{ W}$ , vidrio reforzado con calor; tiene una degradación de energía anual más baja que un módulo tradicional y una mejor protección contra los elementos, lo que lo hace más confiable y duradero durante toda su vida útil.

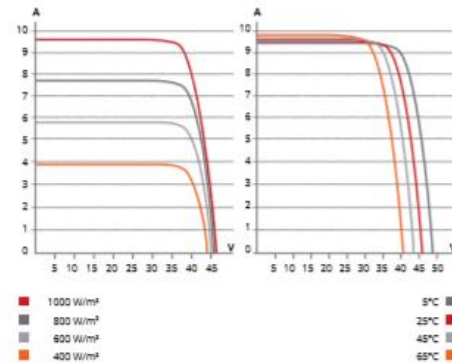
## DYMOND HIGH EFFICIENCY POLY MODULE CS6X-340 | 345 | 350P-FG

Canadian Solar's Dymond CS6X-P-FG module is a 72 cell double-glass module with an extended power output warranty. By replacing the traditional polymer backsheet with heat-strengthened glass, the Dymond module has a lower annual power degradation than a traditional module and better protection against the elements, making it more reliable and durable during its lifetime.

#### ENGINEERING DRAWING (mm)



#### CS6X-345P-FG / I-V CURVES



#### ELECTRICAL DATA | STC\*

CS6X	340P-FG	345P-FG	350P-FG
Nominal Max. Power (Pmax)	340 W	345 W	350 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.6 V	37.8 V	38.1 V
Opt. Operating Current (Imp)	9.05 A	9.13 A	9.21 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.9 V	46.0 V	46.2 V
Short Circuit Current (Isc)	9.62 A	9.69 A	9.79 A
Module Efficiency	17.42%	17.67%	17.93%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1500 (IEC) or 1000 V (IEC/UL)		
Module Fire Performance	Type 3 / Type 13 (UL 1703) or CLASS A (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ +5 W		

#### MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6 × 12)
Dimensions	1968 × 992 × 5.8mm (77.5 × 39.1 × 0.23 in) without J-Box and corner protector
(Incl. corner protector)	1971 × 995 × 8.5 mm (77.6 × 39.2 × 0.33 in) without J-Box
Weight	27.5 kg (60.6 lbs)
Front / Back Glass	2.5 mm heat strengthened glass
Frame	Frameless
J-Box	Split J-Box, IP67, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length	Portrait: 400 mm (15.7 in) (+) / 280 mm (11.0 in) (Including Connector) (-); landscape: 1150 mm (45.3 in); leap-frog connection: 1670 mm (65.4 in)*
Connectors	T4 series
Per Pallet	30 pieces, 930 kg (2050.3 lbs)
Per Container (40' HQ)	660 pieces



### 3.5.4.2 Montaje de los paneles.

Cada uno de estos 10 equipos están distribuidos en las ramblas que se encuentran en el barrio.

Los paneles están montados sobre una estructura metálica a una altura de 3 metros del nivel del piso, con un ángulo de inclinación de  $53^\circ$  (ángulo obtenido en el cálculo), este espacio será utilizado para estacionamiento público. Los paneles están formados por 2 filas y 15 columnas ocupando un espacio total aproximadamente de  $60 \text{ M}^2$ .



**Figura N°3.5.4.2. Estructura metálica para paneles (foto ilustrativa)**

### 3.5.4.3 Regulador/Inversor.

Es un mismo equipo Regulador, Inversor y Cargador. Así, se reduce el número de equipos necesarios, reduciendo también cableado y pérdidas en el sistema. Para la elección de este equipo se tiene en cuenta la tensión del sistema, la corriente máxima de paso del regulador, la potencia instantánea que es capaz de entregar el inversor y la corriente máxima del cargador. Este equipo es el que controla el óptimo funcionamiento del sistema.



MultiPlus  
24/3000/70



MultiPlus Compact  
12/2000/80

MultiPlus	12 voltios 24 voltios 48 voltios	C 12/800/35 C 24/ 800/16	C 12/1200/50 C 24/1200/25	C 12/1600/70 C 24/1600/40	C 12/2000/80 C 24/2000/50	12/3000/120 24/3000/70 48/3000/35	24/5000/120 48/5000/70
PowerControl		Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
PowerAssist		Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Commutador de transferencia (A)		16	16	16	30	16 ó 50	100
<b>INVERSOR</b>							
Rango de tensión de entrada (VCC)		9,5 – 17V		19 – 33V	38 – 66V		
Salida		Tensión de salida: 230 VAC ± 2%				Frecuencia: 50 Hz ± 0,1% (1)	
Potencia cont. de salida a 25°C (VA) (3)		800	1200	1600	2000	3000	5000
Potencia cont. de salida a 25°C (W)		700	1000	1300	1600	2400	4000
Potencia cont. de salida a 40°C (W)		650	900	1200	1400	2200	3700
Potencia cont. de salida a 65°C (W)		400	600	800	1000	1700	3000
Pico de potencia (W)		1600	2400	3000	4000	6000	10,000
Eficacia máxima (%)		92 / 94	93 / 94	93 / 94	93 / 94	93 / 94 / 95	94 / 95
Consumo en vacío (W)		8 / 10	8 / 10	8 / 10	9 / 11	20 / 20 / 25	30 / 35
Consumo en vacío en modo de ahorro (W)		5 / 8	5 / 8	5 / 8	7 / 9	15 / 15 / 20	25 / 30
Consumo en vacío en modo de búsqueda (W)		2 / 3	2 / 3	2 / 3	3 / 4	8 / 10 / 12	10 / 15
<b>CARGADOR</b>							
Entrada CA		Rango de tensión de entrada: 187-265 VCA		Frecuencia de entrada: 45 – 65 Hz		Factor de potencia: 1	
Tensión de carga de 'absorción' (V CC)		14,4 / 28,8 / 57,6					
Tensión de carga de "flotación" (V CC)		13,8 / 27,6 / 55,2					
Modo de almacenamiento (VCC)		13,2 / 26,4 / 52,8					
Corriente de carga batería auxiliar (A) (4)		35 / 16	50 / 25	70 / 40	80 / 50	120 / 70 / 35	120 / 70
Corriente de carga de la batería de arranque (A)		4 (solo modelos de 12 y 24V)					
Sensor de temperatura de la batería		Sí					
<b>GENERAL</b>							
Salida auxiliar (5)		n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	Sí (16A)	Sí (50A)
Relé programable (6)		Sí					
Protección (2)		a – g					
Puerto de comunicación VE.Bus		Para funcionamiento paralelo y trifásico, supervisión remota e integración del sistema					
Puerto de comunicaciones de uso general		n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	Sí	Sí
On/Off remoto		Sí					
Características comunes		Rango de temp. de trabajo: -40 a + 65°C (refrigerado por aire) Humedad (sin condensación): máx 95%					

### 3.5.4.4. Baterías.

Una batería VRLA (batería de ácido-plomo) más comúnmente conocida como batería sellada o batería libre de mantenimiento, es un tipo de batería recargable.

Las baterías Sonnenschein A600 Solar se utilizan para aplicaciones solares de mediana y alta potencia. Son reciclables, tienen una larga vida de almacenamiento sin necesidad de recarga para diversos tipos de requerimientos, y siempre respetando el medio ambiente.

**Características generales**

- VRLA reguladas por válvula.
- Placas tubulares.
- Capacidad nominal de 240 a 3.500 Ah.
- Elementos de 2 Vcc.
- 1.600 ciclos, de acuerdo a IEC 896-2.
- Reciclables.



DATOS Y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS									
Estandar DIN	Tensión nominal	Capacidad C <sub>10</sub> (Descarga hasta 1,80 V)	Capacidad C <sub>100</sub> (Descarga hasta 1,85 V)	Medidas ancho x fondo x alto	Ancho instalada	Peso con ácido	Número de terminales		
4 OPzV 240	2 Vcc	200 Ah	240 Ah	105 x 208 x 398 mm	112 mm	19,5 kg	1 + 1		
5 OPzV 300	2 Vcc	250 Ah	300 Ah	126 x 208 x 398 mm	135 mm	23,5 kg	1 + 1		
6 OPzV 360	2 Vcc	300 Ah	360 Ah	147 x 208 x 398 mm	155 mm	28,0 kg	1 + 1		
5 OPzV 400	2 Vcc	350 Ah	400 Ah	126 x 208 x 513 mm	135 mm	31,0 kg	1 + 1		
6 OPzV 500	2 Vcc	420 Ah	500 Ah	147 x 208 x 513 mm	155 mm	36,5 kg	1 + 1		
7 OPzV 600	2 Vcc	490 Ah	600 Ah	168 x 208 x 513 mm	175 mm	42,0 kg	1 + 1		
6 OPzV 720	2 Vcc	600 Ah	720 Ah	147 x 208 x 688 mm	155 mm	50,0 kg	1 + 1		
8 OPzV 960	2 Vcc	800 Ah	960 Ah	215 x 193 x 688 mm	220 mm	68,0 kg	2 + 2		
10 OPzV 1.200	2 Vcc	1.000 Ah	1.200 Ah	215 x 235 x 688 mm	220 mm	82,0 kg	2 + 2		
12 OPzV 1.400	2 Vcc	1.200 Ah	1.400 Ah	215 x 277 x 688 mm	220 mm	97,0 kg	2 + 2		
12 OPzV 1700	2 Vcc	1.500 Ah	1.700 Ah	215 x 277 x 838 mm	220 mm	120,0 kg	2 + 2		
16 OPzV 2.300	2 Vcc	2.000 Ah	2.300 Ah	215 x 400 x 815 mm	220 mm	160,0 kg	3 + 3		
20 OPzV 2.900	2 Vcc	2.500 Ah	2.900 Ah	215 x 490 x 815 mm	220 mm	200,0 kg	4 + 4		
24 OPzV 3.500	2 Vcc	3.000 Ah	3.500 Ah	215 x 580 x 815 mm	220 mm	240,0 kg	4 + 4		

**3.5.4.5. Banco de baterías.**

Se utilizan dos bancos de baterías con capacidad 12 baterías cada uno de estructura de aluminio y tornillería de acero inoxidable.

Se deben aplicar las normas para el banco de baterías IEC 61204 (Dispositivos de alimentación de baja tensión de salida en corriente continua - Características de funcionamiento y requisitos de seguridad), IEC 60896-22 y IEC 60986-21.



**Figura N°3.5.4.5. Estructura de soporte para el banco de baterías.**

#### 3.5.4.6 Características constructivas de la sala de baterías.

Todos los materiales utilizados en las baterías son inertes, en relación al electrolito. Presentan estabilidad química frente al ácido o material activo, así como estabilidad dimensional frente a la temperatura. Los terminales positivos y negativos son de plomo sin insertos de cobre, se identifican mediante pintura o rótulo de forma indeleble e inalterable por agentes corrosivos. Las barras de interconexión tienen protección contra la corrosión, y están cubiertas con aislante, para prevenir cortocircuitos durante el montaje. El compartimiento está constituido por una sala para alojar las baterías. Consta de dos niveles, en donde son colocadas las baterías. Se tiene fácil acceso a cada batería para el mantenimiento y control de tensión. El diseño garantiza la adecuada ventilación y temperatura de las baterías. Las dimensiones de la sala son las adecuadas, para la cantidad y tipo de baterías, el volumen de la misma es 100 veces el volumen de hidrógeno desprendido por las baterías, de esta forma se garantiza que es suficiente la ventilación natural de la sala. La ventilación natural evita el sobrecalentamiento de las baterías y de los cargadores, para que la concentración de hidrógeno sea inferior al 4% del volumen de aire total de la sala, este es el límite inferior de explosividad, y para que la concentración de vapores de ácido sulfúrico sea inferior al valor límite ambiental de exposición diaria establecido (1 mg/m<sup>3</sup>). Para evitar o disminuir esos riesgos el compartimiento se diseña a nivel. La ventilación al ser de forma natural, no afecta o produce molestias a terceras personas. El techo es de forma inclinada y la ventilación se ubica en el punto más alto posible para evitar las bolsas de gas.

## 4 MEMORIAS DE CÁLCULO.

### 4.1 Memoria de cálculo baja tensión domiciliaria.

#### 4.1.1 Viviendas.

Las viviendas tienen una superficie cubierta total de 65 m<sup>2</sup> distribuido de acuerdo a la siguiente tabla:

Metros cuadrados que conforman la vivienda				
Destino	Ancho (mts)		Largo (mts)	Superficie (M <sup>2</sup> )
Cocina – Comedor	4	*	6,5	26
Pasillo	1,1	*	4,3	4,73
Dormitorio 1	2,7	*	2,9	7,83
Dormitorio 2	3	*	4	12
Baño	1,5	*	3	4,5
Patio				
Total Área Cubierta				55,06
Cochera semicubierta	4	*	5	20
Total Área semicubierta				20
Superficie limite de aplicación (Sla)		55,06	+ (20/2) =	65,06 m <sup>2</sup>

**Tabla 4.1.1. Superficie cubierta total de la vivienda**

#### 4.1.2 Grado de electrificación.

Como la vivienda tiene una superficie cubierta de 65,06 m<sup>2</sup>, entonces la categoría de electrificación para viviendas unifamiliares es un grado medio según la Tabla 771.8.1.IV “resumen de los grados de electrificación de las viviendas- AEA 90364”. Con este grado de electrificación, se obtiene el número de circuitos mínimos y la máxima potencia simultánea calculada es de hasta 7 kVA (solo para determinar el grado de electrificación).

Grado de electrificación	Superficie (límite de aplicación)	Demanda de potencia máxima simultánea calculada (sólo para determinar el grado de electrificación)
Mínimo	hasta 60 m <sup>2</sup>	hasta 3,7 kVA
Medio	más de 60 m <sup>2</sup> hasta 130 m <sup>2</sup>	hasta 7 kVA
Elevado	más de 130 m <sup>2</sup> hasta 200 m <sup>2</sup>	hasta 11 kVA
Superior	más de 200 m <sup>2</sup>	más de 11 kVA

**Tabla 4.1.2.A AEA (771.8.I- Resumen de los grados de electrificación de las viviendas)**

Recorriendo los distintos ambientes de la vivienda y teniendo en cuenta los puntos mínimos de utilización (PMU) para el grado de electrificación medio, se obtienen las



cantidades mínimas de bocas de iluminación y tomacorrientes acorde a los m<sup>2</sup> y tipo de circuitos, ya sea de uso general o de uso especial.

Grado de electrificación	Cantidad mínima de circuitos	Tipo de circuitos					Circuito de libre elección
		Variante	Iluminación uso general (IUG)	Tomacorriente uso general (TUG)	Iluminación uso especial (IUE)	Tomacorriente uso especial (TUE)	
Mínimo	2	Única	1	1	--	--	--
Medio	3	a)	1	1	1	--	--
		b)	1	1	--	1	--
		c)	2	1	--	--	--
		d)	1	2	--	--	--
Elevado	5	Única	2	2	--	1	--
Superior	6	Única	2	2	--	1	1

**Tabla 4.1.2.B AEA (771.8.II-Resumen de los números mínimos de circuitos de las viviendas)**

Adoptamos:

Destino	Tipos de Circuitos			
	Circuito 1	Circuito 2	Circuito 3	Circuito 4
	150 IUG	2200 TUG	500 IUE	3300 TUE
Cocina – Comedor	2	4		2
Pasillo	1	1		
Dormitorio 1	1	3		
Dormitorio 2	1	3		
Baño	1	1		
Patio			3	3
Cochera semicubierta				
<b>Cantidad de bocas</b>	<b>6</b>	<b>12</b>	<b>3</b>	<b>5</b>

**Tabla 4.1.2.C**

- 1 circuito de iluminación de uso general (IUG).
- 1 circuitos de tomacorrientes de uso general (TUG).
- 1 circuito de iluminación de uso especial (iluminación externa) (IUE).
- 1 circuito de tomacorrientes de uso especial (TUE).

A la hora de distribuir las bocas en los circuitos se tiene en cuenta la siguiente tabla extraída de la Guía AEA para instalaciones eléctricas en inmuebles.



Tipo de circuito	Máxima cantidad de bocas	Máximo calibre de la protección
IUG	15	16 A
TUG	15	20 A
IUE	12	32 A
TUE	12	32 A
ACU	No corresponde	Responsabilidad del proyectista

**Tabla 4.1.2.D. 771.7.I AEA**

#### 4.1.3 Número mínimo de circuitos en las viviendas.

Según la norma AEA, la instalación eléctrica del inmueble tiene el tipo y el número mínimo de circuitos de acuerdo con el grado de electrificación determinado. Para nuestro proyecto el grado de electrificación es medio, por lo tanto se tienen como mínimo 3 circuitos; uno de iluminación y uno de tomacorriente, ambos de uso general, y el tercer circuito de iluminación o toma corriente, de uso general o especial indistintamente.

Como se describió con anterioridad, se adoptan 4 circuitos para las viviendas.

#### 4.1.4 Cálculo de la máxima potencia simultánea de la instalación.

La demanda de potencia máxima simultánea, para el cálculo del grado de electrificación, se calcula sumando la potencia máxima simultánea de cada uno de los circuitos de uso general y especial correspondientes, tomando como mínimo para cada uno de ellos los valores siguientes:

Circuito	Valor mínimo de la potencia máxima simultánea	
	Viviendas	Oficinas y locales
Iluminación para uso general sin tomacorrientes derivados	66 % de la que resulte al considerar todos los puntos de utilización previstos, a razón de 150 VA cada uno.	100 % de la que resulte al considerar todos los puntos de utilización previstos, a razón de 150 VA cada uno.
Iluminación para uso general con tomacorrientes derivados	2200 VA por cada circuito.	
Tomacorrientes para uso general	2200 VA por cada circuito.	
Iluminación para uso especial	66 % de la que resulte al considerar todos los puntos de utilización previstos, a razón de 500 VA cada uno.	100 % de la que resulte al considerar todos los puntos de utilización previstos, a razón de 500 VA cada uno.
Tomacorrientes para uso especial	3300 VA por cada circuito.	

**Tabla 4.1.4.A AEA- (771.9.I- Demanda máxima de potencia simultanea)**

	Circuito 1	Circuito 2	Circuito 3	Circuito 4
	IUG	TUG	IUE	TUE
	150 VA	2200 VA	500 VA	3300 VA
Cantidad de bocas	6	12	3	5
DPMS (VA)	594	2200	990	3300
Tensión	220	220	220	220
$I_p$ (A)	2,70	10	4,50	15
Sección L,N (mm <sup>2</sup> )	1,5	2,5	1,5	2,5
Sección PE (mm <sup>2</sup> )	2,5	2,5	2,5	2,5
$I_z$ (A)	15	21	15	21
$I_n$ (A)	10	16	10	16

**Tabla 4.1.4.B. Tabla de DPMS**

$I_p$ : Corriente de proyecto.

$I_z$ : Corriente máxima admisible del conductor.

$I_n$ : Corriente asignada del dispositivo de protección.

Al resultado obtenido se le aplican los siguientes coeficientes simultaneidad según el grado de electrificación que corresponda.

Grado de electrificación	Coefficiente de simultaneidad
Mínimo	1
Medio	0,9
Elevado	0,8
Superior	0,7

**Tabla 4.1.4.C. AEA (771.9.II – coeficientes de simultaneidad)**

IUG	6	Bocas	150 VA	594 VA
TUG	1	Circuitos	2200 VA	2200 VA
IUE	3	Bocas	500 VA	990 VA
TUE	1	Circuitos	3300 VA	3300 VA
<b>DPMS ( VA )</b>				<b>7084</b>
<b>Coefficiente grado electrificacion</b>				<b>0,9</b>
<b>DPMS ( VA )</b>				<b>6375,6</b>

**Tabla 4.1.4.D**

Cabe destacar que la carga total de una vivienda unifamiliar nos da un grado de electrificación medio ya que este es mayor a 3,7 kVA y menor a 7 kVA. DPMS.

#### 4.1.5 Elección del tipo de conductor y protecciones para los diferentes circuitos.

A modo de ejemplo de cálculo, se toma el circuito 1 de iluminación de uso general. Este es un circuito monofásico con una alimentación de 220V y 50Hz, alimenta 6 bocas de iluminación en total, 2 en los baños, 2 en la cocina comedor y 1 en cada habitación (Ver planos en el punto 6.1).

Los resultados de los circuitos restantes se encuentran reflejados en la tabla N°7.

##### 4.1.5.1 Determinación de la corriente de proyecto $I_p$ .

Consideraremos como corriente de proyecto  $I_p$  [ampere] al consumo que tengamos en un determinado tramo, ya sea línea principal, seccional o terminal, diferenciando si se trata de un circuito monofásico o trifásico.

Se tienen 6 lámparas de 18W cada una, lo que da una potencia total de 108W, con un factor de potencia 0,9, no obstante se adopta una potencia de cálculo de 150VA por boca, según norma AEA 90364.

$$P = 150VA * 6bocas = 900VA$$

$$I_p = P/V$$

$$I_p = 900VA/220V = 4.09 A$$

##### 4.1.5.2. Elección del conductor a partir de su corriente máxima admisible $I_z$ .

Se debe elegir adecuadamente el tipo de canalización, los conductores y cables en función de las condiciones externas de la instalación. Al seleccionar la sección  $S$  de los conductores y su corriente máxima admisible  $I_z$ , tuvimos en cuenta las siguientes condiciones de instalación:

- Conductores aislados colocados en cañerías embutidas o a la vista.
- Cables directamente enterrados o en conductos.
- Cables preensamblados en líneas aéreas exteriores.
- Cables en bandejas porta cables.
- Factores de corrección por temperatura, agrupamiento, tipos de cables, etc.

Se debe cumplir que  $I_z \geq I_p$ , y obtenemos como resultado de este paso la sección del conductor  $S$  e  $I_z$ .

Teniendo en cuenta las condiciones de instalación, tubo rígido de PVC embutido en pared, conductor con aislamiento en PVC/Termoplástico y que la sección mínima para un circuito de uso general es de  $1,5 \text{ mm}^2$  (Según tabla 771.13.I AEA), se selecciona un cable unipolar de  $1,5 \text{ mm}^2$  de sección y con una capacidad de transporte de 15 A.

En las siguientes dos tablas se indican los factores de corrección por temperatura y por agrupamiento, extraídas del Catálogo de cables PRYSMIAN, adjunto en el anexo 7.5.

Material	Temperatura [°C]										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
PVC	1,4	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1	0,91	0,82	0,7	0,57

**Tabla 4.1.5.2.A. Factor por temperatura**

Circuitos en un mismo caño	Nº de conductores cargados	Factor
2 monofásicos	Hasta 4	0,8
3 monofásicos	Hasta 6	0,7
2 trifásicos	Hasta 6	0,8
3 trifásicos	Hasta 9	0,7

**Tabla 4.1.5.2.B Factor por agrupamiento**

Se adopta:

Factor de temperatura  $f_t = 1$

Factor de agrupamiento  $f_a = 0,8$

$I_n = 15A$  (para cable de  $1,5mm^2$ )

$$I_Z = f_t * f_a * I_N$$

$$I_Z = 1 * 0,8 * 15A \Rightarrow I_Z = 12 A$$

$$I_Z > I_p \Rightarrow 12A > 4.09A \Rightarrow \text{el conductor de } 1 \times 1.5 \text{ mm}^2 \text{ verifica}$$

#### 4.1.5.3. Elección de la corriente asignada del dispositivo de protección $I_N$ :

Para cada línea se verificó que se cumpla la condición  $I_B \leq I_N \leq I_Z$

Con la tabla del fabricante del dispositivo de protección se seleccionan los mismos a partir de su corriente nominal  $I_n$  [ampere].

$$\Rightarrow I_Z = 12A \quad \text{e} \quad I_p = 4.09 A$$

Con el catálogo del fabricante ABB se selecciona el interruptor automático termomagnético,  $I_n = 10 A$ , curva de disparo C y 3000 A de poder de corte según norma IEC 60898, cumpliendo con:

$$4.09A \leq 10A \leq 12 A$$

#### 4.1.5.4. Verificación de la actuación de la protección por sobrecarga.

$$I_2 \leq (1,45) \cdot I_z$$

Siendo:

$I_2 = 1,45 I_N$  para interruptores automáticos termomagnéticos, conforme a IEC 60898.

Donde:

$I_2$  = intensidad de corriente que asegura el efectivo funcionamiento del dispositivo de protección.

$I_z$  = corriente máxima admisible (obtenida en 4.1.4.2).

$$\Rightarrow 1,45 \cdot I_N \leq (1,45) I_z$$

$$10A \cdot 1,45 \leq 1,45 \cdot 12A$$

$$\mathbf{14.5A \leq 17.4A}$$

Por lo tanto dentro del marco teórico queda verificada la correcta actuación de la protección contra sobrecargas.

No obstante, llevado esto a la práctica se deberá realizar un ensayo de remesa en un laboratorio certificado. Este tipo de ensayo se realiza debido a que la cantidad de interruptores requeridos para el proyecto es significativa. Se debe acordar el tamaño de la remesa entre el proyectista y el fabricante del producto. Todos los interruptores termomagnéticos de la remesa deben cumplir con los tiempos de actuación según las curvas normalizadas. De manera contraria se descarta la totalidad del lote y se vuelve a realizar el ensayo para un nuevo lote.

#### 4.1.5.5. Determinación de la corriente de cortocircuito máxima.

El cuaderno técnico N°158 de SCHNEIDER ELECTRIC nos da un método para calcular la corriente de cortocircuito de sistemas monofásico y trifásicos.

Para una falla monofásica se tiene que:

$$I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3}(Z_{cc} + Z_{LN})}$$

Donde:

$Z_{cc}$  = Impedancia de la fase aguas arriba de la falla

$Z_{LN}$  = Impedancia del neutro aguas arriba de la falla

U = Tensión en el punto donde se verifica la corriente de corto circuito máxima

Tomando como referencia la SE2 del tramo WNL2003/1 según planilla de cálculo adjunta en el anexo 7.6 donde se encuentra la peor condición de la impedancia aguas arriba, cuyo valor es:

$Z_L = 0.0258$  (aguas arriba, hasta el tablero seccional)

$I_{CC} = 8.84$  kA

$U = 227.62$  tensión en el punto wnl2033/1

Una vez obtenida la impedancia aguas arriba del tablero seccional, analizaremos el conductor del circuito, donde tenemos 25 metros de fase y 25 metros de neutro de un conductor unipolar de  $1,5 \text{ mm}^2$  de sección Prysmian Superastic Flex, de Cobre electrolítico recocido, con una flexibilidad de clase 5; según IRAM NM-280 e IEC 60228. La temperatura máxima en el conductor se toma de  $70 \text{ }^\circ\text{C}$  en servicio continuo, y de  $160 \text{ }^\circ\text{C}$  en cortocircuito, la resistencia es  $R_C = 13.3$  [ohm/km] y reactancia despreciable, por lo tanto:

$$R_{1.5mm} = 13.3 \frac{\text{ohm}}{\text{km}} * 0.05 \text{ km} = 0,665 \text{ ohm}$$

$$Z_C = \sqrt{R^2 + X^2} = \sqrt{(0,665)^2} = 0,665 \text{ ohm}$$

$$Z_T = Z_L + Z_C = 0,0258 + 0,665 = 0.6908 \text{ ohm}$$

$$I_{CC} = \frac{U}{Z_T} = \frac{227.62 \text{ V}}{0.6908 \Omega} = 329,5 \text{ A} = 0.3295 \text{ kA}$$

Pero como el poder de corte de la termomagnética elegida es de 3kA:

$$3 \text{ kA} \geq 0,3295 \text{ kA} \Rightarrow \text{Cumple}$$

#### 4.1.5.6. Verificación por máxima exigencia térmica.

Considerando el empleo de dispositivos de protección que presentan características de limitación de corriente de cortocircuito, en tiempos inferiores a 10 ms., la protección de los conductores queda asegurada si se cumple la siguiente expresión.

$$K^2 \cdot S^2 \geq I^2 \cdot t$$

Donde:

$I^2 \cdot t$  = Máxima energía específica pasante aguas abajo del dispositivo de protección

$S$  = sección nominal del conductor en  $\text{mm}^2$ .

$K$  = coeficiente que depende de las características del conductor. Tiene en cuenta la resistividad, el coeficiente de temperatura y la capacidad térmica volumétrica del conductor.

$\Rightarrow$  La sección debe verificar



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

Adoptando K=115 para cable de cobre aislado en PVC y una sección de 1,5 mm<sup>2</sup>.

$$115^2 * 1.5^2 \geq I^2 * t_{\text{máx}}$$

De la siguiente tabla extraída de la AEA 90364, se obtiene el valor para I<sup>2</sup>\*t<sub>max</sub>.

