



INDICE

1.-Tensión nominal y caídas de tensión máximas admisibles.....	3
2.-Fórmulas utilizadas.....	3
3.-Potencia total instalada y demandas.....	5
3.1.-Relación de receptores de alumbrado con indicación de su potencia eléctrica y demás características constructivas.....	5
3.2.-Coeficientes de simultaneidad.....	5
4.-Cálculos eléctricos: Alumbrado y fuerza motriz.....	5
4.1.-Cálculos de la sección de los conductores y diámetro de los tubos para la línea del generador fotovoltaico.	5
4.1.1.- Líneas de conexión serie de los módulos.	5
4.1.1.1.-Diseño óptimo del string.	6
4.1.1.2.-Sección por caída de tensión.....	7
4.1.2.- Líneas de conexión en paralelo de los string.....	8
4.1.2.1.- Cálculo de la sección del conductor:	9
4.1.2.2.-Diámetro de los tubos de la canalización a utilizar.....	20
4.1.3.- Líneas de conexión de los cuadros parciales a la entrada de inversores...21	
4.1.3.1.- Cálculo de la sección del conductor:	22
4.1.3.2.-Diámetro de los tubos de la canalización a utilizar.....	36
4.1.4.-Conclusión.....	39
4.2.-Cálculos de la sección de los conductores y diámetro de los tubos de canalización a utilizar en la línea de enlace.	39
4.2.1.-Cálculos de las líneas que unen el embarrado de inversores con los inversores.....	39
4.2.1.1.-Cálculo de la sección del conductor:	40
4.2.1.2.-Diámetro de los tubos de la canalización a utilizar.....	51
4.2.2.- Línea de enlace de la CPM y embarrado de inversores.....	52
4.2.2.1.-Cálculo de la sección del conductor:	52
4.2.2.2.-Diámetro de los tubos de la canalización a utilizar.....	53
4.2.3.- Línea de conexión a red de la instalación FV.	54
4.2.3.1.-Cálculo de la sección del conductor:	55
4.2.3.2.-Diámetro de los tubos de la canalización a utilizar.....	55
4.2.4.- Conclusión.....	56
4.3.-Cálculo de las protecciones para las líneas de la instalación fotovoltaica.	56



4.3.1.-Sobrecargas	56
4.3.1.1.-Líneas de conexión en paralelo de los string.....	56
4.3.1.2.-Líneas de conexión de los cuadros parciales a la entrada de inversores.....	69
4.3.1.3.-Líneas que unen los inversores con el embarrado de inversores o línea individual.....	74
4.3.1.4.-Línea de conexión a red de la instalación fotovoltaica.	78
4.3.1.4.1.- Fusible de seguridad.....	78
4.3.1.4.2.- Interruptor general manual.....	78
4.3.2.-Cortocircuitos.	79
4.3.2.1.-Líneas de conexión en paralelo de los string.....	79
4.3.2.2.-Líneas de conexión de los cuadros parciales a la entrada de inversores.....	85
4.3.2.3.-Líneas que unen los inversores con el embarrado de inversores.	88
4.3.2.4.-Línea de conexión a red de la instalación fotovoltaica.	93
4.4.-Cálculo de la puesta a tierra.	94
4.4.1.-Cálculo del electrodo de puesta a tierra.....	94
4.4.2.-Cálculo de distancia entre masas de otra instalación.	94
4.5.-Cálculo de la batería de condensadores para mejora del factor de potencia.....	95
5.-Dimensionado de generador fotovoltaico e inversor.	95
6.- Cálculo del alumbrado deportivo.	96
6.1.- Características geométricas de la zona a iluminar.	96
6.2.- Altura y disposición de los proyectores.	96
6.2.1.- Alumbrado de torres.....	96
6.2.2.- Alumbrado lateral.	97
6.3.- Nivel medio de iluminación.	97
6.4.- Lámparas.....	98
6.5.- Tipo de proyector.....	98
6.6.- Número de proyectores.	98
6.7.- Valores finales de iluminación.	101



1.-Tensión nominal y caídas de tensión máximas admisibles.

El suministro de energía generada a red se realizará en trifásica, con una tensión y frecuencia de 400V y 50Hz respectivamente, con las tolerancias que fija el Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, "Sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión", para no introducir interferencias en la Red pública de distribución.

Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte DC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior de 1,5% y los de la parte AC para que la caída de tensión sea inferior del 2% teniendo en cuenta en ambos casos como referencia las correspondientes a cajas de conexiones; como recomienda "El pliego de condiciones técnicas conectadas a red".

No obstante las recomendaciones de ASIF (La Asociación de la Industria Fotovoltaica), considera unos valores de caída de tensión del 1 % para DC y 0.5 % para AC para las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.

En el presente proyecto, los valores máximos de las caídas máximas de tensión utilizados serán los recomendados por ASIF, ya que son más restrictivos.

2.-Fórmulas utilizadas.

Cálculo de intensidades

- Sistemas de **continua**:

$$I = \frac{\sum P_i}{V}$$

- Sistema **monofásico**:

$$I = \frac{\sum P_i}{V \cdot \cos \varphi}$$

- Sistema **trifásico**:

$$I = \frac{\sum P_i}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \varphi}$$



Donde:

I = Intensidad (A).

P = Potencia (W).

V = Tensión (V).

Cos φ = Factor de potencia.

Cálculo de Sección y caída de tensión

- Sistema **continuo**.

$$e = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\rho \cdot S} ; e = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\rho \cdot S \cdot V} ; S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\rho \cdot e} ; S = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\rho \cdot e \cdot V}$$

- Sistema **monofásico**.

$$e = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{\rho \cdot S} ; e = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\rho \cdot S \cdot V} ; S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{\rho \cdot e} ; S = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\rho \cdot e \cdot V}$$

- Sistema **trifásico**.

$$e = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{\rho \cdot S} ; e = \frac{P \cdot L}{\rho \cdot S \cdot V} ; S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{\rho \cdot e} ; S = \frac{P \cdot L}{\rho \cdot e \cdot V}$$

Donde:

V = Tensión (V).

e = Caída de tensión (V).

P = Potencia de la carga (W).

L = Longitud del conductor (m).

V = Tensión (V).

S = Sección del conductor (mm²).

ρ = Conductividad (m/ Ω).



3.-Potencia total instalada y demandas.

La potencia total instalada en la central fotovoltaica es de 100 kw, repartida en 10 inversores de 10kw cada uno. La instalación se caracteriza por poseer una potencia pico de 110kwpico. El ratio de la potencia del generador fotovoltaico y la potencia de los inversores es de 1,10.

El generador fotovoltaico que posee una potencia 110kwp, está constituido por 1760 módulos fotovoltaicos.

Para cada uno de los diez inversores, se vierten una potencia pico de 11000 vatios, producida por 176 módulos fotovoltaicos de la marca FIRST SOLAR, modelo FS-262. El inversor utilizado marca INGENCON, modelo INGECON[®] 10.

3.1.-Relación de receptores de alumbrado con indicación de su potencia eléctrica y demás características constructivas.

(No procede)

3.2.-Coeficientes de simultaneidad.

La simultaneidad que se ha elegido es 1, puesto que se prevé que todos los inversores y módulos fotovoltaicos funcionen a la vez, independientemente de la climatología.

4.-Cálculos eléctricos: Alumbrado y fuerza motriz.

4.1.-Cálculos de la sección de los conductores y diámetro de los tubos para la línea del generador fotovoltaico.

Se considera líneas de derivas las que partiendo del módulo fotovoltaico, pasan por el inversor y llegan al embarrado de la instalación fotovoltaica.

4.1.1.- Líneas de conexión serie de los módulos.

Consistirá en la conexión serie de los 8 módulos, que forman el “**String**”.

La conexión serie de los módulos se realizará con los propios cables de conexión, con que viene el módulo fotovoltaico de fábrica, dichos cables poseerán en sus terminales sendos conectores para su conexión, de tipo Multicontact Solar I.

Se conectarán los módulos, uniendo macho con hembra del módulo fotovoltaico contiguo, y al final quedará libre dos conectores, macho y hembra que se conectarán a la línea de conexión en paralelo de los string ó “Línea de recogida de energía”.

El número de módulos conectados en serie, vendrá condicionado por las tensiones mínima y máxima de entrada del inversor. Y también por la tensión máxima soportada a Voc en la entrada del inversor.



4.1.1.1.-Diseño óptimo del string.

Para un diseño óptimo del generador fotovoltaico, no se pueden limitar los cálculos a considerar sólo las condiciones estándar de funcionamiento, sino que se deben incluir las condiciones de funcionamiento más desfavorables que pueden darse en la vida útil del inversor.

Condiciones estándar:

- ✓ La **tensión del string**, que se produce bajo 1000 W/mm² y una temperatura de la célula de **25°C** ($8 \times 64 V_{mpp} = 512 V$), debe estar dentro del margen de tensión de entrada del inversor, que estará establecido entre 330 V y 750 V para que pueda trabajar, en punto de funcionamiento de máximo rendimiento (MPP).

Condiciones desfavorable:

- ✓ La **tensión mínima del string**, que se produce bajo 1000 W/mm² y una temperatura de la célula de **60°C** ($8 \times 53.375 V_{mpp\ 60°C} = 427 V$), debe ser superior a la **tensión de entrada mínima del inversor (330 V)**.

$$330 V \leq 427 V$$

- ✓ La **tensión máxima en vacío del string**, que se produce con 1000 W/ m² y una temperatura mínima de la célula de **-10°C** ($8 \times 102.8 V_{oc\ -10°C} = 823 V$), debe ser inferior a la **tensión de entrada máxima del inversor (900 V)**. Una sobretensión aplicada al inversor, puede dañar sus componentes y causar averías irreparables.

$$900 V \geq 823 V$$

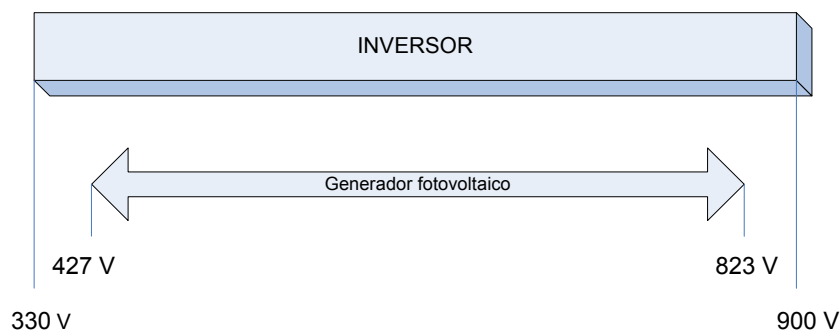


Figura 4.1.- Rangos de tensión de funcionamiento del inversor y el generador fotovoltaico.



Descripción:

Los módulos fotovoltaicos se conectarán por medio de Conector MultiContact Solar I, y los cables irán al aire, y se situarán detrás de los módulos, y para evitar que puedan quedar colgaderos, el cable sobrante se juntará y se atará mediante bridas.

Las correspondientes bridas, irán sujetas a su correspondiente taco de sujeción que irán introducido en una perforación realizada previamente en la estructura soporte del módulo.

Consideraciones:

- La potencia soportada por línea es de 500 w.
- El coeficiente de simultaneidad es 1.
- La temperatura será 40°C.
- Tensión de servicio: V=512 V
- Nivel de aislamiento: 0,6/1 KV
- Tipo de aislamiento: XLPE
- Intensidad de cálculo: I= 0.98 A
- Longitud línea: 0.61x 2 x 8 = 9.76 metros.
- Sección 3.2mm² de cobre.

4.1.1.2.-Sección por caída de tensión.

La sección vendrá determinada por el fabricante de los módulos, y la sección será 3.2mm². Pero será necesario calcular su caída de tensión, puesto que la caída de tensión en las líneas del generador fotovoltaico, líneas de corriente continua se limitará a 1 %.

$$e = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot s} = 0,106V$$

Longitud línea individual: 9.76 metros.
Intensidad de cálculo: I= 0.98 A

Caída de tensión 0.106 V, con una caída de tensión en % de **0.021 %**



4.1.2.- Líneas de conexión en paralelo de los string.

Formado por las líneas que conectan los string en paralelo, estas líneas recogerán la potencia generada por los módulos y la llevarán a los respectivos cuadros parciales. **“Líneas de recogida de energía“**

Se considera línea de recogida de energía ó recolectoras, porque van conectadas en paralelo a los string de la cubierta. Recogiendo toda la energía producida por los módulos fotovoltaicos.

Las líneas recolectoras son líneas formadas por conductores unipolares, canalizadas por las bandejas perforadas situadas en la estructura soporte de los módulos.

Cada línea recolectora está formada por dos conductores, un conductor positivo de color rojo, donde se conectarán los conectores macho “+” de los string, y un conductor negativo de color azul, donde se conectarán los conectores hembra “-“ de los string.

La conexión de los string a la línea de recogida se hará mediante conectores tipo Multicontact Solar I.

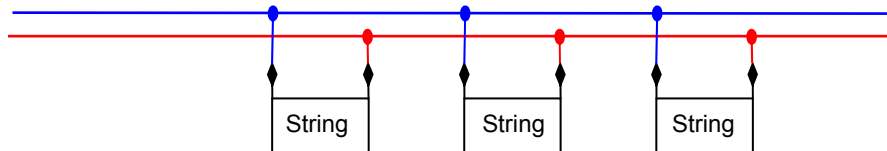


Figura 4.2.-Conexión de string con el cable Nubbel.

En cada conductor de la línea recolectora positivo ó negativo, vendrán ensamblados los cables de conexión a los string, guardando una distancia de 9.70 metros de uno a otro.

Descripción:

Cada línea recolectora transcurre por una fila de módulos de la cubierta, vertiendo toda su potencia al cuadro parcial de su correspondiente inversor.

Podrán ir varias líneas recolectoras a un mismo cuadro parcial, hasta conseguir la potencia deseada a la entrada del inversor. Por cada cuadro parcial irá una potencia pico de 11 kwp.

Consideraciones:

- El coeficiente de simultaneidad es 1.
- La temperatura será 40°C.
- Tensión de servicio: $V=512$ V
- Nivel de aislamiento: 0,6/1 KV
- Tipo de aislamiento: XLPE



4.1.2.1.- Cálculo de la sección del conductor:

La sección vendrá determinada por el fabricante de los módulos, y la sección será 6 mm². Pero será necesario calcular su caída de tensión, puesto que la caída de tensión en las líneas del generador fotovoltaico, líneas de corriente continua se limitará a 1 %.

Como la instalación fotovoltaica está formada por 10 inversores de las mismas características, calcularemos las caídas de tensión que se producen en las líneas de conexión en paralelo de los string de los correspondientes inversores.

Inversor nº 1.

El inversor nº 1 tendrá una potencia pico de entrada de 11 Kwp, procedentes de la **fila nº 2** con una potencia **5,5 Kwp**, y la **fila nº 3** con una potencia **5,5 Kwp**.

Por cada fila irá una línea donde se conectarán todos los string de la misma fila, esta línea irá a conectarse al cuadro parcial correspondiente a cada inversor, para este inversor el cuadro parcial correspondiente será el **CP-GFV-1**.

- Caída de tensión de la línea recolectora de la **fila nº 2**.

$$e = \frac{2 \cdot P \cdot I}{\gamma \cdot s \cdot V}$$

Longitud línea individual: 96.5 metros.
Potencia pico: 5,5 Kwp.
Sección 6mm², en cobre.
c.d.t 3.133 V.
c.d.t **0.612 %**.

- Caída de tensión de la línea recolectora de la **fila nº 3**.

$$e = \frac{2 \cdot P \cdot I}{\gamma \cdot s \cdot V}$$

Longitud línea individual: 96.5 metros.
Potencia pico: 5,5 Kwp.
Sección 6mm², en cobre.
c.d.t 3.133 V.
c.d.t **0.612 %**.

La caída de tensión de las líneas recolectoras del inversor **nº 1**, para la fila más desfavorable es **0.612 %**.



Validez de la sección por calentamiento.

La línea recolectora estará formada por dos conductores unipolares de XLPE 0.6/1 kV, irá canalizada por bandeja perforada, que estará unida a la estructura de sujeción de los módulos.

La intensidad máxima será $0.98 \times 11 \text{ String} = 10.78 \text{ A}$.

ITC-BT-19, Tabla 1, $I_{\max} = 10.78 \text{ A} < I_{\text{adm}}$; $I_{\text{adm}} = 49 \text{ A}$, $S = 6 \text{ mm}^2$.

Se valida por calentamiento la línea recolectora de string.

Inversor nº 2.

El inversor **nº 2** tendrá una potencia pico de entrada de 11 Kwp, procedentes de la **fila nº 4** con una potencia **5,5 Kwp**, y la **fila nº 5** con una potencia **5,5 Kwp**.

Por cada fila irá una línea donde se conectarán todos los string de la misma fila, esta línea irá a conectarse al cuadro parcial correspondiente a cada inversor, para este inversor el cuadro parcial correspondiente será el **CP-GFV-2**.

- Caída de tensión de la línea recolectora de la **fila nº 4**.

$$e = \frac{2 \cdot P \cdot I}{\gamma \cdot s \cdot V}$$

Longitud línea individual: 96.5 metros.

Potencia pico: 5,5 Kwp.

Sección 6 mm^2 , en cobre.

c.d.t 3.133 V.

c.d.t **0.612 %**.

- Caída de tensión de la línea recolectora de la **fila nº 5**.

$$e = \frac{2 \cdot P \cdot I}{\gamma \cdot s \cdot V}$$

Longitud línea individual: 96.5 metros.

Potencia pico: 5,5 Kwp.

Sección 6 mm^2 , en cobre.

c.d.t 3.133 V.

c.d.t **0.612 %**.

La caída de tensión de las líneas recolectoras del inversor **nº 2**, para la fila más desfavorable es **0.612 %**.



Validez de la sección por calentamiento.

La línea recolectora estará formada por dos conductores unipolares de XLPE 0.6/1 kV, irá canalizada por bandeja perforada, que estará unida a la estructura de sujeción de los módulos.

La intensidad máxima será $0.98 \times 11 \text{ String} = 10.78 \text{ A}$.

ITC-BT-19, Tabla 1, $I_{\max} = 10.78 \text{ A} < I_{\text{adm}}$; $I_{\text{adm}} = 49 \text{ A}$, $S = 6 \text{ mm}^2$.

Se valida por calentamiento la línea recolectora de string.

Inversor nº 3.

El inversor nº 3 tendrá una potencia pico de entrada de 11 Kwp, procedentes de la fila nº 6 con una potencia 5,5 Kwp, y la fila nº 7 con una potencia 5,5 Kwp.

Por cada fila irá una línea donde se conectarán todos los string de la misma fila, esta línea irá a conectarse al cuadro parcial correspondiente a cada inversor, para este inversor el cuadro parcial correspondiente será el CP-GFV-3.

- Caída de tensión de la línea recolectora de la fila nº 6.

$$e = \frac{2 \cdot P \cdot I}{\gamma \cdot s \cdot V}$$

Longitud línea individual: 96.5 metros.

Potencia pico: 5,5 Kwp.

Sección 6 mm^2 , en cobre.

c.d.t 3.133 V.

c.d.t **0.612 %**.

- Caída de tensión de la línea recolectora de la fila nº 7.

$$e = \frac{2 \cdot P \cdot I}{\gamma \cdot s \cdot V}$$

Longitud línea individual: 96.5 metros.

Potencia pico: 5,5 Kwp.

Sección 6 mm^2 , en cobre.

c.d.t 3.133 V.

c.d.t **0.612 %**.

La caída de tensión de las líneas recolectoras del inversor nº 3, para la fila más desfavorable es **0.612 %**.



Validez de la sección por calentamiento.

La línea recolectora estará formada por dos conductores unipolares de XLPE 0.6/1 kV, irá canalizada por bandeja perforada, que estará unida a la estructura de sujeción de los módulos.

La intensidad máxima será $0.98 \times 11 \text{ String} = 10.78 \text{ A}$.

ITC-BT-19, Tabla 1, $I_{\max} = 10.78 \text{ A} < I_{\text{adm}}$; $I_{\text{adm}} = 49 \text{ A}$, $S = 6 \text{ mm}^2$.

Se valida por calentamiento la línea recolectora de string.

Inversor nº 4.

El inversor nº 4 tendrá una potencia pico de entrada de 11 Kwp, procedentes de la fila nº 8 con una potencia 5,5 Kwp, y la fila nº 9 con una potencia 5,5 Kwp.

Por cada fila irá una línea donde se conectarán todos los string de la misma fila, esta línea irá a conectarse al cuadro parcial correspondiente a cada inversor, para este inversor el cuadro parcial correspondiente será el **CP-GFV-4**.

- Caída de tensión de la línea recolectora de la fila nº 8.

$$e = \frac{2 \cdot P \cdot I}{\gamma \cdot s \cdot V}$$

Longitud línea individual: 96.5 metros.

Potencia pico: 5,5 Kwp.

Sección 6 mm^2 , en cobre.

c.d.t 3.133 V.

c.d.t **0.612 %**.

- Caída de tensión de la línea recolectora de la fila nº 9.

$$e = \frac{2 \cdot P \cdot I}{\gamma \cdot s \cdot V}$$

Longitud línea individual: 96.5 metros.

Potencia pico: 5,5 Kwp.

Sección 6 mm^2 , en cobre.

c.d.t 3.133 V.

c.d.t **0.612 %**.

La caída de tensión de las líneas recolectoras del inversor nº 4, para la fila más desfavorable es **0.612 %**.



Validez de la sección por calentamiento.

La línea recolectora estará formada por dos conductores unipolares de XLPE 0.6/1 kV, irá canalizada por bandeja perforada, que estará unida a la estructura de sujeción de los módulos.

La intensidad máxima será $0.98 \times 11 \text{ String} = 10.78 \text{ A}$.

ITC-BT-19, Tabla 1, $I_{\max} = 10.78 \text{ A} < I_{\text{adm}}$; $I_{\text{adm}} = 49 \text{ A}$, $S = 6 \text{ mm}^2$.

Se valida por calentamiento la línea recolectora de string.

Inversor nº 5.

El inversor nº 5 tendrá una potencia pico de entrada de 11 Kwp, procedentes de la fila nº 10 con una potencia **5,5 Kwp**, y la fila nº 11 con una potencia **5,5 Kwp**.

Por cada fila irá una línea donde se conectarán todos los string de la misma fila, esta línea irá a conectarse al cuadro parcial correspondiente a cada inversor, para este inversor el cuadro parcial correspondiente será el **CP-GFV-5**.

- Caída de tensión de la línea recolectora de la fila nº 10.

$$e = \frac{2 \cdot P \cdot I}{\gamma \cdot s \cdot V}$$

Longitud línea individual: 96.5 metros.

Potencia pico: 5,5 Kwp.

Sección 6 mm^2 , en cobre.

c.d.t 3.133 V.

c.d.t **0.612 %**.

- Caída de tensión de la línea recolectora de la fila nº 11.

$$e = \frac{2 \cdot P \cdot I}{\gamma \cdot s \cdot V}$$

Longitud línea individual: 93.5 metros.