Poder de corte asignado [A]	Clases de limitaciones de energía				
	Clase 1	Clase 2		Clase 3	
	I <sup>2</sup> . t máx. [A <sup>2</sup> s]	I <sup>2</sup> . t máx. [A <sup>2</sup> s]		I <sup>2</sup> . t máx. [A <sup>2</sup> s]	
	Tipos B y C	Tipo B	Tipo C	Tipo B	Tipo C
3000	Sin límite especificado	31 000	37 000	15 000	18 000
4500		60 000	75 000	25 000	30 000
6000		100 000	120 000	35 000	42 000
10000		240 000	290 000	70 000	84 000

Tabla 771-H.IX - Para pequeños interruptores automáticos de hasta 16 A

$$\Rightarrow 115^2 * 1.5^2 \geq 18000$$

$$\Rightarrow 29756 \geq 18000 \text{ Cumple}$$

De la tabla 771-H.IX del reglamento de AEA adoptamos I<sup>2</sup>\*S= 3000 para un interruptor termomagnético de 3000 A de poder de corte, I<sub>n</sub>=10 A y clase 3

Entonces el conductor de 1x1,5 mm<sup>2</sup> verifica.

#### 4.1.5.7. Verificación de la actuación de la protección por corriente mínima de cortocircuito.

Se debe verificar que en el punto más alejado del circuito, 10\*I<sub>N</sub> ≤ I<sub>CC</sub>. (Utilizaremos termomagnéticas Curva C).

$$\Rightarrow 10 * 10A \leq 329,5 A$$

$$100 A \leq 329,5 A \Rightarrow \text{Cumple}$$

#### 4.1.5.8. Verificación de la caída de tensión en el extremo del circuito.

Se toma 5% como máxima caída de tensión admisible en el punto más alejado del circuito.

Para el cálculo se utiliza la expresión:

$$\Delta U = k * I * l * (R * \cos\varphi + X * \sen\varphi)[Volt]$$

Donde:

k = constante igual a 2 para sistemas monofásicos y  $\sqrt{3}$  para sistemas trifásicos.

I = intensidad de corriente de la línea en ampere ( $I_B$ ).

L = longitud de la línea en km (L es la distancia que separa los dos puntos entre los que se calcula la caída de tensión).

R = resistencia eléctrica efectiva del conductor a la temperatura de servicio en ohm/km.

X = reactancia de los conductores en ohm/km.

$\varphi$  = ángulo de desfase entre la tensión y la corriente.

$\cos \varphi$  = factor de potencia.

La caída de tensión entre los bornes de salida del tablero principal y cualquier punto de utilización no debe superar para circuitos terminales, de uso general o especial y específico, para iluminación el 3 % AEA 90364 punto 771.13.b.

Para la utilización de la fórmula de  $\Delta U$  hacemos unas simplificaciones previas. No tenemos en cuenta la reactancia del conductor, ya que es despreciable con respecto a la resistencia, y por otro lado consideramos toda la carga del circuito aplicada en la boca más alejada del tablero seccional. Esta situación es más desfavorable que la situación real desde el punto de vista de la caída de tensión, pero nos facilita el cálculo de la distancia L.

$$\Delta U = k * I * l * (R * \cos\varphi + X * \sen\varphi)[Volt]$$

⇒ Como X es despreciable:

$$\Delta U = k * I * l * (R * \cos\varphi)[Volt]$$

Donde:

$$K = 2$$

$$I = 4.09 \text{ A}$$

$$L = 0,025 \text{ Km}$$

$$R = 13.3 \ \Omega/\text{km}$$

$$\cos\varphi = 0,85$$

$$\Delta U = 2 * 4,09\text{A} * 0,025\text{km} * (13,3 * 0,85)[Volt]$$

$$\Delta U = \mathbf{2,31\text{volt}}$$

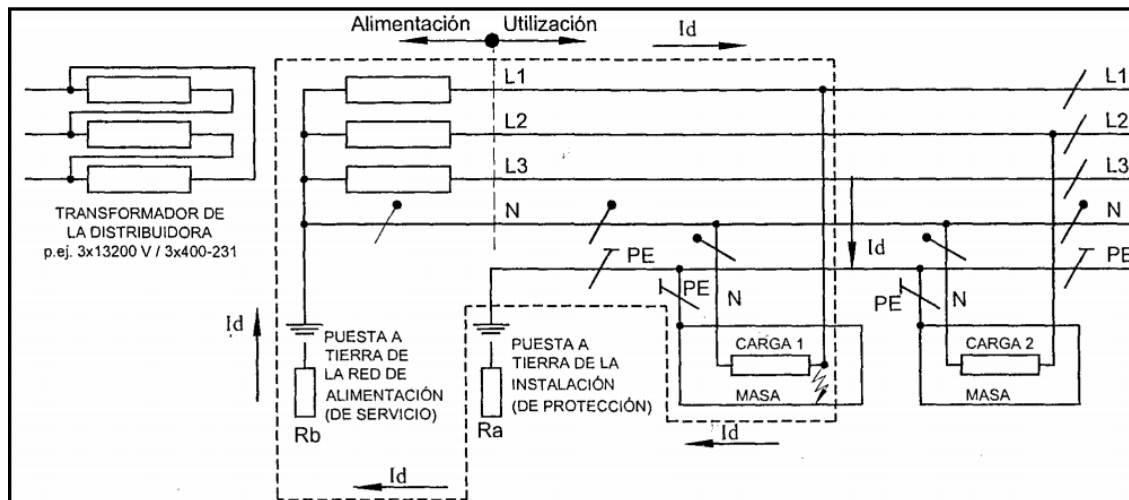
$$\Delta U(\%) = \frac{2,31 \text{ volt}}{220 \text{ volt}} * 100 = \mathbf{1,05 \%}$$

Entonces el conductor de  $1 \times 1,5 \text{ mm}^2$  verifica según AEA 90364 punto 771.13.b, donde la caída de tensión entre los bornes de salida del tablero principal y cualquier punto de utilización no debe superar el 3 %.

Los datos fueron extraídos de la planilla de cálculo adjunta en el anexo 7.6.

#### 4.1.6 Sistema de puesta a tierra.

El esquema de conexión a tierra exigido para inmuebles dedicados a viviendas u oficinas es el TT de acuerdo al siguiente esquema:



**Figura 4.1.6. Esquema TT, con el recorrido de una corriente de defecto a tierra a través de un lazo de falla**

Donde la puesta a tierra de servicio debe de estar por lo menos a 10 radios equivalentes de distancia de la puesta a tierra de protección (Ver 771.3.3.1 de AEA). La corriente diferencial máxima asignada al dispositivo diferencial de protección es de hasta 30 mA, lo que según la tabla 771.3.I AEA, exige un valor máximo de impedancia de tierra de 40Ω. Se utiliza como electrodo de puesta a tierra una jabalina de ½" de diámetro y 2 metros de longitud, de cobre con alma de acero, según norma IRAM 2309. El electrodo es del tipo profundo y vinculado al tablero seccional mediante un conductor de cobre de sección igual o mayor al que se encuentra en la instalación. El conductor de puesta a tierra "Pat" y el conductor de protección "PE", se vinculan eléctricamente en el borne principal del tablero seccional.

#### 4.1.7 Conductor de protección (PE)

De acuerdo a lo establecido en 771-C.3.1.2 de AEA 90364 la sección mínima del conductor de protección es de 2,5 mm<sup>2</sup> para un conductor de cobre que posee protección mecánica, y como el conductor de protección es común a varios circuitos se selecciona (de acuerdo a lo establecido en la tabla 771-C.II AEA 90364) un conductor de 2,5 mm<sup>2</sup> de sección marca PRYSMIAN, color verde-amarillo, verificando las exigencias establecidas por la norma.

### 4.2 Memoria de Cálculos eléctricos de la red de distribución de baja tensión.

Los conductores de fase y de neutro a utilizar en las redes aéreas de BT son PRYSMIAN RETENAX PREENSAMBLADO - IND. ARG, de tensión de aislamiento 0,6/1,1 Kv tipo RZ1 según norma IRAM NM 63001, y características que corresponden a lo indicado en el catálogo adjunto al proyecto en el anexo 7.5.

En la elección del cable, éste está calculado para suministros monofásicos y viene supeditado por la potencia a transportar, por la caída de tensión y por las pérdidas de potencia, teniendo en cuenta, además, los coeficientes de simultaneidad que están vigentes

en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, estos valores se encuentran en la tabla 5 del RDUE de Edelap, adjunto en el anexo 7.4.1.

Los cálculos eléctricos responden a los siguientes criterios:

- La tensión nominal será de 230/400 V.
- La carga total prevista es la suma de las cargas correspondientes a todas las viviendas de acuerdo a la distribución adoptada por cada centro de transformación. La carga a considerar en el cálculo de las líneas y acometidas de BT se determina en función de la previsión de cargas tal como se establece en la REGLAMENTACIÓN SOBRE LINEAS AEREAS EXTERIORES DE BAJA TENSIÓN de la AEA, ver 4.1.
- La caída de tensión y pérdida de potencia admisibles en la red de distribución de BT, incluida la acometida, no serán superiores al 8 %. Este valor será el máximo que se podrá alcanzar por la suma de la red general y las derivaciones, tanto existentes como futuras.
- Se establece un factor de potencia de valor  $\cos\phi = 0,85$  para áreas de uso prioritariamente residencial y comercial.
- La resistencia lineal  $R$  del conductor varía con su temperatura, adoptando para nuestro caso la resistencia del conductor a 60º C, y su valor se puede ver en el catálogo de prysmian adjunto en el anexo 7.5.
- La reactancia  $X$  de los conductores se extrae del catálogo de Prysmian adjunto en el anexo 7.5.
- Los conductores están en todos los casos suficientemente dimensionados para soportar la corriente de cortocircuito que se origine. Protegiendo cada tramo de la traza con el fusible adecuado para despejar la falla en un tiempo que no deteriore las propiedades del conductor.

#### 4.2.1 Procedimiento de cálculo.

Lo primero a realizar es la subdivisión del barrio en distintos centros de transformación, teniendo en cuenta las especificaciones por parte de la empresa distribuidora en el RDUE, donde nos dice que estas subestaciones deben estar compuestas por 3 transformadores monofásicos de 100kVA como máximo cada una, para este tipo de proyecto. Al sumar la potencia de cada vivienda y utilizando los coeficientes de simultaneidad dados por la AEA, obtenemos la potencia total del barrio, esta se divide por la potencia del centro de transformación, obteniendo como resultado, que para abastecer la potencia total del barrio hacen falta al menos 4 SE. Pero las distancias a cubrir serían muy elevadas, con lo que se decide dividir el barrio en 6 centros de transformación lo más equilibrados posible en lo que respecta a potencia y distancias a recorrer, con esto logramos que los transformadores no trabajen al 100%, aumentando su vida útil y previendo un futuro crecimiento.

$$P_{\text{viviendas}} = 6,376 \text{ kVA (de tabla 4.1.4.D)}$$

$$P_{\text{SE}} = 300 \text{ kVA}$$

$$\left. \begin{array}{l} F_{\text{scada 100 viviendas}} = 0,317 \\ F_{\text{scada 30 viviendas}} = 0,357 \end{array} \right\} \text{De RDUE}$$

$$\text{Nro de viviendas} = 530 \text{ viviendas}$$

$$P_{\text{total del barrio}} = 6,376\text{kVA} * 100 * 5 * 0,317 + 6,376\text{kVA} * 30 * 0,357$$

$$P_{\text{total del barrio}} = 1078,81\text{kVA} *$$

\*No se tiene en cuenta la potencia de alumbrado público, ya que este se calcula en base a energía renovable, y se verá en el punto 4.4 y 4.5.

$$\text{Nro SE} = \frac{P_{\text{total del barrio}}}{P_{SE}}$$

$$\text{Nro SE} = \frac{1078,81\text{kVA}}{300\text{kVA}} = 3,59 \rightarrow 4\text{SE}$$

\*Cabe aclarar que este resultado de 4SE, es con los 4 centros de transformación trabajando al 100%. Al realizar los cálculos de caída de tensión se llega a la conclusión de que con 4SE no es posible cubrir la superficie total del barrio, al igual que con 5SE. Por lo antes dicho se llega a la conclusión de que se necesitan al menos 6SE. Todos los cálculos están plasmados en la planilla adjunta en el anexo 7.6.

A continuación se presenta el plano con el área de cobertura de distribución de cada centro de transformación.

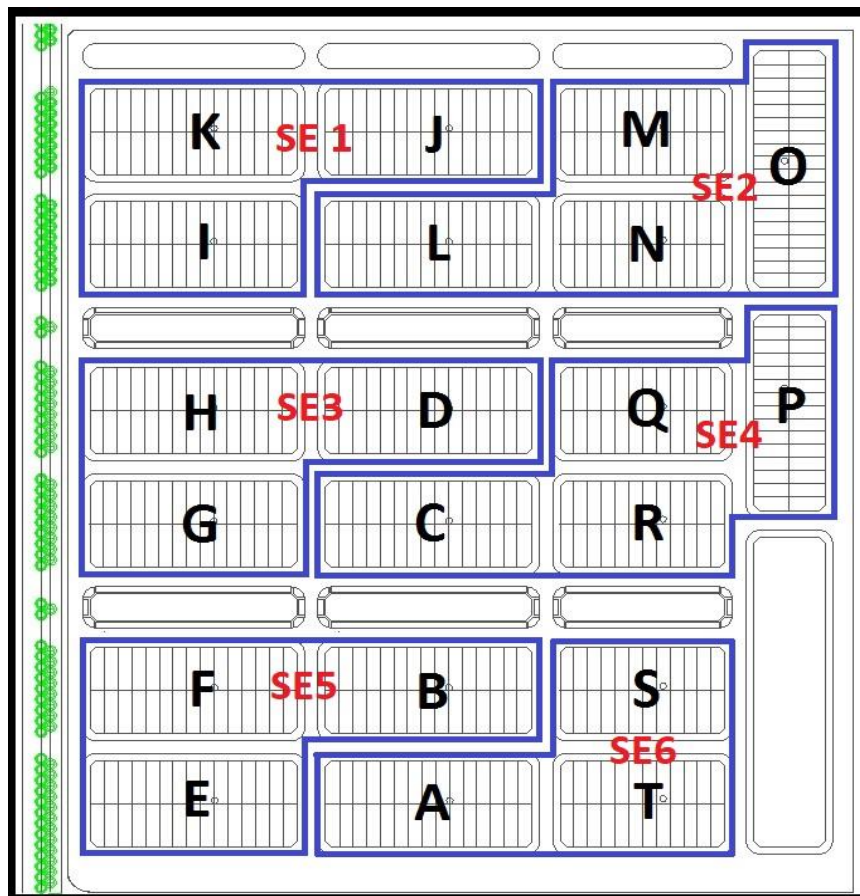


Figura 4.2.1. Esquema de subdivisión de estaciones transformadoras

A modo de ejemplo se toma la SE2 para realizar los cálculos pertinentes, ya que esta posee mayor cantidad de manzanas y de viviendas, por lo que reúne los casos más desfavorables. Los cálculos restantes quedan plasmados en la planilla de cálculo adjunta en el anexo 7.6.

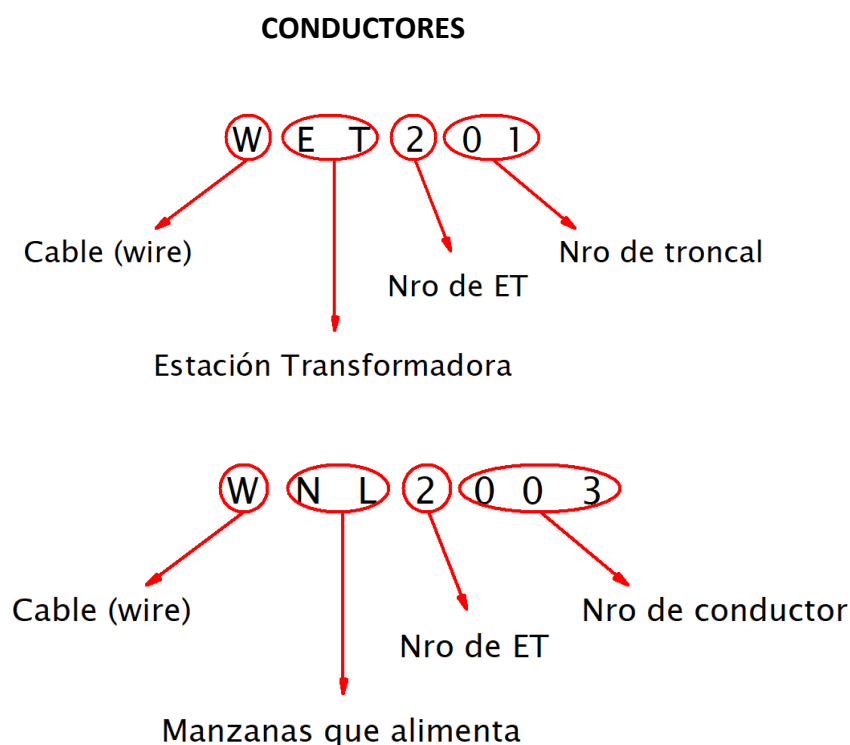
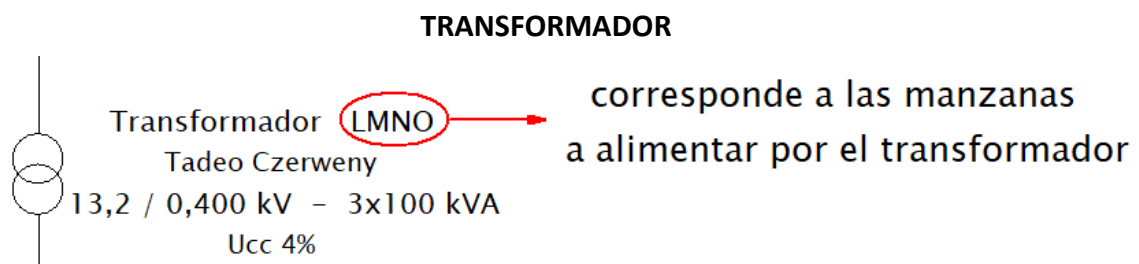
**Aclaración:**

\*Para la realización de los cálculos lo que se hizo fue intercalar las fases con las viviendas, siempre con el mismo orden, por lo que la primer vivienda inmediatamente después del transformador está alimentada con la fase R, la siguiente con la fase S y la que sigue con la fase T, y de ahí se repite la secuencia. Con esto lo que se busca es tener las 3 fases lo más equilibradas posible.

\*Otro punto a tener en cuenta es que todos los cálculos de caída de tensión, corrientes nominales en la línea y caídas de tensión son monofásicos.

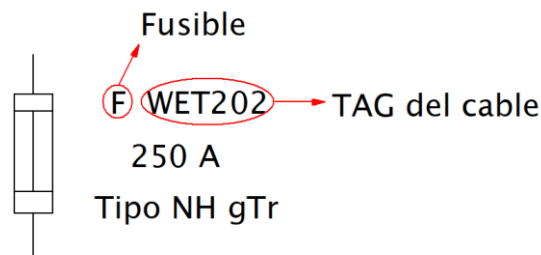
**4.2.1.1. Criterio de nomenclatura adoptado.**

La nomenclatura de los transformadores, conductores y protecciones fue adoptada de la siguiente manera:





### FUSIBLES



#### 4.2.2 Intensidad de proyecto.

La intensidad de proyecto es la corriente que se estima que circulará por la línea, y es la que utilizamos para la elección del conductor y para el cálculo de caída de tensión en los conductores. Esta corriente viene dada por la siguiente expresión:

$$I_p = \frac{P_{\text{monofásica}} \text{ [kW]}}{V * \cos \phi} \text{ [kV]}$$

Donde:

$$P_{\text{monofásica}} = P_{\text{vivienda}} * \cos \phi * N_{\text{ro_viviendas}} * CS$$

$$P_{\text{monofásica}} (\text{TrLMNO a WET201 fase T}) = 6,376\text{kW} * 0,85 * 35 * 0,357$$

$$P_{\text{monofásica}} (\text{TrLMNO a WET201 fase T}) = \mathbf{67,71\text{kW}}$$

\*Todos los datos se encuentran en la planilla de cálculo adjunta en el anexo 7.6.

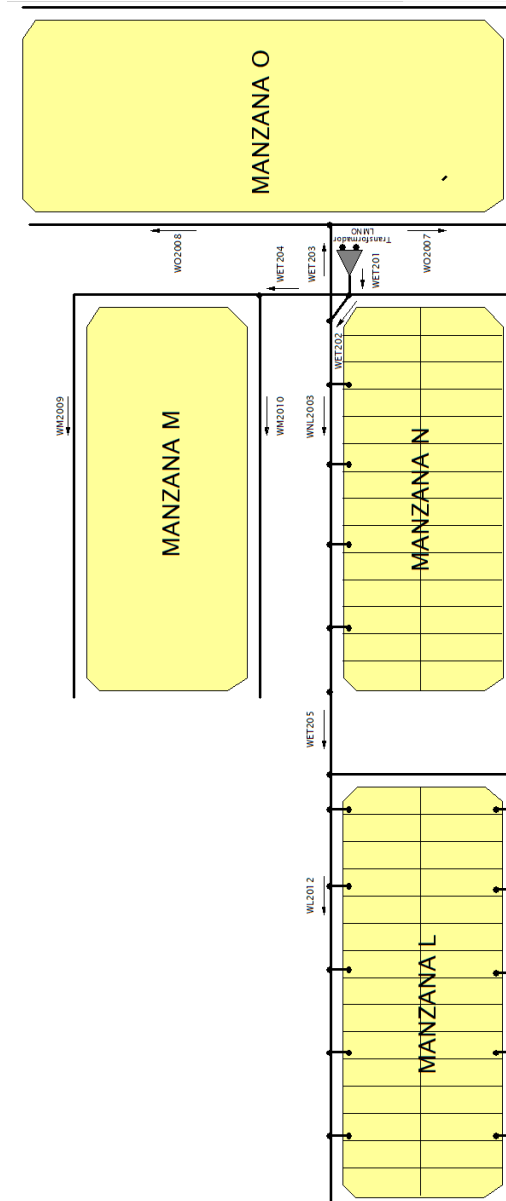
Entonces:

$$I_{\text{proyecto}} (\text{TrLMNO a WET201 fase T}) = \frac{67,71\text{kW}}{0,22\text{kV} * 0,85}$$

$$I_{\text{proyecto}} (\text{TrLMNO a WET201 fase T}) = \mathbf{362,11\text{A}^*}$$

**\*Aclaración:** Para los casos donde la corriente de proyecto supera la intensidad nominal del cable, se adopta poner 2 cables en paralelo. Para estos casos vamos a tener que la resistencia y la reactancia se divide por la mitad, con esto vamos a tener mejores propiedades eléctricas del conductor, pudiendo transportar mayor corriente.

**4.2.2.1. Plano de distribución SE2 (imprimirlo en A3 apaisada) Dividir las manzanas y y dibujar las acometidas**



#### 4.2.3 Intensidad máxima admisible del conductor.

El valor de la intensidad  $I$ , que puede circular en régimen permanente, sin provocar un calentamiento exagerado del conductor depende de la sección  $S$ , de la temperatura  $T$  de funcionamiento de la línea y la temperatura ambiente.

Las intensidades máximas admisibles por los conductores para las dos secciones utilizadas bajo requerimientos de la empresa distribuidora (3x1x50/50 y 3x1x95/50) trabajando a una temperatura de funcionamiento de 90°C y una temperatura ambiente de 40°C son las expuestas en la tabla mostrada a continuación:

**Tabla 4.2.3. Características eléctricas de los conductores a utilizar.**

#### Características eléctricas (IRAM)

Formaciones de los cables	Intensidad de corriente admisible (4)	Resistencia eléctrica a 60°C y 50 Hz (5)	Resistencia eléctrica a 90°C y 50 Hz	Resistencia inductiva media por fase a 50 Hz	Caída de tensión a 60°C y $\cos \phi = 0,8$ . (5)	Caída de tensión a 90°C y $\cos \phi = 0,8$ .
N° x mm <sup>2</sup>	A	Ohm/km	Ohm/km	Ohm/km	Ohm/km	V / A km
1 x 16/16 (1)	85	2,327	2,558	0,070	3,81	4,18
1 x 25/25 (1)	115	1,458	1,602	0,068	2,41	2,64
1 x 35/35 (1)	141	1,059	1,164	0,068	1,78	1,94
1 x 50/50 (1)	174	0,739	0,834	0,065	1,26	1,41
3 x 1 x 16/16 (1)	60	2,218	2,449	0,089	3,12	3,49
3 x 1 x 25/50 (1)	82	1,394	1,539	0,088	2,02	2,22
3 x 1 x 35/50 (1)	103	1,008	1,113	0,088	1,049	1,63
3 x 1 x 50/50 (1)	124	0,745	0,822	0,086	1,12	1,23
3 x 1 x 70/50 (1)	160	0,515	0,569	0,085	0,80	0,88
3 x 1 x 95/50 (1)	200	0,373	0,411	0,084	0,60	0,66
3 x 1 x 120/70 (1)	232	0,295	0,325	0,083	0,50	0,54
3 x 1 x 150/70 (1)	268	0,241	0,266	0,082	0,42	0,45
3 x 1 x 185/70 (1)	311	0,192	0,212	0,081	0,35	0,38
3 x 1 x 185/95 (1)	311	0,192	0,212	0,081	0,35	0,38
3 x 1 x 25/50 (2)	82	1,394	1,539	0,088	2,02	2,22

#### 4.2.4 Resistencia del conductor.

La resistencia  $R$  del conductor, en  $\Omega/\text{km}$  varía con la temperatura de funcionamiento de la línea, tomando los valores expuestos en la siguiente tabla extraída del catálogo del fabricante según norma IRAM 2263.

En la siguiente tabla se especifican los valores de la resistencia lineal, para las temperaturas de trabajo que se determinan en este capítulo.

**Características eléctricas (IRAM)**

Formaciones de los cables	Intensidad de corriente admisible (4)	Resistencia eléctrica a 60°C y 50 Hz (5)	Resistencia eléctrica a 90°C y 50 Hz	Resistencia inductiva media por fase a 50 Hz	Caída de tensión a 60°C y $\cos \phi = 0,8$ . (5)	Caída de tensión a 90°C y $\cos \phi = 0,8$ .
N° x mm <sup>2</sup>	A	Ohm/km	Ohm/km	Ohm/km	Ohm/km	V / A km
1 x 16/16 (1)	85	2,327	2,558	0,070	3,81	4,18
1 x 25/25 (1)	115	1,458	1,602	0,068	2,41	2,64
1 x 35/35 (1)	141	1,059	1,164	0,068	1,78	1,94
1 x 50/50 (1)	174	0,739	0,834	0,065	1,26	1,41
3 x 1 x 16/16 (1)	60	2,218	2,449	0,089	3,12	3,49
3 x 1 x 25/50 (1)	82	1,394	1,539	0,088	2,02	2,22
3 x 1 x 35/50 (1)	103	1,008	1,113	0,088	1,049	1,63
3 x 1 x 50/50 (1)	124	0,745	0,822	0,086	1,12	1,23
3 x 1 x 70/50 (1)	160	0,515	0,569	0,085	0,80	0,88
3 x 1 x 95/50 (1)	200	0,373	0,411	0,084	0,60	0,66
3 x 1 x 120/70 (1)	232	0,295	0,325	0,083	0,50	0,54
3 x 1 x 150/70 (1)	268	0,241	0,266	0,082	0,42	0,45
3 x 1 x 185/70 (1)	311	0,192	0,212	0,081	0,35	0,38
3 x 1 x 185/95 (1)	311	0,192	0,212	0,081	0,35	0,38
3 x 1 x 25/50 (2)	82	1,394	1,539	0,088	2,02	2,22

(1) Sin conductor de alumbrado.

(2) Con un conductor de alumbrado de 25 mm<sup>2</sup> (bajo pedido también en 16 mm<sup>2</sup>).

(3) Con dos conductores de alumbrado de 25 mm<sup>2</sup> (bajo pedido también en 16 mm<sup>2</sup>).

(4) Condiciones de referencia: Un solo cable expuesto al sol, Irradiancia (radiación) solar de 1000 W/m<sup>2</sup>, temperatura ambiente de 40°C y de 90°C en los conductores. Sin viento y considerando un sistema de cargas equilibradas.

(5) Los valores de la resistencia eléctrica (efectiva) y caída de tensión unitaria están referidos a la temperatura más probable de 60°C en los conductores. Además, se indica la caída de tensión a la máxima temperatura de funcionamiento. De todas maneras para determinar con mayor precisión la caída de tensión deberá calcularse previamente la temperatura de los conductores correspondiente a la carga transmitida, teniendo en cuenta que la sobre-temperatura  $\Delta T_2$  del conductor con respecto al ambiente para una corriente  $I_2$  cumple aproximadamente la relación  $\Delta T_2 = \Delta T_1 \cdot (I_2 / I_1)^2$ , siendo  $\Delta T_1$  e  $I_1$  la sobre-temperatura e intensidad en condiciones conocidas como las que se indican en la tabla. Una vez hallada la temperatura real debe corregirse el valor de la resistencia eléctrica (efectiva) de la citada tabla y luego calcular la caída de tensión con la fórmula:

$\Delta U = K \cdot (R \cdot \cos \phi + X \cdot \sin \phi)$  [V/A\*km], siendo  $K=1,73$  para sistemas trifásicos y  $K = 2$  para sistemas monofásicos.

**Tabla 4.2.3. Características eléctricas del conductor**

#### 4.2.5 Reactancia del conductor.

La reactancia  $X$  del conductor en ohmios por kilómetro, varía con el diámetro y la separación entre los conductores. Los valores de la reactancia para las dos secciones de cables adoptadas se pueden ver en la **tabla 4.2.3**, siendo 0,086  $\Omega$ /km para el conductor 3x1x50/50, y 0,084  $\Omega$ /km para el conductor de 3x1x95/50, para una frecuencia de 50 Hz.

#### 4.2.6 Caída de tensión.

La sección de los cables se determina en función de que la caída de tensión, en el punto más desfavorable, tal como se ha indicado anteriormente, no debe ser superior al 8%.

Para el cálculo de la caída de tensión, tenemos que tener en cuenta que la potencia total de cada tramo de línea va variando con la distancia, esto lleva a una sumatoria de caídas de tensiones acumuladas, desde el transformador hasta la última vivienda. Para nuestro ejemplo comenzamos con una carga correspondiente a 67,31kW dado por 35 casas, con sus

correspondientes coeficientes de simultaneidad. Y de ahí en más se procede tramo por tramo de línea, dando las distintas caídas de tensión, y verificando que cada sumatoria siempre sea  $\leq 8\%$ . Entonces:

Donde:

$$\Delta U = \Sigma \Delta U_i$$

$$\Delta U = 2 * I * (R * \cos \phi + X * \sin \phi) * L$$

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U}$$

Donde:  
 $\Delta U$  = Caída de tensión [V]  
 $I_p$  = Corriente de proyecto [A]  
 $L$  = Longitud de la red [km]  
 $R$  = Resistencia del conductor a 90° C [ $\Omega$ /km]  
 $X$  = Reactancia del cable [ $\Omega$ /km]  
 $\phi$  = Angulo de desfase

Reemplazando los valores en cada punto del tramo más desfavorable de la SE2 obtenemos,

-Tramo de **TrLMNO a WET201**, 3x1x95/50 (x2)

$$\Delta U_1 = 2 * 362,11A * (0,187\Omega * 0,85 + 0,042\Omega * 0,53) * \frac{7}{1000} km$$

$$\Delta U_1 = 0,92V$$

$$\Delta U_1 \% = \frac{0,92V}{220V} = 0,40\%$$

-Tramo de **WET201 a WET202**, 3x1x95/50 (x2)

$$\Delta U_2 = 2 * 232,48A * (0,187\Omega * 0,85 + 0,042\Omega * 0,53) * \frac{5}{1000} km$$

$$\Delta U_2 = 0,42V$$

$$\Delta U_2 \% = \frac{0,42V}{220V} = 0,19\%$$

-Tramo de **WET202 a WNL2003/1**, 3x1x95/50

$$\Delta U_3 = 2 * 152,67A * (0,373\Omega * 0,85 + 0,084\Omega * 0,53) * \frac{18}{1000} km$$

$$\Delta U_3 = 1,99V$$

$$\Delta U_3 \% = \frac{1,99V}{220V} = 0,90\%$$

-Tramo de **WNL2003/1 a WNL2003/2**, 3x1x95/50

$$\Delta U_4 = 2 * 139,94A * (0,372\Omega * 0,85 + 0,084\Omega * 0,53) * \frac{14}{1000} km$$

$$\Delta U_4 = 1,42V$$

$$\Delta U_4\% = \frac{1,42V}{220V} = 0,64\%$$

-Tramo de **WNL2003/2 a WNL2003/3**, 3x1x95/50

$$\Delta U_5 = 2 * 127,22A * (0,373\Omega * 0,85 + 0,084\Omega * 0,53) * \frac{28}{1000} km$$

$$\Delta U_5 = 2,57V$$

$$\Delta U_5\% = \frac{2,57V}{220V} = 1,17\%$$

-Tramo de **WNL2003/3 a WNL2003/4**, 3x1x95/50

$$\Delta U_6 = 2 * 125,72A * (0,373\Omega * 0,85 + 0,084\Omega * 0,53) * \frac{14}{1000} km$$

$$\Delta U_6 = 1,27V$$

$$\Delta U_6\% = \frac{1,27V}{220V} = 0,58\%$$

-Tramo de **WNL2003/4 a WET205**, 3x1x95/50

$$\Delta U_7 = 2 * 122,64A * (0,373\Omega * 0,85 + 0,084\Omega * 0,53) * \frac{30}{1000} km$$

$$\Delta U_7 = 2,66V$$

$$\Delta U_7\% = \frac{2,66V}{220V} = 1,21\%$$

-Tramo de **WET205 a WL2011/8**, 3x1x95/50

$$\Delta U_8 = 2 * 76,51A * (0,373\Omega * 0,85 + 0,084\Omega * 0,53) * \frac{67}{1000} km$$

$$\Delta U_8 = 3,70V$$

$$\Delta U_8\% = \frac{3,70V}{220V} = 1,68\%$$

-Tramo de **WL2011/8 a WL2001/7**, 3x1x95/50

$$\Delta U_9 = 2 * 57,38A * (0,373\Omega * 0,85 + 0,084\Omega * 0,53) * \frac{14}{1000} km$$



$$\Delta U_9 = 0,58V$$

$$\Delta U_9\% = \frac{0,58V}{220V} = 0,26\%$$

-Tramo de **WL2011/7 a WL2001/6**, 3x1x95/50

$$\Delta U_{10} = 2 * 57,96A * (0,373\Omega * 0,85 + 0,084\Omega * 0,53) * \frac{28}{1000} km$$

$$\Delta U_{10} = 1,17V$$

$$\Delta U_{10}\% = \frac{1,17V}{220V} = 0,53\%$$

-Tramo de **WL2011/6 a WL2001/5**, 3x1x95/50

$$\Delta U_{11} = 2 * 28,98A * (0,373\Omega * 0,85 + 0,084\Omega * 0,53) * \frac{14}{1000} km$$

$$\Delta U_{11} = 0,29V$$

$$\Delta U_{11}\% = \frac{0,29V}{220V} = 0,13\%$$

$$\Rightarrow \Delta U = \sum_{i=1}^{i=11} \Delta U_i = 0,40 + 0,19 + 0,90 + 0,64 + 1,17 + 0,58 + 1,21 + 1,68 + 0,26 + 0,53 + 0,13 = 7,71\% \rightarrow \leq 8\% \rightarrow \text{Cumple}$$

A continuación se muestran los resultados obtenidos en la planilla de cálculo, solo de los tramos de línea en cuestión. La planilla completa se encuentra adjunta en el Anexo 7.6.

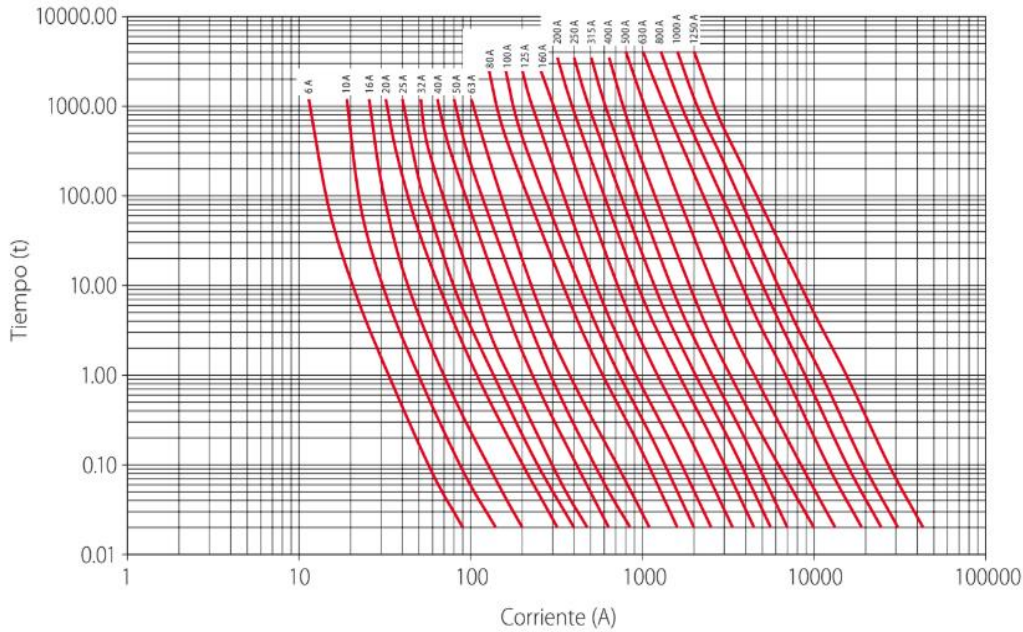
Origen	Destino	Distancia (Mts)	Cantidad de casas	Coefficiente Simultaneidad	Potencia monofasica total Kw con coef	Fase tomada	corriente A	Cable	Resistencia	Reactancia	U [V]	Caída de tension V	% Caída de tension <8%	DU % acumulada
Trato LMN O	WET201	7	35	0,357	67,71	T	362,11	3x95/50 Al	0,187	0,042	230,02	0,92	0,40%	0,40%
WET201	WET202	5	21	0,382	43,47	T	232,48	3x95/50 Al	0,187	0,042	229,60	0,42	0,19%	0,59%
WET202	WNL2003/1	18	12	0,439	28,55	T	152,67	3x95/50 Al	0,373	0,084	227,62	1,99	0,90%	1,49%
WNL2003/1	WNL2003/2	14	11	0,439	26,17	T	139,94	3x95/50 Al	0,373	0,084	226,20	1,42	0,64%	2,14%
WNL2003/2	WNL2003/3	28	10	0,439	23,79	T	127,22	3x95/50 Al	0,373	0,084	223,63	2,57	1,17%	3,31%
WNL2003/3	WNL2003/4	14	9	0,482	23,51	T	125,72	3x95/50 Al	0,373	0,084	222,36	1,27	0,58%	3,88%
WNL2003/4	WET205	30	8	0,529	22,93	T	122,64	3x95/50 Al	0,373	0,084	219,70	2,66	1,21%	5,09%
WET205	WL2011/8	67	4	0,660	14,31	T	76,51	3x95/50 Al	0,373	0,084	215,99	3,70	1,68%	6,78%
WL2011/8	WL2011/7	14	3	0,660	10,73	T	57,38	3x95/50 Al	0,373	0,084	215,41	0,58	0,26%	7,04%
WL2011/7	WL2011/6	28	2	1,000	10,84	T	57,96	3x95/50 Al	0,373	0,084	214,24	1,17	0,53%	7,57%
WL2011/6	WL2011/5	14	1	1,000	5,42	T	28,98	3x95/50 Al	0,373	0,084	213,95	0,29	0,13%	7,71%

**Tabla 4.2.6.**

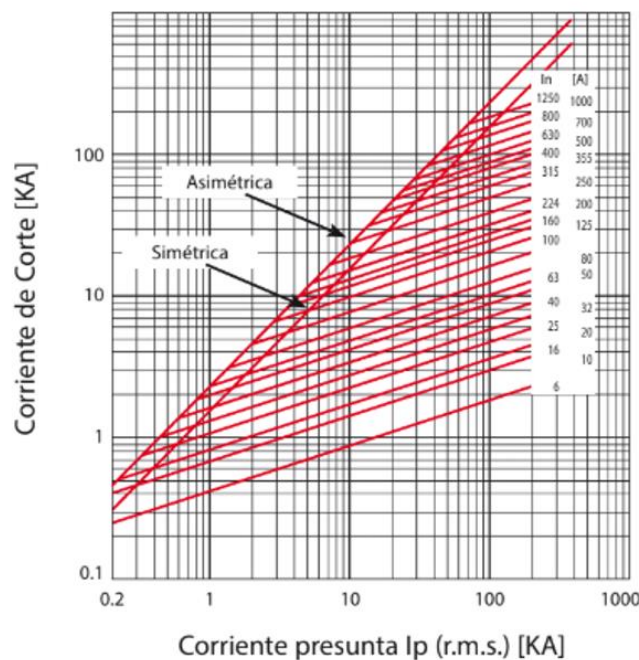
**4.2.7 Protecciones.**

Con carácter general los conductores están protegidos, contra sobrecargas y cortocircuitos, por fusibles existentes en la cabecera de la línea principal. Estos fusibles son de clase "gL", cumpliendo con los requerimientos de la norma IEC 60269 y fabricado bajo normas ISO 9001:2008, y sus características de funcionamiento se indican en los siguientes gráficos:

Curva de corriente / tiempo de operación



Curva de limitación de la corriente de cortocircuito



#### 4.2.7.1. Protección contra sobrecargas.

Esta protección tiene por objeto interrumpir toda intensidad de sobrecarga permanente en los conductores de un circuito, antes de que provoque un calentamiento perjudicial en el aislamiento de los mismos (máximo 90º C). La protección contra sobrecargas está asegurada cuando se cumpla la siguiente regla:

$$I_{\text{proyecto}} \leq I_{\text{proteccion}} \quad \text{y} \quad 1,6 * I_{\text{proyecto}} < 1,45 * I_{\text{admisible del conductor}}$$

$$I_{\text{proyecto}} (\text{WET201 A WET204}) = 362,11\text{A}$$

$$I_{\text{protección}} (\text{FWET201}) = 400\text{A}$$

$$I_{\text{admisible del conductor}} = 400\text{A}$$

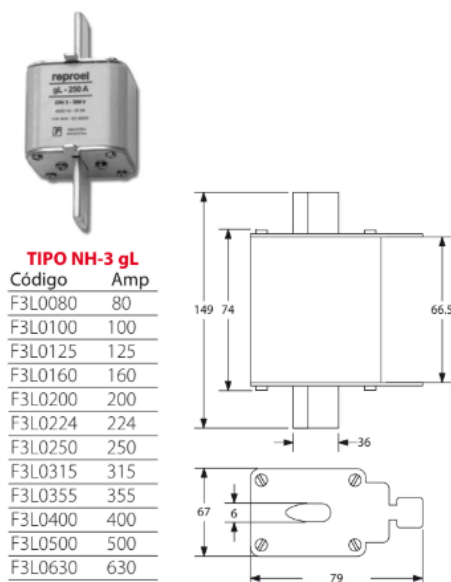
$$I_{\text{proyecto}} \leq I_{\text{protección}} \Rightarrow 362,11\text{A} \leq 400\text{A} \Rightarrow \text{CUMPLE}$$

$$1,6 * I_{\text{proyecto}} < 1,45 * I_{\text{admisible del conductor}} \Rightarrow 1,6 * 362,11\text{A} \leq 1,45 * 400\text{A} \Rightarrow$$

$$\Rightarrow 579.376\text{A} \leq 580\text{A} \Rightarrow \text{CUMPLE}$$

⇒ El fusible a utilizar para la protección de este tramo de conductor es tipo **NH-3gL de 400A**.

En la siguiente tabla se indican los fusibles de calibres normalizados (IEC 60269-1) que, cumpliendo con las condiciones anteriores, protegen a los conductores.



#### 4.2.7.2. Protecciones contra cortocircuitos.

Los fusibles "gL", dimensionados contra sobrecargas, protegen a los conductores contra cortocircuitos, a partir de las siguientes consideraciones:

- Su poder de corte es mayor, en el punto donde están instalados, que el valor de la intensidad de cortocircuito prevista.
- Toda intensidad de cortocircuito, que suceda en cualquier punto de la red, se interrumpe en un tiempo inferior a aquel que lleva al conductor a alcanzar su temperatura límite (250°C).
- En tiempos relativamente cortos, el conductor puede ser recorrido por una corriente muy superior a la admisible permanentemente y no alcanzar temperaturas que originen deterioros en su aislamiento.

Para cortocircuitos de duración no superior a 5 segundos, el tiempo "t" en que una intensidad de cortocircuito eleva la temperatura del conductor desde su temperatura máxima admisible, en servicio normal, hasta la temperatura límite admisible, puede calcularse, en primera aproximación, por la fórmula:

$$\sqrt{t} = K * \frac{S}{I_{cc}}$$

Siendo:

I<sub>cc</sub> = Valor eficaz de la intensidad de cortocircuito [A] según tabla 3 de IEC 60269-1 (Imáx en 5 s)

t = Duración del cortocircuito [s]

K = Constante que depende de la naturaleza del conductor y de su aislamiento. Este valor, para conductores de aluminio con aislamiento de polietileno reticulado, es de 93.

S = Sección del conductor de fase [mm<sup>2</sup>]

A esta fórmula se la denomina "curva térmica de los conductores" y podrá representarse en un gráfico con ejes de coordenadas logarítmico.

#### 4.2.8 Intensidad máxima de cortocircuito.

Es la intensidad que no provoca ninguna disminución de las características mecánicas de los conductores, incluso después de un número elevado de cortocircuitos. Se calcula admitiendo que el calentamiento de los conductores se realiza en un sistema adiabático.

La intensidad máxima de cortocircuito para un conductor de sección S viene determinada por la expresión:

$$I_{cc} = 93 * S * \sqrt{\frac{1}{t}}$$

$$I_{cc \text{ cond.}50\text{mm}^2} = 93 * 50 * \sqrt{\frac{1}{0,7}} = 5,55\text{kA}$$

$$I_{cc \text{ cond.}95\text{mm}^2} = 93 * 95 * \sqrt{\frac{1}{0,7}} = 10,55\text{kA}$$

$$I_{cc \text{ cond.}2 \times 95\text{mm}^2} = 93 * 190 * \sqrt{\frac{1}{0,7}} = 21,11\text{kA}$$

Siendo "t" el tiempo en segundos de la duración del cortocircuito y S la sección en mm<sup>2</sup>, se toma como valor de t 0,7seg. En todos los casos en que la corriente de cortocircuito en un punto supere a la corriente que soporta el conductor, esta corriente de cortocircuito estará limitada por los fusibles aguas arriba del conductor en cuestión.

Se puede realizar una tabla para tener una noción de las corrientes de cortocircuito que soporta cada cable para distintos tiempos, sustituyendo los valores para las secciones normalizadas en este Proyecto Tipo, se obtienen los siguientes resultados en (kA):

Sección del cable mm <sup>2</sup>	Intensidad de cortocircuito (kA)								
	Duración del cortocircuito (s)								
	0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
<b>50</b>	14,70	10,40	8,49	6,58	4,65	3,80	3,29	2,94	2,68
<b>95</b>	27,94	19,76	16,13	12,49	8,84	7,21	6,25	5,59	5,10
<b>Densidad A/mm<sup>2</sup></b>	294	208	170	132	93	76	66	59	54

La intensidad de cortocircuito está limitada por la impedancia del circuito hasta el punto de cortocircuito. Para el cálculo de dicha impedancia se tiene en cuenta tanto la correspondiente al cable como la del transformador que alimenta la línea. Para este proyecto fueron utilizados en todos los centros de transformación tres transformadores monofásicos de 100 kVA conectados en estrella, con el fin de que trabajen como un transformador trifásico. El valor de la reactancia de los mismos se calcula más adelante, y vamos a considerar que la resistencia es despreciable.

Se toma como la falla más desfavorable, aunque no la más propensa, a la del cortocircuito trifásico, la corriente de cortocircuito I<sub>cc</sub> viene dada por la siguiente expresión:



$$I_{cc3} = \frac{U}{Z} = \frac{U}{\sqrt{[L * (R_f)]^2 + [L * (X_f) + (X_t)]^2}}$$

Donde:

U = Tensión simple, en servicio normal, en el punto donde se encuentra el fusible de protección [V]

L = Longitud de línea desde el fusible hasta el punto de cortocircuito [km]

R<sub>f</sub> = Resistencia del conductor de fase a la temperatura de 20 °C, [Ω/km]

R<sub>n</sub> = Resistencia del conductor de neutro a la temperatura de 20 °C [Ω/km]

X<sub>f</sub> = Reactancia del conductor de fase [Ω/km]

X<sub>n</sub> = Reactancia del conductor de neutro [Ω/km]

X<sub>t</sub> = Reactancia del transformador [Ω]

Para poder seguir adelante con los cálculos, debemos hallar la impedancia aguas arriba del punto en cuestión, esta impedancia está conformada por la de la línea más la impedancia del transformador.

Datos del transformador

Potencia trifásica ⇒ S<sub>n</sub> = 300 kVA

Tensión de línea secundaria ⇒ V<sub>02</sub> = 400 V

Tensión de cortocircuito ⇒ U<sub>cc</sub> = 4% = 0,04

Potencia de pérdidas en vacío ⇒ P<sub>0(vacío)</sub> = 270 W

Potencia de pérdidas en el cobre ⇒ P<sub>Cu</sub> = 1600 W

$$\text{Corriente secundaria (I}_{2N}) \Rightarrow I_{2N} = \frac{S_N}{\sqrt{3} * U_{02}} = \frac{300 \text{ kVA}}{\sqrt{3} * 400} = 433 \text{ A}$$

$$P_{Cu} = 3 * R_{CC} * I_{2N}^2$$

$$\Rightarrow 1600 = 3 * R_{CC} * (433)^2 \Rightarrow R_{CC} = \frac{1600 \text{ W}}{3 * (433 \text{ A})^2} = 2,84 * 10^{-3} \Omega$$

$$\text{Impedancia de cc} \Rightarrow Z_{CC} = \frac{U_{CC} * U_{02}^2}{100 * S_n} = \frac{4 * 400^2}{100 * 300 * 10^3} = 0,021 \Omega$$

$$Z_{CC} = R_{CC} + jX_{CC} \Rightarrow 0,021 = 2,84 * 10^{-3} + jX_{CC}$$

$$X_{CC} = \sqrt{(0,021)^2 - (2,84 * 10^{-3})^2}$$

$$X_{CC} = 0,0218 \Omega$$



$$Z_{OA} = R_{OA} + jX_{OA}$$

$$Z_{OA} = 0 + j0,8 \text{ m}\Omega$$

$$Z_A = R_{OA} + R_{CC} + jX_{OA} + jX_{CC}$$

$$Z_A = 2,84 \cdot 10^{-3} + j0,8 \cdot 10^{-3} + j21 \cdot 10^{-3}$$

$$|Z_A| = \sqrt{(2,84 \cdot 10^{-3})^2 + (21,8 \cdot 10^{-3})^2}$$

$$|Z_A| = \sqrt{4,833 \cdot 10^{-4}}$$

$$Z_A = 21 \cdot 10^{-3} = 0,022 \Omega$$

Datos de los conductores

Cable de  $\varnothing 95 \text{ mm}^2$

$$R = 0,373 \Omega/\text{km} \quad X = 0,084 \Omega/\text{km}$$

Cable  $\varnothing 50 \text{ mm}^2$

$$R = 0,745 \Omega/\text{km} \quad X = 0,086 \Omega/\text{km}$$

**Calculo de la impedancia en el punto B**

$$\mathbf{A-B = 7 \text{ mts}}$$

$\Rightarrow$  Para 2 cables de  $\varnothing 95 \text{ mm}^2$

$$\mathbf{R = 0,1865 \Omega/\text{km}}$$

$$\mathbf{X = 0,042 \Omega/\text{km}}$$

**Resistencia y admitancia del cable de 7 metros**

$$R_{2x95} = 0,1865 \frac{\Omega}{\text{km}} * \frac{7 \text{ mts}}{1000 \frac{\text{mts}}{\text{km}}} = 1,3055 \times 10^{-3} \Omega$$

$$X_{2x95} = j0,042 \frac{\Omega}{\text{km}} * \frac{7 \text{ mts}}{1000 \frac{\text{mts}}{\text{km}}} = j2,94 \times 10^{-3} \Omega$$

$$Z_B = R_A + R_{AB} + jX_A + jX_{AB}$$

$$Z_B = 2,84 \times 10^{-3} \Omega + 1,3055 \times 10^{-3} \Omega + j21,8 \times 10^{-3} \Omega + j2,94 \times 10^{-3} \Omega$$

$$\mathbf{Z_B = 4,145 \times 10^{-3} \Omega + j22,094 \times 10^{-3} \Omega}$$

\*Nota: Para el cálculo de las siguientes impedancias, se tienen que ir sumando en serie las impedancias aguas arriba, teniendo en cuenta la tensión en el punto en cuestión, para poder hallar la corriente de cortocircuito en ese punto.

Todos los cálculos de impedancias se pueden ver en la planilla de cálculo adjunta en el anexo 7.6.

Ahora proseguimos con los cálculos de corrientes de cortocircuito, a modo de demostración se toman los tramos más cortos de cada sección de cables para verificar los tiempos de despeje de la falla del fusible seleccionado para cada caso.