Potencia pico: 5,5 Kwp.

Sección 6 mm^2 , en cobre.

c.d.t 3.133 V.

c.d.t **0.612 %**.

La caída de tensión de las líneas recolectoras del inversor nº 5, para la fila más desfavorable es **0.612 %**.



Validez de la sección por calentamiento.

La línea recolectora estará formada por dos conductores unipolares de XLPE 0.6/1 kV, irá canalizada por bandeja perforada, que estará unida a la estructura de sujeción de los módulos.

La intensidad máxima será $0.98 \times 11 \text{ String} = 10.78 \text{ A}$.

ITC-BT-19, Tabla 1, $I_{\max} = 10.78 \text{ A} < I_{\text{adm}}$; $I_{\text{adm}} = 49 \text{ A}$, $S = 6 \text{ mm}^2$.

Se valida por calentamiento la línea recolectora de string.

Inversor nº 6.

El inversor nº 6 tendrá una potencia pico de entrada de 11 Kwp, procedentes de la fila nº 12 con una potencia 5,5 Kwp, y la fila nº 13 con una potencia 5,5 Kwp.

Por cada fila irá una línea donde se conectarán todos los string de la misma fila, esta línea irá a conectarse al cuadro parcial correspondiente a cada inversor, para este inversor el cuadro parcial correspondiente será el **CP-GFV-6**.

- Caída de tensión de la línea recolectora de la fila nº 12.

$$e = \frac{2 \cdot P \cdot I}{\gamma \cdot s \cdot V}$$

Longitud línea individual: 96.5 metros.

Potencia pico: 5,5 Kwp.

Sección 6 mm^2 , en cobre.

c.d.t 3.133 V.

c.d.t **0.612 %**.

- Caída de tensión de la línea recolectora de la fila nº 13.

$$e = \frac{2 \cdot P \cdot I}{\gamma \cdot s \cdot V}$$

Longitud línea individual: 96.5 metros.

Potencia pico: 5,5 Kwp.

Sección 6 mm^2 , en cobre.

c.d.t 3.133 V.

c.d.t **0.612 %**.

La caída de tensión de las líneas recolectoras del inversor nº 6, para la fila más desfavorable es **0.612 %**.



Validez de la sección por calentamiento.

La línea recolectora estará formada por dos conductores unipolares de XLPE 0.6/1 kV, irá canalizada por bandeja perforada, que estará unida a la estructura de sujeción de los módulos.

La intensidad máxima será $0.98 \times 11 \text{ String} = 10.78 \text{ A}$.

ITC-BT-19, Tabla 1, $I_{\max} = 10.78 \text{ A} < I_{\text{adm}}$; $I_{\text{adm}} = 49 \text{ A}$, $S = 6 \text{ mm}^2$.

Se valida por calentamiento la línea recolectora de string.

Inversor nº 7.

El inversor nº 7 tendrá una potencia pico de entrada de 11 Kwp, procedentes de la **fila nº 1** con una potencia **1,5 Kwp**, la **fila nº 18** con una potencia **5 Kwp**, y la **fila nº 19** con una potencia **4,5 Kwp**.

Por cada fila irá una línea donde se conectarán todos los string de la misma fila, esta línea irá a conectarse al cuadro parcial correspondiente a cada inversor, para este inversor el cuadro parcial correspondiente será el **CP-GFV-7**.

- Caída de tensión de la línea recolectora de la **fila nº 1**.

$$e = \frac{2 \cdot P \cdot I}{\gamma \cdot s \cdot V}$$

Longitud línea individual: 20.25 metros.

Potencia pico: 1,5 Kwp.

Sección 6 mm^2 , en cobre.

c.d.t 0.192 V.

c.d.t **0.037 %**.

- Caída de tensión de la línea recolectora de la **fila nº 18**.

$$e = \frac{2 \cdot P \cdot I}{\gamma \cdot s \cdot V}$$

Longitud línea individual: 87 metros.

Potencia pico: 5 Kwp.

Sección 6 mm^2 , en cobre.

c.d.t 2.572 V.

c.d.t **0.502 %**.



- Caída de tensión de la línea recolectora de la **fila n° 19**.

$$e = \frac{2 \cdot P \cdot I}{\gamma \cdot s \cdot V}$$

Longitud línea individual: 77.5 metros.
Potencia pico: 4,5 Kwp.
Sección 6mm², en cobre.
c.d.t 2.066 V.
c.d.t **0.404 %**.

La caída de tensión de las líneas recolectoras del inversor **n° 7**, para la fila más desfavorable es **0.502 %**.

Validez de la sección por calentamiento.

La línea recolectora estará formada por dos conductores unipolares de XLPE 0.6/1 kV, irá canalizada por bandeja perforada, que estará unida a la estructura de sujeción de los módulos. Se valida el tramo más desfavorable por calentamiento.

La intensidad máxima será 0.98 x 10 String = 9.8 A.

ITC-BT-19, Tabla 1, I_{max} = **9.8A** < I_{adm}; I_{adm} = 49 A, S= 6 mm².

Se valida por calentamiento las líneas recolectoras de string.

Inversor n° 8.

El inversor **n° 8** tendrá una potencia pico de entrada de 11 Kwp, procedentes de la **fila n° 14** con una potencia **5,5 Kwp**, y la **fila n° 15** con una potencia **5,5 Kwp**.

Por cada fila irá una línea donde se conectarán todos los string de la misma fila, esta línea irá a conectarse al cuadro parcial correspondiente a cada inversor, para este inversor el cuadro parcial correspondiente será el **CP-GFV-8**.

- Caída de tensión de la línea recolectora de la **fila n° 14**.

$$e = \frac{2 \cdot P \cdot I}{\gamma \cdot s \cdot V}$$

Longitud línea individual: 96.5 metros.
Potencia pico: 5,5 Kwp.
Sección 6mm², en cobre.
c.d.t 3.133 V.
c.d.t **0.612 %**.



- Caída de tensión de la línea recolectora de la **fila n° 15**.

$$e = \frac{2 \cdot P \cdot I}{\gamma \cdot s \cdot V}$$

Longitud línea individual: 96.5 metros.
Potencia pico: 5,5 Kwp.
Sección 6mm², en cobre.
c.d.t 3.133 V.
c.d.t **0.612 %**.

La caída de tensión de las líneas recolectoras del inversor **n° 8**, para la fila más desfavorable es **0.612 %**.

Validez de la sección por calentamiento.

La línea recolectora estará formada por dos conductores unipolares de XLPE 0.6/1 kV, irá canalizada por bandeja perforada, que estará unida a la estructura de sujeción de los módulos.

La intensidad máxima será 0.98 x 11 String = 10.78 A.

ITC-BT-19, Tabla 1, I_{max} = **10.78A** < I_{adm}; I_{adm} = 49 A, S= 6 mm².

Se valida por calentamiento la línea recolectora de string.

Inversor n° 9.

El inversor **n° 9** tendrá una potencia pico de entrada de 11 Kwp, procedentes de la **fila n° 16** con una potencia **5,5 Kwp**, y la **fila n° 17** con una potencia **5,5 Kwp**.

Por cada fila irá una línea donde se conectarán todos los string de la misma fila, esta línea irá a conectarse al cuadro parcial correspondiente a cada inversor, para este inversor el cuadro parcial correspondiente será el **CP-GFV-9**.

- Caída de tensión de la línea recolectora de la **fila n° 16**.

$$e = \frac{2 \cdot P \cdot I}{\gamma \cdot s \cdot V}$$

Longitud línea individual: 96.5 metros.
Potencia pico: 5,5 Kwp.
Sección 6mm², en cobre.
c.d.t 3.133 V.
c.d.t **0.612 %**.



- Caída de tensión de la línea recolectora de la **fila n° 17**.

$$e = \frac{2 \cdot P \cdot I}{\gamma \cdot s \cdot V}$$

Longitud línea individual: 96.5 metros.
Potencia pico: 5,5 Kwp.
Sección 6mm², en cobre.
c.d.t 3.133 V.
c.d.t **0.612 %**.

La caída de tensión de las líneas recolectoras del inversor **n° 9**, para la fila más desfavorable es **0.612 %**.

Validez de la sección por calentamiento.

La línea recolectora estará formada por dos conductores unipolares de XLPE 0.6/1 kV, irá canalizada por bandeja perforada, que estará unida a la estructura de sujeción de los módulos.

La intensidad máxima será 0.98 x 11 String = 10.78 A.

ITC-BT-19, Tabla 1, I_{max} = **10.78A** < I_{adm}; I_{adm} = 49 A S = 6 mm².

Se valida por calentamiento la línea recolectora de string.

Inversor n° 10.

El inversor **n° 10** tendrá una potencia pico de entrada de 11 Kwp, procedentes de la **fila n° 20** con una potencia **4 Kwp**, la **fila n° 21** con una potencia **3,5 Kwp**, la **fila n° 22** con una potencia **2,5 Kwp**, y la **fila n° 23** con una potencia **1 Kwp**.

Por cada fila irá una línea donde se conectarán todos los string de la misma fila, esta línea irá a conectarse al cuadro parcial correspondiente a cada inversor, para este inversor el cuadro parcial correspondiente será el **CP-GFV-7**.

- Caída de tensión de la línea recolectora de la **fila n° 20**.

$$e = \frac{2 \cdot P \cdot I}{\gamma \cdot s \cdot V}$$

Longitud línea individual: 68 metros.
Potencia pico: 4 Kwp.
Sección 6mm², en cobre.
c.d.t 1.616 V.
c.d.t **0.316 %**.



- Caída de tensión de la línea recolectora de la **fila n° 21**.

$$e = \frac{2 \cdot P \cdot I}{\gamma \cdot s \cdot V}$$

Longitud línea individual: 58,5 metros.
Potencia pico: 3,5 Kwp.
Sección 6mm², en cobre.
c.d.t 1,221 V.
c.d.t **0,238 %**.

- Caída de tensión de la línea recolectora de la **fila n° 22**.

$$e = \frac{2 \cdot P \cdot I}{\gamma \cdot s \cdot V}$$

Longitud línea individual: 39.5 metros.
Potencia pico: 2,5 Kwp.
Sección 6mm², en cobre.
c.d.t 0,596 V.
c.d.t **0.116 %**.

- Caída de tensión de la línea recolectora de la **fila n° 23**.

$$e = \frac{2 \cdot P \cdot I}{\gamma \cdot s \cdot V}$$

Longitud línea individual: 11 metros.
Potencia pico: 1 Kwp.
Sección 6mm², en cobre.
c.d.t 0.073 V.
c.d.t **0.014 %**.

La caída de tensión de las líneas recolectoras del inversor **n° 10**, para la fila más desfavorable es **0.316 %**.

Validez de la sección por calentamiento.

La línea recolectora estará formada por dos conductores unipolares de XLPE 0.6/1 kV, irá canalizada por bandeja perforada, que estará unida a la estructura de sujeción de los módulos. Se valida el tramo más desfavorable por calentamiento.

La intensidad máxima será $0.98 \times 8 \text{ String} = 7.84 \text{ A}$.

ITC-BT-19, Tabla 1, $I_{\max} = 7.84 \text{ A} < I_{\text{adm}}$; $I_{\text{adm}} = 49 \text{ A}$, $S = 6 \text{ mm}^2$.

Se valida por calentamiento las líneas recolectoras de string.



4.1.2.2.-Diámetro de los tubos de la canalización a utilizar.

Cada línea recolectora de cada fila, se conectará a su correspondiente cuadro parcial, y transcurrirá por dos tipos de canalización: En bandeja perforada horizontal, y en entubada en montaje superficial.

En bandeja perforada horizontal:

En el interior de la bandeja irá una línea recolectora correspondiente a esa fila de módulos, cada línea estará formada por 2 conductores; los dos conductores de 6 mm².

Características de la bandeja vertical:

- Fabricada en PVC – M1.
- Protección contra impactos 5 J.
- Seguridad ante el fuego:
 - Hilo incandescente a 960 °C.
 - No propagador de la llama.
 - Reacción al fuego, clase M1 s/ UNE 23727.
- Buen comportamiento a la corrosión y a la intemperie.
- Temperatura trabajo -15°C a 60 °C.
- Aislante.
- IP 3X.

Selección de bandeja

- **Datos requeridos.**

Tipo	Cantidad	Sección nominal	Ø exterior (mm)	Sección unitaria
RZ1-K 0,6/1KV	2	6	7,7	59,29

- **Espacio total requerido por los cables.**

Sección nominal	Sección unitaria	Cantidad	Sección total (mm ²)
6	59,29	2	118,58
			Si = 118,58

- **Coeficiente de llenado.**

K=Coeficiente corrector 1,4
R= % de posible ampliación 100

- **Sección de la bandeja.**

$$S_j (\text{mm}^2) = K * ((100+R)/100) * S_i$$

$$S_j = 332 \text{ mm}^2.$$



- **Selección de la bandeja.**

$$S_j < S.\text{bandeja}; \quad 332 \text{ mm}^2 < 2770 \text{ mm}^2.$$

Las dimensiones de la bandeja perforada horizontal según fabricante UNEX, será **60 x 75 mm**, cuya sección útil es 2770 mm² con unión entre tramos y una longitud de 93,5 metro.

Entubada en montaje Superficial:

Cada una de las líneas recolectoras irán entubadas en montaje superficial por tubos rígidos, en el tramo que va del cuadro parcial correspondiente y el inicio de la fila de módulos, y en cada tubo llevará sus 2 conductores unipolares de 6 mm², y el correspondiente conductor de protección de sección 6 mm² que estará conectado a la estructura soporte de los módulos.

La instalación y puesta en obra de los tubos de protección deberá cumplir lo indicado en la ITC-BT-19, ITC-BT-20 Y ITC –BT-21, y en su defecto lo prescrito en la norma UNE 20.460-5-523.

En cumplimiento de ITC-BT-21, tabla 2, el diámetro exterior de los tubos es de **20 mm**.

4.1.3.- Líneas de conexión de los cuadros parciales a la entrada de inversores.

Este tramo engloba las líneas 10 que parten de los cuadros parciales situados en la cubierta, y conectan con sus respectivos inversores. Cada línea estará formada por dos conductores unipolares XLPE 0.6/1 Kw

Descripción:

Cada una de las 10 líneas, partirá entubada en montaje superficial de su correspondiente cuadro parcial, hasta la caja de registro situada en la parte lateral oeste de la cubierta sur, a una altura de 20,43 metros.

Por este tramo entubado se dispondrán tres conductores por tubo, dos conductores correspondientes a línea de conexión entre el cuadro parcial y el inversor, y tercer conductor que será el conductor de protección, que se unirá al borne de puesta a tierra del generador fotovoltaico situado en la caja de registro.

A la caja de registro entrarán los 10 tubos correspondientes a los 10 cuadros parciales, de cada uno de los inversores. Y se partirá con una única canalización hasta la caseta de inversores, para este tramo se utilizará canal de PVC.

Una vez que las líneas llegan dentro caseta de inversores, atravesando la pared de la caseta, se utilizará como canalización bandeja horizontal lisa con cubierta. Según ITC-BT-30, las bandejas deberán ir con cubierta. Las líneas una vez dentro de la caseta se bifurcarán, 5 líneas para cada lado del pasillo.

Por cada una de las dos bandejas horizontales, se descolgará las 5 líneas para llegar al cuadro secundario, la canalización utilizada para este tramo será una canal por cada bandeja.



De cada uno de los dos cuadros secundarios, saldrán las líneas de conexión a cada uno de los inversores. Para este tramo se ha utilizado también una canal para cada lado del pasillo.

Consideraciones:

- Potencia 11 Kwp.
- El coeficiente de simultaneidad es 1.
- La temperatura será 40°C.
- Tensión de servicio: V=512 V
- Nivel de aislamiento: 0,6/1 KV
- Tipo de aislamiento: XLPE

4.1.3.1.- Cálculo de la sección del conductor:

Para el cálculo de la sección del conductor se escogerá el criterio más restrictivo entre intensidad máxima admisible y caída de tensión máxima admisible.

Sección por caída de tensión.

Sección mínima para una caída de tensión de necesaria vendrá por la letra C.

$$1 \% - A \% - B \% = C \%$$

1%.- Limite de caída de tensión en DC.

A.-c.d.t. del string 0.021%.

B.-c.d.t. de la línea recolectora más desfavorable por cuadro parcial.

C.-c.d.t. mínima para la línea de conexión entre los cuadros parciales y la entrada del inversor.

Se realizarán los cálculos por separado para cada inversor.

Inversor nº 1.

La caída de tensión de las líneas recolectoras del inversor nº 1, para la fila más desfavorable será 0.637 %. Por tanto la caída de tensión máxima para la línea de conexión del cuadro parcial CP-GFV-1 con el inversor nº 1 será:

$$1 \% - 0.021 \% - 0.612 \% = \mathbf{0.367 \%}$$

Para esta caída de tensión la sección mínima será:

$$s = \frac{2 \cdot P \cdot I}{\gamma \cdot e \cdot V} \quad ; \quad S = 15.91 \text{ mm}^2.$$



L - longitud línea: 39 metros.
P - potencia pico: 11 Kwp.
 γ - conductividad del cobre 56.
E - caída de tensión mínima (%) 0.367 .
V - voltaje de trabajo = 512 V.
S - sección del conductor.

Para una sección de **16 mm²**, se obtendrá una c.d.t. de **0.365 %**, sumando las caídas de tensión en A, B, y C; el resultado será **0.998 %** de caída de tensión en la parte del generador fotovoltaico (parte DC de la instalación). Inferior a la máxima establecida en 1%.

Validez de la sección por calentamiento.

La línea recolectora estará formada por dos conductores unipolares de XLPE 0.6/1 kV, irá canalizada por bandeja perforada, que estará unida a la estructura de sujeción de los módulos.

La intensidad será $0.98 \times 22 \text{ String} = 21.56 \text{ A}$, en cumplimiento de la ITC-BT-40, "Instalaciones generadoras de baja tensión".

$$I_{\max} = 21.56 * 1.25 = 26.95 \text{ A}$$

Se verificará para todos los tipos de canalizaciones que toma la línea.

Entubada

ITC-BT-19, Tabla 1, $I_{\max} = 26.95\text{A} < I_{\text{adm}}$; $I_{\text{adm}} = 80 \text{ A}$, $S = 16 \text{ mm}^2$.

En canal

Coefficientes correctores:

- Factor de reducción por agrupamientos de circuitos.
Nº de circuitos 10, F.agrup - **0.7**; $I_{\max} = 38.5 \text{ A}$.

ITC-BT-19, Tabla 1, $I_{\max} = 38.5 \text{ A} < I_{\text{adm}}$; $I_{\text{adm}} = 80$, $S = 16 \text{ mm}^2$.

Sobre bandeja horizontal

Coefficientes correctores:

- Factor de reducción por agrupamientos de circuitos.
Nº de circuitos 10, F.agrup - **0.75**; $I_{\max} = 35.93 \text{ A}$.

ITC-BT-07, Tabla 1, $I_{\max} = 35.93\text{A} < I_{\text{adm}}$; $I_{\text{adm}} = 105$, $S = 16 \text{ mm}^2$.

La canalización más restrictiva es la canal.

El criterio más restrictivo será el de **caída de tensión**, por lo que la sección del conductor unipolar será de **16 mm²**.



La sección de conductor será 16 mm². La línea estará formada por:

RZ1 – K 0.6/1 KV 2 x (1 x 16 mm²)

Inversor nº 2.

La caída de tensión de las líneas recolectoras del inversor nº 2, para la fila más desfavorable será 0.637 %. Por tanto la caída de tensión máxima para la línea de conexión del cuadro parcial CP-GFV-2 con el inversor nº 2 será:

$$1 \% - 0.021 \% - 0.612 \% = \mathbf{0.367 \%}$$

Para esta caída de tensión la sección mínima será:

$$s = \frac{2 \cdot P \cdot I}{\gamma \cdot e \cdot V} \quad ; \quad S = 14.69 \text{ mm}^2.$$

- L - longitud línea: 36 metros.
- P - potencia pico: 11 Kw.
- γ - conductividad del cobre 56.
- E - caída de tensión mínima (%) 0.367 .
- V - voltaje de trabajo = 512 V.
- S - sección del conductor.

Para una sección de 16 mm², se obtendrá una c.d.t de **0.337 %**, sumando las caídas de tensión en A, B, y C; el resultado será **0.970 %** de caída de tensión en la parte del generador fotovoltaico (parte DC de la instalación). Inferior a la máxima establecida en 1 %.

Validez de la sección por calentamiento.

La línea recolectora estará formada por dos conductores unipolares de XLPE 0.6/1 kV, irá canalizada por bandeja perforada, que estará unida a la estructura de sujeción de los módulos.

La intensidad será 0.98 x 22 String = 21.56 A, en cumplimiento de la ITC-BT-40, "Instalaciones generadoras de baja tensión".

$$I_{\max} = 21.56 \cdot 1.25 = 26.95 \text{ A}$$

Se verificará para todos los tipos de canalizaciones que toma la línea.

Entubada

ITC-BT-19, Tabla 1, $I_{\max} = \mathbf{26.95A} < I_{adm}$; $I_{adm} = 80 \text{ A}$, $S = 16 \text{ mm}^2$.



En canal

Coefficientes correctores:

- Factor de reducción por agrupamientos de circuitos.
Nº de circuitos 10, F.agrup - **0.7**; I_{max} = 38.5 A.

ITC-BT-19, Tabla 1, I_{max} = **38.5 A** < I_{adm}; I_{adm} = 80, S= 16 mm².

Sobre bandeja horizontal

Coefficientes correctores:

- Factor de reducción por agrupamientos de circuitos.
Nº de circuitos 10, F.agrup - **0.75**; I_{max} = 35.93 A.

ITC-BT-07, Tabla 1, I_{max} = **35.93A** < I_{adm}; I_{adm} = 105, S= 16 mm².

La canalización más restrictiva es la canal.

El criterio más restrictivo será el de **caída de tensión**, por lo que la sección del conductor unipolar será de **16 mm²**.

La sección de conductor será 16 mm². La línea estará formada por:

RZ1 – K 0.6/1 KV 2 x (1 x 16 mm²)

Inversor nº 3.

La caída de tensión de las líneas recolectoras del inversor nº 3, para la fila más desfavorable será 0.637 %. Por tanto la caída de tensión máxima para la línea de conexión del cuadro parcial CP-GFV-3 con el inversor nº 3 será:

$$1 \% - 0.021 \% - 0.612 \% = \mathbf{0.367 \%}$$

Para esta caída de tensión la sección mínima será:

$$s = \frac{2 \cdot P \cdot I}{\gamma \cdot e \cdot V} \quad ; \quad S = 15.91 \text{ mm}^2.$$

L - longitud línea: 39 metros.

P - potencia pico: 11 Kwp.

γ - conductividad del cobre 56.

E - caída de tensión mínima (%) 0.367 .

V - voltaje de trabajo = 512 V.

S - sección del conductor.



Para una sección de 16 mm^2 , se obtendrá una c.d.t de **0.365 %**, sumando las caídas de tensión en A, B, y C; el resultado será **0.998 %** de caída de tensión en la parte del generador fotovoltaico (parte DC de la instalación). Inferior a la máxima establecida en 1%.