Para el conductor de 50mm<sup>2</sup>, uno de los tramos más cortos es el que va del WET201 al WET204, este tramo va desde el WET201 que sale de la SE2, hasta Los WM2009/10, que alimentan la manzana M.

$$I_{cc3} = \frac{U}{Z} = \frac{U}{\sqrt{[L * (R_f)]^2 + [L * (X_f) + (X_t)]^2}}$$

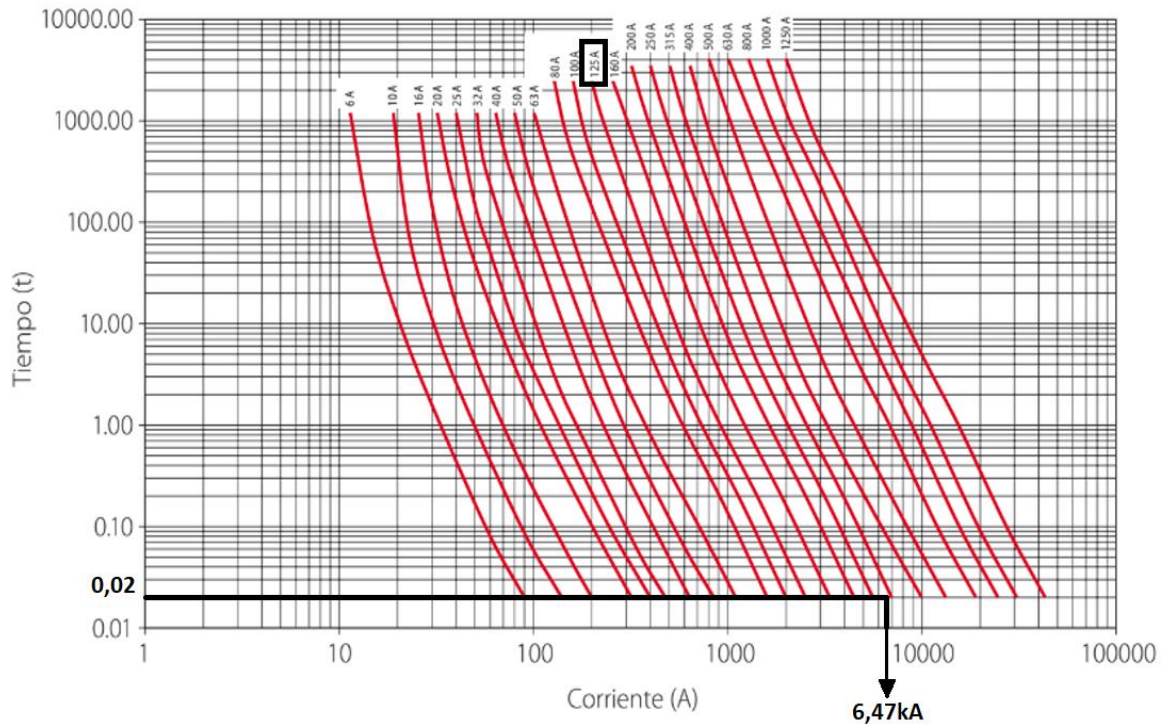
$$I_{cc3-WET201 A WET204} = \frac{U}{Z} = \frac{225,47V}{\sqrt{[(0,0251\Omega)]^2 + [(0,003182\Omega) + 0,084\Omega]^2}}$$

$$I_{cc3-WET201 A WET204} = \mathbf{6,47kA}$$

Para este tramo de línea el fusible que se seleccionó es el F<sub>WET204</sub> de 125A, a continuación entrando a la gráfica del fusible con la corriente calculada hallamos el tiempo de actuación de la protección en caso de cortocircuito. Con este tiempo debemos verificar que la corriente sea menor que la calculada con la siguiente expresión:

$$I_{cc} = K * \frac{S}{\sqrt{t}}$$

Curva de corriente / tiempo de operación



$$I_{cc} = K * \frac{S}{\sqrt{t}} = 93 * \frac{50}{\sqrt{0,02}} = 32,880 \text{ kA} > 6,47 \text{ kA} \rightarrow \text{Verifica}$$

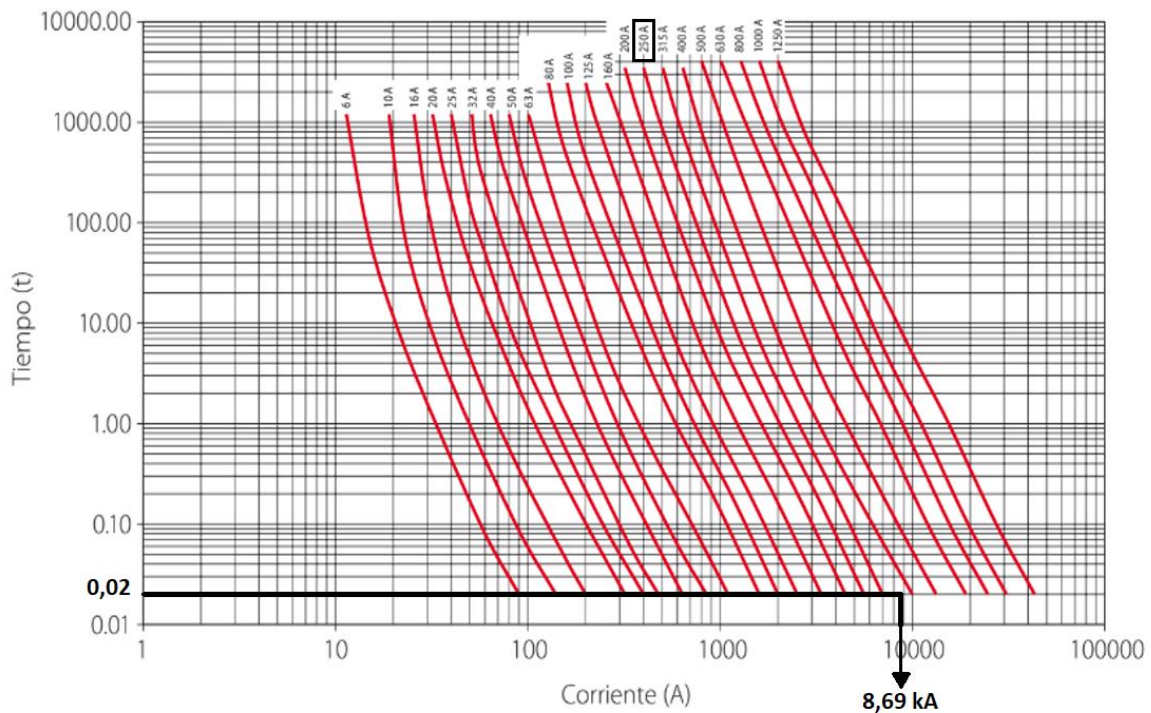
Para el conductor de 95mm<sup>2</sup>, vamos a tomar el tramo que va del WET202 al WET203, que conecta el WET201 con los alimentadores de la manzana O.

$$I_{cc3-WET202 \text{ A } WET203} = \frac{U}{Z} = \frac{227,77V}{\sqrt{[(0,01123\Omega)]^2 + [(0,002752\Omega) + 0,084\Omega]^2}}$$

$$I_{cc3-WET202 \text{ A } WET203} = \mathbf{8,69kA}$$

Para este tramo de línea el fusible que se seleccionó es el F<sub>WET202</sub> de 250A, a continuación entrando a la gráfica del fusible con la corriente calculada hallamos el tiempo de actuación de la protección en caso de cortocircuito.

Curva de corriente / tiempo de operación



$$I_{cc} = K * \frac{S}{\sqrt{t}} = 93 * \frac{95}{\sqrt{0,02}} = 62,472 \text{ kA} > 8,69 \text{ kA} \rightarrow \text{Verifica}$$

Y por último, para el caso en el que tenemos dos conductores de 95mm<sup>2</sup> conectados en paralelo, vamos a tomar el tramo de cable que va desde el transformador LMNO al WET201

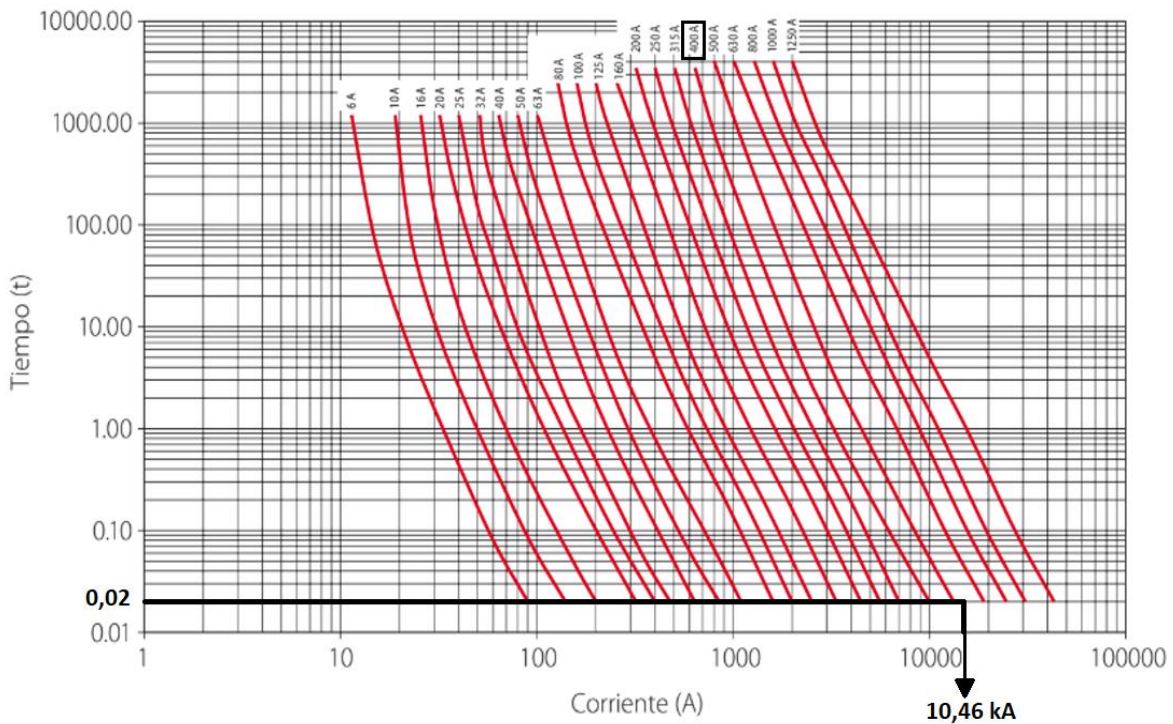
$$I_{cc3-TrLMNO A WET201} = \frac{U}{Z} = \frac{230,02V}{\sqrt{[(0,00284\Omega)]^2 + [(0,000294\Omega) + 0,084\Omega]^2}}$$

$$I_{cc3-TrLMNO A WET201} = 10,46\text{kA}$$

Para este tramo de línea el fusible que se seleccionó es el F<sub>WET201</sub> de 400A, a continuación entrando a la gráfica del fusible con la corriente calculada hallamos el tiempo de actuación de la protección en caso de cortocircuito.



Curva de corriente / tiempo de operación



$$I_{cc} = K * \frac{S}{\sqrt{t}} = 93 * \frac{190}{\sqrt{0,02}} = 124,94 \text{ kA} > 10,46 \text{ kA} \rightarrow \text{Verifica}$$

**\*Nota.** Los cálculos restantes correspondientes a las corrientes de cortocircuito trifásico en los distintos puntos de la red se encuentran en la planilla de cálculo adjunta en el Anexo 7.6.

**4.2.9 Cálculo de la sección mínima del conductor de protección.**

La sección mínima del conductor de puesta a tierra para el multiterrado del neutro a lo largo de la línea es:

TIPO DE CONDUCTOR	SECCION [mm2]
Cu	25
Ac/Cu	35



$$S = \frac{I_{fx} * \sqrt{t}}{k}$$

Donde:

$I_{fx}$ = Corriente de cortocircuito en el punto de estudio.

k: Coeficiente que depende del amaterial constructivo del conductor.

$k_{Cu}$ =0.175 kA/mm<sup>2</sup>seg<sup>0.5</sup>, para  $T_{final}$ =250°C.

$k_{Ac/Cu}$ =0.109 kA/mm<sup>2</sup>seg<sup>0.5</sup>, para  $T_{final}$ =300°C.

t: tiempo de accionamiento de la protección eléctrica asociada.

Tomamos como ejemplo el punto del transformador LMNO al WET201.

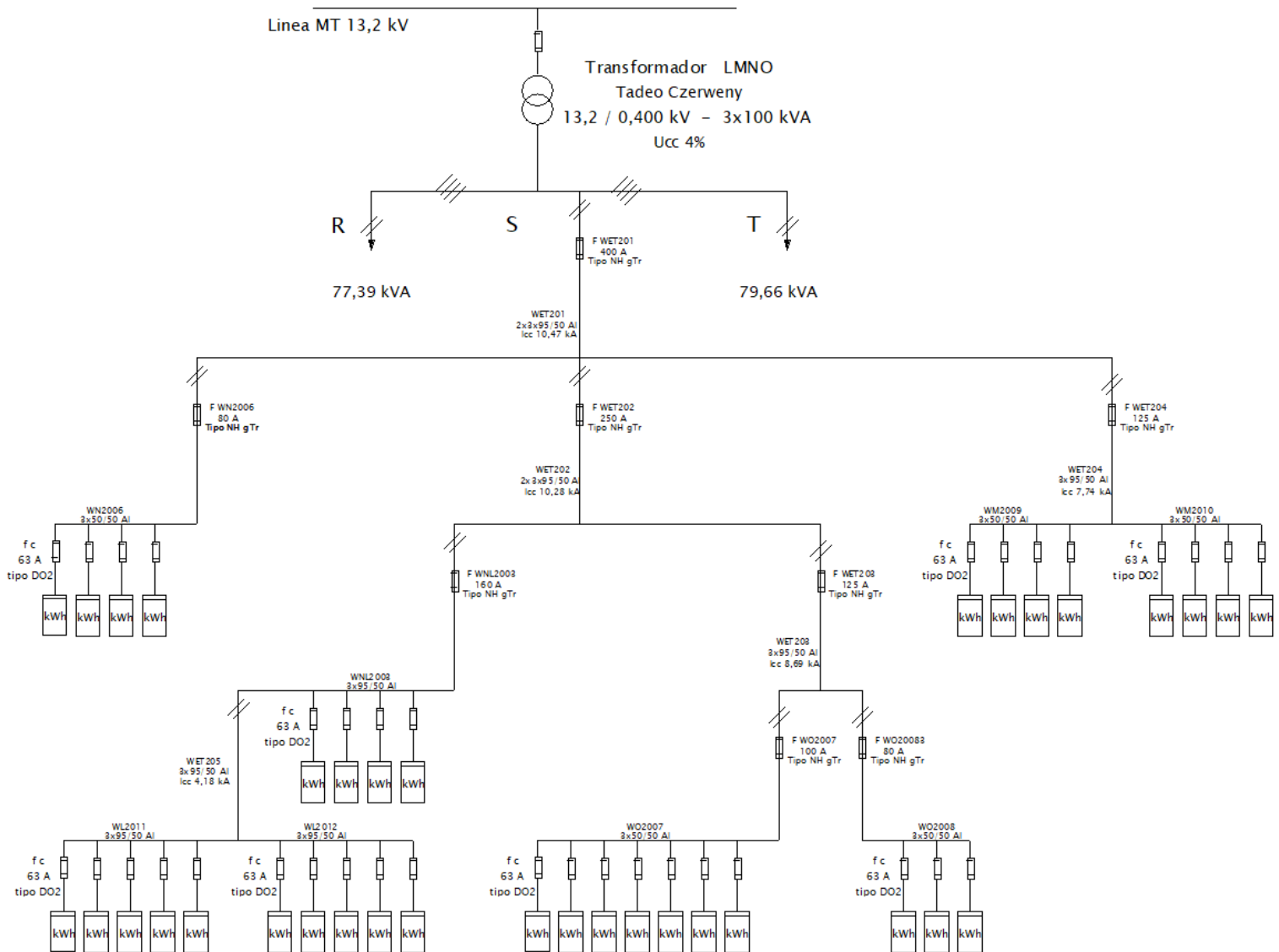
$$I_{fx} = \frac{U_x}{Z_{cable} + Z_{trafo}} = \frac{U - \Delta U_1}{Z_{cable} + Z_{trafo}} = \frac{\frac{400}{\sqrt{3}} - 0.92}{0.0220} = 10.46kA$$

\* $\Delta U_1$  calculado en el punto 4.2.6.

$$\Rightarrow S = \frac{I_{fx} * \sqrt{t}}{k} = \frac{10.46 kA * \sqrt{0.02seg}}{0.109 kA/mm^2seg^{0,5}} = 13.57mm^2$$

Para el proyecto se seleccionó un conductor de Ac/Cu de 35mm<sup>2</sup>, por lo tanto queda verificada la sección mediante la expresión anterior.

**4.2.10 Diagrama unifilar SE2**



El diagrama unifilar 4.2.10 representa a la SE2, que es la que se tomó como ejemplo de cálculo. Todos los unifilares se pueden observar en el punto 6.2.

### 4.3 Memoria de cálculo distribución de media tensión.

Los conductores a utilizar en las redes aéreas de MT son PRYSMIAN PRYSAL desnudo Al/AL - IND. ARG, según norma IRAM 2212, y características que corresponden a lo indicado en el catálogo adjunto al proyecto en el anexo 7.5.

Los conductores a utilizar en las redes subterráneas de MT son PRYSMIAN RETENAX MT, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) extruido en triple extrusión simultánea - IND. ARG, según norma IRAM 2178, y características que corresponden a lo indicado en el catálogo adjunto al proyecto en el anexo 7.5.

En la elección del cable, tanto la parte aérea como subterránea, se calculó para suministrar la energía eléctrica a cada centro de transformación y viene supeditado por la potencia a transportar, por la caída de tensión y por las pérdidas de potencia.

Los cálculos eléctricos responden a los siguientes criterios:

- La tensión nominal será de 13,2 kV.
- La carga total prevista es la suma de las cargas correspondientes a todos los centros de transformación
- La caída de tensión y pérdida de potencia admisibles en la red de distribución de MT, no son superiores al 5 % para la parte aérea y 3% para la parte subterránea. Este valor es el máximo que se podrá alcanzar por la suma de la red general y las derivaciones, tanto existentes como futuras.
- La resistencia lineal  $R$  del conductor varía con su temperatura, adoptando para nuestro caso la resistencia del conductor a 80 °C para la línea aérea y 90 °C para la línea subterránea, y su valor se puede ver en el catálogo de Prysmian adjunto en el anexo 7.5.
- La reactancia  $X$  de los conductores se extrae del catálogo de Prysmian adjunto en el anexo 7.5.
- Los conductores están en todos los casos suficientemente dimensionados para soportar la corriente de cortocircuito que se origine. Protegiendo cada tramo de la traza con el fusible adecuado para despejar la falla en un tiempo que no deteriore las propiedades del conductor.

#### 4.3.1 Procedimiento de cálculo.

El proyecto está conformado por una totalidad de 530 viviendas, considerando una demanda por vivienda de 6,3 kVA, la potencia total del barrio está dividida en 6 subestaciones aéreas de 300 kVA cada una, por lo que se contempla una potencia total de 1,8 MVA. La longitud de la línea aérea desde el punto de derivación con la línea ya existente, hasta la última estación transformadora es de unos 1000 metros. Teniendo también un anillado subterráneo de unos 1200 metros, ver **figura 3.3.10.C**.

#### 4.3.2 Intensidad de proyecto de media tensión.

La intensidad de proyecto es la corriente que se estima que circulará por la línea, y es la que utilizamos para la elección del conductor y para el cálculo de caída de tensión en los conductores. Esta corriente viene dada por la siguiente expresión:

$$I_{pMT} = \frac{P_{trifásica} [MVA]}{\sqrt{3} * V [kV]}$$

Donde:

$$P_{\text{trifásica}} = P_{SE} * 6 = 300kVA * 6 = \mathbf{1,8MVA}$$

$$\Rightarrow I_{pMT} = \frac{1,8}{\sqrt{3} * 13,2} \frac{[MVA]}{[kV]} = \mathbf{78,73A}$$

#### 4.3.3 Intensidad máxima admisible del conductor.

El valor de la intensidad I, que puede circular en régimen permanente, sin provocar un calentamiento exagerado del conductor depende de la sección S, de la temperatura T de funcionamiento de la línea y la temperatura ambiente.

Las secciones normalizadas para red aérea serán 3x120 Al-Al y 3x50 Al-Al (según RDUE - punto 4 de EDELAP). Las intensidades máximas admisibles por los conductores para las dos secciones utilizadas, trabajando a una temperatura de funcionamiento de 90°C y una temperatura ambiente de 40°C son las expuestas en la tabla mostrada a continuación (el catálogo completo se encuentra adjunto en el anexo 7.5):

#### Características Técnicas

Cables según norma IRAM 2212

Sección nominal  mm <sup>2</sup>	Formación  N° x mm	Diámetro aproximado  mm	Masa aprox.  kg/km	Carga de rotura calculada  kg	Resist. eléctrica máxima a 20°C y c. c.  ohm/km	Resist. eléctrica máxima a 80°C y c. a.  ohm/km	Intensidad de corriente admisible (1)  A
16	7 x 1,70	5,1	43	452,6	2,09	2,54	100
25	7 x 2,15	6,5	70	723,9	1,31	1,59	125
35	7 x 2,52	7,6	95	994,5	0,952	1,16	160
50	7 x 3,02	9,1	135	1428	0,663	0,806	195
50	19 x 1,85	9,3	140	1455	0,654	0,795	195
70	19 x 2,15	10,8	190	1965	0,484	0,588	235
95	19 x 2,52	12,6	260	2699	0,352	0,428	300
120	19 x 2,85	14,3	335	3453	0,275	0,334	340
150	37 x 2,25	15,8	405	4191	0,227	0,276	395

**Tabla 4.3.3.A. Conductor aéreo Prysmian.**

Para el caso de los conductores subterráneos a utilizar, estos pueden ser de 3x185 Al o de 3x50 Al, armados, aptos para 15 kV, aislación polietileno reticulado, cumpliendo con las normas IRAM 2178, según especificaciones de EDELAP en el RDUE punto 4. La corriente admisible del cable se extrae del catálogo del fabricante (este se encuentra adjunto en el

anexo 7.5) y a continuación se pueden observar los valores de corriente para las secciones en cuestión:

<b>Cable Retenax AL 13,2 kV</b>							
Datos Eléctricos							
Sección nominal	Corriente admisible para cables en aire (unipolares)	Corriente admisible para cables en aire (tripolares)	Corriente admisible para cables enterrados (unipolares)	Corriente admisible para cables enterrados (tripolares)	Resistencia a 90°C y 50 Hz	Reactancia a 50 Hz (unipolares)	Reactancia a 50 Hz (tripolares)
mm <sup>2</sup>	A	A	A	A	ohm/km	ohm/km	ohm/km
25	140	108	132	116		0,245	0,132
35	164	124	156	136	1,112	0,235	0,122
50	196	152	184	160	0,821	0,226	0,116
70	244	184	224	192	0,567	0,216	0,110
95	296	224	268	232	0,410	0,206	0,101
120	340	256	304	264	0,324	0,200	0,104
150	380	288	336	292	0,264	0,195	0,0976
185	436	332	376	328	0,210	0,189	0,0946
240	512	388	432	380	0,16	0,182	0,0911
300	584	440	488	428	0,128	0,176	0,0883
400	668	512	548	492	0,0997	0,171	0,0853
500	752	-	604	-	0,0755	0,165	-

**Tabla 4.3.3.B. Conductor subterráneo Prysmian.**

#### 4.3.4 Resistencia del conductor.

La resistencia R del conductor, en  $\Omega/\text{km}$  varía con la temperatura de funcionamiento de la línea, se toman los valores expuestos en la siguiente tabla extraída del catálogo del fabricante según norma IRAM 2212.

En la siguiente tabla se especifican los valores de la resistencia lineal, para los conductores aéreos:

<b>Características Técnicas</b>							
Cables según norma IRAM 2212							
Sección nominal	Formación	Diámetro aproximado	Masa aprox.	Carga de rotura calculada	Resist. eléctrica máxima a 20°C y c. c.	Resist. eléctrica máxima a 80°C y c. a.	Intensidad de corriente admisible (1)
mm <sup>2</sup>	Nº x mm	mm	kg/km	kg	ohm/km	ohm/km	A
16	7 x 1,70	5,1	43	452,6	2,09	2,54	100
25	7 x 2,15	6,5	70	723,9	1,31	1,59	125
35	7 x 2,52	7,6	95	994,5	0,952	1,16	160
50	7 x 3,02	9,1	135	1428	0,663	0,806	195
50	19 x 1,85	9,3	140	1455	0,654	0,795	195
70	19 x 2,15	10,8	190	1965	0,484	0,588	235
95	19 x 2,52	12,6	260	2699	0,352	0,428	300
120	19 x 2,85	14,3	335	3453	0,275	0,334	340
150	37 x 2,25	15,8	405	4191	0,227	0,276	395

**Tabla 4.3.4.A. Resistencia eléctrica máx. a 80°C del conductor aéreo.**

Para el caso de los conductores subterráneos los valores de resistencia e impedancia son los expuestos a continuación mediante un extracto de la tabla del catálogo de Prysmian:

<b>Cable Retenax AL 13,2 kV</b>							
<b>Datos Eléctricos</b>							
Sección nominal	Corriente admisible para cables en aire (unipolares)	Corriente admisible para cables en aire (tripolares)	Corriente admisible para cables enterrados (unipolares)	Corriente admisible para cables enterrados (tripolares)	Resistencia a 90°C y 50 Hz	Reactancia a 50 Hz (unipolares)	Reactancia a 50 Hz (tripolares)
mm <sup>2</sup>	A	A	A	A	ohm/km	ohm/km	ohm/km
25	140	108	132	116		0,245	0,132
35	164	124	156	136	1,112	0,235	0,122
50	196	152	184	160	0,821	0,226	0,116
70	244	184	224	192	0,567	0,216	0,110
95	296	224	268	232	0,410	0,206	0,101
120	340	256	304	264	0,324	0,200	0,104
150	380	288	336	292	0,264	0,195	0,0976
185	436	332	376	328	0,210	0,189	0,0946
240	512	388	432	380	0,16	0,182	0,0911
300	584	440	488	428	0,128	0,176	0,0883
400	668	512	548	492	0,0997	0,171	0,0853
500	752	-	604	-	0,0755	0,165	-

**Tabla 4.3.4.B. Resistencia y Reactancia conductor subterráneo.**

#### 4.3.5 Caída de tensión.

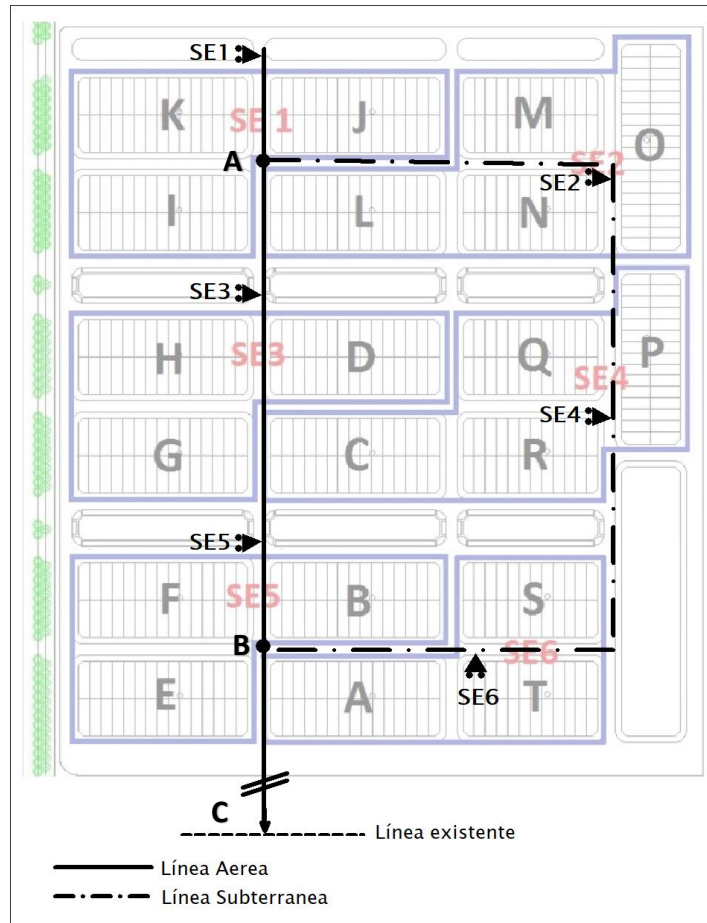
La sección de los cables se determina en función de que la caída de tensión en el punto más desfavorable, esta caída no debe ser superior al 5% para la línea aérea. Y para la línea subterránea no debe superar el 3%.

La caída de tensión en el caso de los cables de media tensión, generalmente tiene poca importancia, a menos que se trate de líneas de gran longitud.

Para el cálculo de la caída de tensión, hay que tener en cuenta algunas consideraciones. Primero, vamos a tener una configuración para el funcionamiento normal de la línea y otra configuración para el funcionamiento en falla de la misma. Esto se debe a que por exigencias de EDELAP, si se utiliza cable subterráneo, su topología debe ser tal que siempre exista reserva para la reposición del servicio en un corto plazo de tiempo. En la figura 4.3.5 se observa que del punto A a la SE2 tenemos el cable  $W_{SE2/A}$ , este estará bajo tensión pero no bajo carga para el funcionamiento normal de la línea. Si se produce una falla, se levanta el tramo de línea dañado y se conecta el  $W_{SE2/A}$  habilitando el anillo y restituyendo el servicio hasta reparar la falla.

La otra cuestión a considerar es que la potencia total de cada tramo de línea va variando con la distancia, esto lleva a una sumatoria de caídas de tensiones acumuladas, desde el punto de conexión con la línea existente hasta la última estación transformadora, esto último solo para cuando la línea está trabajando en servicio normal. Para el caso de falla se calcula la peor condición, que es cuando se produce una avería en el tramo de línea que va del punto B a la SE5 y se conecta el  $W_{SE2/A}$  para alimentar los tramos de línea caídos.





#### 4.3.5.1. Cálculo de caída de tensión para el funcionamiento normal de la línea.

Donde:

$$\Delta U = \Sigma \Delta U_i$$

$$\Delta U = \sqrt{3} * I * (R * \cos \phi + X * \sin \phi) * L$$

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U}$$

Donde:  
 $\Delta U$  = Caída de tensión [V]  
 $I_p$  = Corriente de proyecto [A]  
 $L$  = Longitud de la red [km]  
 $R$  = Resistencia del conductor a 90° C [ $\Omega$ /km]  
 $X$  = Reactancia del cable [ $\Omega$ /km]  
 $\phi$  = Angulo de desfasaje

- **Línea aérea:** Reemplazando los valores en cada punto del tramo que va desde la conexión con la línea existente hasta la SE1 (el más desfavorable) obtenemos,

$\Delta U_{C/B}$ : Es la caída de tensión que va desde el punto C hasta el punto B.

$$\Delta U_{C/B} = 23,36 V$$

$\Delta U_{B/SE5}$ : Es la caída de tensión que va desde el punto B hasta la SE5.

$$\Delta U_{B/SE5} = 8,53 V$$

$\Delta U_{SE5/SE3}$ : Es la caída de tensión que va desde la SE5 hasta la SE3.

$$\Delta U_{SE5/SE3} = 12,14 V$$

$\Delta U_{SE3/A}$ : Es la caída de tensión que va desde la SE3 hasta el punto A.

$$\Delta U_{SE3/A} = 3,83 V$$

$\Delta U_{A/SE1}$ : Es la caída de tensión que va desde el punto A hasta la SE1.

$$\Delta U_{A/SE1} = 1,92 V$$

\*Los cálculos completos se encuentran en la planilla de cálculo adjunta en el anexo 7.6.

- **Línea subterránea.**

$\Delta U_{B/SE6}$ : Es la caída de tensión que va desde el punto B hasta la SE6.

$$\Delta U_{B/SE6} = 8,38 V$$

$\Delta U_{SE6/SE4}$ : Es la caída de tensión que va desde la SE6 hasta la SE4.

$$\Delta U_{SE6/SE4} = 15,52 V$$

$\Delta U_{SE4/SE2}$ : Es la caída de tensión que va desde la SE4 hasta la SE2.

$$\Delta U_{SE4/SE2} = 4,48 V$$

$\Delta U_{SE2/A}$ : Es la caída de tensión que va desde la SE2 hasta el punto B.

$$\Delta U_{SE2/A} = 0V$$

\*Los cálculos completos se encuentran en la planilla de cálculo adjunta en el anexo 7.6

- **Caída de tensión total.**

$\Delta U_{C/SE1} = \Delta U_{total \text{ en cond. normal}}$ : Es la caída de tensión total, va del punto C hasta la SE1.

$$\Delta U_{C/SE1} = \Delta U_{total \text{ en cond. normal}} = 78,17 \text{ V}$$

$$\Rightarrow \Delta U\% = \frac{\Delta U}{U} * 100 = \frac{78,17 \times 10^{-3} \text{ kV}}{13,2 \text{ kV}} * 100 = \mathbf{0,59\%} \Rightarrow \mathbf{CUMPLE}$$

**Nota:** Con esto queda demostrado lo antes dicho de que es despreciable la caída de tensión en líneas aéreas de corta longitud.

#### 4.3.5.2. Caída de tensión para el funcionamiento en falla de la línea.

Para este caso como bien dijimos antes, se supone una falla en el cable  $W_{B/SE5}$ , por lo que se desvincula ese tramo de la línea y se conecta el  $W_{SE2/A}$ . Se procede al cálculo de la caída de tensión desde el punto C hasta la SE5 pero pasando por el cable subterráneo.

$$\Rightarrow \Delta U_{C/SE5} = \Delta U_{total \text{ en cond. de falla}} = 122,86 \text{ V}$$

$$\Rightarrow \Delta U\% = \frac{\Delta U}{U} * 100 = \frac{126,86 \times 10^{-3} \text{ kV}}{13,2 \text{ kV}} * 100 = \mathbf{0,93\%} \Rightarrow \mathbf{CUMPLE}$$

\*Los cálculos completos se encuentran en la planilla de cálculo adjunta en el anexo 7.6

#### 4.3.6 Protecciones.

Con carácter general los conductores están protegidos, contra sobrecargas y cortocircuitos, por fusibles existentes en la cabecera de la línea principal. Estos son cortacircuitos fusible del tipo XS, cumpliendo con los requerimientos de la norma IEC, y su curva característica de funcionamiento se encuentra adjunta en el anexo 7.5.



Figura 4.3.6. Fusible tipo XS, marca S&C.

#### 4.3.6.1. Protección contra sobrecargas.

Esta protección tiene por objeto interrumpir toda intensidad de sobrecarga permanente en los conductores de un circuito, antes de que provoque un calentamiento perjudicial en los mismos. La protección contra sobrecargas está asegurada cuando se cumpla la siguiente regla:

$$I_{\text{proyecto}} \leq I_{\text{proteccion}} \quad \text{Y} \quad 1,6 * I_{\text{proyecto}} < 1,45 * I_{\text{admisible del conductor}}$$

$$I_{\text{proyecto}} = 78,73 \text{ A}$$

$$I_{\text{protección}} = 150 \text{ A}$$

$$\Rightarrow 78,73 \text{ A} \leq 150 \text{ A} \Rightarrow \text{CUMPLE}$$

$$\Rightarrow 1,6 * 78,73 \text{ A} \leq 1,45 * 150 \text{ A}$$

$$\Rightarrow 125,968 \text{ A} \leq 217,5 \text{ A} \Rightarrow \text{CUMPLE}$$

#### 4.3.6.2. Protección contra cortocircuitos.

Los cortocircuitos fusibles "XS", dimensionados contra sobrecargas, protegen a los conductores contra cortocircuitos, a partir de las siguientes consideraciones:

- Su poder de corte será mayor, en el punto donde están instalados, que el valor de la intensidad de cortocircuito prevista.
- Toda intensidad de cortocircuito, que suceda en cualquier punto de la red, debe interrumpirse en un tiempo inferior a aquel que llevaría al conductor a alcanzar su temperatura límite.
- En tiempos relativamente cortos, el conductor puede ser recorrido por una corriente muy superior a la admisible permanentemente y no alcanzar temperaturas que originen deterioros en su aislamiento.

Para cortocircuitos de duración no superior a 5 segundos, el tiempo "t" en que una intensidad de cortocircuito eleva la temperatura del conductor desde su temperatura máxima admisible, en servicio normal, hasta la temperatura límite admisible, puede calcularse, en primera aproximación, por la fórmula:

$$\sqrt{t} = K * \frac{S}{I_{cc}}$$

Siendo:

$I_{cc}$  = Valor eficaz de la intensidad de cortocircuito [A] según tabla 3 de IEC 60269-1 (Imáx en 5 s)

t = Duración del cortocircuito [s]

K = Constante que depende de la naturaleza del conductor. Este valor, para conductores de aluminio, es de 92.

S = Sección del conductor de fase [mm<sup>2</sup>]

A esta fórmula se la denomina "curva térmica de los conductores" y podrá representarse en un gráfico con ejes de coordenadas logarítmico.

#### 4.3.7 Intensidad máxima de cortocircuito.

Es la intensidad que no provoca ninguna disminución de las características mecánicas de los conductores, incluso después de un número elevado de cortocircuitos. Se calcula admitiendo que el calentamiento de los conductores se realiza en un sistema adiabático.

La intensidad máxima de cortocircuito para un conductor de sección  $S$  viene determinada por la expresión:

$$I_{cc} = 92 * S * \sqrt{\frac{1}{t}}$$

$$\Rightarrow I_{cc \text{ cond. aereo de } 50\text{mm}^2} = 92 * 50 * \sqrt{\frac{1}{0,5}} = 6,505 \text{ kA}$$

$$\Rightarrow I_{cc \text{ cond. subterráneo de } 50\text{mm}^2} = 92 * 50 * \sqrt{\frac{1}{0,5}} = 6,505 \text{ kA}$$

Siendo "t" el tiempo en segundos de la duración del cortocircuito y  $S$  la sección en  $\text{mm}^2$ , se toma como valor de  $t$  0,5seg.

La intensidad de cortocircuito está limitada por la impedancia del circuito hasta el punto de cortocircuito. Se toma como la falla más desfavorable, a la del cortocircuito trifásico, la corriente de cortocircuito  $I_{cc}$  viene dada por la siguiente expresión:

$$I_{cc3 \text{ MT}} = \frac{U}{Z} = \frac{U}{\sqrt{[L * (R_f)]^2 + [L * (X_f)]^2}}$$

Donde:

$U$  = Tensión simple, en servicio normal, en el punto donde se encuentra el fusible de protección [V]

$L$  = Longitud de línea desde el fusible hasta el punto de cortocircuito [km]

$R_f$  = Resistencia del conductor de fase a la temperatura de 20 °C, [ $\Omega/\text{km}$ ]

$X_f$  = Reactancia del conductor de fase [ $\Omega/\text{km}$ ]

$$\Rightarrow I_{cc3 \text{ MT}} = \frac{U}{Z} = \frac{U}{R_{\text{linea exist.}} + R_{\text{linea nueva}}} = \frac{13,2 \text{ kV}}{0,250 \text{ km} * (1 + 0,806) \frac{\Omega}{\text{km}}} = \mathbf{10,99 \text{ kA}}$$

Para este tramo de línea el fusible que se seleccionó es el  $FW_{C/B}$  de 150A, a continuación entrando a la gráfica del fusible con la corriente calculada hallamos el tiempo de actuación de la protección en caso de cortocircuito. Con este tiempo debemos verificar que la corriente sea menor que la calculada con la siguiente expresión:

$$I_{cc} = K * \frac{S}{\sqrt{t}}$$

El tiempo de actuación nos da 0,1 segundos, se puede ver el gráfico en el anexo 7.5.

$$\Rightarrow I_{cc} = K * \frac{S}{\sqrt{t}} = 92 * \frac{50 \text{ mm}^2}{\sqrt{0,01 \text{ seg.}}} = 46 \text{ kA} > 10,99 \text{ kA} \Rightarrow \text{VERIFICA}$$

**NOTA:** Los restantes cálculos de corrientes de cortocircuitos se encuentran en la planilla de cálculo adjunta en el anexo 7.6.

#### 4.3.8 Descargadores de sobretensión.

Un descargador de alta tensión, debe poder garantizar la operación permanente y estable del sistema. Esto significa que el equipo debe poder conducirse con todas las solicitaciones resultantes de la operación de la red -de duración prolongada, temporaria o transitoria- manteniéndose al mismo tiempo eléctrica y térmicamente estable bajo todas estas condiciones.

#### Tensiones mínimas de operación permanente y nominal requeridas.

Sabemos que la tensión de operación permanente mínimamente requerida por el descargador debe ser calculada por la tensión máxima resistida por el equipamiento de fase referida a tierra, afectada en un 5% (incremento de la cresta máxima de tensión a raíz de la alinealidad en la característica U-I de los descargadores de Óxido Metálico) como vemos a continuación:

$$U_n = 13,2 \text{ kV}$$

$$U_m = U_n + 10 = 14,5 \text{ kV}$$

$$U_{f,max} = \frac{U_m}{\sqrt{3}} = 8,371 \text{ kV}$$

$$U_{f,min} = U_{f,max} + 5 = 8,8 \text{ kV}$$

Luego, afectamos ésta última por un valor empírico para obtener la tensión nominal mínima 1. Este valor surge de la relación que hay entre la tensión de operación permanente y la nominal de un descargador y es casi siempre 1.25.

\*Nota: De acuerdo al catálogo de siemens de descargadores de sobretensiones de óxido metálico, en la página 36 nos dice que para el valor de 1.25 no existen razones físicas; resultó



de ser un valor puramente empírico que apareció durante el desarrollo (independiente) de los fabricantes de prácticamente todos los tipos de descargadores de óxido metálico. Este catálogo se encuentra adjunto en el anexo 7.5.

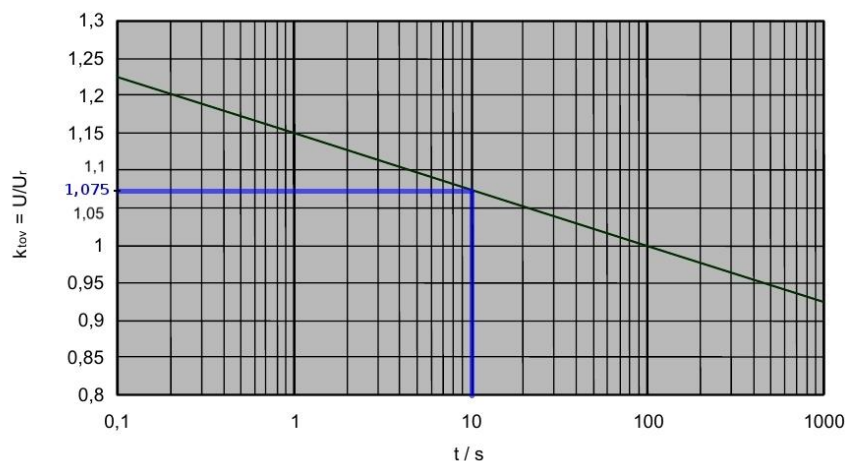
$$U_{r1,min} = 1,25 \times U_{f,min} = 11kV$$

Y la tensión nominal 2 mínima tiene en cuenta el factor de falla a tierra ( $k \leq 1,4$ ) por ser nuestro sistema de PAT en 13,2kV con neutro rígido a tierra:

$$U_{r2,min} = 1,4 \times \frac{U_{f,max}}{k_{tov,10s}} = \frac{83}{1,075} = 10,8kV$$

Capacidad de un descargador para soportar sobretensiones temporarias a frecuencia industrial en un lapso determinado de tiempo. Dichas sobretensiones, denominadas TOV, están provocadas por maniobras o fallas del sistema (sus valores dependen del sistema de PAT).

La constante de sobretensión para 10 segundos del siguiente gráfico:



**Figura 4.3.8. Característica tensión de frecuencia industrial – tiempo (U-t)**

El criterio de elección es:

$$U_r = \text{máx}\{U_{r1}, U_{r2}\} = 11kV$$

Posteriormente, si redondeamos  $U_r$  al número entero inmediato superior divisible por 3, obtenemos la tensión de operación permanente del descargador:

$$U_r = 12kV$$

Buscamos dicho valor en el catálogo del fabricante:

type <sup>1)</sup> / Typ <sup>1)</sup> type <sup>1)</sup> / tipo <sup>1)</sup>	rated voltage / Bemessungsspannung tension assignée / tensión asignada  U <sub>r</sub> kV	continuous operating voltage Dauerspannung tension de régime permanent tensión de operación continua  U <sub>c</sub> kV	residual voltage at steep, lightning and switching impulse current Restspannung bei Steil-, Blitz- und Schaltstoßstrom tension résiduelle aux chocs de courant à front raide, aux chocs de foudre et chocs de manoeuvre tensión residual con impulso de corriente de frente escarpado, impulso tipo rayo y de maniobra								min. housing size / min. Gehäusegröße taille minimale d'enveloppe tamaño mínimo de la envolvente	
			10 kA (1/20 µs) kV	5 kA (8/20 µs) kV	10 kA (8/20 µs) kV	20 kA (8/20 µs) kV	40 kA (8/20 µs) kV	250 A (40/100) kV	500 A (40/100) kV	1000 A (40/100) kV		2000 A (40/100) kV
SB 6/10.3-0	6	4,8	16,4	14,4	15,2	16,4	18,2	12,2	12,5	12,9	13,3	01
SB 9/10.3-0	9	7,2	24,6	21,7	22,8	24,6	27,4	18,2	18,8	19,4	20,0	01
SB 12/10.3-0	12	9,6	32,8	28,9	30,4	32,8	36,5	24,3	25,1	25,8	26,7	01
SB 15/10.3-0	15	12,0	40,9	36,0	37,9	40,9	45,5	30,3	31,2	32,2	33,2	01
SB 18/10.3-0	18	14,4	49,1	43,2	45,5	49,1	54,6	36,4	37,5	38,7	39,9	01
SB 21/10.3-0	21	16,8	57,3	50,4	53,1	57,3	63,7	42,5	43,8	45,1	46,6	01
SB 24/10.3-0	24	19,2	65,6	57,7	60,7	65,6	72,8	48,6	50,0	51,6	53,2	01

**Tabla 4.3.8.A**

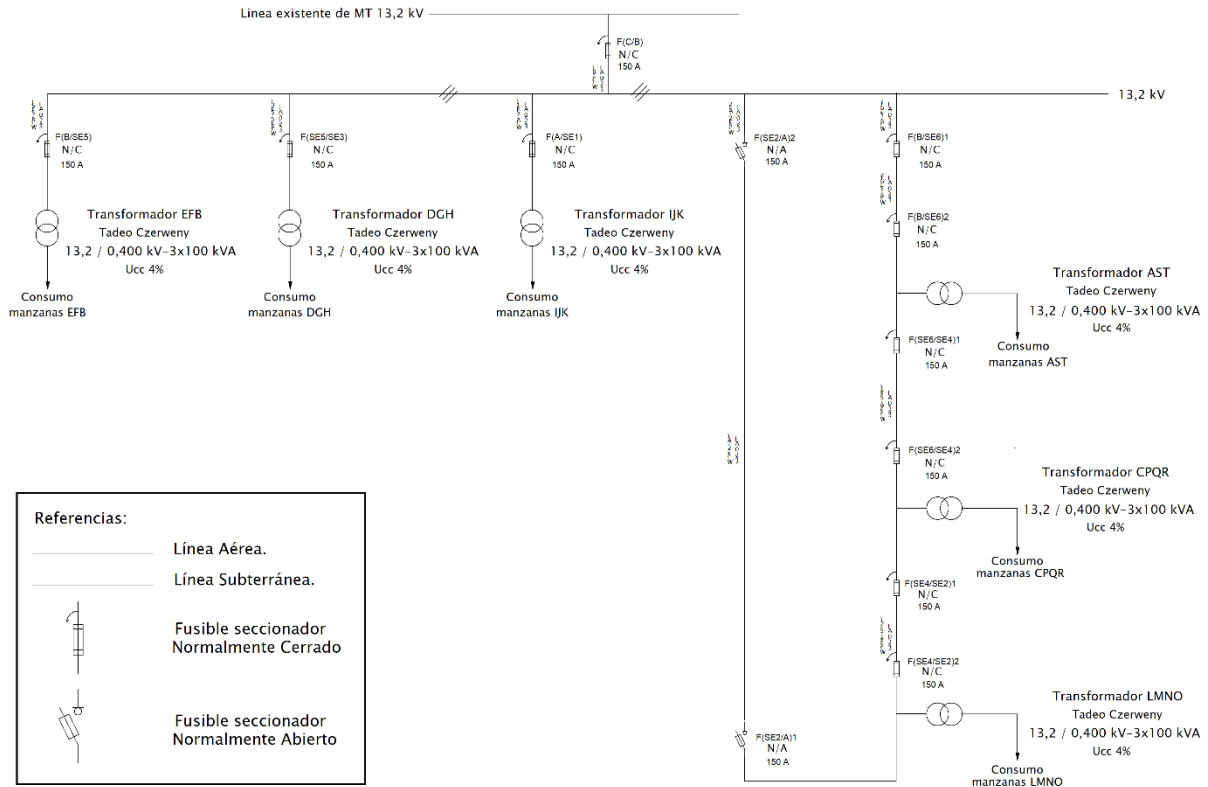
Con Ur elegimos nuestro descargador marca Tridelta, tipo ZnO, modelo SB12/10,3-0

**Datos Técnicos**

Tensión asignada U <sub>r</sub> :	6 kV hasta 240 kV
Corriente nominal de descarga:	10 kA
Impulso de corriente de alta amplitud (4/10):	100 kA
Impulso de corriente de larga duración:	600 A / 2000 µs
Clase de descarga de línea:	2
Capacidad de absorción de energía según IEC 60099-4; Edición 2.2:	5 kJ / kV <sub>Ur</sub>

**Tabla 4.3.8.B.**

**4.3.9 Diagrama unifilar distribución de MT.**



**4.4 Memoria de cálculo alumbrado público.**

**4.4.1 Distribución de potencia por cada sitio.**

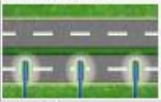

En la siguiente tabla podemos observar las distintas potencias por cada uno de los 10 sitios. Estos valores son el resultado de la suma de las potencias de las luminarias seleccionadas en las distintas cuadras y ramblas a alimentar por cada sitio.

Resumen de distribución de cargas de los sitios de alumbrado publico			
Sitios Solares	CANTIDAD DE LUMINARIAS		Potencia kW total
	BDP102	BGP323	
SITIO 1	4	33	3,24
SITIO 2	4	29	2,89
SITIO 3	3	33	3,15
SITIO 4	4	33	3,24
SITIO 5	4	29	2,89
SITIO 6	3	33	2,99
SITIO 7	4	33	3,24
SITIO 8	4	29	2,89
SITIO 9	3	33	3,15
SITIO 10	0	31	2,78
<b>Suma totales</b>	<b>33</b>	<b>316</b>	<b>30,45</b>



**Tabla 4.4.1. Potencias de alumbrado público.**

#### 4.4.2 Tabla de resultados de DIALux.

La siguiente tabla es el resultado de todos los cálculos obtenidos en el DIALux, las tildes verdes representan que el parámetro correspondiente cumple con las normas y requisitos necesarios. Para ver información más detallada sobre los resultados obtenidos con el software, ver el informe completo de DIALux en el anexo 7.2.

	1	2
Nombre	calle 514,517,1	Tipo lateral
Descripción		
Factor de mantenimiento	0.67	0.67
Luminarias	Luminarias seleccionadas: 1	Luminarias seleccionadas: 1
Luminaria optimizada	Sin resultados	PHILIPS BGP323 T50 1xGRN1...
Disposición de las luminarias	Un lado abajo 	Un lado abajo 
Distancia entre mástiles [m]	26.000	17.000
Altura del punto de luz [m]	8.000	8.000
Inclinación [°]	10	10
Saliente del punto de luz [m]	0.000	0.000
Distancia mástil-calzada [m]	<input checked="" type="checkbox"/> 0.650	<input checked="" type="checkbox"/> 0.650
Longitud del brazo [m]	<input type="checkbox"/> 0.650	<input type="checkbox"/> 0.627
calles verticales (CE5)		
Em [lx]	<input checked="" type="checkbox"/> ≥7.50	<input checked="" type="checkbox"/> ≥7.50    7.64 <input checked="" type="checkbox"/>
U0	<input checked="" type="checkbox"/> ≥0.40	<input checked="" type="checkbox"/> ≥0.40    0.89 <input checked="" type="checkbox"/>
Emin (semicilindr) [lx]	<input checked="" type="checkbox"/> ≥1.50	<input checked="" type="checkbox"/> ≥1.50    5.21 <input checked="" type="checkbox"/>
Recuadro de evaluación Calzada 1 (ME4a)		
Lm [cd/m²]	<input checked="" type="checkbox"/> ≥0.75	<input checked="" type="checkbox"/> ≥0.75    0.95 <input checked="" type="checkbox"/>
U0	<input checked="" type="checkbox"/> ≥0.40	<input checked="" type="checkbox"/> ≥0.40    0.50 <input checked="" type="checkbox"/>
U1	<input checked="" type="checkbox"/> ≥0.60	<input checked="" type="checkbox"/> ≥0.60    0.83 <input checked="" type="checkbox"/>
TI [%]	<input checked="" type="checkbox"/> ≤15	<input checked="" type="checkbox"/> ≤15    10 <input checked="" type="checkbox"/>
SR	<input checked="" type="checkbox"/> ≥0.50	<input checked="" type="checkbox"/> ≥0.50    0.97 <input checked="" type="checkbox"/>
ULR	Sin resultados	0.001
ULOR	Sin resultados	0.000
Imax 70° [cd/klm]	Sin resultados	339
Imax 80° [cd/klm]	Sin resultados	335
Imax 90° [cd/klm]	Sin resultados	15
Imax sobre 90° [cd/klm]	Sin resultados	0.590
Imax sobre 95° [cd/klm]	Sin resultados	0.621
GlareIndex max 85°	Sin resultados	D.0
G Tipo	Sin resultados	/
Potencia / km [W/km]	Sin resultados	5133

**Tabla 4.4.2.A. Tabla de resultados DIALux para disposición unilateral.**

	1	2
Nombre	Esquema de vía pública 1	calles 115,116,117,515 bis,516,...
Descripción		
Factor de mantenimiento	0.67	0.67
Luminarias	Seleccionar luminarias!	Luminarias seleccionadas: 1
Luminaria optimizada	Sin resultados	PHILIPS BGP323 T50 1xGRN1...
Disposición de las luminarias	Ambos lados alternos 	Ambos lados alternos 
Distancia entre mástiles [m]	50.000 ... 52.000, 0.500	39.000
Altura del punto de luz [m]	8.000	8.000
Inclinación [°]	0 ... 10, 5	5
Saliente del punto de luz [m]	0.000	0.000
Distancia mástil-calzada [m]	<input checked="" type="checkbox"/> 0.650	<input checked="" type="checkbox"/> 0.650
Longitud del brazo [m]	<input type="checkbox"/> 0.650	<input type="checkbox"/> 0.639
Vereda (CE5)		
Em [lx]	<input checked="" type="checkbox"/> ≥ 7.50	<input checked="" type="checkbox"/> ≥ 7.50    8.76 <input checked="" type="checkbox"/>
U0	<input checked="" type="checkbox"/> ≥ 0.40	<input checked="" type="checkbox"/> ≥ 0.40    0.88 <input checked="" type="checkbox"/>
Emin (semicilindr) [lx]	<input checked="" type="checkbox"/> ≥ 1.50	<input checked="" type="checkbox"/> ≥ 1.50    3.57 <input checked="" type="checkbox"/>
calle (ME4a)		
Lm [cd/m²]	<input checked="" type="checkbox"/> ≥ 0.75	<input checked="" type="checkbox"/> ≥ 0.75    0.76 <input checked="" type="checkbox"/>
U0	<input checked="" type="checkbox"/> ≥ 0.40	<input checked="" type="checkbox"/> ≥ 0.40    0.58 <input checked="" type="checkbox"/>
Ul	<input checked="" type="checkbox"/> ≥ 0.60	<input checked="" type="checkbox"/> ≥ 0.60    0.89 <input checked="" type="checkbox"/>
TI [%]	<input checked="" type="checkbox"/> ≤ 15	<input checked="" type="checkbox"/> ≤ 15    10 <input checked="" type="checkbox"/>
SR	<input checked="" type="checkbox"/> ≥ 0.50	<input checked="" type="checkbox"/> ≥ 0.50    0.94 <input checked="" type="checkbox"/>
Vereda (CE5)		
Em [lx]	<input checked="" type="checkbox"/> ≥ 7.50	<input checked="" type="checkbox"/> ≥ 7.50    8.76 <input checked="" type="checkbox"/>
U0	<input checked="" type="checkbox"/> ≥ 0.40	<input checked="" type="checkbox"/> ≥ 0.40    0.88 <input checked="" type="checkbox"/>
Emin (semicilindr) [lx]	<input checked="" type="checkbox"/> ≥ 1.50	<input checked="" type="checkbox"/> ≥ 1.50    3.53 <input checked="" type="checkbox"/>
ULR	Sin resultados	0.000
ULOR	Sin resultados	0.000
Imax 70° [cd/klm]	Sin resultados	339
Imax 80° [cd/klm]	Sin resultados	298
Imax 90° [cd/klm]	Sin resultados	2.21
Imax sobre 90° [cd/klm]	Sin resultados	0.302
Imax sobre 95° [cd/klm]	Sin resultados	0
GlareIndex max 85°	Sin resultados	D.4
G Tipo	Sin resultados	/
Potencia / km [W/km]	Sin resultados	4524

**Tabla 4.4.2.B. Tabla de resultados DIALux para disposición en tresbolillo.**



**4.4.3 Cálculo de eficiencia energética.**

$$E_m = 8.6Lux$$

⇒ Tenemos que interpolar este valor en la curva realizada con los valores de las siguientes tablas para poder hallar el valor de  $\epsilon$  y de  $\epsilon_R$ .