Validez de la sección por calentamiento.

La línea recolectora estará formada por dos conductores unipolares de XLPE 0.6/1 kV, irá canalizada por bandeja perforada, que estará unida a la estructura de sujeción de los módulos.

La intensidad será $0.98 \times 22 \text{ String} = 21.56 \text{ A}$, en cumplimiento de la ITC-BT-40, "Instalaciones generadoras de baja tensión".

$$I_{\max} = 21.56 \times 1.25 = 26.95 \text{ A}$$

Se verificará para todos los tipos de canalizaciones que toma la línea.

Entubada

ITC-BT-19, Tabla 1, $I_{\max} = 26.95 \text{ A} < I_{\text{adm}}$; $I_{\text{adm}} = 80 \text{ A}$, $S = 16 \text{ mm}^2$.

En canal

Coefficientes correctores:

- Factor de reducción por agrupamientos de circuitos.
Nº de circuitos 10, F.agrup - **0.7**; $I_{\max} = 38.5 \text{ A}$.

ITC-BT-19, Tabla 1, $I_{\max} = 38.5 \text{ A} < I_{\text{adm}}$; $I_{\text{adm}} = 80$, $S = 16 \text{ mm}^2$.

Sobre bandeja horizontal

Coefficientes correctores:

- Factor de reducción por agrupamientos de circuitos.
Nº de circuitos 10, F.agrup - **0.75**; $I_{\max} = 35.93 \text{ A}$.

ITC-BT-07, Tabla 1, $I_{\max} = 35.93 \text{ A} < I_{\text{adm}}$; $I_{\text{adm}} = 105$, $S = 16 \text{ mm}^2$.

La canalización más restrictiva es la canal.

El criterio más restrictivo será el de **caída de tensión**, por lo que la sección del conductor unipolar será de **16 mm^2** .

La sección de conductor será 16 mm^2 . La línea estará formada por:

RZ1 – K 0.6/1 KV 2 x (1 x 16 mm^2)



Inversor nº 4.

La caída de tensión de las líneas recolectoras del inversor nº 3, para la fila más desfavorable será 0.637 %. Por tanto la caída de tensión máxima para la línea de conexión del cuadro parcial CP-GFV-3 con el inversor nº 3 será:

$$1 \% - 0.021 \% - 0.612 \% = \mathbf{0.367 \%}$$

Para esta caída de tensión la sección mínima será:

$$s = \frac{2 \cdot P \cdot I}{\gamma \cdot e \cdot V} \quad ; \quad S = 15.51 \text{ mm}^2.$$

L - longitud línea: 38 metros.
P - potencia pico: 11 Kwp.
 γ - conductividad del cobre 56.
E - caída de tensión mínima (%) 0.367 .
V - voltaje de trabajo = 512 V.
S - sección del conductor.

Para una sección de **16 mm²**, se obtendrá una c.d.t. de **0.356 %**, sumando las caídas de tensión en A, B, y C; el resultado será **0.989 %** de caída de tensión en la parte del generador fotovoltaico (parte DC de la instalación). Inferior a la máxima establecida en 1 %.

Validez de la sección por calentamiento.

La línea recolectora estará formada por dos conductores unipolares de XLPE 0.6/1 kV, irá canalizada por bandeja perforada, que estará unida a la estructura de sujeción de los módulos.

La intensidad será $0.98 \times 22 \text{ String} = 21.56 \text{ A}$, en cumplimiento de la ITC-BT-40, "Instalaciones generadoras de baja tensión".

$$I_{\max} = 21.56 \cdot 1.25 = 26.95 \text{ A}$$

Se verificará para todos los tipos de canalizaciones que toma la línea.

Entubada

ITC-BT-19, Tabla 1, $I_{\max} = \mathbf{26.95A} < I_{\text{adm}}$; $I_{\text{adm}} = 80 \text{ A}$, $S = 16 \text{ mm}^2$.

En canal

Coeficientes correctores:

- Factor de reducción por agrupamientos de circuitos.
Nº de circuitos 10, F.agrup - **0.7**; $I_{\max} = 38.5 \text{ A}$.

ITC-BT-19, Tabla 1, $I_{\max} = \mathbf{38.5 A} < I_{\text{adm}}$; $I_{\text{adm}} = 80$, $S = 16 \text{ mm}^2$.



Sobre bandeja horizontal

Coefficientes correctores:

- Factor de reducción por agrupamientos de circuitos.
Nº de circuitos 10, F.agrup - **0.75**; I_{max} = 35.93 A.

ITC-BT-07, Tabla 1, I_{max} = **35.93A** < I_{adm}; I_{adm} = 105, S = 16 mm².

La canalización más restrictiva es la canal.

El criterio más restrictivo será el de **caída de tensión**, por lo que la sección del conductor unipolar será de **16 mm²**.

La sección de conductor será 16 mm². La línea estará formada por:

RZ1 – K 0.6/1 KV 2 x (1 x 16 mm²)

Inversor nº 5.

La caída de tensión de las líneas recolectoras del inversor nº 5, para la fila más desfavorable será 0.637 %. Por tanto la caída de tensión máxima para la línea de conexión del cuadro parcial CP-GFV-5 con el inversor nº 5 será:

$$1 \% - 0.021 \% - 0.612 \% = \mathbf{0.367 \%}$$

Para esta caída de tensión la sección mínima será:

$$s = \frac{2 \cdot P \cdot I}{\gamma \cdot e \cdot V} \quad ; \quad S = 14.85 \text{ mm}^2.$$

L - longitud línea: 36.4 metros.

P - potencia pico: 11 Kw.

γ - conductividad del cobre 56.

E - caída de tensión mínima (%) 0.367 .

V - voltaje de trabajo = 512 V.

S - sección del conductor.

Para una sección de **16 mm²**, se obtendrá una c.d.t de **0.341 %**, sumando las caídas de tensión en A, B, y C; el resultado será **0.974 %** de caída de tensión en la parte del generador fotovoltaico (parte DC de la instalación). Inferior a la máxima establecida en 1%.

Validez de la sección por calentamiento.

La línea recolectora estará formada por dos conductores unipolares de XLPE 0.6/1 kV, irá canalizada por bandeja perforada, que estará unida a la estructura de sujeción de los módulos.



La intensidad será $0.98 \times 22 \text{ String} = 21.56 \text{ A}$, en cumplimiento de la ITC-BT-40, "Instalaciones generadoras de baja tensión".

$$I_{\max} = 21.56 * 1.25 = 26.95 \text{ A}$$

Se verificará para todos los tipos de canalizaciones que toma la línea.

Entubada

ITC-BT-19, Tabla 1, $I_{\max} = 26.95 \text{ A} < I_{\text{adm}}$; $I_{\text{adm}} = 80 \text{ A}$, $S = 16 \text{ mm}^2$.

En canal

Coefficientes correctores:

- Factor de reducción por agrupamientos de circuitos.
Nº de circuitos 10, F.agrup - **0.7**; $I_{\max} = 38.5 \text{ A}$.

ITC-BT-19, Tabla 1, $I_{\max} = 38.5 \text{ A} < I_{\text{adm}}$; $I_{\text{adm}} = 80$, $S = 16 \text{ mm}^2$.

Sobre bandeja horizontal

Coefficientes correctores:

- Factor de reducción por agrupamientos de circuitos.
Nº de circuitos 10, F.agrup - **0.75**; $I_{\max} = 35.93 \text{ A}$.

ITC-BT-07, Tabla 1, $I_{\max} = 35.93 \text{ A} < I_{\text{adm}}$; $I_{\text{adm}} = 105$, $S = 16 \text{ mm}^2$.

La canalización más restrictiva es la canal.

El criterio más restrictivo será el de **caída de tensión**, por lo que la sección del conductor unipolar será de **16 mm²**.

La sección de conductor será 16 mm^2 . La línea estará formada por:

RZ1 – K 0.6/1 KV 2 x (1 x 16 mm²)

Inversor nº 6.

La caída de tensión de las líneas recolectoras del inversor nº 6, para la fila más desfavorable será 0.637 %. Por tanto la caída de tensión máxima para la línea de conexión del cuadro parcial CP-GFV-6 con el inversor nº 6 será:

$$1 \% - 0.021 \% - 0.612 \% = \mathbf{0.367 \%}$$



Para esta caída de tensión la sección mínima será:

$$s = \frac{2 \cdot P \cdot I}{\gamma \cdot e \cdot V} \quad ; \quad S = 14.28 \text{ mm}^2.$$

L - longitud línea: 35 metros.
P - potencia pico: 11 Kwp.
 γ - conductividad del cobre 56.
E - caída de tensión mínima (%) 0.367 .
V - voltaje de trabajo = 512 V.
S - sección del conductor.

Para una sección de **16 mm²**, se obtendrá una c.d.t de **0.328 %**, sumando las caídas de tensión en A, B, y C; el resultado será **0.961 %** de caída de tensión en la parte del generador fotovoltaico (parte DC de la instalación). Inferior a la máxima establecida en 1 %.

Validez de la sección por calentamiento.

La línea recolectora estará formada por dos conductores unipolares de XLPE 0.6/1 kV, irá canalizada por bandeja perforada, que estará unida a la estructura de sujeción de los módulos.

La intensidad será $0.98 \times 22 \text{ String} = 21.56 \text{ A}$, en cumplimiento de la ITC-BT-40, "Instalaciones generadoras de baja tensión".

$$I_{\max} = 21.56 \cdot 1.25 = 26.95 \text{ A}$$

Se verificará para todos los tipos de canalizaciones que toma la línea.

Entubada

ITC-BT-19, Tabla 1, $I_{\max} = 26.95 \text{ A} < I_{\text{adm}}$; $I_{\text{adm}} = 80 \text{ A}$, $S = 16 \text{ mm}^2$.

En canal

Coefficientes correctores:

- Factor de reducción por agrupamientos de circuitos.
Nº de circuitos 10, F.agrup - **0.7**; $I_{\max} = 38.5 \text{ A}$.

ITC-BT-19, Tabla 1, $I_{\max} = 38.5 \text{ A} < I_{\text{adm}}$; $I_{\text{adm}} = 80$, $S = 16 \text{ mm}^2$.

Sobre bandeja horizontal

Coefficientes correctores:

- Factor de reducción por agrupamientos de circuitos.
Nº de circuitos 10, F.agrup - **0.75**; $I_{\max} = 35.93 \text{ A}$.

ITC-BT-07, Tabla 1, $I_{\max} = 35.93 \text{ A} < I_{\text{adm}}$; $I_{\text{adm}} = 105$, $S = 16 \text{ mm}^2$.



La canalización más restrictiva es la canal.

El criterio más restrictivo será el de **caída de tensión**, por lo que la sección del conductor unipolar será de **16 mm²**.

La sección de conductor será 16 mm². La línea estará formada por:

RZ1 – K 0.6/1 KV 2 x (1 x 16 mm²)

Inversor nº 7.

La caída de tensión de las líneas recolectoras del inversor nº 7, para la fila más desfavorable será 0.531 %. Por tanto la caída de tensión máxima para la línea de conexión del cuadro parcial CP-GFV-7 con el inversor nº 7 será:

$$1 \% - 0.021 \% - 0.531 \% = \mathbf{0.448 \%}$$

Para esta caída de tensión la sección mínima será:

$$s = \frac{2 \cdot P \cdot I}{\gamma \cdot e \cdot V} \quad ; \quad S = 11.70 \text{ mm}^2.$$

- L - longitud línea: 35 metros.
- P - potencia pico: 11 Kwp.
- γ - conductividad del cobre 56.
- E - caída de tensión mínima (%) 0.367 .
- V - voltaje de trabajo = 512 V.
- S - sección del conductor.

Para una sección de **16 mm²**, se obtendrá una c.d.t de **0.328 %**, sumando las caídas de tensión en A, B, y C; el resultado será **0.88 %** de caída de tensión en la parte del generador fotovoltaico (parte DC de la instalación). Inferior a la máxima establecida en 1 %.

Validez de la sección por calentamiento.

La línea recolectora estará formada por dos conductores unipolares de XLPE 0.6/1 kV, irá canalizada por bandeja perforada, que estará unida a la estructura de sujeción de los módulos.

La intensidad será $0.98 \times 22 \text{ String} = 21.56 \text{ A}$, en cumplimiento de la ITC-BT-40, "Instalaciones generadoras de baja tensión".

$$I_{\max} = 21.56 \cdot 1.25 = 26.95 \text{ A}$$

Se verificará para todos los tipos de canalizaciones que toma la línea.



Entubada

ITC-BT-19, Tabla 1, $I_{max} = 26.95A < I_{adm}$; $I_{adm} = 80 A$, $S = 16 \text{ mm}^2$.

En canal

Coefficientes correctores:

- Factor de reducción por agrupamientos de circuitos.
Nº de circuitos 10, F.agrup - **0.7**; $I_{max} = 38.5 A$.

ITC-BT-19, Tabla 1, $I_{max} = 38.5 A < I_{adm}$; $I_{adm} = 80$, $S = 16 \text{ mm}^2$.

Sobre bandeja horizontal

Coefficientes correctores:

- Factor de reducción por agrupamientos de circuitos.
Nº de circuitos 10, F.agrup - **0.75**; $I_{max} = 35.93 A$.

ITC-BT-07, Tabla 1, $I_{max} = 35.93A < I_{adm}$; $I_{adm} = 105$, $S = 16 \text{ mm}^2$.

La canalización más restrictiva es la canal.

El criterio más restrictivo será el de **caída de tensión**, por lo que la sección del conductor unipolar será de **16 mm²**.

La sección de conductor será 16 mm². La línea estará formada por:

RZ1 – K 0.6/1 KV 2 x (1 x 16 mm²)

Inversor nº 8.

La caída de tensión de las líneas recolectoras del inversor nº 8, para la fila más desfavorable será 0.637 %. Por tanto la caída de tensión máxima para la línea de conexión del cuadro parcial CP-GFV-8 con el inversor nº 8 será:

$$1 \% - 0.021 \% - 0.612 \% = \mathbf{0.367 \%}$$

Para esta caída de tensión la sección mínima será:

$$s = \frac{2 \cdot P \cdot I}{\gamma \cdot e \cdot V} \quad ; \quad S = 13.75 \text{ mm}^2.$$

L - longitud línea: 33.7 metros.

P - potencia pico: 11 Kwp.

γ - conductividad del cobre 56.

E - caída de tensión mínima (%) 0.367 .

V - voltaje de trabajo = 512 V.

S - sección del conductor.



Para una sección de 16 mm^2 , se obtendrá una c.d.t de **0.316 %**, sumando las caídas de tensión en A, B, y C; el resultado será **0.948 %** de caída de tensión en la parte del generador fotovoltaico (parte DC de la instalación). Inferior a la máxima establecida en 1 %.

Validez de la sección por calentamiento.

La línea recolectora estará formada por dos conductores unipolares de XLPE 0.6/1 kV, irá canalizada por bandeja perforada, que estará unida a la estructura de sujeción de los módulos.

La intensidad será $0.98 \times 22 \text{ String} = 21.56 \text{ A}$, en cumplimiento de la ITC-BT-40, "Instalaciones generadoras de baja tensión".

$$I_{\max} = 21.56 * 1.25 = 26.95 \text{ A}$$

Se verificará para todos los tipos de canalizaciones que toma la línea.

Entubada

ITC-BT-19, Tabla 1, $I_{\max} = 26.95 \text{ A} < I_{\text{adm}}$; $I_{\text{adm}} = 80 \text{ A}$, $S = 16 \text{ mm}^2$.

En canal

Coefficientes correctores:

- Factor de reducción por agrupamientos de circuitos.
Nº de circuitos 10, F.agrup - **0.7**; $I_{\max} = 38.5 \text{ A}$.

ITC-BT-19, Tabla 1, $I_{\max} = 38.5 \text{ A} < I_{\text{adm}}$; $I_{\text{adm}} = 80$, $S = 16 \text{ mm}^2$.

Sobre bandeja horizontal

Coefficientes correctores:

- Factor de reducción por agrupamientos de circuitos.
Nº de circuitos 10, F.agrup - **0.75**; $I_{\max} = 35.93 \text{ A}$.

ITC-BT-07, Tabla 1, $I_{\max} = 35.93 \text{ A} < I_{\text{adm}}$; $I_{\text{adm}} = 105$, $S = 16 \text{ mm}^2$.

La canalización más restrictiva es la canal.

El criterio más restrictivo será el de **caída de tensión**, por lo que la sección del conductor unipolar será de **16 mm^2** .

La sección de conductor será 16 mm^2 . La línea estará formada por:

RZ1 – K 0.6/1 KV 2 x (1 x 16 mm^2)



Inversor n° 9.

La caída de tensión de las líneas recolectoras del inversor n° 9, para la fila más desfavorable será 0.637 %. Por tanto la caída de tensión máxima para la línea de conexión del cuadro parcial CP-GFV-9 con el inversor n° 9 será:

$$1 \% - 0.021 \% - 0.612 \% = \mathbf{0.367 \%}$$

Para esta caída de tensión la sección mínima será:

$$s = \frac{2 \cdot P \cdot I}{\gamma \cdot e \cdot V} \quad ; \quad S = 13.10 \text{ mm}^2.$$

L - longitud línea: 32.1 metros.

P - potencia pico: 11 Kwp.

γ - conductividad del cobre 56.

E - caída de tensión mínima (%) 0.367 .

V - voltaje de trabajo = 512 V.

S - sección del conductor.

Para una sección de **16 mm²**, se obtendrá una c.d.t de **0.301 %**, sumando las caídas de tensión en A, B, y C; el resultado será **0.933 %** de caída de tensión en la parte del generador fotovoltaico (parte DC de la instalación). Inferior a la máxima establecida en 1 %.

Validez de la sección por calentamiento.

La línea recolectora estará formada por dos conductores unipolares de XLPE 0.6/1 kV, irá canalizada por bandeja perforada, que estará unida a la estructura de sujeción de los módulos.

La intensidad será $0.98 \times 22 \text{ String} = 21.56 \text{ A}$, en cumplimiento de la ITC-BT-40, "Instalaciones generadoras de baja tensión".

$$I_{\max} = 21.56 \cdot 1.25 = 26.95 \text{ A}$$

Se verificará para todos los tipos de canalizaciones que toma la línea.

Entubada

ITC-BT-19, Tabla 1, $I_{\max} = \mathbf{26.95A} < I_{\text{adm}}$; $I_{\text{adm}} = 80 \text{ A}$, $S = 16 \text{ mm}^2$.

En canal

Coefficientes correctores:

- Factor de reducción por agrupamientos de circuitos.
N° de circuitos 10, F.agrup - **0.7**; $I_{\max} = 38.5 \text{ A}$.

ITC-BT-19, Tabla 1, $I_{\max} = \mathbf{38.5 A} < I_{\text{adm}}$; $I_{\text{adm}} = 80$, $S = 16 \text{ mm}^2$.



Sobre bandeja horizontal

Coeficientes correctores:

- Factor de reducción por agrupamientos de circuitos.
Nº de circuitos 10, F.agrup - **0.75**; I_{max} = 35.93 A.

ITC-BT-07, Tabla 1, I_{max} = **35.93A** < I_{adm}; I_{adm} = 105, S= 16 mm².

La canalización más restrictiva es la canal.

El criterio más restrictivo será el de **caída de tensión**, por lo que la sección del conductor unipolar será de **16 mm²**.

La sección de conductor será 16 mm². La línea estará formada por:

RZ1 – K 0.6/1 KV 2 x (1 x 16 mm²)

Inversor nº 10.

La caída de tensión de las líneas recolectoras del inversor nº 3, para la fila más desfavorable será 0.637 %. Por tanto la caída de tensión máxima para la línea de conexión del cuadro parcial CP-GFV-3 con el inversor nº 3 será:

$$1 \% - 0.021 \% - 0.347 \% = \mathbf{0.632 \%}$$

Para esta caída de tensión la sección mínima será:

$$s = \frac{2 \cdot P \cdot I}{\gamma \cdot e \cdot V} \quad ; \quad S = 6.93 \text{ mm}^2.$$

L - longitud línea: 29.24 metros.

P - potencia pico: 11 Kw.

γ - conductividad del cobre 56.

E - caída de tensión mínima (%) 0.367 .

V - voltaje de trabajo = 512 V.

S - sección del conductor.

Para una sección de **16 mm²**, se obtendrá una c.d.t de **0.274 %**, sumando las caídas de tensión en A, B, y C; el resultado será **0.642 %** de caída de tensión en la parte del generador fotovoltaico (parte DC de la instalación). Inferior a la máxima establecida en 1 %.

Validez de la sección por calentamiento.

La línea recolectora estará formada por dos conductores unipolares de XLPE 0.6/1 kV, irá canalizada por bandeja perforada, que estará unida a la estructura de sujeción de los módulos.



La intensidad será $0.98 \times 22 \text{ String} = 21.56 \text{ A}$, en cumplimiento de la ITC-BT-40, "Instalaciones generadoras de baja tensión".

$$I_{\max} = 21.56 * 1.25 = 26.95 \text{ A}$$

Se verificará para todos los tipos de canalizaciones que toma la línea.

Entubada

ITC-BT-19, Tabla 1, $I_{\max} = 26.95 \text{ A} < I_{\text{adm}}$; $I_{\text{adm}} = 80 \text{ A}$, $S = 16 \text{ mm}^2$.

En canal

Coefficientes correctores:

- Factor de reducción por agrupamientos de circuitos.
Nº de circuitos 10, F.agrup - **0.7**; $I_{\max} = 38.5 \text{ A}$.

ITC-BT-19, Tabla 1, $I_{\max} = 38.5 \text{ A} < I_{\text{adm}}$; $I_{\text{adm}} = 80$, $S = 16 \text{ mm}^2$.

Sobre bandeja horizontal

Coefficientes correctores:

- Factor de reducción por agrupamientos de circuitos.
Nº de circuitos 10, F.agrup - **0.75**; $I_{\max} = 35.93 \text{ A}$.

ITC-BT-07, Tabla 1, $I_{\max} = 35.93 \text{ A} < I_{\text{adm}}$; $I_{\text{adm}} = 105$, $S = 16 \text{ mm}^2$.

La canalización más restrictiva es la canal.

El criterio más restrictivo será el de **caída de tensión**, por lo que la sección del conductor unipolar será de **16 mm²**.

La sección de conductor será 16 mm^2 . La línea estará formada por:

RZ1 – K 0.6/1 KV 2 x (1 x 16 mm²)

4.1.3.2.-Diámetro de los tubos de la canalización a utilizar.

Las canalizaciones a utilizar serán; entubada sobre montaje superficial, en canal sobre montaje superficial, y en bandeja horizontal lisa.

Entubada en montaje Superficial:

Cada una de las 10 líneas de conexión de los cuadros parciales y la caja de registro irán entubadas en montaje superficial por tubos rígidos, y en cada tubo llevará sus 2 conductores unipolares de 16 mm^2 , y el correspondiente conductor de protección de sección 16 mm^2 .