Iluminancia media en servicio $E_m (lux)$	EFICIENCIA ENERGÉTICA MÍNIMA $\epsilon_R \left( \frac{m^2 \cdot lux}{W} \right)$
$\geq 30$	22
25	20
20	17,5
15	15
10	12
$\leq 7,5$	9,5

Nota - Para valores de iluminancia media proyectada comprendidos entre los valores indicados en la tabla, la eficiencia energética de referencia se obtendrán por interpolación lineal

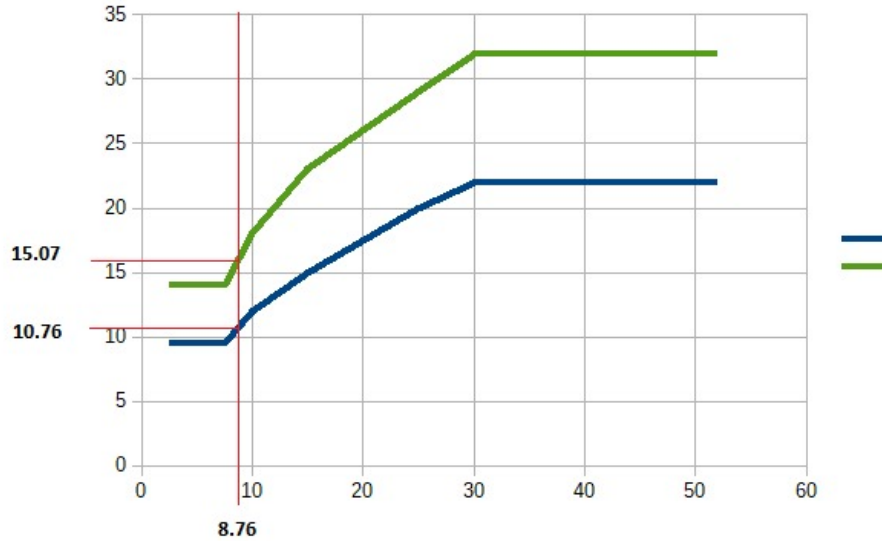
**Tabla 3.4.12. Requisitos mínimos para la eficiencia energética (CIE 140).**

Iluminancia media en servicio proyectada $E_m (lux)$	Eficiencia energética de referencia $\epsilon_R \left( \frac{m^2 \cdot lux}{W} \right)$
$\geq 30$	32
25	29
20	26
15	23
10	18
$\leq 7,5$	14

Nota - Para valores de iluminancia media proyectada comprendidos entre los valores indicados en la tabla, la eficiencia energética de referencia se obtendrán por interpolación lineal

**Tabla 3.4.13.A. Valores de referencia para eficiencia energética (CIE 140).**





**Gráfico 4.4.3. Interpolación de valores para eficiencia energética**

$$\Rightarrow \mathcal{E} = 15.07Lux$$

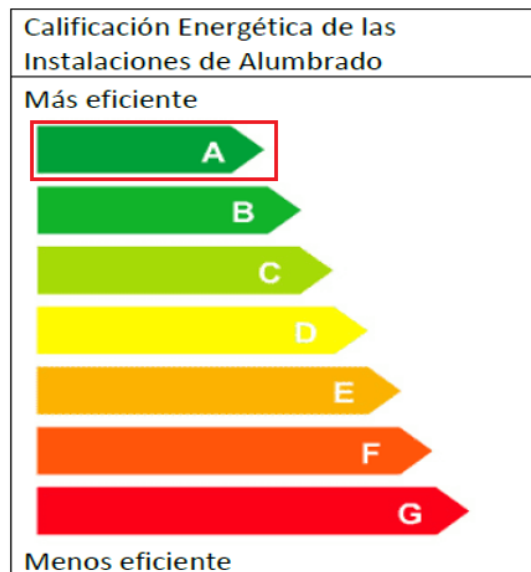
$$\mathcal{E}_R = 10.76Lux$$

$$\Rightarrow I_{\mathcal{E}} = \frac{\mathcal{E}}{\mathcal{E}_R} = \frac{15.07Lux}{10.76Lux} = 1.40$$

$$ICE = \frac{1}{I_{\mathcal{E}}} \Rightarrow ICE = \frac{1}{1.40} = 0.71$$

**Según la tabla 3.4.13.B (extraída de la CIE140) Si  $ICE \leq 0.91$**

**$\Rightarrow$  Eficiencia energética A**



## 4.5 Memoria de cálculo sistema solar.

### 4.5.1 Generalidades

Para el dimensionamiento de nuestro sistema de alumbrado público mediante paneles solares, se deben calcular las pérdidas asociadas a los siguientes factores:

- Pérdidas por temperatura.
- Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal.
- Pérdidas por conexonado (mismatch).
- Perdidas por sombreado de generador.
- Pérdidas por polvo y suciedad.
- Pérdidas angulares.
- Perdidas por rendimiento del banco de baterías.
- Perdidas por rendimiento del regulador.
- Pérdidas por rendimiento del inversor.
- Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado.
- Pérdidas por el rendimiento de las baterías.

Con estos factores de pérdidas, se calcula el factor de rendimiento global del sistema (Performance Ratio). Este valor lo calculamos también mediante un software, y con los dos resultados, se establece un rango de rendimiento.

Luego se calculan las disposiciones de paneles teniendo en cuenta:

- Orientación.
- Inclinación.
- Dimensionamiento en serie y paralelo.
- Estructura soporte de paneles.
- Disposición de los mismos

### 4.5.2 Cálculo de pérdidas por temperatura.

En los módulos fotovoltaicos se producen pérdidas de potencia del orden del 0,4-0,5% por cada 1 °C de aumento de temperatura que varíe de la estándar de 25 °C (para el panel utilizado en nuestro caso, el valor de ese coeficiente de pérdidas es -0,41 %/°C, dato de hoja técnica del fabricante).

El rendimiento de los paneles es menor a mayor temperatura, por lo que en los meses de verano tendremos menor rendimiento que en invierno.

$$FT = -0,41\%/^{\circ}C.$$

Para el cálculo de estas pérdidas mes a mes (i), se aplica la ecuación 4.5.1:

$$FT_i = 1 + \frac{-0.41 \frac{\%}{^{\circ}C}}{100} * (T_i - 25) \quad (4.5.1)$$

El resultado lo vemos reflejado en la tabla 4.5.1.

<b>Perdidas por temperatura</b>		
<b>Mes</b>	<b>Temperatura [°C]</b>	<b>FT</b>
Enero	29	0,984
Febrero	28	0,987
Marzo	26	0,996
Abril	22	1,012
Mayo	18	1,028
Junio	15	1,041
Julio	14	1,045
Agosto	16	1,037
Septiembre	18	1,028
Octubre	21	1,016
Noviembre	24	1,004
Diciembre	27	0.992
<b>Anual</b>	<b>21.5</b>	<b>1,014</b>

Tabla 4.5.1

Las temperaturas son promedios mensuales, tomadas de la fuente del Servicio Meteorológico Nacional, del siguiente link:

<https://www.smn.gob.ar/caracterizacion-estadisticas-de-largo-plazo>

#### 4.5.3 Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal.

Como los paneles son fabricados por un proceso industrial, no son todos totalmente iguales. Las células fotovoltaicas de las que se componen son distintas entre ellas. Por lo que la potencia que pueden generar individualmente varía de unos a otros. La tolerancia de estos respecto a la potencia nominal, varía entre el  $\pm 3\%$  al  $\pm 10\%$ . En nuestro caso particular el fabricante indica que los paneles fotovoltaicos tienen una tolerancia positiva entre el margen  $0/+5\%$ .

Tomaremos el valor más desfavorable, esto es, el del  $0\%$ , lo cual supone que no hay ningún panel cuya potencia nominal sea superior a la que indica el fabricante:

$$FP_{\text{nominal}}=1$$

#### 4.5.4 Pérdidas por conexionado (mismatch).

Las pérdidas por conexionado son las ocasionadas al realizar la conexión entre paneles de distinto valor de potencia.

Al realizar la conexión en serie de los paneles, la corriente que circule por la serie estará limitada por aquel que disponga de menor potencia, ya que no podrá circular más corriente de la que este pueda entregar. Para el caso de la conexión en paralelo, el módulo con menor potencia limitará la tensión máxima del conjunto.

Las pérdidas por conexionado se encuentran por lo general en el rango del 1 % al 4 %. En nuestro caso (ver informe, simulación PVSyst en el ANEXO 7.7), tiene un valor de 1 %, y el factor será:

$$F_{con}=2,1$$

#### 4.5.5 Pérdidas por sombreado del generador.

En nuestro caso estas pérdidas no afectaran a nuestros paneles, debido al tipo de estructura adoptada para el montaje de los mismos. Además la zona de implantación no está afectada por sombras cercanas debidas a construcciones edilicias o forestación.

#### 4.5.6 Pérdidas por polvo y suciedad.

Las pérdidas por polvo y suciedad van a depender de donde estén instalados los paneles y de la frecuencia en la que llueve en la zona. Los valores típicos anuales son inferiores al 4 % para superficies con un alto grado de suciedad. Tomamos un valor promedio de 2 %, por lo que:

$$F_{syp}=0,98$$

#### 4.5.7 Pérdidas angulares.

La potencia nominal de un módulo fotovoltaico la da el fabricante en relación a las condiciones estándares de medida (STC), y para un ángulo de incidencia de los rayos solares perpendicular al panel.

El que los rayos solares no incidan perpendicularmente sobre el panel, genera pérdidas que serán mayores cuanto más alejado este el ángulo de incidencia de la perpendicular. En nuestro caso (ver informe, simulación PVSyst en el ANEXO 7.7) es de 2,3 %, por lo tanto:

$$F_{ang}=0,979$$

#### 4.5.8 Perdidas por rendimiento de las baterías.

El rendimiento de la las baterías seleccionadas según tabla proporcionada por el fabricante es del 97%.

$$F_{Bat}=0,97$$

#### 4.5.9 Pérdidas por rendimiento del regulador/inversor.

El rendimiento del regulador/inversor seleccionado es del 98%, por lo que  $F_{reg}=0,98$

#### 4.5.10 Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado.

Las pérdidas principales de cableado pueden calcularse conociendo la sección de los cables y su longitud, por la ecuación:

$$L_{cab} = R \cdot I^2$$

$$R = 0,000002 \text{ L/S}$$

R es el valor de la resistencia eléctrica de todos los cables, en ohmios. L es la longitud de todos los cables (sumando la ida y el retorno), en cm. S es la sección de cada cable, en cm<sup>2</sup>.

Normalmente, las pérdidas en conmutadores, fusibles y diodos son muy pequeñas y no es necesario considerarlas. Las caídas en el cableado pueden ser muy importantes cuando son largos y se opera a baja tensión en CC. Las pérdidas por cableado en % suelen ser inferiores en plantas de gran potencia que en plantas de pequeña potencia. En nuestro caso, de acuerdo con las especificaciones, el valor máximo admisible para la parte CC es 1,5 %, siendo recomendable no superar el 0,5 %.

#### 4.5.11 Cálculo de factor de rendimiento global (Performance Ratio).

Este factor se calcula de dos maneras, la primera es utilizando todos los valores calculados previamente y sacando un promedio, de esta manera se llega al factor de rendimiento. Ver tabla 4.5.2.

Cálculo del performance ratio										
Mes	Temperatura [°C]	FT	Fpnom	Fcon	Fsyp	Fang	Fbat	Freg	Fcon	PR
Enero	29,000	0,984	1,000	0,990	0,980	0,979	0,970	0,950	0,979	0,979
Febrero	28,000	0,987	1,000	0,990	0,980	0,979	0,970	0,950	0,979	0,979
Marzo	26,000	0,996	1,000	0,990	0,980	0,979	0,970	0,950	0,979	0,981
Abril	22,000	1,012	1,000	0,990	0,980	0,979	0,970	0,950	0,979	0,983
Mayo	18,000	1,028	1,000	0,990	0,980	0,979	0,970	0,950	0,979	0,985
Junio	15,000	1,041	1,000	0,990	0,980	0,979	0,970	0,950	0,979	0,986
Julio	14,000	1,045	1,000	0,990	0,980	0,979	0,970	0,950	0,979	0,987
Agosto	16,000	1,037	1,000	0,990	0,980	0,979	0,970	0,950	0,979	0,986
Septiembre	18,000	1,028	1,000	0,990	0,980	0,979	0,970	0,950	0,979	0,985
Octubre	21,000	1,016	1,000	0,990	0,980	0,979	0,970	0,950	0,979	0,983
Noviembre	24,000	1,004	1,000	0,990	0,980	0,979	0,970	0,950	0,979	0,982
Diciembre	27,000	0,992	1,000	0,990	0,980	0,979	0,970	0,950	0,979	0,978
Anual	21.5	1,014	1,000	0,990	0,980	0,979	0,970	0,950	0,979	0,983

Tabla 4.5.2

#### 4.5.12 Orientación de los paneles.

Como la estructura es fija, y estamos ubicados en el hemisferio Sur, la orientación óptima de los paneles solares es hacia el Norte geográfico (con una tolerancia de  $\pm 20^\circ$ ), el cual no coincide con el Norte magnético.

#### 4.5.13 Inclinación de los paneles.

La inclinación de los paneles es calculada para maximizar la captación de irradiación en invierno, que es la época de menor irradiación. Debido a que en verano el consumo disminuye al tener más horas luz solar.

El ángulo de inclinación más óptimo en nuestro caso para el aprovechamiento de irradiancia solar se halló simulando mediante el PVSyst los distintos ángulos de inclinación alrededor de los  $45^\circ$ , resultando  $53^\circ$  el más óptimo:

**Inclinación  $\approx 53^\circ$**

Los resultados obtenidos los podemos ver en la siguiente tabla 4.5.3. En la tabla podemos comparar como varia la producción diaria en kW.h/m<sup>2</sup>/día para un ángulo de 53° (optimizado para invierno) y otro de 33° que es el óptimo para la mayor producción anual.

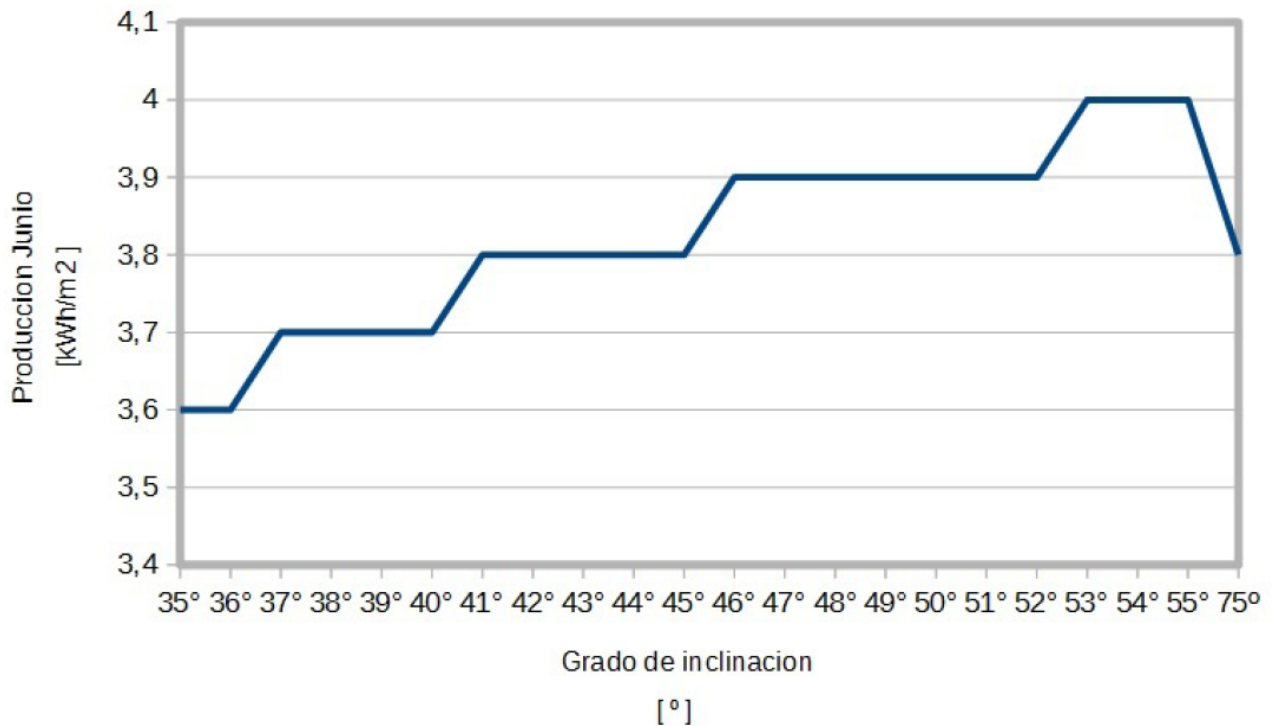
Mes	Enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
Promedio Anual para 33° Producción [kWh/M <sup>2</sup> .día]	6,7	6,6	6	5,1	4,1	3,5	3,6	4,5	5,3	5,8	6,6	6,4
Promedio Invierno para 53° Producción [kWh/M <sup>2</sup> .día]	5,5	5,8	5,8	5,3	4,6	4	4	4,8	5,3	5,3	5,5	5,2

Tabla 4.5.4

	Produccion mensual kWh/m <sup>2</sup> .dia Vs. Grados de inclinacion																						
	34°	35°	36°	37°	38°	39°	40°	41°	42°	43°	44°	45°	46°	47°	48°	49°	50°	51°	52°	53°	54°	55°	56°
Enero	6.5	6.5	6.4	6.4	6.3	6.3	6.2	6.2	6.1	6.1	6.0	6.0	5.9	5.8	5.8	5.7	5.7	5.6	5.5	5.5	5.4	5.3	5.3
febrero	6.5	6.5	6.5	6.4	6.4	6.4	6.4	6.3	6.3	6.3	6.2	6.2	6.1	6.1	6.1	6.0	6.0	5.9	5.9	5.8	5.8	5.7	5.7
marzo	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	5.9	5.9	5.9	5.9	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.7	5.7	5.7
abril	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3
mayo	4.3	4.3	4.3	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6
junio	3.6	3.6	3.6	3.7	3.7	3.7	3.7	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	4.0	4.0	4.0	4.0
julio	3.7	3.7	3.7	3.7	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
agosto	4.6	4.6	4.6	4.6	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8
septiembre	5.3	5.3	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.2	5.2	5.2
octubre	5.8	5.8	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.6	5.6	5.6	5.5	5.5	5.5	5.5	5.4	5.4	5.4	5.3	5.3	5.2	5.2	5.2
noviembre	6.5	6.5	6.4	6.4	6.3	6.3	6.2	6.2	6.2	6.1	6.0	6.0	5.9	5.9	5.8	5.8	5.7	5.7	5.6	5.5	5.5	5.4	5.4
diciembre	6.3	6.2	6.2	6.1	6.1	6.0	6.0	5.9	5.9	5.8	5.8	5.7	5.6	5.6	5.5	5.5	5.4	5.3	5.3	5.2	5.1	5.0	5.0
Año	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.2	5.2	5.2	5.2	5.1	5.1	5.1	5.1	5.0	5.0	5.0	5.0

Tabla 4.5.3

### Inclinacion Vs. Produccion Mes de Junio





#### 4.5.14 Dimensionamiento de la instalación.

$$E_T = \frac{E_{CC}}{\eta_{bat}} + \frac{E_{CA}}{(\eta_{bat} * \eta_{bat})}$$

Donde:

$E_T$ : Energía total [Wh/día]

$E_{CC}$ : Energía en continua [Wh/día]

$E_{CA}$ : Energía en alterna [Wh/día]

$\eta_{bat}$ : Rendimiento de las baterías

$\eta_{inv}$ : Rendimiento del inversor

El consumo en energía en corriente continua es cero entonces:  $E_{CC} = 0$ .

$$E_{CA} =$$

$$E_T = \frac{30750 \frac{Wh}{día}}{(0.97 * 0.95)}$$

$$E_T = 33370 \frac{Wh}{día}$$

##### 4.5.14.1. Dimensionamiento del generador fotovoltaico.

$$N_T = \frac{E_T}{P_p * G_m * PR}$$

Donde:

$N_T$ : Cantidad de paneles

$P_p$ : Potencia pico nominal [Wp]

$G_m$ : Rendimiento global

$PR$ : Factor de pérdidas total

$$N_T = \frac{33370 \frac{Wh}{día}}{350W_p * 4 * 0.983} = 24.25 \Rightarrow \mathbf{26 \text{ Paneles}}$$

##### 4.5.14.2. Cálculo de la cantidad de paneles en serie y en paralelo.

$$N_S = \frac{V_{bat}}{V_m}$$

$$N_P = \frac{N_T}{N_S}$$

Donde:

$N_S$ : Número de paneles en serie

$N_P$ : Números de paneles en paralelos

$V_{bat}$ : Voltaje de la batería

$V_m$ : Voltaje pico de operación del modulo

$$N_S = \frac{48 V}{38.1 V} = 1.25 \Rightarrow \mathbf{2 \text{ Módulos}}$$

$$N_P = \frac{26}{2} = \mathbf{13 \text{ Módulos}}$$

#### 4.5.14.3. Dimensionamiento de las baterías.

$P_d$ : Profundidad de descarga

$N$ : Días de autonomía

$P_d = 0,5$

$N = 2$  días

$$C_n[\text{Wh}] = E_T * \frac{N}{P_d}$$

$$C_n[\text{Wh}] = 33370 \text{ Wh} * \frac{2}{0.5}$$

$$\mathbf{C_n = 33370 \text{ Wh}}$$

Este valor de capacidad nominal lo pasamos a [Ah].

$$C_n[\text{Ah}] = \frac{C_n[\text{Wh}]}{V_{bat}}$$

$$\mathbf{C_n = \frac{33370[\text{Wh}]}{48 V} = 695.2 \text{ Ah}}$$

#### 4.5.14.4. Dimensionamiento del regulador.

$$I_G = I_R * N_R$$

$$I_R = P_P * \frac{\eta_m}{V_m}$$

Donde:

$I_G$  : Corriente producida por el generador (A)

$I_R$  : Corriente producida por cada rama en paralelo del generador (A)

$N_R$  : Números de ramas en paralelo del generador

$P_p$  : Potencia pico del modulo fotovoltaico (W)

$n_m$ : Rendimiento del módulo

$V_m$ : Tensión nominal de los Módulos (V)

$$I_R = 350Wp * \frac{0.82}{38.1V} = 7.53 A$$

$$I_G = 7.53 * 18 = 135.5 A$$

La intensidad de carga está dada solo por los consumos en CA.

$$I_c = \frac{P_{CA}}{220 V}$$

$$I_c = \frac{3000 W}{220 V} = 13.63 A$$

Se toma la mayor para la selección del regulador.

#### 4.5.14.5. Elementos seleccionados.

- El regulador/inversor es un **Victron energy multiplus 48/5000/70**
- Los paneles seleccionado son **canadianSolar CS6X 350p-FG**
- Las baterías Son **Nenschein modelo A 600 24OPZV3500**

\*Nota 1: Los catálogos correspondientes se encuentran adjuntos en el anexo 7.5.

\*Nota 2: En el anexo 7.7 se encuentra el informe completo del PvSyst, verificando los cálculos realizados analíticamente.

## 5 Utilización DIALUX.

### 5.1 Objetivo.

Dialux es un software gratuito de diseño con el cual podemos crear infinidad de proyectos de iluminación tanto para interiores o exteriores.

El programa de cálculo y diseño de iluminación DIALux no solo permite importar objetos 3D, sino que también poder crearlos desde la misma aplicación, todo dependerá de la creatividad del proyectista para poder lograr un proyecto lo más realista posible.

Este software está siendo utilizado por miles de diseñadores de iluminación en todo el mundo. En el siguiente Anexo se mostrará de forma resumida como se llegó al diseño, distribución, elección de las luminarias del capítulo 4.4 correspondiente al “alumbrado público”.

### 5.2 Descarga del Software.

Para la descarga segura del Dialux en cualquiera de sus versiones se recurre a la dirección:

<https://www.dial.de/es/dialux-desktop/download/>

La versión que fue utilizada para la realización del alumbrado público de este proyecto es la 4.13.0.2. Dentro de la misma página se encuentra la versión EVO 8.1 con la cual se puede diseñar edificios completos, luz natural y calles.

Los requerimientos técnicos para la versión DIALux 4 son :

- CPU – SSE2-compatible
- 4 GB de RAM (min. 2GB)
- Tarjeta gráfica de OpenGL 3.0 (1 GB RAM)
- Resolución mín. 1024 x 768 px ·
- Windows 7 (32/64 bit) / Windows 8.1 (32/64 bit) / Windows 10 (32/64 bit)

Una vez descargado el software entrar en la carpeta y seleccionar SETUP, en el proceso de instalación saldrán varias ventanas como aceptación de los términos y condiciones, ruta de descarga, lenguaje, etc., finalizado el proceso de instalación ya podemos utilizar DIALux desde el icono



### 5.3 Comenzando nuevo proyecto.

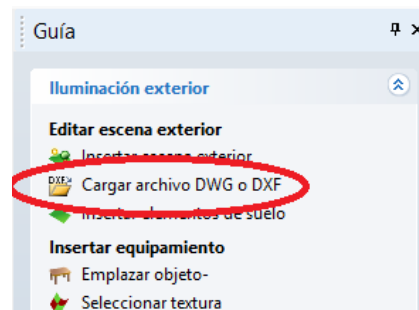
En la ventana de bienvenida nos da distintas opciones , en nuestro caso seleccionamos nuevo proyecto exterior.



Otras de las posibilidades es hacer click en el asistente DIALux para una guía rápida paso a paso de acuerdo a las necesidades, pero no es recomendable el uso hasta no haber adquirido una cierta experiencia en el manejo del Dialux.

#### 5.3.1 Trabajar sobre un plano DWG.

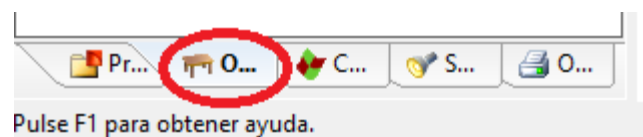
Para que nuestro proyecto se asemeje a la realidad, se trabajó sobre el mismo plano creado previamente en AutoCAD de todo el barrio. Entonces vamos a seleccionar en las ventanas de guía a la derecha “carga archivo DWG o DXF”



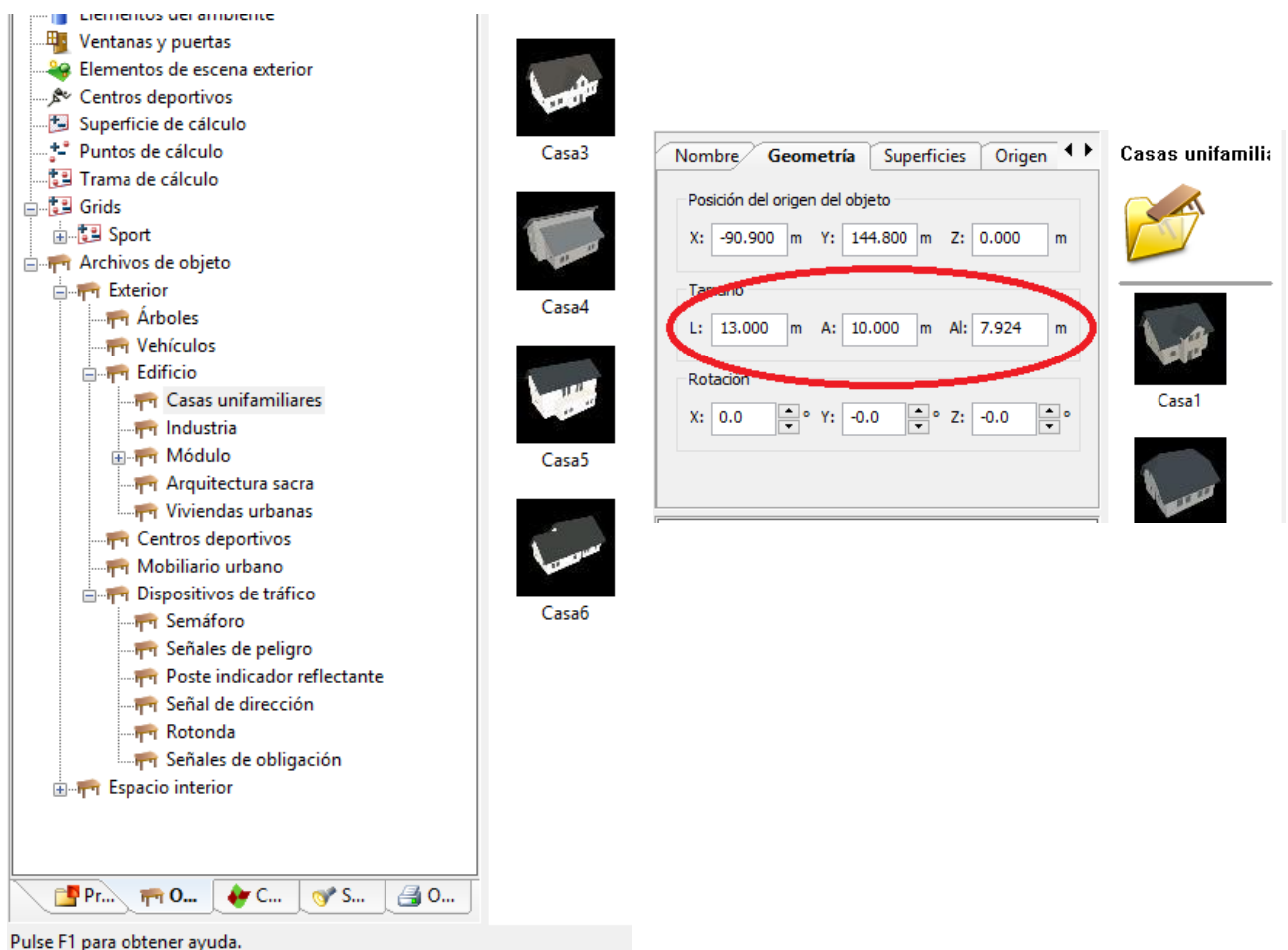
**ACLARACIÓN:** los archivos de AutoCAD para la versión de DIALux 4 deben ser anteriores a la versión 2016, en nuestro caso usamos una versión 2007 de AutoCAD al momento de guardar el plano.