La instalación y puesta en obra de los tubos de protección deberá cumplir lo indicado en la ITC-BT-19, ITC-BT-20 Y ITC –BT-21, y en su defecto lo prescrito en la norma UNE 20.460-5-523.

En cumplimiento de ITC-BT-21, tabla 2, el diámetro exterior de los tubos es de **32 mm**.

En canal montaje sobre fachada:

En el interior de la canal irán las 10 líneas, correspondiente a los 10 inversores, cada línea estará formada por 2 conductores de 16 mm². Con un total de 20 conductores unipolares de 16 mm².

Características de la canal:

- Color Blanco.
- Fabricada en PVC – M1.
- Protección contra impactos 6 J.
- Seguridad ante el fuego:
 - Hilo incandescente a 960 °C.
 - No propagador de la llama.
 - Reacción al fuego, clase M1 s/ UNE 23727.
- Buen comportamiento a la corrosión y a la intemperie.
- Temperatura trabajo -15°C a 60 °C.
- Aislante.
- IP 4X.

Selección de canal

- **Datos requeridos.**

Tipo	Cantidad	Sección nominal	Ø exterior (mm)	Sección unitaria
RZ1-K 0,6/1KV	20	16	9,4	88,36

- **Espacio total requerido por los cables.**

Sección nominal	Sección unitaria	Cantidad	Sección total (mm ²)
16	88,36	20	1767,2
			Si = 1767,2

- **Coeficiente de llenado.**

K=Coeficiente corrector 1,4

R= % de posible ampliación 100

- **Sección de la canal.**

$$S_j (\text{mm}^2) = K * ((100+R)/100) * S_i$$

$$S_j = 4948,16 \text{ mm}^2.$$



Selección de la canal.

$$S_j < S_{\text{bandeja}}; 4948.16 \text{ mm}^2 < 5700 \text{ mm}^2.$$

Las dimensiones de la canal según fabricante UNEX, será **60 x 130 mm**, cuya sección útil es 5700 mm².

En bandeja perforada horizontal:

En el interior de la canal irán las 5 líneas, correspondiente a los 5 inversores, cada línea estará formada por 2 conductores de 16 mm². Con un total de 10 conductores unipolares de 16 mm².

Características de la bandeja vertical:

- Fabricada en PVC – M1.
- Protección contra impactos 5 J.
- Seguridad ante el fuego:
 - Hilo incandescente a 960 °C.
 - No propagador de la llama.
 - Reacción al fuego, clase M1 s/ UNE 23727.
- Buen comportamiento a la corrosión y a la intemperie.
- Temperatura trabajo -15°C a 60 °C.
- Aislante.
- IP 3X.

Selección de bandeja

- **Datos requeridos.**

Tipo	Cantidad	Sección nominal	Ø exterior (mm)	Sección unitaria
RZ1-K 0,6/1KV	10	16	9,4	88,36

- **Espacio total requerido por los cables.**

Sección nominal	Sección unitaria	Cantidad	Sección total (mm ²)
16	88,36	10	883,6
			Si = 883,6

- **Coeficiente de llenado.**

K=Coeficiente corrector 1,4
R= % de posible ampliación 100

- **Sección de la bandeja.**

$$S_j (\text{mm}^2) = K * ((100+R)/100) * S_i$$

$$S_j = 2474,08 \text{ mm}^2.$$



- **Selección de la bandeja.**

$$S_j < S.\text{bandeja}; \quad 332 \text{ mm}^2 < 2770 \text{ mm}^2.$$

Las dimensiones de la bandeja perforada horizontal según fabricante UNEX, será **60 x 75 mm**, cuya sección útil es 2770 mm^2 .

4.1.4.-Conclusión.

La caída de tensión más desfavorable en corriente alterna de la instalación es 0.499 %, y la caída de tensión más desfavorable en corriente alterna es 0.998 %. Teniendo una caída de tensión en la instalación de 1.497 %.

Las caídas de tensiones recomendadas por el pliego de condiciones técnica de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, recomienda un valor inferior a 1.5% en continua y un valor inferior a 2 % en alterna. Las caídas de tensión recomendadas por ASIF (Asociación de la Industria fotovoltaica) es 1 % en continua y un 0.5% en alterna.

La instalación fotovoltaica cumple los requisitos más exigentes, exigidos para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.

4.2.-Cálculos de la sección de los conductores y diámetro de los tubos de canalización a utilizar en la línea de enlace.

La línea repartidora ó línea general une el cuadro de baja tensión del centro de transformación, con el embarrado de las líneas de salida de los inversores, atravesando en su recorrido la caja de protección y medida.

Se dividirá en dos la línea repartidora:

- Línea de conexión a red de la instalación FV.
- Línea de enlace de la CPM y embarrado salida de inversores.

La línea repartidora es una línea trifásica, compuesta por cuatro conductores, las tres fases y el neutro. La línea conecta los bornes de las barras del cuadro de embarrado instalación fotovoltaica al interruptor magnetotérmico general manual.

4.2.1.-Cálculos de las líneas que unen el embarrado de inversores con los inversores.

Por cada inversor habrá una línea de conexión al embarrado de la instalación fotovoltaica, si la instalación consta de 10 inversores, por lo tanto se dispondrá de 10 líneas independientes.

Descripción:

Las líneas parten del cuadro de embarrado, atraviesan el cuadro general de distribución, y se canalizan por medio de una bandeja lisa hacia el falso suelo. Del falso suelo mediante instalación al aire, se conectan las líneas a sus respectivos inversores.



Cada línea trifásica independiente estará formada por cuatro conductores unipolares, las tres fases y el conductor neutro.

Los cuatro conductores unipolares para el tramo de instalación al aire, en el falso suelo, estarán unidos entre sí mediante bridas poliamida, para conseguir diferenciar perfectamente unas líneas de otras.

Consideraciones:

- La potencia transportada por línea es de 10kw.
- El coeficiente de simultaneidad es 1.
- La temperatura será 40°C.
- Tensión de servicio: V=400 V
- Nivel de aislamiento: 0,6/1 KV
- Tipo de aislamiento: XLPE
- Intensidad de cálculo: I= 14.1 A
- Longitud línea:

Línea	L.I.1	L.I.2	L.I.3	L.I.4	L.I.5	L.I.6	L.I.7	L.I.8	L.I.9	L.I.10
Dist.(m)	4.6	5.7	6.8	7.9	9	5.5	6.6	7.7	8.8	9.9

4.2.1.1.-Cálculo de la sección del conductor:

Para el cálculo de la sección del conductor se escogerá el criterio más restrictivo entre intensidad máxima admisible y caída de tensión máxima admisible.

Línea Individual.1.

Sección por caída de tensión.

Sección mínima para una caída de tensión de 0.1 % (0.5%-0.4 %)

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \phi}{56 \cdot \nabla V} = 5.133 \text{ mm}^2; \quad S = 6 \text{ mm}^2.$$

Longitud línea individual: 4.6 metros.

Intensidad de cálculo: I= 14.4 A

Sección comercial **6mm²**, sección muy ajustada, se pasaría a una sección de **10 mm²**, con una caída de tensión de **0.051 %**



Sección por calentamiento.

Se verificará para todos los tipos de canalizaciones que utiliza la línea.

- **Al Aire**

Coefficientes correctores:

Temperatura de trabajo 40°C--1

ITC-BT-19, Tabla 1, $I_{max} = 14,4A < I_{adm}$; $I_{adm} = 24$. $S=1.5 \text{ mm}^2$.

- **Bandeja (vertical)**

Coefficientes correctores:

Factor de reducción por agrupamiento de 10 circuitos—0.7
Temperatura de trabajo 40°C--1

ITC-BT-19, Tabla 1, $I_{max} = 20.1 A < I_{adm}$; $I_{adm} = 25$. $S=2.5 \text{ mm}^2$.

La canalización más restrictiva es la bandeja vertical.

El criterio más restrictivo será el de **caída de tensión**, por lo que la sección del conductor unipolar será de **6 mm²**, pero se recomienda la sección de 10 mm², ya que la sección está muy ajustada, por lo que la elección más correcta es la de conductores con sección de **10 mm²**.

La línea individual trifásica unipolar estará formada por:

RZ1 – K 0.6/1 KV 4 x (1 x 10 mm²)



Línea Individual.2.

Sección por caída de tensión.

Sección mínima para una caída de tensión de 0.1% (0.5%-0.4 %)

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \phi}{56 \cdot \nabla V} = 5.244 \text{ mm}^2; \quad S = 6 \text{ mm}^2.$$

Longitud línea individual: 5.7 metros.

Intensidad de cálculo: I= 14.4 A

Sección comercial 6 mm^2 , sección muy ajustada, se pasaría a una sección de **10 mm²**, con una caída de tensión de **0.052 %**

Sección por calentamiento.

Se verificará para todos los tipos de canalizaciones que utiliza la línea.

- Al Aire

Coefficientes correctores:

Temperatura de trabajo 40°C--1

ITC-BT-19, Tabla 1, I_{max} = **14,4A** < I_{adm}; I_{adm} = 24. S=1.5 mm².

- Bandeja (vertical)

Coefficientes correctores:

Factor de reducción por agrupamiento de 10 circuitos—0.7

Temperatura de trabajo 40°C--1

ITC-BT-19, Tabla 1, I_{max} = **20.6 A** < I_{adm}; I_{adm} = 25. S=2.5 mm².

La canalización más restrictiva es la bandeja vertical.

El criterio más restrictivo será el de **caída de tensión**, por lo que la sección del conductor unipolar será de **6 mm²**, pero se recomienda la sección de 10 mm², ya que la sección está muy ajustada, por lo que la elección más correcta es la de conductores con sección de **10 mm²**.

La línea individual trifásica unipolar estará formada por:

RZ1 – K 0.6/1 KV 4 x (1 x 10 mm²)



Línea Individual 3.

Sección por caída de tensión.

Sección mínima para una caída de tensión de 0.1% (0.5%-0.4 %)

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \phi}{56 \cdot \nabla V} = 5.244 \text{ mm}^2; \quad S = 6 \text{ mm}^2.$$

Longitud línea individual: 6.8 metros.
Intensidad de cálculo: I= 14.1 A

Sección comercial **6mm²**, sección muy ajustada, se pasaría a una sección superior de **10 mm²**, con una caída de tensión de **0.052 %**

Sección por calentamiento.

Se verificará para todos los tipos de canalizaciones que utiliza la línea.

- Al Aire

Coefficientes correctores:

Temperatura de trabajo 40°C--1

ITC-BT-19, Tabla 1, I_{max} = **14,4A** < I_{adm}; I_{adm} = 24. S=1.5 mm².

- Bandeja (vertical)

Coefficientes correctores:

Factor de reducción por agrupamiento de 10 circuitos—0.7
Temperatura de trabajo 40°C--1

ITC-BT-19, Tabla 1, I_{max} = **20.6 A** < I_{adm}; I_{adm} = 25. S=2.5 mm².

La canalización más restrictiva es la bandeja vertical.

El criterio más restrictivo será el de **caída de tensión**, por lo que la sección del conductor unipolar será de **6 mm²**, pero se recomienda la sección de 10 mm², ya que la sección esta muy ajustada, por lo que la elección más correcta es la de conductores con sección de **10 mm²**.

La línea individual trifásica unipolar estará formada por:

RZ1 – K 0.6/1 KV 4 x (1 x 10 mm²)



Línea Individual 4.

Sección por caída de tensión.

Sección mínima para una caída de tensión de 0.1% (0.5%-0.4 %)

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \phi}{56 \cdot \nabla V} = 8.815 \text{ mm}^2; \quad S = 10 \text{ mm}^2.$$

Longitud línea individual: 7.9 metros.

Intensidad de cálculo: I= 14.4 A

Sección comercial **10mm²**, con una caída de tensión de **0.088 %**

Sección por calentamiento.

Se verificará para todos los tipos de canalizaciones que utiliza la línea.

- Al Aire

Coeficientes correctores:

Temperatura de trabajo 40°C--1

ITC-BT-19, Tabla 1, I_{max} = **14,4A** < I_{adm}; I_{adm} = 24. S=1.5 mm².

- Bandeja (vertical)

Coeficientes correctores:

Factor de reducción por agrupamiento de 10 circuitos—0.7

Temperatura de trabajo 40°C--1

ITC-BT-19, Tabla 1, I_{max} = **20.6 A** < I_{adm}; I_{adm} = 25. S=2.5 mm².

La canalización más restrictiva es la bandeja vertical.

El criterio más restrictivo será el de **caída de tensión**, por lo que la sección del conductor unipolar será la sección de **10 mm²**.

La línea individual trifásica unipolar estará formada por:

RZ1 – K 0.6/1 KV 4 x (1 x 10 mm²)



Línea Individual 5.

Sección por caída de tensión.

Sección mínima para una caída de tensión de 0.1% (0.5%-0.4 %)

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \phi}{56 \cdot \nabla V} = 9,93 \text{ mm}^2; \quad S = 10 \text{ mm}^2.$$

Longitud línea individual: 8.9 metros.
Intensidad de cálculo: I= 14.1 A

Sección comercial **10mm²**, con una caída de tensión de **0.099 %**

Sección por calentamiento.

Se verificará para todos los tipos de canalizaciones que utiliza la línea.

- Al Aire

Coefficientes correctores:

Temperatura de trabajo 40°C--1

ITC-BT-19, Tabla 1, I_{max} = **14,4A** < I_{adm}; I_{adm} = 24. S=1.5 mm².

- Bandeja (vertical)

Coefficientes correctores:

Factor de reducción por agrupamiento de 10 circuitos—0.7
Temperatura de trabajo 40°C--1

ITC-BT-19, Tabla 1, I_{max} = **20.6 A** < I_{adm}; I_{adm} = 25. S=2.5 mm².

La canalización más restrictiva es la bandeja vertical.

El criterio más restrictivo será el de **caída de tensión**, por lo que la sección del conductor unipolar será la sección de **10 mm²**.

La línea individual trifásica unipolar estará formada por:

RZ1 – K 0.6/1 KV 4 x (1 x 10 mm²)



Línea Individual 6.

Sección por caída de tensión.

Sección mínima para una caída de tensión de 0.1% (0.5%-0.4 %)

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \phi}{56 \cdot \nabla V} = 6.137 \text{ mm}^2; \quad S = 6 \text{ mm}^2.$$

Longitud línea individual: 5.5 metros.
Intensidad de cálculo: I= 14.4 A

Sección comercial 6 mm^2 , sección muy ajustada, se pasaría a una sección de **10 mm²**, con una caída de tensión de **0.061 %**

Sección por calentamiento.

Se verificará para todos los tipos de canalizaciones que utiliza la línea.

- Al Aire

Coefficientes correctores:

Temperatura de trabajo $40^\circ\text{C}--1$

ITC-BT-19, Tabla 1, $I_{\text{max}} = 14,4\text{A} < I_{\text{adm}}; \quad I_{\text{adm}} = 24. \quad S=1.5 \text{ mm}^2.$

- Bandeja (vertical)

Coefficientes correctores:

Factor de reducción por agrupamiento de 10 circuitos—0.7
Temperatura de trabajo $40^\circ\text{C}--1$

ITC-BT-19, Tabla 1, $I_{\text{max}} = 20.6 \text{ A} < I_{\text{adm}}; \quad I_{\text{adm}} = 25. \quad S=2.5 \text{ mm}^2.$

La canalización más restrictiva es la bandeja vertical.

El criterio más restrictivo será el de **caída de tensión**, por lo que la sección del conductor unipolar será de **6 mm²**, pero se recomienda la sección de **10 mm²**, ya que la sección está muy ajustada, por lo que la elección más correcta es la de conductores con sección de **10 mm²**.

La línea individual trifásica unipolar estará formada por:

RZ1 – K 0.6/1 KV 4 x (1 x 10 mm²)



Línea Individual 7.

Sección por caída de tensión.

Sección mínima para una caída de tensión de 0.1% (0.5%-0.4 %)

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \phi}{56 \cdot \nabla V} = 6.137 \text{ mm}^2; \quad S = 6 \text{ mm}^2.$$

Longitud línea individual: 6.6 metros.
Intensidad de cálculo: I= 14.1 A

Sección comercial 6 mm^2 , sección muy ajustada, se pasaría a una sección de **10 mm²**, con una caída de tensión de **0.061 %**

Sección por calentamiento.

Se verificará para todos los tipos de canalizaciones que utiliza la línea.

- Al Aire

Coefficientes correctores:

Temperatura de trabajo $40^\circ\text{C}--1$

ITC-BT-19, Tabla 1, $I_{\text{max}} = 14,4\text{A} < I_{\text{adm}}$; $I_{\text{adm}} = 24$. $S=1.5 \text{ mm}^2$.

- Bandeja (vertical)

Coefficientes correctores:

Factor de reducción por agrupamiento de 10 circuitos—0.7
Temperatura de trabajo $40^\circ\text{C}--1$

ITC-BT-19, Tabla 1, $I_{\text{max}} = 20.6 \text{ A} < I_{\text{adm}}$; $I_{\text{adm}} = 25$. $S=2.5 \text{ mm}^2$.

La canalización más restrictiva es la bandeja vertical.

El criterio más restrictivo será el de **caída de tensión**, por lo que la sección del conductor unipolar será de **6 mm²**, pero se recomienda la sección de **10 mm²**, ya que la sección está muy ajustada, por lo que la elección más correcta es la de conductores con sección de **10 mm²**.

.La línea individual trifásica unipolar estará formada por:

RZ1 – K 0.6/1 KV 4 x (1 x 10 mm²)



Línea Individual 8.

Sección por caída de tensión.

Sección mínima para una caída de tensión de 0.1% (0.5%-0.4 %)

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \phi}{56 \cdot \nabla V} = 8.592 \text{ mm}^2; \quad S = 10 \text{ mm}^2.$$

Longitud línea individual: 7.7 metros.
Intensidad de cálculo: I= 14.1 A

Sección comercial **10mm²**, con una caída de tensión de **0.086 %**

Sección por calentamiento.

Se verificará para todos los tipos de canalizaciones que utiliza la línea.

- Al Aire

Coeficientes correctores:

Temperatura de trabajo 40°C--1

ITC-BT-19, Tabla 1, I_{max} = **14,4A** < I_{adm}; I_{adm} = 24. S=1.5 mm².

- Bandeja (vertical)

Coeficientes correctores:

Factor de reducción por agrupamiento de 10 circuitos—0.7
Temperatura de trabajo 40°C--1

ITC-BT-19, Tabla 1, I_{max} = **20.6 A** < I_{adm}; I_{adm} = 25. S=2.5 mm².

La canalización más restrictiva es la bandeja vertical.

El criterio más restrictivo será el de **caída de tensión**, por lo que la sección del conductor unipolar será la sección de **10 mm²**.

La línea individual trifásica unipolar estará formada por:

RZ1 – K 0.6/1 KV 4 x (1 x 10 mm²)



Línea Individual 9.

Sección por caída de tensión.

Sección mínima para una caída de tensión de 0.1% (0.5%-0.4 %)

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \phi}{56 \cdot \nabla V} = 9.819 \text{ mm}^2; \quad S = 10 \text{ mm}^2.$$

Longitud línea individual: 8.8 metros.

Intensidad de cálculo: I= 14.4 A

Sección comercial **10mm²**, con una caída de tensión de **0.098 %**

Sección por calentamiento.

Se verificará para todos los tipos de canalizaciones que utiliza la línea.

- Al Aire

Coeficientes correctores:

Temperatura de trabajo 40°C--1

ITC-BT-19, Tabla 1, I_{max} = **14,4A** < I_{adm}; I_{adm} = 24. S=1.5 mm².

- Bandeja (vertical)

Coeficientes correctores:

Factor de reducción por agrupamiento de 10 circuitos—0.7
Temperatura de trabajo 40°C--1

ITC-BT-19, Tabla 1, I_{max} = **20.6 A** < I_{adm}; I_{adm} = 25. S=2.5 mm².

La canalización más restrictiva es la bandeja vertical.

El criterio más restrictivo será el de **caída de tensión**, por lo que la sección del conductor unipolar será la sección de **10 mm²**.

La línea individual trifásica unipolar estará formada por:

RZ1 – K 0.6/1 KV 4 x (1 x 10 mm²)



Línea Individual 10.

Sección por caída de tensión.

Sección mínima para una caída de tensión de 0.1% (0.5%-0.4 %)

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \phi}{56 \cdot \nabla V} = 9.93 \text{ mm}^2; \quad S = 10 \text{ mm}^2.$$

Longitud línea individual: 8.9 metros.
Intensidad de cálculo: I= 14.4 A

Sección comercial **10mm²**, con una caída de tensión de **0.397 %**

Sección por calentamiento.

Se verificará para todos los tipos de canalizaciones que utiliza la línea.

- Al Aire

Coeficientes correctores:

Temperatura de trabajo 40°C--1

ITC-BT-19, Tabla 1, I_{max} = **14,4A** < I_{adm}; I_{adm} = 24. S=1.5 mm².

- Bandeja (vertical)

Coeficientes correctores:

Factor de reducción por agrupamiento de 10 circuitos—0.7
Temperatura de trabajo 40°C--1

ITC-BT-19, Tabla 1, I_{max} = **20.6 A** < I_{adm}; I_{adm} = 25. S=2.5 mm².

La canalización más restrictiva es la bandeja vertical.

El criterio más restrictivo será el de **caída de tensión**, por lo que la sección del conductor unipolar será la sección de **10 mm²**.

La línea individual trifásica unipolar estará formada por:

RZ1 – K 0.6/1 KV 4 x (1 x 10 mm²)



4.2.1.2.-Diámetro de los tubos de la canalización a utilizar.

Cada línea independiente de cada uno de los inversores, se conectan al embarrado de las salidas de inversores, que transcurrirá por dos tipos de canalización: En bandeja vertical, y directamente al aire.

En bandeja vertical:

En el interior de la bandeja irán 10 líneas independientes, cada línea estará formada por 4 conductores; los tres conductores de fase de 10 mm², y conductor del neutro de sección 10 mm².

Por la bandeja vertical lisa transcurrirán 40 conductores unipolares de 10 mm².

Características de la bandeja vertical:

- Fabricada en PVC – M1.
- Abrir sólo con útil.
- Muy fuerte (20 J).
- Temperatura trabajo -15°C a 60 °C.
- Aislante.
- IP 3X.
- No propagador.

Selección de bandeja

- **Datos requeridos.**

Tipo	Cantidad	Sección nominal	Ø exterior (mm)	Sección unitaria
RZ1-K 0,6/1KV	40	10	8,5	72,25

- **Espacio total requerido por los cables.**

Sección nominal	Sección unitaria	Cantidad	Sección total (mm ²)
10	72,25	40	2890
			Si = 2890

- **Coeficiente de llenado.**

K=Coeficiente corrector 1,4
R= % de posible ampliación 100

- **Sección de la bandeja.**

$$S_j (\text{mm}^2) = K * ((100+R)/100) * S_i$$

$$S_j = 8092 \text{ mm}^2.$$



- **Selección de la bandeja.**

$$S_j < S_{\text{bandeja}}; \quad 8092 \text{ mm}^2 < 10500 \text{ mm}^2.$$

Las dimensiones de la bandeja lisa vertical según fabricante UNEX, será **60 x 200 mm**, cuya sección útil es 10500 mm² y una longitud de 1 metro. Según ITC-BT-30, las bandejas deberán ir con cubierta.