Buscamos la ubicación donde tengamos el archivo DWG, seguimos todos los pasos, confirmamos y ya dispondremos del plano en nuestra pantalla principal de DIALux para poder comenzar a trabajar.

Para hacer más realista el proyecto de iluminación podemos agregar sobre el plano de planta importado desde AutoCAD, distintos objetos, ya sea partes de mobiliarios, árboles, casas, chanchas, vehículos, etc. Para esto tenemos que ir a "OBJETOS" y desde ahí se abre una cantidad de carpetas, todas las diversidades de objetos ya sea para interior o exterior.



Por ejemplo si seleccionamos "casas unifamiliares", nos da para elegir varias opciones, en las cuales se pueden cambiar las medidas a gusto.





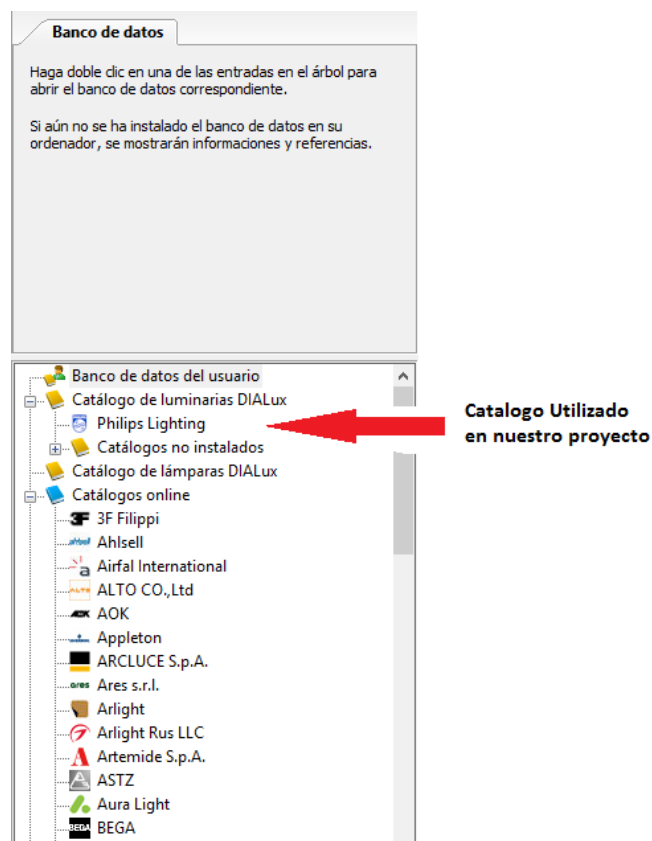
A cada objeto seleccionado se le puede colocar su nombre, el cual aparecerá detallado en la carpeta del proyecto.

## 5.4 Cálculo Luminotécnico.

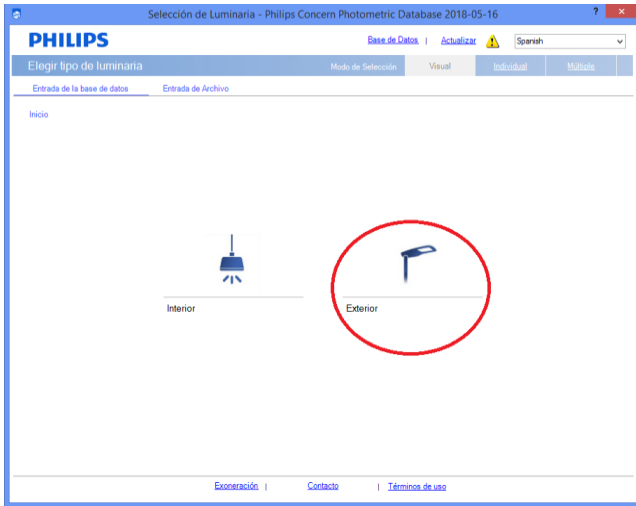
### 5.4.1 Catálogo de Luminarias.

Para comenzar con el cálculo debemos tener algún catálogo de luminarias, cuando descargamos DIALux, este no dispone de luminarias, se denominan PLUGINS, estos son todos los datos que contienen cargadas las características de las luminarias, muchos fabricantes ya los brindan en sus correspondientes páginas Web, o también desde la pagina [www.DIAL.de](http://www.DIAL.de) podemos encontrar gran cantidad de catálogos de marcas reconocidas en nuestro país, en nuestro caso bajamos el de PHILLIPS.

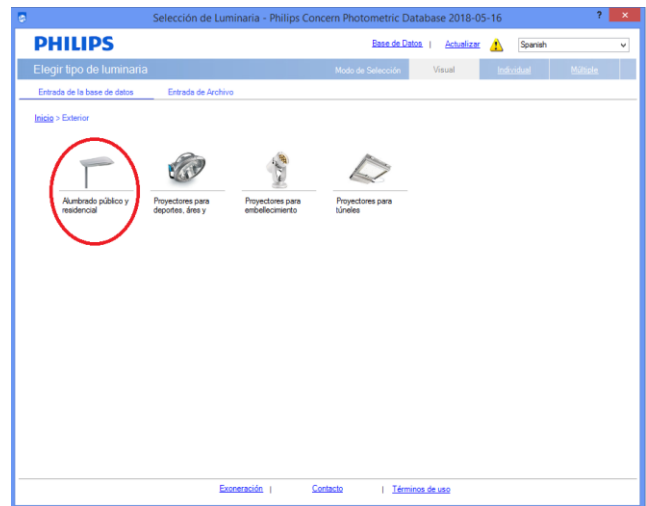
Cuando ya disponemos de algún catálogo nos aparece como muestra la siguiente figura:



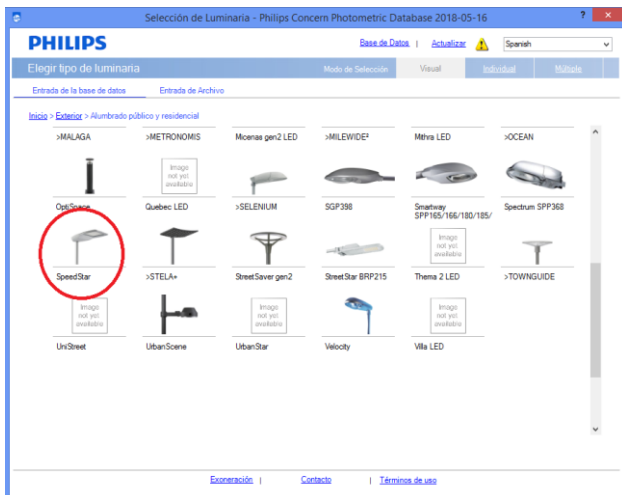
Para la selección de las luminarias que vamos a implementar en el proyecto, se va seleccionando para cada tipo de luminaria, sea interior o exterior, el catálogo que nos estará mostrando todos los productos disponibles con cada una de sus características. A continuación mostramos explícitamente como son los pasos de elección:



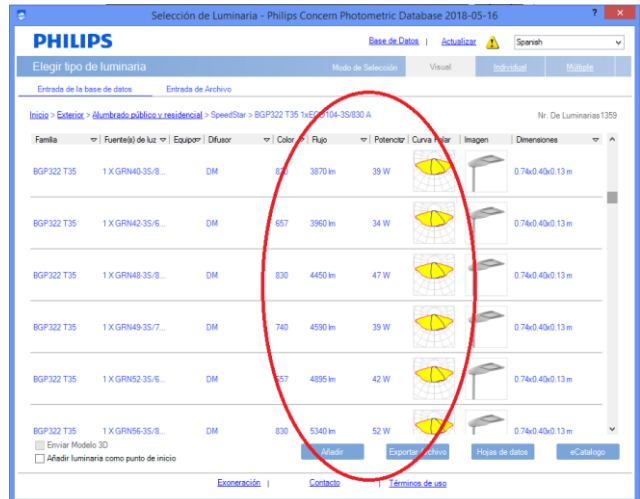
**Paso 1**



**Paso 2**



**Paso 3**

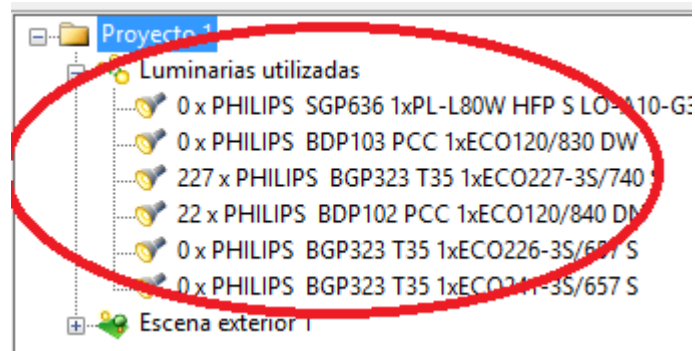


**Paso 4**

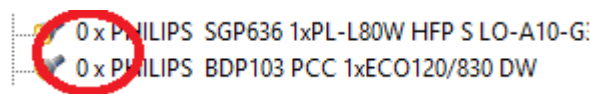
En la figura del paso 4 disponemos de gran variedad del mismo tipo de modelo de la luminaria seleccionada, éstas difieren en la cantidad de Lux, potencia y curva polar, dependerá de la experiencia del proyectista la selección.

Podemos seleccionar varias así las tendremos a mano en nuestro proyecto y ver los distintos resultados.

Todas las luminarias que seleccionamos nos aparecen, como muestra la figura siguiente:



A medida que vayamos agregando luminarias en nuestro proyecto se verán cada una de las cantidades acorde al modelo que se utilizó.



#### 5.4.2 Selección de luminarias.

La selección de luminarias se puede hacer mediante los tipos de disposición como muestra la siguiente figura:

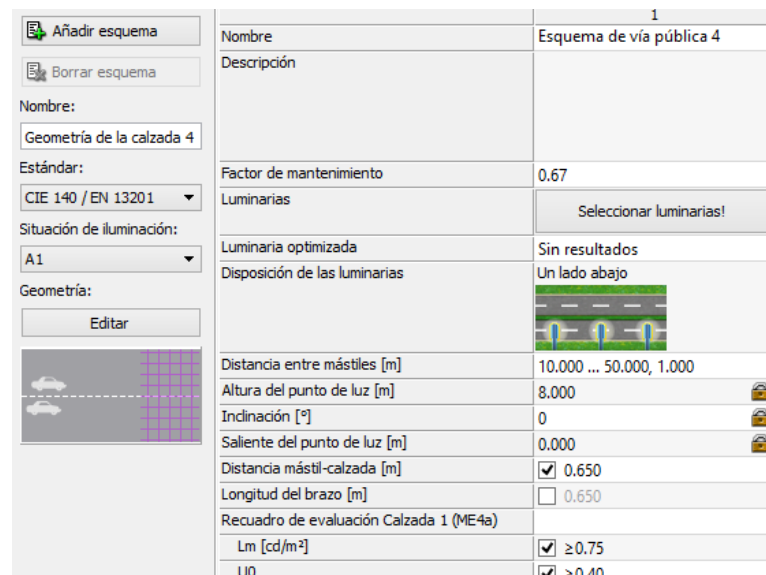
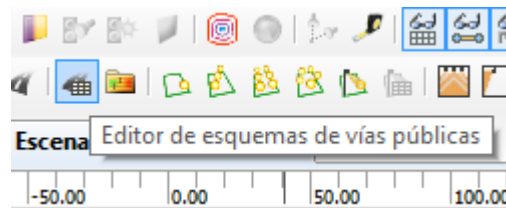


En orden de izquierda a derecha la selección de luminaria son:

- Luminaria individual.
- Disposición en línea.
- Disposición en campo.
- Disposición circular.
- Disposición luz de inundación.

El problema de la selección a través de estos tipos de disposición es que cuando hacemos click en una de ellas, nos permite entrar la cantidad de Lux que necesitamos y nos pondrá tantos puntos de Lux como sea necesario, sin discriminar que está poniendo encima de casas, de árboles y demás objetos. No teniendo un resultado del cálculo correcto.

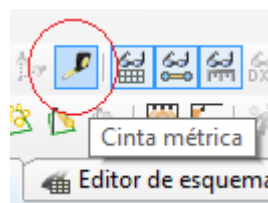
La manera más adecuada es entrando en el "**Editor de esquemas de vías Públicas**".



**Figura “Editor de esquemas de vías Publicas”**

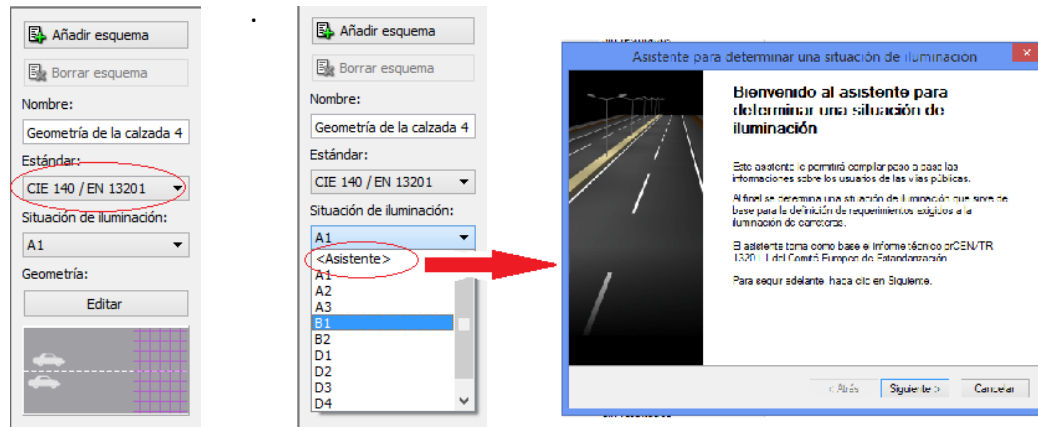
La descripción del manejo de este editor la seguiremos paso a paso de acuerdo a las figuras y distintos tips a tener en cuenta:

- 1) Para comenzar por la iluminación de alguna de las calles, debemos tener presente previamente las medidas de ancho de calzada, de la vereda o bien si hay espacios verdes, estacionamientos, etc. Las mismas se pueden tomar con la herramienta medir desde el menú de opciones.

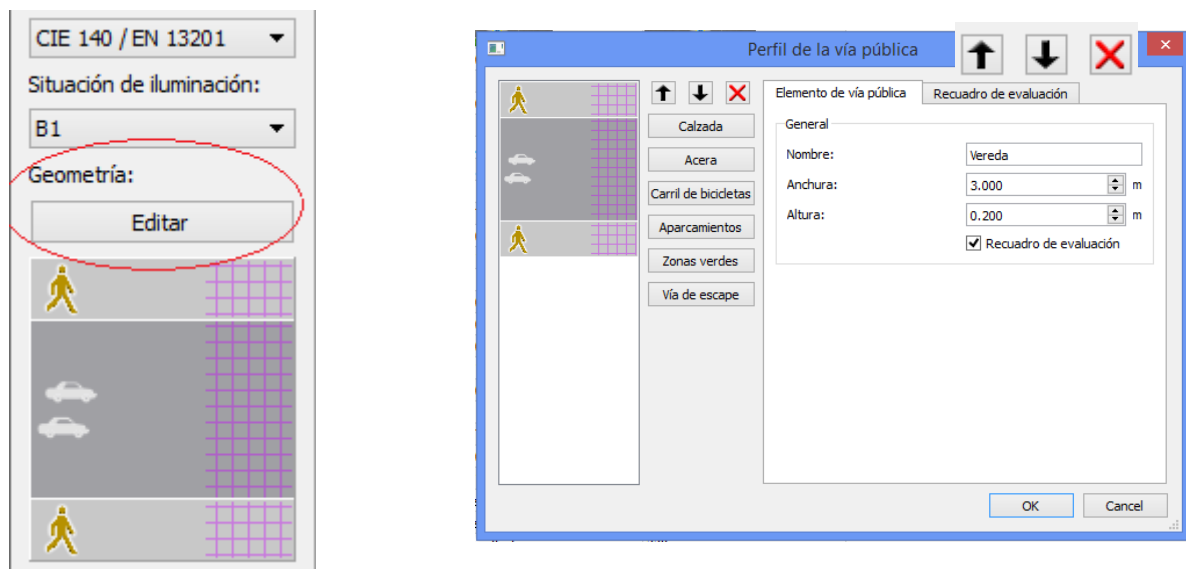


- 2) Todos los resultados que obtendremos son de acuerdo a normas estándares internacionales, que son las normas CIE140 / EN 13201, con ese dato y teniendo en

cuenta la “situación de iluminación” dependerán los valores luminotécnicos para cada uno de ellos en particular. Al no tener presentes los distintos escenarios y para no demorar en buscar tablas de correspondencia, se puede tener la ayuda del asistente, en el cual nos irá preguntando con opciones los distintos escenarios, por ejemplo este caso B1.



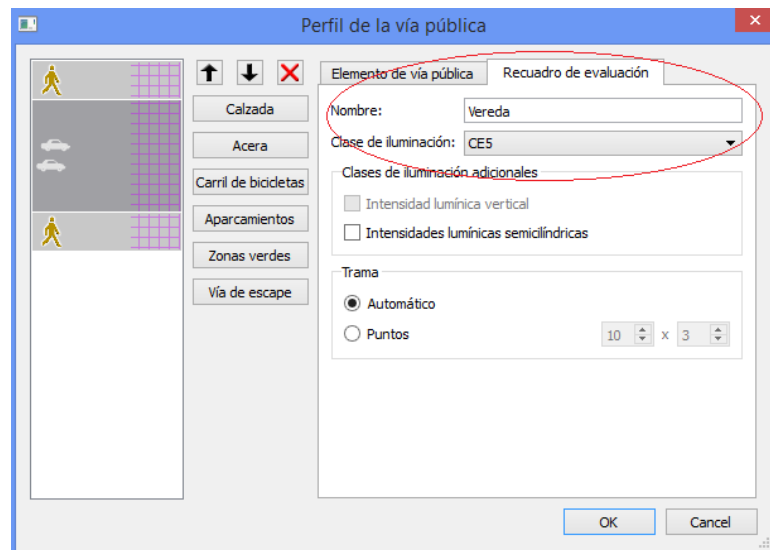
- 3) Editando la geometría, para comenzar, como se aclaró anteriormente debemos tener a mano las medidas correspondientes a las calles, veredas, espacios verdes, etc. Entramos en “Editar” como se muestra en las figuras siguientes:



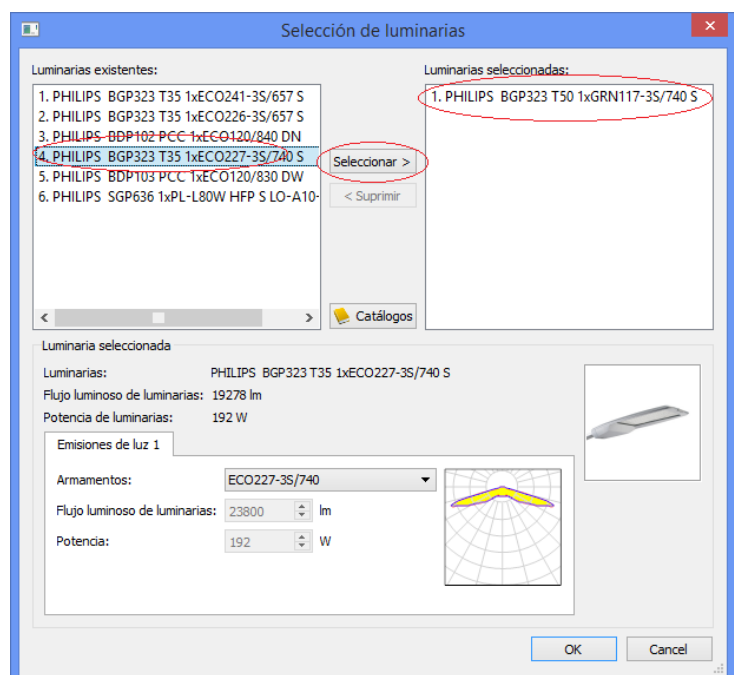
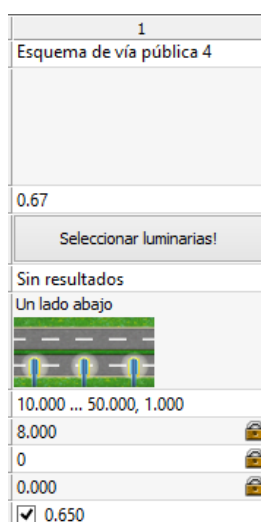
Una vez que estamos dentro del perfil de la vía pública podemos seleccionar que es lo que vamos a necesitar, calzada, acera, carril de bicicletas, etc. con las flechas le damos la posición correspondiente.

Luego tenemos dos solapas “Elementos de vía pública” y “Recuadro de evaluación” en la cual ingresamos los datos del proyecto que debemos evaluar. Algunos son: el nombre, los anchos, la altura, etc.

- 4) Otro tipo es la Clase de iluminación. el Dialux toma como referencia las normas internacionales, como se aclaró anteriormente, que de acuerdo a las características puntuales de nuestro proyecto, nos da que para una vereda esa clase equivale a CE5.



- 5) Selección de las luminarias.





Cuando seleccionamos luminarias nos aparece el cuadro de la figura de arriba, donde figuran todas las luminarias que elegimos previamente del catálogo, cuando elegimos una se nos agrega en el cuadro de la derecha y más abajo aparecen todas las características de la luminaria.

6) Selección del tipo de distribución.

El DIALux nos da las opciones como se ve en la figura para las distintas distribuciones de las luminarias Estas son :

- Un lado abajo

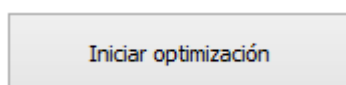
- Un lado arriba

- Enfrentadas

- Tresbolillo

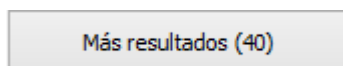


Una vez seleccionada la distribución , solo tendremos que ir al botón de “iniciar optimización”












7) Iniciando la optimización.

Como se aclaró en el punto anterior una vez que iniciamos la optimización el Dialux calculará todos los resultados posibles de acuerdo a la información que fuimos cagando. Para poder visualizar todos los resultados posibles tocamos el botón siguiente



La cantidad que figura entre paréntesis son todos los resultados posibles, de los cuales pueden variar la altura, la distancias de las luminarias, etc. Cualquiera de estos resultados va a cumplir con las normativas mínimas requeridas.

Luminarias	Luminarias seleccionadas: 1	
Luminaria optimizada	PHILIPS BGP323 T35 1xECO24...	
Disposición de las luminarias	Un lado abajo 	
Distancia entre mástiles [m]	19.000	
Altura del punto de luz [m]	8.000 	
Inclinación [°]	0 	
Saliente del punto de luz [m]	0.000 	
Distancia mástil-calzada [m]	<input checked="" type="checkbox"/> 0.650	
Longitud del brazo [m]	<input type="checkbox"/> 0.650	
Recuadro de evaluación Calzada 1 (ME4a)		
Lm [cd/m <sup>2</sup> ]	<input checked="" type="checkbox"/> ≥ 0.75	1.66 
U0	<input checked="" type="checkbox"/> ≥ 0.40	0.51 
Ul	<input checked="" type="checkbox"/> ≥ 0.60	0.73 
TI [%]	<input checked="" type="checkbox"/> ≤ 15	15 
SR	<input checked="" type="checkbox"/> ≥ 0.50	0.94 
ULR	0.000	
ULOR	0.000	
Imax 70° [cd/klm]	335	
Imax 80° [cd/klm]	51	
Imax 90° [cd/klm]	0	
Imax sobre 90° [cd/klm]	0	
Imax sobre 95° [cd/klm]	0	
GlareIndex max 85°	D.5	
G Tipo	G6	
Potencia / km [W/km]	10918	




Los tildes verdes indican que los cálculos cumplen las normas, por lo que cuando coloquemos luminarias en nuestro plano debe hacerse de acuerdo a las distancias que indica, así estamos dando por asentado que cumple con lo requerido.

	Tipo de luminaria	Distancia entre mástiles [m]	Altura del punto de luz [m]
<input type="checkbox"/>	PHILIPS BGP323 T35 1xECO241-35/657 S	19.000	8.000
<input type="checkbox"/>	PHILIPS BGP323 T35 1xECO241-35/657 S	18.000	8.000
<input type="checkbox"/>	PHILIPS BGP323 T35 1xECO241-35/657 S	17.000	8.000
<input type="checkbox"/>	PHILIPS BGP323 T35 1xECO241-35/657 S	16.000	8.000
<input type="checkbox"/>	PHILIPS BGP323 T35 1xECO241-35/657 S	15.000	8.000
<input type="checkbox"/>	PHILIPS BGP323 T35 1xECO241-35/657 S	14.000	8.000
<input type="checkbox"/>	PHILIPS BGP323 T35 1xECO241-35/657 S	13.000	8.000
<input type="checkbox"/>	PHILIPS BGP323 T35 1xECO241-35/657 S	12.000	8.000
<input type="checkbox"/>	PHILIPS BGP323 T35 1xECO241-35/657 S	11.000	8.000
<input type="checkbox"/>	PHILIPS BGP323 T35 1xECO241-35/657 S	10.000	8.000

Muestras insuficientes Aplicar Cerrar

En este ejemplo vemos que disponemos para la misma altura de 8 Mts distintas distancia entre luminarias, vamos a seleccionar el que más se acomode al proyecto.

Nota: Los candados que se ven en la figura siguiente indican que esas mediadas están fijas y los resultados serán siempre con estas, no dando la opción de cambiar la altura la inclinación o el saliente punto de luz. Si para este ejemplo esta liberado la distancia entre mástiles por lo cual el DIALux va a mostrar todos los cálculos que cumplan con las normas para diferentes distancias.

Distancia entre mástiles [m]	19.000	
<b>Altura del punto de luz [m]</b>	8.000	
Inclinación [°]	0	
Saliente del punto de luz [m]	0.000	

Otra de las opciones que se puede hacer es hacer click sobre cualquiera de los candados mostrando el siguiente cuadro:

Valor:  m x

Optimizar

Mínimo:  m

Máximo:  m

Amplitud de paso:  m

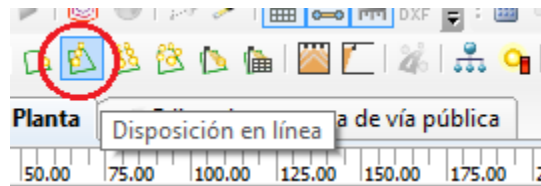
Dentro de este cuadro podemos variar los valores mínimos y máximos de acuerdo a nuestro gusto. Lo que no implica que den los resultados que queramos. Realizado estos cambios manuales debemos nuevamente ir a iniciar optimización y verificando que en ninguno de los parámetros tenga una cruz roja, ya que deberíamos encontrar el punto correcto hasta que estén todos los tildes en verde.

### 5.5 Escena exterior.

En este punto se procederá a colocar las luminarias en nuestro plano. Para este paso debemos respetar los resultados obtenidos en el editor de esquemas, ya sea para la distribución que se eligió, como las medidas mínimas entre luminarias.

El procedimiento para la ubicación de las luminarias es el siguiente:

- 1) Medimos la calle con la herramienta de cinta métrica y luego si seleccionamos disposición en línea como se ve en la siguiente figura :



- 2) A continuación tenemos que ubicar la disposición que aparece en el plano en el lugar donde irán colocados los puntos de luz (luminarias).



- 3) Realizado el punto 1 y ubicado la disposición de línea donde queremos situar nuestras luminarias, en la parte izquierda de DIALux aparece el siguiente menú con 3 solapas:

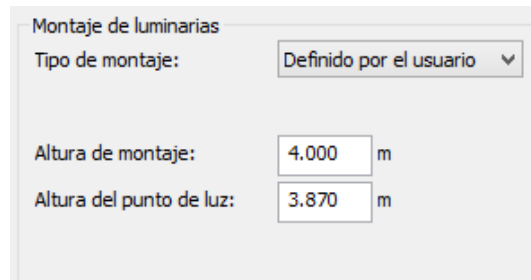
**Luminaria:** figuran todas las características de las que fueron seleccionadas.

**Montaje:** en este punto es importante ya que se determina la cantidad de luminarias que irán repartidas por toda la disposición en línea seleccionada, dejando la separación mínima que nos dio como resultado el cálculo en el editor.

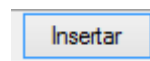
**Organización:** nos da los puntos X,Y,Z de la disposición en línea, como así también las rotaciones que se le pueden generar a las luminarias como también como queremos centras las luminarias

Cálculo estimativo	
E:	10 lx
Propuesta	
Valor de planificación:	0 lx
Valor nuevo:	0 lx
Luminarias	Total
0 lx	13 lx
0 lx	16 lx

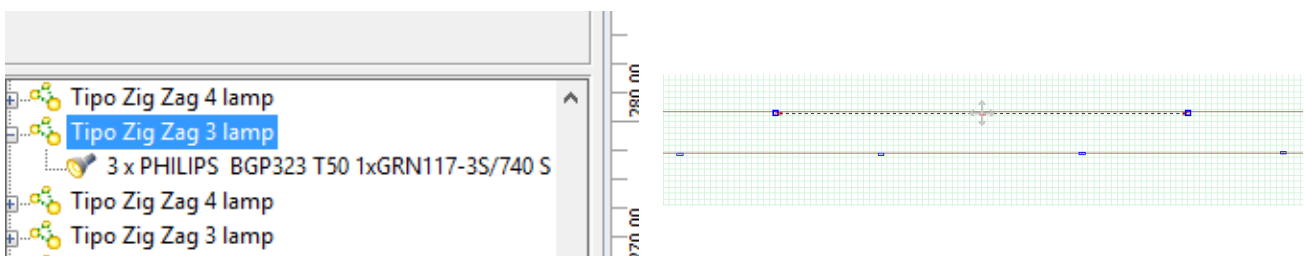
En la solapa de Montaje debemos cambiar el tipo de montaje que indique “definido por usuario”, ponemos la altura de montaje, y la altura de punto de luz se cambia automáticamente.



- 4) Terminado esto le damos click en insertar

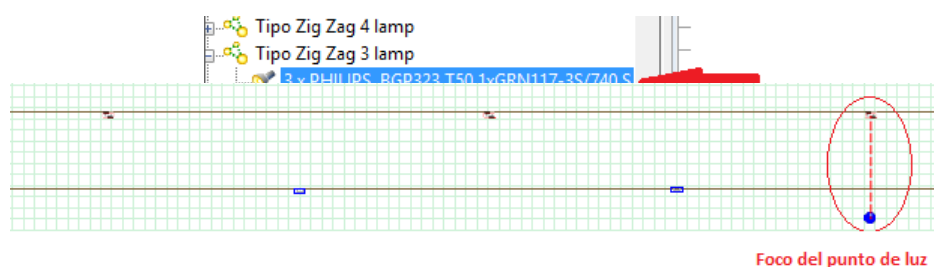


- 5) Cuando quede insertado la nueva disposición de línea se nos despliega en el menú izquierdo las cantidades de luminarias que insertamos.



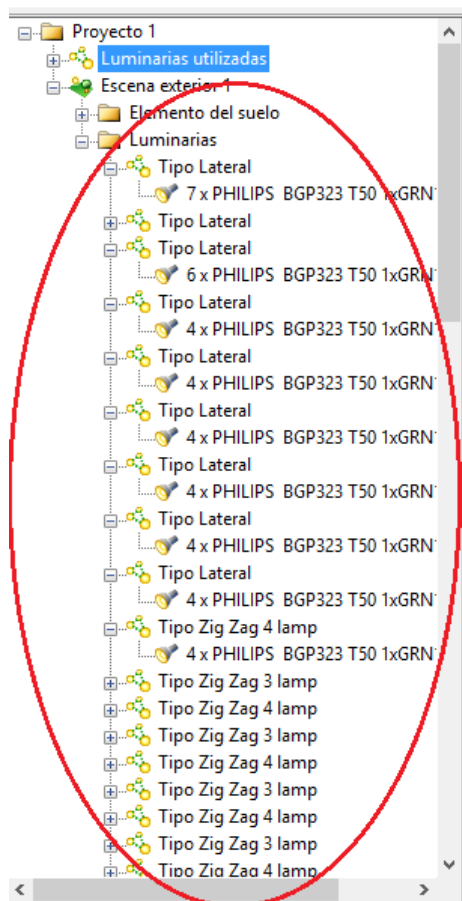
Como se muestra el ejemplo de las dos figuras anteriores del lado derecho tenemos una disposición en línea, en el lado izquierdo nos indica el nombre que le pusimos a la disposición en línea “zig Zag 3 lamp” y más abajo la cantidad de 3 luminarias con marca y modelo.

- 6) Haciendo click sobre las características de las luminarias nos aparece la dirección donde están apuntados los puntos de luz, tenemos que hacer que esos puntos recaigan como por ejemplo sobre la calle que debemos iluminar.



Tocando sobre el punto azul del foco lo podemos orientar para donde necesitamos

- 7) Agregamos tantas disposiciones en líneas como necesitamos, sobre todas las calles que debemos iluminar, sin dejar de verificar los focos de cada una de ellas. El menú en nuestra izquierda nos muestra todas las disposiciones que tenemos cargadas en el plano. A modo de ejemplo como se ve en la siguiente figura:



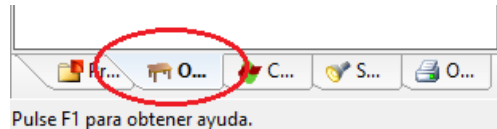


### 5.6 Elemento de suelo.

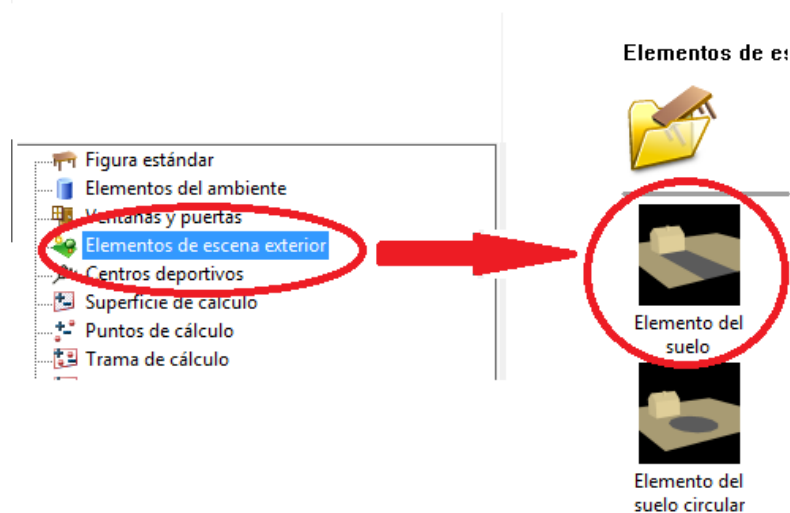
En la escena exterior los elementos del suelo, los muebles, y las luminarias se consideran objetos luminotécnicamente activos.

Cada elemento del suelo tiene sus propias propiedades fotométricas. Los resultados de cálculo se limitan de acuerdo a sus superficies. A cada calle debemos agregar un elemento de suelo así una vez realizado los cálculos se tendrá en cuenta los distintos tipos de superficie, como por ejemplo, hormigón, cemento, pasto, etc.

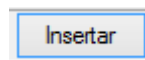
Para crear un elemento de suelo vamos a Objetos:



Luego a elementos de escena exterior, luego seleccionamos un elemento de suelo como aparece en la figura:



Seguido a esto, en el administrador de proyecto le damos a insertar.



Observando que nos aparece en el plano un cuadrado como este:



Con la ayuda del mouse, buscaremos la forma de la calle a ser analizada posteriormente.

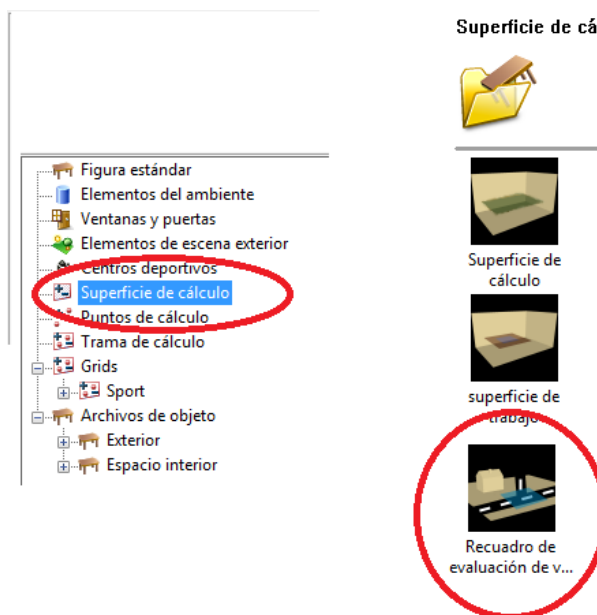
De esa misma forma iremos cubriendo toda la superficie del plano (calles) que se necesitan ser evaluadas. Es muy importante que en la solapa de General, la altura que indica sea de cero metros, ya que de no hacerlo pueden salir los cálculos erróneos.

### 5.7 Superficie de cálculo.

Una "calle estándar" no conoce ni curvas ni la posibilidad individualizada de utilizar otras lámparas u otras posiciones para las luminarias. Por tal motivo DIALux incorporó una superficie de cálculo para escenas exteriores, que calcula la distribución de la luminancia en una calzada para un punto de observación: el *Recuadro de evaluación de la vía pública*.

El cálculo de esta superficie de cálculo considera exactamente todas las luminarias y objetos puestos en el proyecto. La luz indirecta, por ejemplo las reflexiones de fachadas, no se consideran, aunque sí se tiene en cuenta el efecto de sombra provocado por árboles o edificios.

Mientras que en la "calle normal" se tiene en cuenta un número determinado de luminarias en una línea antes y detrás del punto de cálculo individual, en las superficies de cálculo se consideran explícitamente "sólo..." o bien "todas" las luminarias en la escena exterior, es decir, también aquellas que tengan otra función.



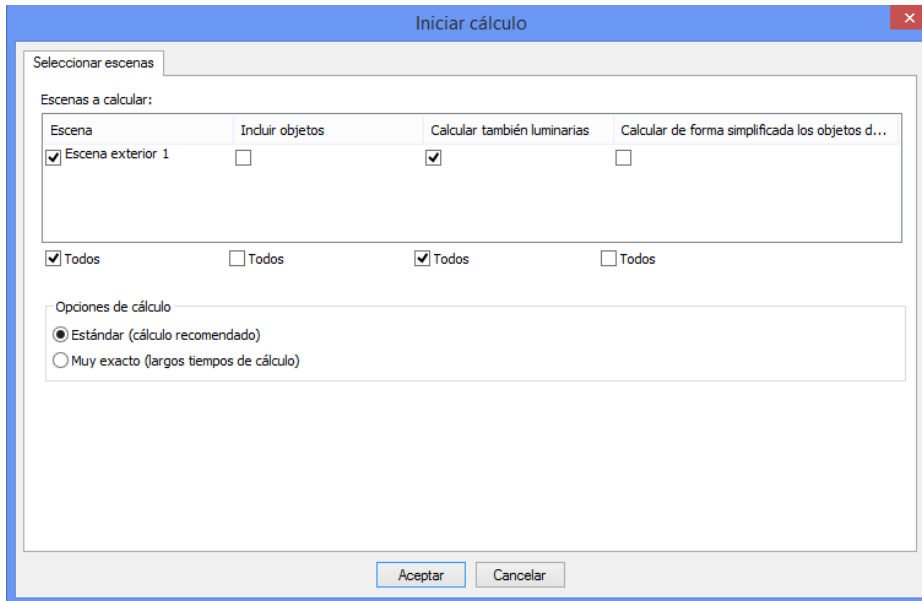
De la misma forma que se realizó el elemento de suelo, insertamos la superficie de cálculo, la estiramos de manera tal que cubra la calle en cuestión. (Verificar que la altura esté en cero).

### 5.8 Iniciar Cálculo.

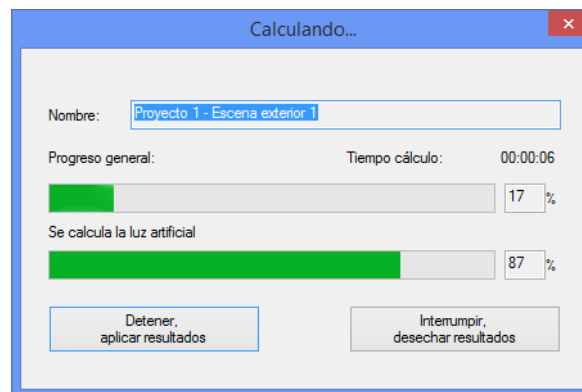
Una vez que terminamos de completar nuestro plano con todo lo descrito anteriormente, vamos a la calculadora para iniciar el cálculo correspondiente.



Nos aparece la siguiente figura en la cual podemos seleccionar distintas opciones,

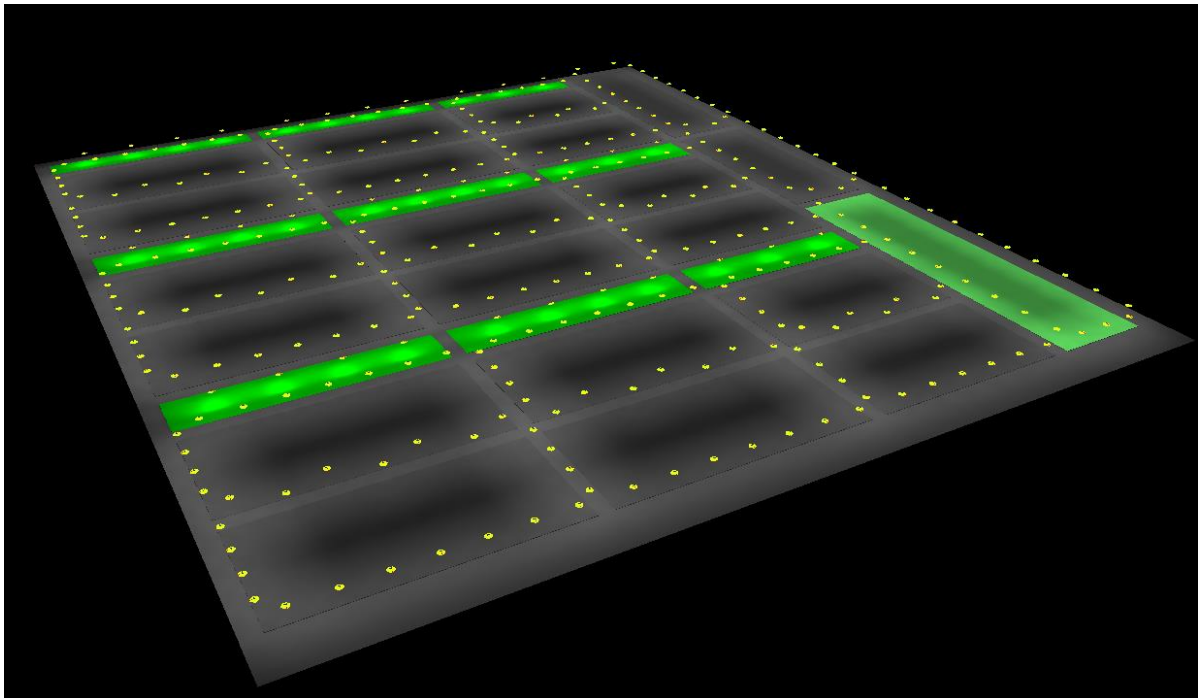


Lo ideal es la Estándar y el tiempo que lleve el DIALux en realizar los cálculos va a depender de la capacidad de la PC que tengamos.

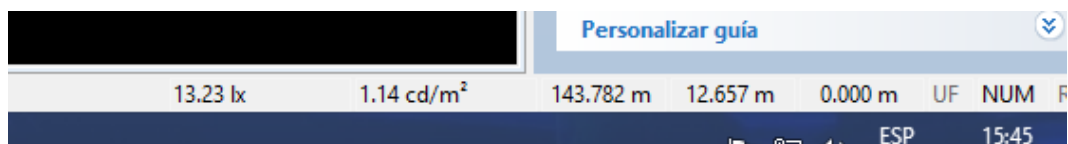


Cuando los cálculos se terminen (proceso general 100%), nos va a aparecer la figura de en 3D del plano, con todas las luminarias que fueron colocadas.

Se puede observar cómo queda terminado en la figura siguiente:

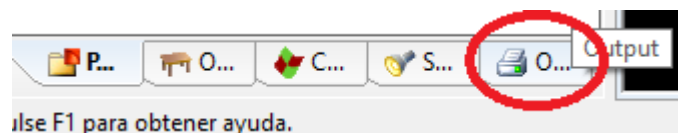


Como se ve en la figura anterior, muestra al plano con las luminarias encendidas. Se puede recorrer el mismo con el puntero del mouse y en la parte de abajo de la ventana indica los Lux, las candelas /m<sup>2</sup> y las coordenadas en metros de x e y que tenemos en cada lugar.



### 5.8.1 Outputs.

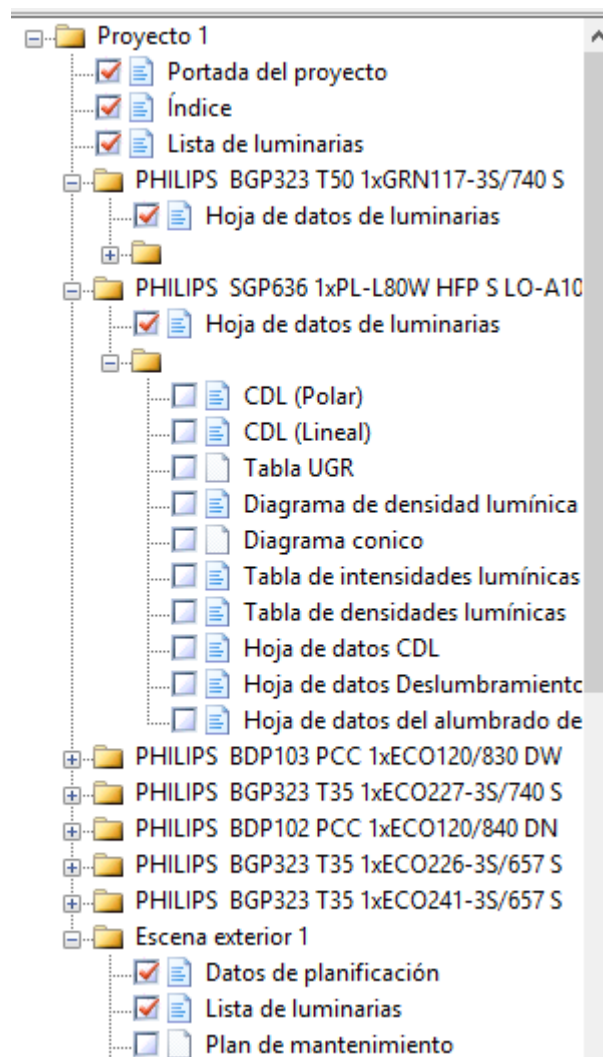
Los resultados del cálculo obtenidos en las instalaciones se representan en los outputs de manera estándar. Los outputs del cálculo los encontramos en la pestaña Outputs del árbol del proyecto.



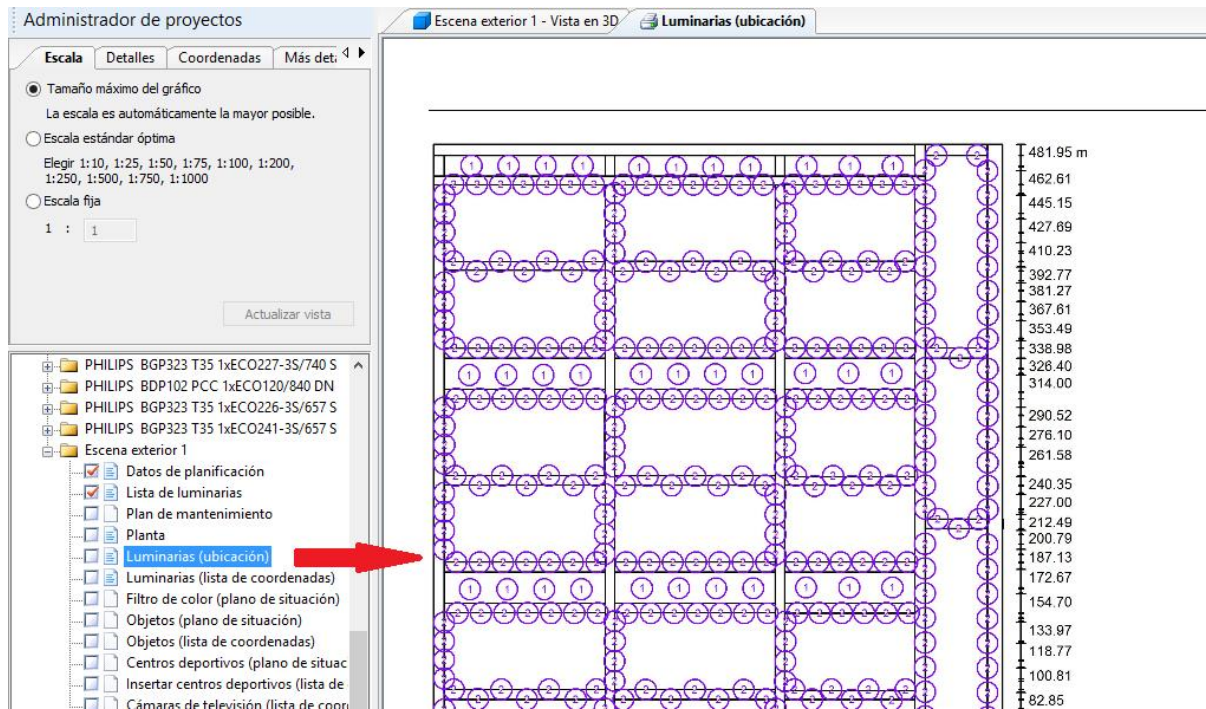
De manera estándar los outputs comprenden, entre otras:

- Resumen.
- Índice.
- Isolíneas (número en función del número de las iluminancias elegidas).
- Escala de grises (número en función del número de las iluminancias elegidas).
- Gráfico de valores (número en función del número de las iluminancias elegidas).
- Tabla (número en función del número de las iluminancias elegidas).

Como se muestra en la figura siguiente:

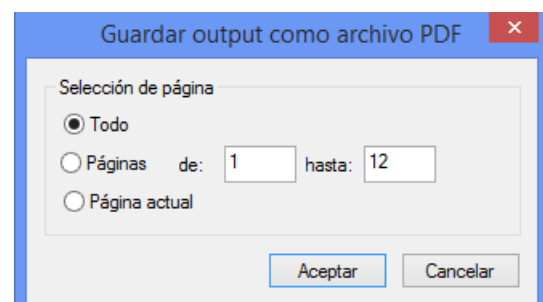
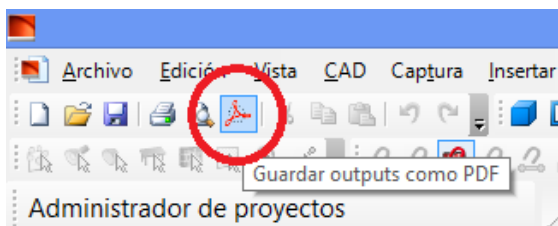


Para visualizar cada uno de los outputs de la forma que se mostrará en el informe se hace un doble clic en el símbolo de al lado de cada output y en la pantalla general se verá de esta forma.



### 5.8.2 Guardar los outputs como archivo PDF.

De la misma manera que puede imprimir los outputs, también puede guardarlos como archivo PDF. Después de haber seleccionado todos los outputs que desea obtener marcándolos con el símbolo de impresora, y haber configurado los mismos a nuestro gusto, seleccione el menú Archivo: Output/Exportar output como PDF. Nos indicará la cantidad de páginas y luego nos quedará un informe muy completo con todos los datos como está el proyecto terminado.



Después de poner aceptar, guardamos el archivo en la carpeta que elegimos.



## 5.9 Atajos con el teclado.

En general.

Abrir la ayuda **F1**.

Mostrar la ventana de la guía **F4**.

Editar/Cambiar de nombre **F2**.

Cortar **Ctrl+X**.

Copiar **Ctrl+C**.

Insertar **Ctrl+V**.

Nuevo **Ctrl+N**.

Abrir **Ctrl+O**.

Guardar **Ctrl+S**.

Imprimir **Ctrl+P**.

Deshacer **Ctrl+Z**.

Rehacer **Ctrl+Y**.

Borrar **Supr**.

Vista / ventana CAD.

Vista estándar 3D **F8**.

Planta (plano simbólico X-Y) **F9**.

Vista frontal (plano X-Z) **F10**.

Vista lateral (plano Y-Z) **F11**.

Representación reticular **Ctrl+W**.

Rayos auxiliares para luminarias **Ctrl-R**.

Mostrar isóneas en CAD **Ctrl-I**.

Mostrar colores falsos en CAD **Ctrl-F**.

Acercar zoom **Ctrl+'+'**.

Alejar zoom **Ctrl+'-'**.

Mover la vista **ALT+botón izquierdo del ratón.**

Medir distancias **Ctrl+M.**

Deshacer selección **Ctrl+Q.**

Ignorar tramas **Botón izquierdo del ratón + "Shift".**

Desplazarse por la escena **arriba, abajo, izquierda, derecha Botón izquierdo del ratón + "Ctrl".**

Modificar el ángulo de visión **Botón izquierdo del ratón + "Shift".**

Modificar la perspectiva Activar el modo de perspectivas, **botón izquierdo del ratón + "Ctrl".**

## 6 Planos.

- 6.1 Diagrama unifilar vivienda unifamiliar.
- 6.2 Plano instalación eléctrica de las viviendas unifamiliares.
- 6.3 Distribución de baja tensión, diagrama unifilar SE1.
- 6.4 Distribución de baja tensión, plano de planta SE1.
- 6.5 Distribución de baja tensión, diagrama unifilar SE2.
- 6.6 Distribución de baja tensión, plano de planta SE2.
- 6.7 Distribución de baja tensión, diagrama unifilar SE3.
- 6.8 Distribución de baja tensión, plano de planta SE3.
- 6.9 Distribución de baja tensión, diagrama unifilar SE4.
- 6.10 Distribución de baja tensión, plano de planta SE4.
- 6.11 Distribución de baja tensión, diagrama unifilar SE5.
- 6.12 Distribución de baja tensión, plano de planta SE5.
- 6.13 Distribución de baja tensión, diagrama unifilar SE6.
- 6.14 Distribución de baja tensión, plano de planta SE6.
- 6.15 Alumbrado público, diagrama unifilar del sistema.
- 6.16 Distribución de media tensión, diagrama unifilar.



## 6.1 Diagrama unifilar vivienda unifamiliar.



## 6.2 Plano instalación eléctrica viviendas.





### 6.3 Distribución de baja tensión, diagrama unifilar SE1.



#### 6.4 Distribución de baja tensión, plano de planta SE1.



## 6.5 Distribución de baja tensión, diagrama unifilar SE2.





## 6.6 Distribución de baja tensión, plano de planta SE2.



## 6.7 Distribución de baja tensión, diagrama unifilar SE3.



## 6.8 Distribución de baja tensión, plano de planta SE3.



## 6.9 Distribución de baja tensión, diagrama unifilar SE4.





## 6.10 Distribución de baja tensión, plano de planta SE4.



### 6.11 Distribución de baja tensión, diagrama unifilar SE5.



## 6.12 Distribución de baja tensión, plano de planta SE5.





### 6.13 Distribución de baja tensión, diagrama unifilar SE6.



#### 6.14 Distribución de baja tensión, plano de planta SE6.



### 6.15 Alumbrado público, diagrama unifilar del sistema.



## 6.16 Distribución de media tensión, diagrama unifilar.





## **7 ANEXOS.**

- 7.1. Plano general del barrio (tamaño A2 adjunto aparte)
- 7.2. Informe PvSyst.
- 7.3. Informe completo de DIALUX.
- 7.4. Normas (adjunto en memoria USB).
- 7.5. Catálogos (adjunto en memoria USB).
- 7.6. Planillas de cálculo (adjunto en memoria USB).



## 7.1 Plano general del barrio.



## 7.2 Informe completo PvSyst.















### 7.3 Informe completo DIALux