Instalación al Aire: Todas las líneas independientes de salida de inversores irán directamente en el aire, y cada una de las líneas llevará sus cuatro conductores unipolares juntos, atados mediante bridas y cada línea llevará elementos de señalización (manguitos o señalizadores), para una fácil y rápida identificación de la misma.

4.2.2.- Línea de enlace de la CPM y embarrado de inversores.

Descripción:

La línea transcurre por bandeja lisa con cubierta, hasta llegar al falso suelo de la caseta de inversores, atraviesa la caseta de inversores a lo ancho con conductores al aire, una vez que llega al otro lado, entra al armario de la caja de protección y medida (CPM).

Consideraciones:

- La potencia transportada es de 100kw.
- El coeficiente de simultaneidad es 1.
- La temperatura será 40°C.
- Tensión de servicio: V=400 V
- Nivel de aislamiento: 0,6/1 KV
- Tipo de aislamiento: XLPE
- Longitud bajo conducción: L=9 m
- Intensidad de cálculo: I= 144,3 A

4.2.2.1.-Cálculo de la sección del conductor:

Para el cálculo de la sección del conductor se escogerá el criterio más restrictivo entre intensidad máxima admisible y caída de tensión máxima admisible.

Sección por caída de tensión.

Sección mínima para una caída de tensión de 0.125 %, para facilitar los cálculos.

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \phi}{56 \cdot \nabla V} = 80,336 \text{ mm}^2; \quad \text{Sección escogida} = 95 \text{ mm}^2$$



Sección por calentamiento.

Se verificará para todos los tipos de canalizaciones que toma la línea.

- **Al Aire (galería)**

ITC-BT-07, Tabla 1, $I_{max} = 144,3A < I_{adm}$; $I_{adm} = 180$. $S=50 \text{ mm}^2$.

- **Bandeja (vertical)**

ITC-BT-07, Tabla 1, $I_{max} = 160,34 \text{ A} < I_{adm}$; $I_{adm} = 159$. $S=70 \text{ mm}^2$.

La canalización más restrictiva es la bandeja vertical.

El criterio más restrictivo será el de **caída de tensión**, por lo que la sección del conductor unipolar será de **95 mm²**.

La caída de tensión de la línea con el conductor de 95 mm², es de **0.106%**, inferior a 0.125 %.

La sección de conductor será 95 mm².La línea estará formada por:

$$\text{RZ1 – K 0.6/1 KV } 3 \times (1 \times 95 \text{ mm}^2) + 1 \times 50 \text{ mm}^2$$

4.2.2.2.-Diámetro de los tubos de la canalización a utilizar.

La línea general o repartidora utilizará varios tipos de canalización: En bandeja vertical, directamente al aire, y enterrado bajo tubo.

En bandeja vertical: En el interior de la bandeja irán 4 conductores, los tres conductores de fase de 95 mm², y conductor del neutro de sección 50 mm².

Características de la bandeja vertical:

- Fabricada en PVC – M1.
- Abrir sólo con útil.
- Muy fuerte (20 J).
- Temperatura trabajo -15°C a 60 °C.
- Aislante.
- IP 3X.
- No propagador.

Selección de bandeja

- **Datos requeridos.**

Tipo	Cantidad	Sección nominal	Ø exterior (mm)	Sección unitaria
RZ1-K 0,6/1KV	3	95	17,7	313,29
RZ1-K 0,6/1KV	1	50	13,8	190,44



- **Espacio total requerido por los cables.**

Sección nominal	Sección unitaria	Cantidad	Sección total (mm ²)
95	313,29	3	939,87
50	190,44	1	190,44
			Si = 1130,31

- **Coefficiente de llenado.**

K=Coefficiente corrector 1,4

R= % de posible ampliación 100

- **Sección de la bandeja.**

$$S_j (\text{mm}^2) = K * ((100+R)/100) * S_i$$

$$S_j = 3164,868 \text{ mm}^2.$$

- **Selección de la bandeja.**

$$S_j < S.\text{bandeja}; \quad 3164,868 \text{ mm}^2 < 3670 \text{ mm}^2.$$

Las dimensiones de la bandeja vertical según fabricante UNEX, será **60 x 75 mm**, cuya sección útil es 3670 mm² y una longitud de 1,57 metros. Según ITC-BT-30, las bandejas deberán ir con cubierta.

4.2.3.- Línea de conexión a red de la instalación FV.

Descripción:

La línea unirá eléctricamente al armario de la caja de protección y medida (CPM), con el cuadro de baja del centro de transformación. La línea irá enterrada bajo tubo a una profundidad de 0.7 metros del suelo.

Consideraciones:

- La potencia transportada es de 100kw.
- El coeficiente de simultaneidad es 1.
- La temperatura será 40°C.
- Tensión de servicio: V=400 V
- Nivel de aislamiento: 0,6/1 KV
- Tipo de aislamiento: XLPE
- Longitud bajo conducción: L=25m
- Intensidad de cálculo: I= 144,3 A



4.2.3.1.-Cálculo de la sección del conductor:

Para el cálculo de la sección del conductor se escogerá el criterio más restrictivo entre intensidad máxima admisible y caída de tensión máxima admisible.

Sección por caída de tensión.

Sección mínima para una caída de tensión de 0.375 %

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \phi}{56 \cdot \nabla V} = 74,385 \text{ mm}^2; \quad \text{Sección escogida} = 75 \text{ mm}^2$$

Sección por calentamiento.

- Tubo (enterrado)

Coefficientes correctores:

Temperatura del terreno 25° C, Temperatura de servicio 90°C __1.
Resistividad térmica del terreno, en K.m/W 1.10, Tipo de cable Unipolar __0.96.
Factor de corrección para una profundidad de 0.70 metros __1.
Enterrado bajo tubo __0.8.

ITC-BT-07, Tabla 1, $I_{max} = 187,891 < I_{adm}$; $I_{adm} = 230$. $S = 50 \text{ mm}^2$

La canalización más restrictiva es la bandeja vertical.

El criterio más restrictivo será el de **caída de tensión**, por lo que la sección del conductor unipolar será de **70 mm²**, pero se recomienda la sección de **95 mm²**, ya que la sección está muy ajustada, por lo que la elección más correcta es la de conductores con sección de **95 mm²**.

La caída de tensión de la línea con el conductor de 95 mm², es de **0.294%**, inferior a 0.375 %. Intensidad máxima del conductor 335 A

La sección de conductor será 95 mm². La línea estará formada por:

$$\text{RZ1 - K } 0.6/1 \text{ KV } 3 \times (1 \times 95 \text{ mm}^2) + 1 \times 50 \text{ mm}^2$$

4.2.3.2.-Diámetro de los tubos de la canalización a utilizar.

La línea general o repartidora utilizará varios tipos de canalización: En bandeja vertical, directamente al aire, y enterrado bajo tubo.

Enterrada bajo tubo: En el interior de un tubo, enterrado a 70 cm de profundidad, en dicho tubo irán 4 conductores, los tres conductores de fase de 95 mm², y conductor del neutro de sección 50 mm².



En virtud ITC-BT-21, tabla 9, el diámetro exterior de los tubos es de **140 mm**. Se dejará paralelo al tubo por el que transcurre la línea, un tubo auxiliar de las mismas características para posibles ampliaciones.

4.2.4.- Conclusión.

La caída máxima de tensión producida en la línea general será 0.4 %, dejando un 0,1% (0,5%-0,4%) para la líneas de salida de los inversores que se conectan al embarrado de la salida de inversores.

4.3.-Cálculo de las protecciones para las líneas de la instalación fotovoltaica.

4.3.1.-Sobrecargas.

4.3.1.1.- Líneas de conexión en paralelo de los string.

Cada línea recolectora que entra a un cuadro parcial, estará protegida mediante un fusible, ubicados en los cuadros parciales.

La disposición es la siguiente:

nº fila	string x fila	Pot. x fila	Inversor	Cuadro Parcial
F-1	3	1,5	7	CP-GFV-7
F-2	11	5,5	1	CP-GFV-1
F-3	11	5,5	1	CP-GFV-1
F-4	11	5,5	2	CP-GFV-2
F-5	11	5,5	2	CP-GFV-2
F-6	11	5,5	3	CP-GFV-3
F-7	11	5,5	3	CP-GFV-3
F-8	11	5,5	4	CP-GFV-4
F-9	11	5,5	4	CP-GFV-4
F-10	11	5,5	5	CP-GFV-5
F-11	11	5,5	5	CP-GFV-5
F-12	11	5,5	6	CP-GFV-6
F-13	11	5,5	6	CP-GFV-6
F-14	11	5,5	8	CP-GFV-8
F-15	11	5,5	8	CP-GFV-8
F-16	11	5,5	9	CP-GFV-9
F-17	11	5,5	9	CP-GFV-9
F-18	10	5	7	CP-GFV-7
F-19	9	4,5	7	CP-GFV-7
F-20	8	4	10	CP-GFV-10
F-21	7	3,5	10	CP-GFV-10
F-22	5	2,5	10	CP-GFV-10
F-23	2	1	10	CP-GFV-10

Tabla 4.1.- Distribución de potencias del generador fotovoltaico.



Protección por sobrecarga fila nº 1

El fusible para la línea recolectora de la fila nº 1 será:

Intensidad de la línea recolectora, $I_b = 2.94A$.

Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente, $I_z = 49 A$.

Intensidad nominal del fusible, I_n

$$I_b \times 1,25 \leq I_n \leq I_z$$

Tensión de servicio: $V = 512 V$

Intensidad de cálculo: $I_b \times 1,25 = 3.675 A$

$$3.675 \leq I_n \leq 49 \Rightarrow I_n = 4 A$$

Características técnicas del fusible escogido:

▪ Características del fusible gG.	▪ Intensidad nominal fusible 4 A .
▪ Modelo DIII AC 690 V, DC 600 V.	▪ Poder de corte 8 KA en D.C.
▪ Voltaje máximo en continua 600 V.	▪ Tiempo de corte 15 ms.

El fusible estará en una base portafusible dentro del cuadro parcial **CP-GFV-7**

Protección por sobrecarga fila nº 2

El fusible para la línea recolectora de la fila nº 2 será:

Intensidad de la línea recolectora, $I_b = 10.78A$.

Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente, $I_z = 49 A$.

Intensidad nominal del fusible, I_n

$$I_b \times 1,25 \leq I_n \leq I_z$$

Tensión de servicio: $V = 512 V$

Intensidad de cálculo: $I_b \times 1,25 = 13.475 A$

$$13.475 \leq I_n \leq 49 \Rightarrow I_n = 16 A$$

Características técnicas del fusible escogido:

▪ Características del fusible gG.	▪ Intensidad nominal fusible 16A .
▪ Modelo DIII AC 690 V, DC 600 V.	▪ Poder de corte 8 KA en D.C.
▪ Voltaje máximo en continua 600 V.	▪ Tiempo de corte 15 ms.

El fusible estará en una base portafusible dentro del cuadro parcial **CP-GFV-1**



Protección por sobrecarga fila nº 3

El fusible para la línea recolectora de la fila nº 3 será:

Intensidad de la línea recolectora, $I_b = 10.78A$.

Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente, $I_z = 49 A$.

Intensidad nominal del fusible, I_n

$$I_b \times 1,25 \leq I_n \leq I_z$$

Tensión de servicio: $V = 512 V$

Intensidad de cálculo: $I_b \times 1,25 = 13.475 A$

$$13.475 \leq I_n \leq 49 \Rightarrow I_n = 16 A$$

Características técnicas del fusible escogido:

▪ Características del fusible gG.	▪ Intensidad nominal fusible 16 A .
▪ Modelo DIII AC 690 V, DC 600 V.	▪ Poder de corte 8 KA en D.C.
▪ Voltaje máximo en continua 600 V.	▪ Tiempo de corte 15 ms.

El fusible estará en una base portafusible dentro del cuadro parcial **CP-GFV-1**

Protección por sobrecarga fila nº 4

El fusible para la línea recolectora de la fila nº 4 será:

Intensidad de la línea recolectora, $I_b = 10.78A$.

Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente, $I_z = 49 A$.

Intensidad nominal del fusible, I_n

$$I_b \times 1,25 \leq I_n \leq I_z$$

Tensión de servicio: $V = 512 V$

Intensidad de cálculo: $I_b \times 1,25 = 13.475 A$

$$13.475 \leq I_n \leq 49 \Rightarrow I_n = 16 A$$

Características técnicas del fusible escogido:

▪ Características del fusible gG.	▪ Intensidad nominal fusible 16A .
▪ Modelo DIII AC 690 V, DC 600 V.	▪ Poder de corte 8 KA en D.C.
▪ Voltaje máximo en continua 600 V.	▪ Tiempo de corte 15 ms.

El fusible estará en una base portafusible dentro del cuadro parcial **CP-GFV-2**



Protección por sobrecarga fila nº 5

El fusible para la línea recolectora de la fila nº 5 será:

Intensidad de la línea recolectora, $I_b = 10.78A$.

Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente, $I_z = 49 A$.

Intensidad nominal del fusible, I_n

$$I_b \times 1,25 \leq I_n \leq I_z$$

Tensión de servicio: $V = 512 V$

Intensidad de cálculo: $I_b \times 1,25 = 13.475 A$

$$13.475 \leq I_n \leq 49 \Rightarrow I_n = 16 A$$

Características técnicas del fusible escogido:

▪ Características del fusible gG.	▪ Intensidad nominal fusible 16 A .
▪ Modelo DIII AC 690 V, DC 600 V.	▪ Poder de corte 8 KA en D.C.
▪ Voltaje máximo en continua 600 V.	▪ Tiempo de corte 15 ms.

El fusible estará en una base portafusible dentro del cuadro parcial **CP-GFV-2**

Protección por sobrecarga fila nº 6

El fusible para la línea recolectora de la fila nº 6 será:

Intensidad de la línea recolectora, $I_b = 10.78A$.

Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente, $I_z = 49 A$.

Intensidad nominal del fusible, I_n

$$I_b \times 1,25 \leq I_n \leq I_z$$

Tensión de servicio: $V = 512 V$

Intensidad de cálculo: $I_b \times 1,25 = 13.475 A$

$$13.475 \leq I_n \leq 49 \Rightarrow I_n = 16 A$$

Características técnicas del fusible escogido:

▪ Características del fusible gG.	▪ Intensidad nominal fusible 16A .
▪ Modelo DIII AC 690 V, DC 600 V.	▪ Poder de corte 8 KA en D.C.
▪ Voltaje máximo en continua 600 V.	▪ Tiempo de corte 15 ms.

El fusible estará en una base portafusible dentro del cuadro parcial **CP-GFV-3**



Protección por sobrecarga fila nº 7

El fusible para la línea recolectora de la fila nº 7 será:

Intensidad de la línea recolectora, $I_b = 10.78A$.

Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente, $I_z = 49 A$.

Intensidad nominal del fusible, I_n

$$I_b \times 1,25 \leq I_n \leq I_z$$

Tensión de servicio: $V = 512 V$

Intensidad de cálculo: $I_b \times 1,25 = 13.475 A$

$$13.475 \leq I_n \leq 49 \Rightarrow I_n = 16 A$$

Características técnicas del fusible escogido:

▪ Características del fusible gG.	▪ Intensidad nominal fusible 16 A .
▪ Modelo DIII AC 690 V, DC 600 V.	▪ Poder de corte 8 KA en D.C.
▪ Voltaje máximo en continua 600 V.	▪ Tiempo de corte 15 ms.

El fusible estará en una base portafusible dentro del cuadro parcial **CP-GFV-3**

Protección por sobrecarga fila nº 8

El fusible para la línea recolectora de la fila nº 8 será:

Intensidad de la línea recolectora, $I_b = 10.78A$.

Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente, $I_z = 49 A$.

Intensidad nominal del fusible, I_n

$$I_b \times 1,25 \leq I_n \leq I_z$$

Tensión de servicio: $V = 512 V$

Intensidad de cálculo: $I_b \times 1,25 = 13.475 A$

$$13.475 \leq I_n \leq 49 \Rightarrow I_n = 16 A$$

Características técnicas del fusible escogido:

▪ Características del fusible gG.	▪ Intensidad nominal fusible 16A .
▪ Modelo DIII AC 690 V, DC 600 V.	▪ Poder de corte 8 KA en D.C.
▪ Voltaje máximo en continua 600 V.	▪ Tiempo de corte 15 ms.

El fusible estará en una base portafusible dentro del cuadro parcial **CP-GFV-4**



Protección por sobrecarga fila nº 9

El fusible para la línea recolectora de la fila nº 9 será:

Intensidad de la línea recolectora, $I_b = 10.78A$.

Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente, $I_z = 49 A$.

Intensidad nominal del fusible, I_n

$$I_b \times 1,25 \leq I_n \leq I_z$$

Tensión de servicio: $V = 512 V$

Intensidad de cálculo: $I_b \times 1,25 = 13.475 A$

$$13.475 \leq I_n \leq 49 \Rightarrow I_n = 16 A$$

Características técnicas del fusible escogido:

▪ Características del fusible gG.	▪ Intensidad nominal fusible 16 A .
▪ Modelo DIII AC 690 V, DC 600 V.	▪ Poder de corte 8 KA en D.C.
▪ Voltaje máximo en continua 600 V.	▪ Tiempo de corte 15 ms.

El fusible estará en una base portafusible dentro del cuadro parcial **CP-GFV-4**

Protección por sobrecarga fila nº 10

El fusible para la línea recolectora de la fila nº 10 será:

Intensidad de la línea recolectora, $I_b = 10.78A$.

Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente, $I_z = 49 A$.

Intensidad nominal del fusible, I_n

$$I_b \times 1,25 \leq I_n \leq I_z$$

Tensión de servicio: $V = 512 V$

Intensidad de cálculo: $I_b \times 1,25 = 13.475 A$

$$13.475 \leq I_n \leq 49 \Rightarrow I_n = 16 A$$

Características técnicas del fusible escogido:

▪ Características del fusible gG.	▪ Intensidad nominal fusible 16A .
▪ Modelo DIII AC 690 V, DC 600 V.	▪ Poder de corte 8 KA en D.C.
▪ Voltaje máximo en continua 600 V.	▪ Tiempo de corte 15 ms.

El fusible estará en una base portafusible dentro del cuadro parcial **CP-GFV-5**



Protección por sobrecarga fila nº 11

El fusible para la línea recolectora de la fila nº 11 será:

Intensidad de la línea recolectora, $I_b = 10.78A$.

Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente, $I_z = 49 A$.

Intensidad nominal del fusible, I_n

$$I_b \times 1,25 \leq I_n \leq I_z$$

Tensión de servicio: $V = 512 V$

Intensidad de cálculo: $I_b \times 1,25 = 13.475 A$

$$13.475 \leq I_n \leq 49 \Rightarrow I_n = 16 A$$

Características técnicas del fusible escogido:

▪ Características del fusible gG.	▪ Intensidad nominal fusible 16 A .
▪ Modelo DIII AC 690 V, DC 600 V.	▪ Poder de corte 8 KA en D.C.
▪ Voltaje máximo en continua 600 V.	▪ Tiempo de corte 15 ms.

El fusible estará en una base portafusible dentro del cuadro parcial **CP-GFV-5**

Protección por sobrecarga fila nº 12

El fusible para la línea recolectora de la fila nº 12 será:

Intensidad de la línea recolectora, $I_b = 10.78A$.

Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente, $I_z = 49 A$.

Intensidad nominal del fusible, I_n

$$I_b \times 1,25 \leq I_n \leq I_z$$

Tensión de servicio: $V = 512 V$

Intensidad de cálculo: $I_b \times 1,25 = 13.475 A$

$$13.475 \leq I_n \leq 49 \Rightarrow I_n = 16 A$$

Características técnicas del fusible escogido:

▪ Características del fusible gG.	▪ Intensidad nominal fusible 16A .
▪ Modelo DIII AC 690 V, DC 600 V.	▪ Poder de corte 8 KA en D.C.
▪ Voltaje máximo en continua 600 V.	▪ Tiempo de corte 15 ms.

El fusible estará en una base portafusible dentro del cuadro parcial **CP-GFV-6**



Protección por sobrecarga fila nº 13

El fusible para la línea recolectora de la fila nº 13 será:

Intensidad de la línea recolectora, $I_b = 10.78A$.

Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente, $I_z = 49 A$.

Intensidad nominal del fusible, I_n

$$I_b \times 1,25 \leq I_n \leq I_z$$

Tensión de servicio: $V = 512 V$

Intensidad de cálculo: $I_b \times 1,25 = 13.475 A$

$$13.475 \leq I_n \leq 49 \Rightarrow I_n = 16 A$$

Características técnicas del fusible escogido:

▪ Características del fusible gG.	▪ Intensidad nominal fusible 16 A .
▪ Modelo DIII AC 690 V, DC 600 V.	▪ Poder de corte 8 KA en D.C.
▪ Voltaje máximo en continua 600 V.	▪ Tiempo de corte 15 ms.

El fusible estará en una base portafusible dentro del cuadro parcial **CP-GFV-6**

Protección por sobrecarga fila nº 14

El fusible para la línea recolectora de la fila nº 14 será:

Intensidad de la línea recolectora, $I_b = 10.78A$.

Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente, $I_z = 49 A$.

Intensidad nominal del fusible, I_n

$$I_b \times 1,25 \leq I_n \leq I_z$$

Tensión de servicio: $V = 512 V$

Intensidad de cálculo: $I_b \times 1,25 = 13.475 A$

$$13.475 \leq I_n \leq 49 \Rightarrow I_n = 16 A$$

Características técnicas del fusible escogido:

▪ Características del fusible gG.	▪ Intensidad nominal fusible 16A .
▪ Modelo DIII AC 690 V, DC 600 V.	▪ Poder de corte 8 KA en D.C.
▪ Voltaje máximo en continua 600 V.	▪ Tiempo de corte 15 ms.

El fusible estará en una base portafusible dentro del cuadro parcial **CP-GFV-8**



Protección por sobrecarga fila nº 15

El fusible para la línea recolectora de la fila nº 15 será:

Intensidad de la línea recolectora, $I_b = 10.78A$.

Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente, $I_z = 49 A$.

Intensidad nominal del fusible, I_n

$$I_b \times 1,25 \leq I_n \leq I_z$$

Tensión de servicio: $V = 512 V$

Intensidad de cálculo: $I_b \times 1,25 = 13.475 A$

$$13.475 \leq I_n \leq 49 \Rightarrow I_n = 16 A$$

Características técnicas del fusible escogido:

▪ Características del fusible gG.	▪ Intensidad nominal fusible 16 A .
▪ Modelo DIII AC 690 V, DC 600 V.	▪ Poder de corte 8 KA en D.C.
▪ Voltaje máximo en continua 600 V.	▪ Tiempo de corte 15 ms.

El fusible estará en una base portafusible dentro del cuadro parcial **CP-GFV-8**

Protección por sobrecarga fila nº 16

El fusible para la línea recolectora de la fila nº 16 será:

Intensidad de la línea recolectora, $I_b = 10.78A$.

Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente, $I_z = 49 A$.

Intensidad nominal del fusible, I_n

$$I_b \times 1,25 \leq I_n \leq I_z$$

Tensión de servicio: $V = 512 V$

Intensidad de cálculo: $I_b \times 1,25 = 13.475 A$

$$13.475 \leq I_n \leq 49 \Rightarrow I_n = 16 A$$

Características técnicas del fusible escogido:

▪ Características del fusible gG.	▪ Intensidad nominal fusible 16A .
▪ Modelo DIII AC 690 V, DC 600 V.	▪ Poder de corte 8 KA en D.C.
▪ Voltaje máximo en continua 600 V.	▪ Tiempo de corte 15 ms.

El fusible estará en una base portafusible dentro del cuadro parcial **CP-GFV-9**



Protección por sobrecarga fila nº 17

El fusible para la línea recolectora de la fila nº 17 será:

Intensidad de la línea recolectora, $I_b = 10.78A$.

Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente, $I_z = 49 A$.

Intensidad nominal del fusible, I_n

$$I_b \times 1,25 \leq I_n \leq I_z$$

Tensión de servicio: $V = 512 V$

Intensidad de cálculo: $I_b \times 1,25 = 13.475 A$

$$13.475 \leq I_n \leq 49 \Rightarrow I_n = 16 A$$

Características técnicas del fusible escogido:

▪ Características del fusible gG.	▪ Intensidad nominal fusible 16 A .
▪ Modelo DIII AC 690 V, DC 600 V.	▪ Poder de corte 8 KA en D.C.
▪ Voltaje máximo en continua 600 V.	▪ Tiempo de corte 15 ms.

El fusible estará en una base portafusible dentro del cuadro parcial **CP-GFV-9**

Protección por sobrecarga fila nº 18

El fusible para la línea recolectora de la fila nº 18 será:

Intensidad de la línea recolectora, $I_b = 9.8A$.

Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente, $I_z = 49 A$.

Intensidad nominal del fusible, I_n

$$I_b \times 1,25 \leq I_n \leq I_z$$

Tensión de servicio: $V = 512 V$

Intensidad de cálculo: $I_b \times 1,25 = 12.25 A$

$$12.25 \leq I_n \leq 49 \Rightarrow I_n = 16 A$$

Características técnicas del fusible escogido:

▪ Características del fusible gG.	▪ Intensidad nominal fusible 16A .
▪ Modelo DIII AC 690 V, DC 600 V.	▪ Poder de corte 8 KA en D.C.
▪ Voltaje máximo en continua 600 V.	▪ Tiempo de corte 15 ms.

El fusible estará en una base portafusible dentro del cuadro parcial **CP-GFV-7**



Protección por sobrecarga fila n° 19

El fusible para la línea recolectora de la fila n° 19 será:

Intensidad de la línea recolectora, $I_b = 8.82A$.

Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente, $I_z = 49 A$.

Intensidad nominal del fusible, I_n

$$I_b \times 1,25 \leq I_n \leq I_z$$

Tensión de servicio: $V = 512 V$

Intensidad de cálculo: $I_b \times 1,25 = 11.025 A$

$$11.025 \leq I_n \leq 49 \Rightarrow I_n = 16 A$$

Características técnicas del fusible escogido:

▪ Características del fusible gG.	▪ Intensidad nominal fusible 16 A .
▪ Modelo DIII AC 690 V, DC 600 V.	▪ Poder de corte 8 KA en D.C.
▪ Voltaje máximo en continua 600 V.	▪ Tiempo de corte 15 ms.

El fusible estará en una base portafusible dentro del cuadro parcial **CP-GFV-7**

Protección por sobrecarga fila n° 20

El fusible para la línea recolectora de la fila n° 20 será:

Intensidad de la línea recolectora, $I_b = 7.84A$.

Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente, $I_z = 49 A$.

Intensidad nominal del fusible, I_n

$$I_b \times 1,25 \leq I_n \leq I_z$$

Tensión de servicio: $V = 512 V$

Intensidad de cálculo: $I_b \times 1,25 = 9.8 A$

$$9.8 \leq I_n \leq 49 \Rightarrow I_n = 10 A$$

Características técnicas del fusible escogido:

▪ Características del fusible gG.	▪ Intensidad nominal fusible 10A .
▪ Modelo DIII AC 690 V, DC 600 V.	▪ Poder de corte 8 KA en D.C.
▪ Voltaje máximo en continua 600 V.	▪ Tiempo de corte 15 ms.

El fusible estará en una base portafusible dentro del cuadro parcial **CP-GFV-10**.



Protección por sobrecarga fila nº 21

El fusible para la línea recolectora de la fila nº 21 será:

Intensidad de la línea recolectora, $I_b = 6.86A$.

Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente, $I_z = 49 A$.

Intensidad nominal del fusible, I_n

$$I_b \times 1,25 \leq I_n \leq I_z$$

Tensión de servicio: $V = 512 V$

Intensidad de cálculo: $I_b \times 1,25 = 8.575 A$

$$8.575 \leq I_n \leq 49 \Rightarrow I_n = 10 A$$

Características técnicas del fusible escogido:

▪ Características del fusible gG.	▪ Intensidad nominal fusible 10 A .
▪ Modelo DIII AC 690 V, DC 600 V.	▪ Poder de corte 8 KA en D.C.
▪ Voltaje máximo en continua 600 V.	▪ Tiempo de corte 15 ms.

El fusible estará en una base portafusible dentro del cuadro parcial **CP-GFV-10**

Protección por sobrecarga fila nº 22

El fusible para la línea recolectora de la fila nº 22 será:

Intensidad de la línea recolectora, $I_b = 4.9A$.

Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente, $I_z = 49 A$.

Intensidad nominal del fusible, I_n

$$I_b \times 1,25 \leq I_n \leq I_z$$

Tensión de servicio: $V = 512 V$

Intensidad de cálculo: $I_b \times 1,25 = 6.125 A$

$$6.125 \leq I_n \leq 49 \Rightarrow I_n = 10 A$$

Características técnicas del fusible escogido:

▪ Características del fusible gG.	▪ Intensidad nominal fusible 10A .
▪ Modelo DIII AC 690 V, DC 600 V.	▪ Poder de corte 8 KA en D.C.
▪ Voltaje máximo en continua 600 V.	▪ Tiempo de corte 15 ms.

El fusible estará en una base portafusible dentro del cuadro parcial **CP-GFV-10**



Protección por sobrecarga fila n° 23

El fusible para la línea recolectora de la fila n° 23 será:

Intensidad de la línea recolectora, $I_b = 1.96A$.

Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente, $I_z = 49 A$.

Intensidad nominal del fusible, I_n

$$I_b \times 1,25 \leq I_n \leq I_z$$

Tensión de servicio: $V = 512 V$

Intensidad de cálculo: $I_b \times 1,25 = 2.45 A$

$$2.45 \leq I_n \leq 49 \Rightarrow I_n = 4 A$$

Características técnicas del fusible escogido:

▪ Características del fusible gG.	▪ Intensidad nominal fusible 4A .
▪ Modelo DIII AC 690 V, DC 600 V.	▪ Poder de corte 8 KA en D.C.
▪ Voltaje máximo en continua 600 V.	▪ Tiempo de corte 15 ms.

El fusible estará en una base portafusible dentro del cuadro parcial **CP-GFV-10**



4.3.1.2.- Líneas de conexión de los cuadros parciales a la entrada de inversores.

A la entrada de los inversores se situará el cuadro de secundario en la pared, en montaje superficial, Y llevará las protecciones de sobrecarga para cada línea que entra los inversores. Cada línea se protegerá mediante interruptores-fusibles seccionadores.

Línea de entrada al inversor n°1.

Según lo dispuesto en el apartado 4.2.4.1.1, en el cálculo de sección de la línea de entrada para el inversor n° 1, se determina una intensidad $I_b = 21.56$ A, y para el caso más desfavorable en canal, el conductor admite $I_{m\acute{a}xcond} = I_z' = 56$ A (80x0.7).

$$I_b \times 1,25 \leq I_n \leq I_z'$$

Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente, aplicando los factores de corrección, $I_z = 32$ A.

Intensidad nominal del fusible, I_n

$$26.95 \leq I_n \leq 56 \Rightarrow I_n = 32 \text{ A}$$

▪ Tensión asignada de aislamiento 1kV	▪ Intensidad nominal fusible 32A.
▪ Modelo OS Mini.	▪ Poder de corte 128 A en D.C.
▪ Voltaje máximo en continua 690 V.	▪ N° de polos 2.

Línea de entrada al inversor n°2.

Según lo dispuesto en el apartado 4.2.4.1.2, en el cálculo de sección de la línea de entrada para el inversor n° 2, se determina una intensidad $I_b = 21.56$ A, y para el caso más desfavorable en canal, el conductor admite $I_{m\acute{a}xcond} = I_z' = 56$ A (80x0.7).

$$I_b \times 1,25 \leq I_n \leq I_z'$$

Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente, aplicando los factores de corrección, $I_z = 32$ A.

Intensidad nominal del fusible, I_n

$$26.95 \leq I_n \leq 56 \Rightarrow I_n = 32 \text{ A}$$

▪ Tensión asignada de aislamiento 1kV	▪ Intensidad nominal fusible 32A.
▪ Modelo OS Mini.	▪ Poder de corte 128 A en D.C.
▪ Voltaje máximo en continua 690 V.	▪ N° de polos 2.



Línea de entrada al inversor n°3.

Según lo dispuesto en el apartado 4.2.4.1.3, en el cálculo de sección de la línea de entrada para el inversor n° 3, se determina una intensidad $I_b = 21.56$ A, y para el caso más desfavorable en canal, el conductor admite $I_{m\acute{a}xcond} = I_z' = 56$ A (80×0.7).

$$I_b \times 1,25 \leq I_n \leq I_z'$$

Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente, aplicando los factores de corrección, $I_z = 32$ A.
Intensidad nominal del fusible, I_n

$$26.95 \leq I_n \leq 56 \Rightarrow I_n = 32 \text{ A}$$

▪ Tensión asignada de aislamiento 1kV	▪ Intensidad nominal fusible 32A.
▪ Modelo OS Mini.	▪ Poder de corte 128 A en D.C.
▪ Voltaje máximo en continua 690 V.	▪ N° de polos 2.

Línea de entrada al inversor n°4.

Según lo dispuesto en el apartado 4.2.4.1.4, en el cálculo de sección de la línea de entrada para el inversor n° 4, se determina una intensidad $I_b = 21.56$ A, y para el caso más desfavorable en canal, el conductor admite $I_{m\acute{a}xcond} = I_z' = 56$ A (80×0.7).

$$I_b \times 1,25 \leq I_n \leq I_z'$$

Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente, aplicando los factores de corrección, $I_z = 32$ A.
Intensidad nominal del fusible, I_n

$$26.95 \leq I_n \leq 56 \Rightarrow I_n = 32 \text{ A}$$

▪ Tensión asignada de aislamiento 1kV	▪ Intensidad nominal fusible 32A.
▪ Modelo OS Mini.	▪ Poder de corte 128 A en D.C.
▪ Voltaje máximo en continua 690 V.	▪ N° de polos 2.



Línea de entrada al inversor n°5.

Según lo dispuesto en el apartado 4.2.4.1.5, en el cálculo de sección de la línea de entrada para el inversor n° 5, se determina una intensidad $I_b = 21.56 \text{ A}$, y para el caso más desfavorable en canal, el conductor admite $I_{\text{máxcond}} = I_z' = 56 \text{ A}$ (80×0.7).

$$I_b \times 1,25 \leq I_n \leq I_z'$$

Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente, aplicando los factores de corrección, $I_z = 32 \text{ A}$.

Intensidad nominal del fusible, I_n

$$26.95 \leq I_n \leq 56 \Rightarrow I_n = 32 \text{ A}$$

▪ Tensión asignada de aislamiento 1kV	▪ Intensidad nominal fusible 32A.
▪ Modelo OS Mini.	▪ Poder de corte 128 A en D.C.
▪ Voltaje máximo en continua 690 V.	▪ N° de polos 2.

Línea de entrada al inversor n°6.

Según lo dispuesto en el apartado 4.2.4.1.6, en el cálculo de sección de la línea de entrada para el inversor n° 6, se determina una intensidad $I_b = 21.56 \text{ A}$, y para el caso más desfavorable en canal, el conductor admite $I_{\text{máxcond}} = I_z' = 56 \text{ A}$ (80×0.7).

$$I_b \times 1,25 \leq I_n \leq I_z'$$

Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente, aplicando los factores de corrección, $I_z = 32 \text{ A}$.

Intensidad nominal del fusible, I_n

$$26.95 \leq I_n \leq 56 \Rightarrow I_n = 32 \text{ A}$$

▪ Tensión asignada de aislamiento 1kV	▪ Intensidad nominal fusible 32A.
▪ Modelo OS Mini.	▪ Poder de corte 128 A en D.C.
▪ Voltaje máximo en continua 690 V.	▪ N° de polos 2.



Línea de entrada al inversor n°7.

Según lo dispuesto en el apartado 4.2.4.1.7, en el cálculo de sección de la línea de entrada para el inversor n° 7, se determina una intensidad $I_b = 21.56$ A, y para el caso más desfavorable en canal, el conductor admite $I_{m\acute{a}xcond} = I_z' = 56$ A (80x0.7).

$$I_b \times 1,25 \leq I_n \leq I_z'$$

Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente, aplicando los factores de corrección, $I_z = 32$ A.

Intensidad nominal del fusible, I_n

$$26.95 \leq I_n \leq 56 \Rightarrow I_n = 32 \text{ A}$$

▪ Tensión asignada de aislamiento 1kV	▪ Intensidad nominal fusible 32A.
▪ Modelo OS Mini.	▪ Poder de corte 128 A en D.C.
▪ Voltaje máximo en continua 690 V.	▪ N° de polos 2.

Línea de entrada al inversor n°8.

Según lo dispuesto en el apartado 4.2.4.1.8, en el cálculo de sección de la línea de entrada para el inversor n° 8, se determina una intensidad $I_b = 21.56$ A, y para el caso más desfavorable en canal, el conductor admite $I_{m\acute{a}xcond} = I_z' = 56$ A (80x0.7).

$$I_b \times 1,25 \leq I_n \leq I_z'$$

Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente, aplicando los factores de corrección, $I_z = 32$ A.

Intensidad nominal del fusible, I_n

$$26.95 \leq I_n \leq 56 \Rightarrow I_n = 32 \text{ A}$$

▪ Tensión asignada de aislamiento 1kV	▪ Intensidad nominal fusible 32A.
▪ Modelo OS Mini.	▪ Poder de corte 128 A en D.C.
▪ Voltaje máximo en continua 690 V.	▪ N° de polos 2.



Línea de entrada al inversor n°9.

Según lo dispuesto en el apartado 4.2.4.1.9, en el cálculo de sección de la línea de entrada para el inversor n° 9, se determina una intensidad $I_b = 21.56$ A, y para el caso más desfavorable en canal, el conductor admite $I_{m\acute{a}xcond} = I_z' = 56$ A (80x0.7).

$$I_b \times 1,25 \leq I_n \leq I_z'$$

Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente, aplicando los factores de corrección, $I_z = 32$ A.

Intensidad nominal del fusible, I_n

$$26.95 \leq I_n \leq 56 \Rightarrow I_n = 32 \text{ A}$$

▪ Tensión asignada de aislamiento 1kV	▪ Intensidad nominal fusible 32A.
▪ Modelo OS Mini.	▪ Poder de corte 128 A en D.C.
▪ Voltaje máximo en continua 690 V.	▪ N° de polos 2.

Línea de entrada al inversor n°10.

Según lo dispuesto en el apartado 4.2.4.1.10, en el cálculo de sección de la línea de entrada para el inversor n° 10, se determina una intensidad $I_b = 21.56$ A, y para el caso más desfavorable en canal, el conductor admite $I_{m\acute{a}xcond} = I_z' = 56$ A (80x0.7).

$$I_b \times 1,25 \leq I_n \leq I_z'$$

Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente, aplicando los factores de corrección, $I_z = 32$ A.

Intensidad nominal del fusible, I_n

$$26.95 \leq I_n \leq 56 \Rightarrow I_n = 32 \text{ A}$$

▪ Tensión asignada de aislamiento 1kV	▪ Intensidad nominal fusible 32A.
▪ Modelo OS Mini.	▪ Poder de corte 128 A en D.C.
▪ Voltaje máximo en continua 690 V.	▪ N° de polos 2.



4.3.1.3.-Líneas que unen los inversores con el embarrado de inversores o línea individual.

Para garantizar que no se llegará al límite de intensidad de corriente admisible en conductor, se dispondrá de un interruptor automático de corte omnipolar con curva térmica de corte, a la salida de cada inversor.

Protegiendo así por sobrecargas cada línea de unión entre el embarrado de inversores y la salida del inversor.

Línea individual nº1

Según lo dispuesto en el apartado 4.2.1.1.-Cálculo de la sección de las líneas que unen el embarrado de la salida de inversores con la el inversor, la línea trifásica en las condiciones de instalación prevista soportará una corriente máxima $60/0.7_{Ft.agrup} = 42 \text{ A}$; Iz

La intensidad máxima que producida por el inversor es de 14,1 A; Ib
Colocando un interruptor automático con calibre nominal de **16 A** ($14.1 \times 1.15 = 16.2\text{A}$), el disparo es válido:

In: Intensidad nominal del calibre del I.A.

If: Intensidad de funcionamiento del disparador $I_f = 1,45 \times 16 = 23,2 \text{ A}$.

$$I_f \leq 1,15 \times I_z; I_b \leq I_n \leq I_z$$

✓ $23.2 \leq 1,15 \times 42=48,3\text{A}$. Válido

✓ $14,1 \leq 16 \leq 42 \text{ A}$. Válido

Se colocará un **interruptor magnetotérmico de 16 A**, en el cuadro de distribución para proteger la línea.

Línea individual nº2

Según lo dispuesto en el apartado 4.2.1.1.-Cálculo de la sección de las líneas que unen el embarrado de la salida de inversores con la el inversor, la línea trifásica en las condiciones de instalación prevista soportará una corriente máxima $60/0.7_{Ft.agrup} = 42 \text{ A}$; Iz

La intensidad máxima que producida por el inversor es de 14,1 A; Ib
Colocando un interruptor automático con calibre nominal de **16 A** ($14.1 \times 1.15 = 16.2\text{A}$), el disparo es válido:

In: Intensidad nominal del calibre del I.A.

If: Intensidad de funcionamiento del disparador $I_f = 1,45 \times 16 = 23,2 \text{ A}$.

$$I_f \leq 1,15 \times I_z; I_b \leq I_n \leq I_z$$

✓ $23.2 \leq 1,15 \times 42=48,3\text{A}$. Válido

✓ $14,1 \leq 16 \leq 42 \text{ A}$. Válido

Se colocará un **interruptor magnetotérmico de 16 A**, en el cuadro de distribución para proteger la línea.



Línea individual nº3

Según lo dispuesto en el apartado 4.2.1.1.-Cálculo de la sección de las líneas que unen el embarrado de la salida de inversores con la el inversor, la línea trifásica en las condiciones de instalación prevista soportará una corriente máxima $60/0.7_{Ft.agrup} = 42 \text{ A}$; Iz

La intensidad máxima que producida por el inversor es de 14,1 A; Ib

Colocando un interruptor automático con calibre nominal de **16 A** ($14.1 \times 1.15 = 16.2\text{A}$), el disparo es válido:

In: Intensidad nominal del calibre del I.A.

If: Intensidad de funcionamiento del disparador $I_f = 1,45 \times 16 = 23,2 \text{ A}$.

$$I_f \leq 1,15 \times I_z; I_b \leq I_n \leq I_z$$

✓ $23.2 \leq 1,15 \times 42=48,3\text{A}$. Válido

✓ $14,1 \leq 16 \leq 42 \text{ A}$. Válido

Se colocará un **interruptor magnetotérmico de 16 A**, en el cuadro de distribución para proteger la línea.

Línea individual nº4

Según lo dispuesto en el apartado 4.2.1.1.-Cálculo de la sección de las líneas que unen el embarrado de la salida de inversores con la el inversor, la línea trifásica en las condiciones de instalación prevista soportará una corriente máxima $60/0.7_{Ft.agrup} = 42 \text{ A}$; Iz

La intensidad máxima que producida por el inversor es de 14,1 A; Ib

Colocando un interruptor automático con calibre nominal de **16 A** ($14.1 \times 1.15 = 16.2\text{A}$), el disparo es válido:

In: Intensidad nominal del calibre del I.A.

If: Intensidad de funcionamiento del disparador $I_f = 1,45 \times 16 = 23,2 \text{ A}$.

$$I_f \leq 1,15 \times I_z; I_b \leq I_n \leq I_z$$

✓ $23.2 \leq 1,15 \times 42=48,3\text{A}$. Válido

✓ $14,1 \leq 16 \leq 42 \text{ A}$. Válido

Se colocará un **interruptor magnetotérmico de 16 A**, en el cuadro de distribución para proteger la línea.

Línea individual nº5

Según lo dispuesto en el apartado 4.2.1.1.-Cálculo de la sección de las líneas que unen el embarrado de la salida de inversores con la el inversor, la línea trifásica en las condiciones de instalación prevista soportará una corriente máxima $60/0.7_{Ft.agrup} = 42 \text{ A}$; Iz

La intensidad máxima que producida por el inversor es de 14,1 A; Ib

Colocando un interruptor automático con calibre nominal de **16 A** ($14.1 \times 1.15 = 16.2\text{A}$), el disparo es válido:



In: Intensidad nominal del calibre del I.A.

If: Intensidad de funcionamiento del disparador $I_f = 1,45 \times 16 = 23,2 \text{ A}$.

$$I_f \leq 1,15 \times I_z; I_b \leq I_n \leq I_z$$

✓ $23,2 \leq 1,15 \times 42 = 48,3 \text{ A}$. Válido

✓ $14,1 \leq 16 \leq 42 \text{ A}$. Válido

Se colocará un **interruptor magnetotérmico de 16 A**, en el cuadro de distribución para proteger la línea.

Línea individual nº6

Según lo dispuesto en el apartado 4.2.1.1.-Cálculo de la sección de las líneas que unen el embarrado de la salida de inversores con la el inversor, la línea trifásica en las condiciones de instalación prevista soportará una corriente máxima $60/0,7_{Ft.agrup} = 42 \text{ A}$; I_z

La intensidad máxima que producida por el inversor es de 14,1 A; I_b

Colocando un interruptor automático con calibre nominal de **16 A** ($14,1 \times 1,15 = 16,2 \text{ A}$), el disparo es válido:

In: Intensidad nominal del calibre del I.A.

If: Intensidad de funcionamiento del disparador $I_f = 1,45 \times 16 = 23,2 \text{ A}$.

$$I_f \leq 1,15 \times I_z; I_b \leq I_n \leq I_z$$

✓ $23,2 \leq 1,15 \times 42 = 48,3 \text{ A}$. Válido

✓ $14,1 \leq 16 \leq 42 \text{ A}$. Válido

Se colocará un **interruptor magnetotérmico de 16 A**, en el cuadro de distribución para proteger la línea.

Línea individual nº7

Según lo dispuesto en el apartado 4.2.1.1.-Cálculo de la sección de las líneas que unen el embarrado de la salida de inversores con la el inversor, la línea trifásica en las condiciones de instalación prevista soportará una corriente máxima $60/0,7_{Ft.agrup} = 42 \text{ A}$; I_z

La intensidad máxima que producida por el inversor es de 14,1 A; I_b

Colocando un interruptor automático con calibre nominal de **16 A** ($14,1 \times 1,15 = 16,2 \text{ A}$), el disparo es válido:

In: Intensidad nominal del calibre del I.A.

If: Intensidad de funcionamiento del disparador $I_f = 1,45 \times 16 = 23,2 \text{ A}$.

$$I_f \leq 1,15 \times I_z; I_b \leq I_n \leq I_z$$

✓ $23,2 \leq 1,15 \times 42 = 48,3 \text{ A}$. Válido

✓ $14,1 \leq 16 \leq 42 \text{ A}$. Válido

Se colocará un **interruptor magnetotérmico de 16 A**, en el cuadro de distribución para proteger la línea.



Línea individual nº8

Según lo dispuesto en el apartado 4.2.1.1.-Cálculo de la sección de las líneas que unen el embarrado de la salida de inversores con la el inversor, la línea trifásica en las condiciones de instalación prevista soportará una corriente máxima $60/0.7_{Ft.agrup} = 42 \text{ A}$; Iz

La intensidad máxima que producida por el inversor es de 14,1 A; Ib
Colocando un interruptor automático con calibre nominal de **16 A** ($14.1 \times 1.15 = 16.2\text{A}$), el disparo es válido:

In: Intensidad nominal del calibre del I.A.

If: Intensidad de funcionamiento del disparador $I_f = 1,45 \times 16 = 23,2 \text{ A}$.

$$I_f \leq 1,15 \times I_z; I_b \leq I_n \leq I_z$$

- ✓ $23.2 \leq 1,15 \times 42=48,3\text{A}$. Válido
- ✓ $14,1 \leq 16 \leq 42 \text{ A}$. Válido

Se colocará un **interruptor magnetotérmico de 16 A**, en el cuadro de distribución para proteger la línea.

Línea individual nº9

Según lo dispuesto en el apartado 4.2.1.1.-Cálculo de la sección de las líneas que unen el embarrado de la salida de inversores con la el inversor, la línea trifásica en las condiciones de instalación prevista soportará una corriente máxima $60/0.7_{Ft.agrup} = 42 \text{ A}$; Iz

La intensidad máxima que producida por el inversor es de 14,1 A; Ib
Colocando un interruptor automático con calibre nominal de **16 A** ($14.1 \times 1.15 = 16.2\text{A}$), el disparo es válido:

In: Intensidad nominal del calibre del I.A.

If: Intensidad de funcionamiento del disparador $I_f = 1,45 \times 16 = 23,2 \text{ A}$.

$$I_f \leq 1,15 \times I_z; I_b \leq I_n \leq I_z$$

- ✓ $23.2 \leq 1,15 \times 42=48,3\text{A}$. Válido
- ✓ $14,1 \leq 16 \leq 42 \text{ A}$. Válido

Se colocará un **interruptor magnetotérmico de 16 A**, en el cuadro de distribución para proteger la línea.

Línea individual nº10

Según lo dispuesto en el apartado 4.2.1.1.-Cálculo de la sección de las líneas que unen el embarrado de la salida de inversores con la el inversor, la línea trifásica en las condiciones de instalación prevista soportará una corriente máxima $60/0.7_{Ft.agrup} = 42 \text{ A}$; Iz

La intensidad máxima que producida por el inversor es de 14,1 A; Ib
Colocando un interruptor automático con calibre nominal de **16 A** ($14.1 \times 1.15 = 16.2\text{A}$), el disparo es válido:

In: Intensidad nominal del calibre del I.A.



If: Intensidad de funcionamiento del disparador $I_f = 1,45 \times 16 = 23,2 \text{ A}$.

$$I_f \leq 1,15 \times I_z; I_b \leq I_n \leq I_z$$

- ✓ $23,2 \leq 1,15 \times 42 = 48,3 \text{ A}$. Válido
- ✓ $14,1 \leq 16 \leq 42 \text{ A}$. Válido

Se colocará un **interruptor magnetotérmico de 16 A**, en el cuadro de distribución para proteger la línea.

4.3.1.4.-Línea de conexión a red de la instalación fotovoltaica.

4.3.1.4.1.- Fusible de seguridad.

El fusible de seguridad colocado en la Caja de mando y protección.

Intensidad nominal máxima de la instalación 144.3 A.

Calibre del fusible 160 A.

- P.d.c. (fusible) > I_{cc} máx , 100 KA > 15, 39 KA
- $1.45 \times I_z \geq 1.6 \times I_{\text{fusible}}$, $1.45 \times 335 \geq 1.6 \times 160$, $485.7 \text{ A} > 256 \text{ A}$

I_z = Intensidad máxima admisible por el conductor.

4.3.1.4.2.- Interruptor general manual.

En cumplimiento del Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión. La instalación fotovoltaica deberá poseer un Interruptor general manual.

El cual será un interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.

El interruptor general manual será un interruptor seccionador con fusible de la marca Telergon, modelo **Interruptor 0-I, ON-OFF Switch**. 3 Polos + Neutro

Intensidad nominal máxima de la instalación 144.3 A.

- P.d.c. (fusible) > I_{cc} máx , 100 KA > 15, 39 KA
- $1.45 \times I_z \geq 1.6 \times I_{\text{fusible}}$, $1.45 \times 335 \geq 1.6 \times 250$, $485.7 \text{ A} > 400 \text{ A}$

El calibre del fusible utilizado es de 250 A, tipo de fusible NH OS.
Intensidad eficaz soportada 100 KA.



4.3.2.-Cortocircuitos.

En el dimensionamiento de una instalación eléctrica y de los materiales que se instalan, así como para determinar las protecciones de personas y bienes, se precisará del cálculo de las corrientes de cortocircuito.

Por una parte el cortocircuito en la parte de continua que vendrá determinada por la intensidad de cortocircuito de los paneles, y por otra la corriente de cortocircuito en alterna derivada de la potencia de cortocircuito facilitada por el distribuidor de energía eléctrica.

4.3.2.1.-Líneas de conexión en paralelo de los string.

Las corrientes de cortocircuito en la parte de continua vendrán determinadas por la intensidad de cortocircuito de los paneles.

Cuadro Parcial CP-GFV-1.

Al cuadro parcial se conectará una potencia pico de entrada de 11 Kwp, procedentes de la **fila nº 2** con una potencia **5,5 Kwp**, y la **fila nº 3** con una potencia **5,5 Kwp**.

Por cada fila irá una línea recolectora donde se conectarán todos los string de la misma fila, esta línea irá a conectarse al cuadro parcial correspondiente protección.

- Corriente de cortocircuito de la línea recolectora de la **fila nº 2**.

Intensidad de cortocircuito por string 1,14 A.
Nº de string por cuadro parcial 22.

La intensidad de cortocircuito total para la línea recolectora y protecciones **25,08 A**.

El poder de corte del fusible de la línea será de **8 KA**, con un calibre de 16 A.

- Corriente de cortocircuito de la línea recolectora de la **fila nº 3**.

Intensidad de cortocircuito por string 1,14 A.
Nº de string por cuadro parcial 22.

La intensidad de cortocircuito total para la línea recolectora y protecciones **25,08 A**.

El poder de corte del fusible de la línea será de **8 KA**, con una calibre de 16 A.

Cuadro Parcial CP-GFV-2.

Al cuadro parcial se conectará una potencia pico de entrada de 11 Kwp, procedentes de la **fila nº 4** con una potencia **5,5 Kwp**, y la **fila nº 5** con una potencia **5,5 Kwp**.



Por cada fila irá una línea recolectora donde se conectarán todos los string de la misma fila, esta línea irá a conectarse al cuadro parcial correspondiente protección.

- Corriente de cortocircuito de la línea recolectora de la fila nº 4.

Intensidad de cortocircuito por string 1,14 A.
Nº de string por cuadro parcial 22.

La intensidad de cortocircuito total para la línea recolectora y protecciones **25,08 A.**

El poder de corte del fusible de la línea será de **8 KA**, con una calibre de 16 A.

- Corriente de cortocircuito de la línea recolectora de la fila nº 5.

Intensidad de cortocircuito por string 1,14 A.
Nº de string por cuadro parcial 22.

La intensidad de cortocircuito total para la línea recolectora y protecciones **25,08 A.**

El poder de corte del fusible de la línea será de **8 KA**, con una calibre de 16 A.

Cuadro Parcial CP-GFV-3.

Al cuadro parcial se conectará una potencia pico de entrada de 11 Kwp, procedentes de la **fila nº 6** con una potencia **5,5 Kwp**, y la **fila nº 7** con una potencia **5,5 Kwp**.

Por cada fila irá una línea recolectora donde se conectarán todos los string de la misma fila, esta línea irá a conectarse al cuadro parcial correspondiente protección.

- Corriente de cortocircuito de la línea recolectora de la fila nº 4.

Intensidad de cortocircuito por string 1,14 A.
Nº de string por cuadro parcial 22.

La intensidad de cortocircuito total para la línea recolectora y protecciones **25,08 A.**

El poder de corte del fusible de la línea será de **8 KA**, con una calibre de 16 A.

- Corriente de cortocircuito de la línea recolectora de la fila nº 5.

Intensidad de cortocircuito por string 1,14 A.
Nº de string por cuadro parcial 22.

La intensidad de cortocircuito total para la línea recolectora y protecciones **25,08 A.**



El poder de corte del fusible de la línea será de **8 KA**, con una calibre de 16 A.

Cuadro Parcial CP-GFV-4.

Al cuadro parcial se conectará una potencia pico de entrada de 11 Kwp, procedentes de la **fila nº 8** con una potencia **5,5 Kwp**, y la **fila nº 9** con una potencia **5,5 Kwp**.

Por cada fila irá una línea recolectora donde se conectarán todos los string de la misma fila, esta línea irá a conectarse al cuadro parcial correspondiente protección.

- **Corriente de cortocircuito de la línea recolectora de la fila nº 8.**

Intensidad de cortocircuito por string 1,14 A.
Nº de string por cuadro parcial 22.

La intensidad de cortocircuito total para la línea recolectora y protecciones **25,08 A**.

El poder de corte del fusible de la línea será de **8 KA**, con una calibre de 16 A.

- **Corriente de cortocircuito de la línea recolectora de la fila nº 9.**

Intensidad de cortocircuito por string 1,14 A.
Nº de string por cuadro parcial 22.

La intensidad de cortocircuito total para la línea recolectora y protecciones **25,08 A**.

El poder de corte del fusible de la línea será de **8 KA**, con una calibre de 16 A.

Cuadro Parcial CP-GFV-5.

Al cuadro parcial se conectará una potencia pico de entrada de 11 Kwp, procedentes de la fila nº 10 con una potencia 5,5 Kwp, y la fila nº 11 con una potencia 5,5 Kwp.

Por cada fila irá una línea recolectora donde se conectarán todos los string de la misma fila, esta línea irá a conectarse al cuadro parcial correspondiente protección.

- **Corriente de cortocircuito de la línea recolectora de la fila nº 10.**

Intensidad de cortocircuito por string 1,14 A.
Nº de string por cuadro parcial 22.

La intensidad de cortocircuito total para la línea recolectora y protecciones **25,08 A**.

El poder de corte del fusible de la línea será de **8 KA**, con una calibre de 16 A.



- Corriente de cortocircuito de la línea recolectora de la fila n° 11.

Intensidad de cortocircuito por string 1,14 A.
N° de string por cuadro parcial 22.

La intensidad de cortocircuito total para la línea recolectora y protecciones **25,08 A.**

El poder de corte del fusible de la línea será de **8 KA**, con una calibre de 16 A.

Cuadro Parcial CP-GFV-6.

Al cuadro parcial se conectará una potencia pico de entrada de 11 Kwp, procedentes de la **fila n° 12** con una potencia **5,5 Kwp**, y la **fila n° 13** con una potencia **5,5 Kwp**.

Por cada fila irá una línea recolectora donde se conectarán todos los string de la misma fila, esta línea irá a conectarse al cuadro parcial correspondiente protección.

- Corriente de cortocircuito de la línea recolectora de la fila n° 4.

Intensidad de cortocircuito por string 1,14 A.
N° de string por cuadro parcial 22.

La intensidad de cortocircuito total para la línea recolectora y protecciones **25,08 A.**

El poder de corte del fusible de la línea será de **8 KA**, con una calibre de 16 A.

- Corriente de cortocircuito de la línea recolectora de la fila n° 5.

Intensidad de cortocircuito por string 1,14 A.
N° de string por cuadro parcial 22.

La intensidad de cortocircuito total para la línea recolectora y protecciones **25,08 A.**

El poder de corte del fusible de la línea será de **8 KA**, con una calibre de 16 A.

Cuadro Parcial CP-GFV-7.

Al cuadro parcial se conectará una potencia pico de entrada de 11 Kwp, procedentes de la **fila n° 1** con una potencia **1,5 Kwp**, la **fila n° 18** con una potencia **5 Kwp**, y la **fila n° 19** con una potencia **4,5 Kwp**.

Por cada fila irá una línea recolectora donde se conectarán todos los string de la misma fila, esta línea irá a conectarse al cuadro parcial correspondiente protección.



- Corriente de cortocircuito de la línea recolectora de la fila n° 1.

Intensidad de cortocircuito por string 1,14 A.
N° de string por cuadro parcial 22.

La intensidad de cortocircuito total para la línea recolectora y protecciones **25,08 A.**

El poder de corte del fusible de la línea será de **8 KA**, con una calibre de 4 A.

- Corriente de cortocircuito de la línea recolectora de la fila n° 18.

Intensidad de cortocircuito por string 1,14 A.
N° de string por cuadro parcial 22.

La intensidad de cortocircuito total para la línea recolectora y protecciones **25,08 A.**

El poder de corte del fusible de la línea será de **8 KA**, con una calibre de 16 A.

- Corriente de cortocircuito de la línea recolectora de la fila n° 19.

Intensidad de cortocircuito por string 1,14 A.
N° de string por cuadro parcial 22.

La intensidad de cortocircuito total para la línea recolectora y protecciones **25,08 A.**

El poder de corte del fusible de la línea será de **8 KA**, con una calibre de 16 A.

Cuadro Parcial CP-GFV-8.

Al cuadro parcial se conectará una potencia pico de entrada de 11 Kwp, procedentes de la **fila n° 14** con una potencia **5,5 Kwp**, y la **fila n° 15** con una potencia **5,5 Kwp**.

Por cada fila irá una línea recolectora donde se conectarán todos los string de la misma fila, esta línea irá a conectarse al cuadro parcial correspondiente protección.

- Corriente de cortocircuito de la línea recolectora de la fila n° 14.

Intensidad de cortocircuito por string 1,14 A.
N° de string por cuadro parcial 22.

La intensidad de cortocircuito total para la línea recolectora y protecciones **25,08 A.**

El poder de corte del fusible de la línea será de **8 KA**, con una calibre de 16 A.



- Corriente de cortocircuito de la línea recolectora de la fila n° 15.

Intensidad de cortocircuito por string 1,14 A.
N° de string por cuadro parcial 22.

La intensidad de cortocircuito total para la línea recolectora y protecciones **25,08 A.**

El poder de corte del fusible de la línea será de **8 KA**, con una calibre de 16 A.

Cuadro Parcial CP-GFV-9.

Al cuadro parcial se conectará una potencia pico de entrada de 11 Kwp, procedentes de la fila n° 16 con una potencia **5,5 Kwp**, y la fila n° 17 con una potencia **5,5 Kwp**.

Por cada fila irá una línea recolectora donde se conectarán todos los string de la misma fila, esta línea irá a conectarse al cuadro parcial correspondiente protección.

- Corriente de cortocircuito de la línea recolectora de la fila n° 16.

Intensidad de cortocircuito por string 1,14 A.
N° de string por cuadro parcial 22.

La intensidad de cortocircuito total para la línea recolectora y protecciones **25,08 A.**

El poder de corte del fusible de la línea es de **8 KA**, con una calibre de 16 A.

- Corriente de cortocircuito de la línea recolectora de la fila n° 17.

Intensidad de cortocircuito por string 1,14 A.
N° de string por cuadro parcial 22.

La intensidad de cortocircuito total para la línea recolectora y protecciones **25,08 A.**

El poder de corte del fusible de la línea será de **8 KA**, con una calibre de 16 A.

Cuadro Parcial CP-GFV-10.

Al cuadro parcial se conectará una potencia pico de entrada de 11 Kwp, procedentes de la fila n° 20 con una potencia **4 Kwp**, la fila n° 21 con una potencia **3,5 Kwp**, la fila n° 22 con una potencia **2,5 Kwp**, y la fila n° 23 con una potencia **1 Kwp**.

Por cada fila irá una línea recolectora donde se conectarán todos los string de la misma fila, esta línea irá a conectarse al cuadro parcial correspondiente protección.



- Corriente de cortocircuito de la línea recolectora de la fila nº 20.

Intensidad de cortocircuito por string 1,14 A.
Nº de string por cuadro parcial 22.

La intensidad de cortocircuito total para la línea recolectora y protecciones **25,08 A.**

El poder de corte del fusible de la línea será de **8 KA**, con una calibre de 10 A.

- Corriente de cortocircuito de la línea recolectora de la fila nº 21.

Intensidad de cortocircuito por string 1,14 A.
Nº de string por cuadro parcial 22.

La intensidad de cortocircuito total para la línea recolectora y protecciones **25,08 A.**

El poder de corte del fusible de la línea será de **8 KA**, con una calibre de 10 A.

- Corriente de cortocircuito de la línea recolectora de la fila nº 22.

Intensidad de cortocircuito por string 1,14 A.
Nº de string por cuadro parcial 22.

La intensidad de cortocircuito total para la línea recolectora y protecciones **25,08 A.**

El poder de corte del fusible de la línea será de **8 KA**, con una calibre de 10 A.

- Corriente de cortocircuito de la línea recolectora de la fila nº 23.

Intensidad de cortocircuito por string 1,14 A.
Nº de string por cuadro parcial 22.

La intensidad de cortocircuito total para la línea recolectora y protecciones **25,08 A.**

El poder de corte del fusible de la línea será de **8 KA**, con una calibre de 4 A.

4.3.2.2.-Líneas de conexión de los cuadros parciales a la entrada de inversores.

Línea inversor nº1.

Al cuadro secundario se conectará una potencia pico de entrada de 11 Kwp, procedentes del cuadro parcial **CP-GFV-1.**



La corriente de cortocircuito máxima sería **25,08 A**, correspondiente a la corriente de cortocircuito de todos los módulos que vierten su potencia al inversor.

El poder de corte del interruptor-seccionador fusible de la línea será de **6 KA**, con un calibre de 32 A, y estará situado en el cuadro secundario.

Línea inversor nº2.

Al cuadro secundario se conectará una potencia pico de entrada de 11 Kwp, procedentes del cuadro parcial **CP-GFV-2**.

La corriente de cortocircuito máxima sería **25,08 A**, correspondiente a la corriente de cortocircuito de todos los módulos que vierten su potencia al inversor.

El poder de corte del interruptor-seccionador fusible de la línea será de **6 KA**, con un calibre de 32 A, y estará situado en el cuadro secundario.

Línea inversor nº3.

Al cuadro secundario se conectará una potencia pico de entrada de 11 Kwp, procedentes del cuadro parcial **CP-GFV-3**.

La corriente de cortocircuito máxima sería **25,08 A**, correspondiente a la corriente de cortocircuito de todos los módulos que vierten su potencia al inversor.

El poder de corte del interruptor-seccionador fusible de la línea será de **6 KA**, con un calibre de 32 A, y estará situado en el cuadro secundario.

Línea inversor nº4.

Al cuadro secundario se conectará una potencia pico de entrada de 11 Kwp, procedentes del cuadro parcial **CP-GFV-4**.

La corriente de cortocircuito máxima sería **25,08 A**, correspondiente a la corriente de cortocircuito de todos los módulos que vierten su potencia al inversor.

El poder de corte del interruptor-seccionador fusible de la línea será de **6 KA**, con un calibre de 32 A, y estará situado en el cuadro secundario.

Línea inversor nº5.

Al cuadro secundario se conectará una potencia pico de entrada de 11 Kwp, procedentes del cuadro parcial **CP-GFV-5**.

La corriente de cortocircuito máxima sería **25,08 A**, correspondiente a la corriente de cortocircuito de todos los módulos que vierten su potencia al inversor.

El poder de corte del interruptor-seccionador fusible de la línea será de **6 KA**, con un calibre de 32 A, y estará situado en el cuadro secundario.



Línea inversor nº6.

Al cuadro secundario se conectará una potencia pico de entrada de 11 Kwp, procedentes del cuadro parcial **CP-GFV-6**.

La corriente de cortocircuito máxima sería **25,08 A**, correspondiente a la corriente de cortocircuito de todos los módulos que vierten su potencia al inversor.

El poder de corte del interruptor-seccionador fusible de la línea será de **6 KA**, con una calibre de 32 A, y estará situado en el cuadro secundario.

Línea inversor nº7.

Al cuadro secundario se conectará una potencia pico de entrada de 11 Kwp, procedentes del cuadro parcial **CP-GFV-7**.

La corriente de cortocircuito máxima sería **25,08 A**, correspondiente a la corriente de cortocircuito de todos los módulos que vierten su potencia al inversor.

El poder de corte del interruptor-seccionador fusible de la línea será de **6 KA**, con una calibre de 32 A, y estará situado en el cuadro secundario.

Línea inversor nº8.

Al cuadro secundario se conectará una potencia pico de entrada de 11 Kwp, procedentes del cuadro parcial **CP-GFV-8**.

La corriente de cortocircuito máxima sería **25,08 A**, correspondiente a la corriente de cortocircuito de todos los módulos que vierten su potencia al inversor.

El poder de corte del interruptor-seccionador fusible de la línea será de **6 KA**, con una calibre de 32 A, y estará situado en el cuadro secundario.

Línea inversor nº9.

Al cuadro secundario se conectará una potencia pico de entrada de 11 Kwp, procedentes del cuadro parcial **CP-GFV-9**.

La corriente de cortocircuito máxima sería **25,08 A**, correspondiente a la corriente de cortocircuito de todos los módulos que vierten su potencia al inversor.

El poder de corte del interruptor-seccionador fusible de la línea será de **6 KA**, con una calibre de 32 A, y estará situado en el cuadro secundario.

Línea inversor nº10.

Al cuadro secundario se conectará una potencia pico de entrada de 11 Kwp, procedentes del cuadro parcial **CP-GFV-10**.

La corriente de cortocircuito máxima sería **25,08 A**, correspondiente a la corriente de cortocircuito de todos los módulos que vierten su potencia al inversor.



El poder de corte del interruptor-seccionador fusible de la línea será de **6 KA**, con una calibre de 32 A, y estará situado en el cuadro secundario.

4.3.2.3.-Líneas que unen los inversores con el embarrado de inversores.

Línea inductor nº 1.

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito se tendrán las siguientes consideraciones:

- La potencia de cortocircuito en el centro de transformación se fija en 500 MVA, y con una potencia de 630 KVA.
- La impedancia equivalente hasta el interruptor automático situado en el cuadro secundario es $Z = 0,015 \Omega$.

La corriente en caso de cortocircuito, en bornes del interruptor automático magnetotérmico sería **$I_{max} = 15,19 \text{ KA}$** .

El poder de corte del interruptor automático es 25 KA, válido.

La impedancia equivalente hasta el interruptor automático situado en el cuadro secundario es $Z = 0,015 \Omega$.

La corriente en caso de cortocircuito, en bornes de salida del inductor sería **$I_{min} = 8,25 \text{ KA}$** .

El disparo se produciría entre 3,2 y 4,8 veces intensidad el calibre del interruptor automático.

$$16 \text{ A} \times 4,8 = 76,8 \text{ A.}$$

Se colocará en el cuadro general de distribución para la **línea del inductor nº 1**, un interruptor automático magnetotérmico con poder de corte de **25 KA**, con curva tipo B y calibre 16 A.

Línea inductor nº 2.

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito se tendrán las siguientes consideraciones:

- La potencia de cortocircuito en el centro de transformación se fija en 500 MVA, y con una potencia de 630 KVA.
- La impedancia equivalente hasta el interruptor automático situado en el cuadro secundario es $Z = 0,015 \Omega$.

La corriente en caso de cortocircuito, en bornes del interruptor automático magnetotérmico sería **$I_{max} = 15,19 \text{ KA}$** .

El poder de corte del interruptor automático es 25 KA, válido.

La impedancia equivalente hasta el interruptor automático situado en el cuadro secundario es $Z = 0,015 \Omega$.



La corriente en caso de cortocircuito, en bornes de salida del inversor sería **$I_{min} = 8,25$ KA.**

El disparo se produciría entre 3,2 y 4,8 veces Intensidad el calibre del interruptor automático.

$$16 \text{ A} \times 4,8 = 76,8 \text{ A.}$$

Se colocará en el cuadro general de distribución para la **línea del inversor nº2**, un interruptor automático magnetotérmico con poder de corte de **25 KA**, con curva tipo B y calibre 16 A.

Línea inversor nº 3.

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito se tendrán las siguientes consideraciones:

- La potencia de cortocircuito en el centro de transformación se fija en 500 MVA, y con una potencia de 630 KVA.
- La impedancia equivalente hasta el interruptor automático situado en el cuadro secundario es $Z = 0,015 \Omega$.

La corriente en caso de cortocircuito, en bornes del interruptor automático magnetotérmico sería **$I_{max} = 15,19$ KA.**

El poder de corte del interruptor automático es 25 KA, valido.

La impedancia equivalente hasta el interruptor automático situado en el cuadro secundario es $Z = 0,015 \Omega$.

La corriente en caso de cortocircuito, en bornes de salida del inversor sería **$I_{min} = 8,25$ KA.**

El disparo se produciría entre 3,2 y 4,8 veces Intensidad el calibre del interruptor automático.

$$16 \text{ A} \times 4,8 = 76,8 \text{ A.}$$

Se colocará en el cuadro general de distribución para la **línea del inversor nº 3**, un interruptor automático magnetotérmico con poder de corte de **25 KA**, con curva tipo B y calibre 16 A.

Línea inversor nº 4.

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito se tendrán las siguientes consideraciones:

- La potencia de cortocircuito en el centro de transformación se fija en 500 MVA, y con una potencia de 630 KVA.
- La impedancia equivalente hasta el interruptor automático situado en el cuadro secundario es $Z = 0,015 \Omega$.

La corriente en caso de cortocircuito, en bornes del interruptor automático magnetotérmico sería **$I_{max} = 15,19$ KA.**



El poder de corte del interruptor automático es 25 KA, valido.

La impedancia equivalente hasta el interruptor automático situado en el cuadro secundario es $Z = 0,015 \Omega$.

La corriente en caso de cortocircuito, en bornes de salida del inversor sería **$I_{min} = 8,25 \text{ KA}$** .

El disparo se produciría entre 3,2 y 4,8 veces Intensidad el calibre del interruptor automático.

$$16 \text{ A} \times 4,8 = 76,8 \text{ A.}$$

Se colocará en el cuadro general de distribución para la **línea del inversor nº 4**, un interruptor automático magnetotérmico con poder de corte de **25 KA**, con curva tipo B y calibre 16 A.

Línea inversor nº 5.

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito se tendrán las siguientes consideraciones:

- La potencia de cortocircuito en el centro de transformación se fija en 500 MVA, y con una potencia de 630 KVA.
- La impedancia equivalente hasta el interruptor automático situado en el cuadro secundario es $Z = 0,015 \Omega$.

La corriente en caso de cortocircuito, en bornes del interruptor automático magnetotérmico sería **$I_{max} = 15,19 \text{ KA}$** .

El poder de corte del interruptor automático es 25 KA, valido.

La impedancia equivalente hasta el interruptor automático situado en el cuadro secundario es $Z = 0,015 \Omega$.

La corriente en caso de cortocircuito, en bornes de salida del inversor sería **$I_{min} = 8,25 \text{ KA}$** .

El disparo se produciría entre 3,2 y 4,8 veces Intensidad el calibre del interruptor automático.

$$16 \text{ A} \times 4,8 = 76,8 \text{ A.}$$

Se colocará en el cuadro general de distribución para la **línea del inversor nº5**, un interruptor automático magnetotérmico con poder de corte de **25 KA**, con curva tipo B y calibre 16 A.

Línea inversor nº 6.

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito se tendrán las siguientes consideraciones:

- La potencia de cortocircuito en el centro de transformación se fija en 500 MVA, y con una potencia de 630 KVA.



- La impedancia equivalente hasta el interruptor automático situado en el cuadro secundario es $Z = 0,015 \Omega$.

La corriente en caso de cortocircuito, en bornes del interruptor automático magnetotérmico sería **$I_{max} = 15,19 \text{ KA}$** .

El poder de corte del interruptor automático es 25 KA, valido.

La impedancia equivalente hasta el interruptor automático situado en el cuadro secundario es $Z = 0,015 \Omega$.

La corriente en caso de cortocircuito, en bornes de salida del inversor sería **$I_{min} = 8,25 \text{ KA}$** .

El disparo se produciría entre 3,2 y 4,8 veces Intensidad el calibre del interruptor automático.

$$16 \text{ A} \times 4,8 = 76,8 \text{ A.}$$

Se colocará en el cuadro general de distribución para la **línea del inversor nº 6**, un interruptor automático magnetotérmico con poder de corte de **25 KA**, con curva tipo B y calibre 16 A.

Línea inversor nº 7.

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito se tendrán las siguientes consideraciones:

- La potencia de cortocircuito en el centro de transformación se fija en 500 MVA, y con una potencia de 630 KVA.
- La impedancia equivalente hasta el interruptor automático situado en el cuadro secundario es $Z = 0,015 \Omega$.

La corriente en caso de cortocircuito, en bornes del interruptor automático magnetotérmico sería **$I_{max} = 15,19 \text{ KA}$** .

El poder de corte del interruptor automático es 25 KA, valido.

La impedancia equivalente hasta el interruptor automático situado en el cuadro secundario es $Z = 0,015 \Omega$.

La corriente en caso de cortocircuito, en bornes de salida del inversor sería **$I_{min} = 8,25 \text{ KA}$** .

El disparo se produciría entre 3,2 y 4,8 veces Intensidad el calibre del interruptor automático.

$$16 \text{ A} \times 4,8 = 76,8 \text{ A.}$$

Se colocará en el cuadro general de distribución para la **línea del inversor nº 7**, un interruptor automático magnetotérmico con poder de corte de **25 KA**, con curva tipo B y calibre 16 A.



Línea inversor n° 8.

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito se tendrán las siguientes consideraciones:

- La potencia de cortocircuito en el centro de transformación se fija en 500 MVA, y con una potencia de 630 KVA.
- La impedancia equivalente hasta el interruptor automático situado en el cuadro secundario es $Z = 0,015 \Omega$.

La corriente en caso de cortocircuito, en bornes del interruptor automático magnetotérmico sería **$I_{max} = 15,19 \text{ KA}$** .

El poder de corte del interruptor automático es 25 KA, valido.

La impedancia equivalente hasta el interruptor automático situado en el cuadro secundario es $Z = 0,015 \Omega$.

La corriente en caso de cortocircuito, en bornes de salida del inversor sería **$I_{min} = 8,25 \text{ KA}$** .

El disparo se produciría entre 3 y 5 veces Intensidad el calibre del interruptor automático.
 $25 \text{ A} \times 5 = 125 \text{ A}$.

Se colocará en el cuadro general de distribución para la **línea del inversor n° 8**, un interruptor automático magnetotérmico con poder de corte de **25 KA**, con curva tipo B y calibre 25 A.

Línea inversor n° 9.

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito se tendrán las siguientes consideraciones:

- La potencia de cortocircuito en el centro de transformación se fija en 500 MVA, y con una potencia de 630 KVA.
- La impedancia equivalente hasta el interruptor automático situado en el cuadro secundario es $Z = 0,015 \Omega$.

La corriente en caso de cortocircuito, en bornes del interruptor automático magnetotérmico sería **$I_{max} = 15,19 \text{ KA}$** .

El poder de corte del interruptor automático es 25 KA, valido.

La impedancia equivalente hasta el interruptor automático situado en el cuadro secundario es $Z = 0,015 \Omega$.

La corriente en caso de cortocircuito, en bornes de salida del inversor sería **$I_{min} = 8,25 \text{ KA}$** .

El disparo se produciría entre 3,2 y 4,8 veces Intensidad el calibre del interruptor automático.

$$16 \text{ A} \times 4,8 = 76,8 \text{ A}$$



Se colocará en el cuadro general de distribución para la **línea del inversor n° 9**, un interruptor automático magnetotérmico con poder de corte de **25 KA**, con curva tipo B y calibre 16 A.

Línea inversor n° 10.

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito se tendrán las siguientes consideraciones:

- La potencia de cortocircuito en el centro de transformación se fija en 500 MVA, y con una potencia de 630 KVA.
- La impedancia equivalente hasta el interruptor automático situado en el cuadro secundario es $Z = 0,015 \Omega$.

La corriente en caso de cortocircuito, en bornes del interruptor automático magnetotérmico sería **$I_{max} = 15,19 \text{ KA}$** .

El poder de corte del interruptor automático es 25 KA, valido.

La impedancia equivalente hasta el interruptor automático situado en el cuadro secundario es $Z = 0,015 \Omega$.

La corriente en caso de cortocircuito, en bornes de salida del inversor sería **$I_{min} = 8,25 \text{ KA}$** .

El disparo se produciría entre 3,2 y 4,8 veces Intensidad el calibre del interruptor automático.

$$16 \text{ A} \times 4,8 = 76,8 \text{ A.}$$

Se colocará en el cuadro general de distribución para la **línea del inversor n°10**, un interruptor automático magnetotérmico con poder de corte de **25 KA**, con curva tipo B y calibre 16 A.

4.3.2.4.-Línea de conexión a red de la instalación fotovoltaica.

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito se tendrán las siguientes consideraciones:

- La potencia de cortocircuito en el centro de transformación se fija en 500 MVA, y con una potencia de 630 KVA.
- La impedancia equivalente hasta el interruptor magnetotérmico manual situado en el cuadro secundario es $Z = 0,0136 \Omega$.

La corriente en caso de cortocircuito, en bornes del interruptor automático magnetotérmico manual y fusible de seguridad sería **$I_{max} = 16,93 \text{ KA}$** .

El poder de corte del interruptor magnetotérmico manual es de 100 KA, valido.

El poder de ruptura para el fusible de seguridad es de 100KA, valido.



4.4.-Cálculo de la puesta a tierra.

4.4.1.-Cálculo del electrodo de puesta a tierra.

Se han proyectado las instalaciones teniendo en cuenta las prescripciones de la instrucción. ITC- BT-18.

Puesto que la intensidad de defecto más desfavorable de los diferenciales es de 300 mA, y la tensión máxima que se puede alcanzar en este tipo de **locales mojados** es de **24 V**, la resistencia de la pica de tierra será inferior a $24 / 0.3 = 80$ óhmios.

$$R = \frac{\rho}{n \cdot L}$$

R = Resistencia del electrodo.

ρ = Resistencia del suelo ($\Omega \cdot m$). Arena arcillosa $265 \Omega \cdot m$

L = Longitud de las picas. 2 metros

n = nº de picas. 3

Se adoptará una red de tierras compuesta por cable desnudo de cobre de 35mm^2 de sección mínima y enterrada a 60 cm. mínimo de profundidad. Dicha red irá conectada a 3 picas de acero cobreadas de 15 mm de diámetro y de 2 m de longitud, separadas entre sí 4m, y alcanzar una resistencia de 44,167 Ohmios, y por tanto inferior a los 80 máximos.

Con el diseño del electrodo, llegará a una tensión de 13,25 V, inferior a la tensión máxima permitida para locales mojados de 24 V.

4.4.2.-Cálculo de distancia entre masas de otra instalación.

En cumplimiento de la ITC-BT-18, se calculará la separación entre las tomas de tierra de las masas de la instalación y de las masas del centro de transformación.

La distancia de separación entre ambos electrodos vendrá dada por:

$$D = \frac{\rho \cdot I_d}{2 \cdot \Pi \cdot U}$$

D = Distancia entre electrodos (m).

P = Resistividad media del terreno (Ω).

I_d = Intensidad de defecto a tierra (A).

U = 1200 V para sistemas de distribución TT siempre que el tiempo de eliminación del defecto en la instalación de alta tensión sea menor o igual a 5 segundos y 250 V.

La distancia mínima de separación entre las tomas de tierra de las masas de las instalaciones de utilización y de las masas de un centro de transformación según establece el apartado 11, de ITC-BT-18, es de 9,95 metros.



4.5-Cálculo de la batería de condensadores para mejora del factor de potencia.

No procede en la instalación, ya que el factor de potencia de los inversores es según el fabricante 1.

5.-Dimensionado de generador fotovoltaico e inversor.

Realizándose un dimensionamiento óptimo de la instalación fotovoltaica, se consigue maximizar el rendimiento energético y minimizar el tiempo de amortización.

Cuando se dimensiona la instalación se debe tener en cuenta que las condiciones de funcionamiento y ambientales del generador fotovoltaico y del inversor divergen de las condiciones estándar preestablecidas por el fabricante.

La potencia (número total de módulos), y la tensión (cantidad de módulos por String), del generador fotovoltaico tienen que ser compatibles con el rango de tensión y potencia de entrada del inversor. Y el generador fotovoltaico debe trabajar, siempre que sea posible, en punto de funcionamiento de máximo rendimiento (MPP).

Se tendrán en cuenta las siguientes directrices:

- La tensión del string, que se produce bajo 1000 W/mm^2 y una temperatura de la célula de 25°C ($8 \text{ módulos} \times 64 \text{ V}_{\text{mpp}} = 512 \text{ V}$), debe estar dentro del margen de tensión de entrada del inversor, que estará establecido entre 330 V y 750 V para que pueda trabajar, en punto de funcionamiento de máximo rendimiento (MPP).
- La **tensión mínima en el generador fotovoltaico**, que se produce bajo 1000 W/mm^2 y una temperatura de la célula de 60°C (**427 V**), debe ser superior a la **tensión de entrada mínima del inversor (330 V)**.

$$330 \text{ V} \leq 427 \text{ V}$$

- La **tensión máxima en vacío del generador fotovoltaico**, que se produce con 1000 W/m^2 y una temperatura mínima de la célula de -10°C (**823 V**), debe ser inferior a la **tensión de entrada máxima del inversor (900 V)**. Una sobretensión aplicada al inversor, puede dañar sus componentes y causar averías irreparables.

$$900 \text{ V} \geq 823 \text{ V}$$

- Con el fin de conseguir un rendimiento máximo, se tiene que alcanzar una relación de potencia pico de un 110% aproximadamente de la potencia del inversor.



El dimensionamiento óptimo se conseguirá mediante la unión en serie de los módulos hasta alcanzar la tensión idónea, formando agrupaciones llamadas string; y los strings se conectarán en paralelo hasta conseguir la potencia deseada.

La configuración óptima será de 8 módulos por string, con lo que se consigue que las variaciones de tensiones que se puedan producir dentro del generador fotovoltaico, estén dentro de margen de trabajo del inversor.

Y para configuración óptima de potencia pico será 11 kw, para cada inversor de 10 KW, Sumando una potencia pico de 110 kwp para los 100kw de la potencia nominal de la instalación.

6.- Cálculo del alumbrado deportivo.

Para la iluminación del estadio se utilizarán proyectores situados en 4 torres y 2 hileras, según muestra el plano nº4 "Plano de planta general del alumbrado deportivo."

Para la determinación del número de focos, colocación y altura se realizan los siguientes cálculos.

6.1.- Características geométricas de la zona a iluminar.

Las zonas a iluminar son las pistas de atletismo y el campo de juego, las pistas de atletismo rodean el campo de fútbol, y tienen una anchura 10 metros, el perímetro interior es de 400 metros, y el exterior de 460 metros. El campo de fútbol es un rectángulo de 105 m x 68 m.

Los niveles de iluminación del estadio serán 3; 100 lux, 200 lux, 500 lux. Para el nivel de iluminación máximo se logrará con todas las luminarias encendidas, para cambiar a otros niveles simplemente se apagarán unas determinadas luminarias hasta alcanzar los niveles deseados.

6.2.- Altura y disposición de los proyectores.

Para el correcto alumbrado del estadio se han dispuesto alumbrado en cada una de las esquinas del estadio y en ambas bandas.

6.2.1.- Alumbrado de torres.

La localización y altura del alumbrado tiene como objetivo minimizar el deslumbramiento. En todo momento se ha mantenido los proyectores por encima de las líneas de visión normal empleadas por los jugadores y espectadores.

La altura de las torres debe ser tal que se cumpla que:

$$h/d = \operatorname{tg} 20^\circ \div \operatorname{tg} 30^\circ.$$

h = altura de las torres, h = 50,19 metros.

d = dist. Torres al centro del campo, d = 107,63 metros.

Ángulos menores producirían un deslumbramiento excesivo y los mayores implican una peor proporción entre las iluminancias horizontal y vertical y un incremento considerable en los costes de las torres.



Para asegurar la iluminación adecuada de las esquinas, se debe comprobar que:

$$h / a = \text{tg } 70^\circ \text{ como máximo.}$$

$$h/a = 48,07^\circ.$$

Los proyectores se colocarán en las torres a una altura de 50,2 metros de altura

6.2.2.- Alumbrado lateral.

Los proyectores irán paralelos a las bandas, en la intersección de las líneas definidas por los ángulos α y β . La altura se calcula:

$$\text{Tg } \alpha = (h / (s+ b / 2)) ; \text{ tg } \beta = h / S$$

Siendo:

$\alpha = 25^\circ$, se consigue un control aceptable del deslumbramiento con elevada iluminación en los planos verticales.

$s = 23,15$, distancia horizontal de la cubierta y el campo de juego.

$b = 68$ metros, ancho del campo de fútbol.

La altura de la iluminarías en las bandas es de 26,647 metros.

6.3.- Nivel medio de iluminación.

Los niveles de iluminación recomendados dependen del tipo de deporte y del grado de profesionalidad con que se practique.

En el estadio los deportes que se realizarán serán fútbol y atletismo, según en nivel de actividad será diferente el nivel de iluminación, en la siguiente tabla se muestra las posibles combinaciones.

Deporte	Nivel de actividad	E (lux)	U ₁	U ₂	IRC	T _c
Fútbol al aire libre	t/r	100	0'4	0'6	65	4.000
	ca	200	0'5	0'7	65	4.000
	cp	500	0'5	0'7	65	4.000
Atletismo al aire libre	t/r	100	0'2	0'3	20	2.000
	ca	200	0'2	0'3	20	4.000

Tabla 6.1.- Parámetros mínimos en para los distintos usos.

t	Entrenamiento (amateur y profesional)
r	Recreación general
ca	Competición nacional
cp	Competición nacional e internacional sin requisitos de TV
E	Iluminancia horizontal mínima medida a nivel del suelo
U ₁	Uniformidad extrema de iluminancia (E _{min} /E _{máx})
U ₂	Uniformidad media de iluminancia (E _{min} /E _{med})
IRC	Índice de reproducción cromática
T _c	Temperatura de color (en grados Kelvin)



Las iluminancias recomendadas son en servicio, debiéndose tener en cuenta tanto la depreciación de la lámpara como el ensuciamiento de la luminaria, el cual dependerá del tipo de condiciones locales. El factor de mantenimiento se ha considerado un 0,75.

6.4.- Lámparas.

La lámparas más adecuada para la iluminación del terreno de juego es la de descarga de alta presión de vapor de mercurio con halogenuros metálicos.

Las lámparas de halogenuros metálicos se caracterizan por poseer una muy fuerte emisión de luz ultravioleta, y su luz es blanca azulada con rendimiento cercano al 90 %; son recomendables para eventos deportivos importantes y grandes zonas donde se requiera un elevado rendimiento cromático.

Todas las lámparas utilizadas en las luminarias tienen la misma potencia 2000 W, con un flujo luminoso de 200.000 lm.

6.5.- Tipo de proyector.

El proyector es una luminaria que concentra la luz en un ángulo sólido determinado por un sistema óptico de lentes o espejos con la finalidad de conseguir una intensidad luminosa elevada.

Una clasificación de los proyectores es según el tipo de haz, estrecho (<20°), medio (20° a 40°), y ancho (> 40°). Debido a las características del estadio se han utilizado proyectores de haz estrecho para la iluminación de una zona alejada, y proyectores de haz medio para las zonas más cercanas a los proyectores.

6.6.- Número de proyectores.

El número de proyectores encendidos dependerá del nivel de iluminación, que estará acorde con la actividad que se estará realizando en el estadio.

Fútbol 500 lux.

Para la realización de fútbol con un nivel de iluminación de 500 lux serán necesarios el siguiente número de proyectores:

$$Ems = \phi * N * \eta * C.B.U. * fm / S$$

- Ems (iluminación media en servicio) = 500 lux.
- ϕ (flujo luminoso unitario lámpara) = 200.000 lm.
- N (número de lámparas) = a determinar.
- η (rendimiento de la instalación, debe estar entre 0,6 y 0,9 según C.I.E.) = Por estimación práctica.
- fm (factor de mantenimiento) = 0,75
- S (superficie a iluminar) = $68 \times 105 + 4.080 = 11.200 \text{ m}^2$

Despejando de:

$$N = Ems * S / \phi * \eta * CBU * fm, N = 72,22.$$

Una vez realicemos los cálculos luminotécnicos con el programa Prolife 4.2, suministrado por el fabricante de las luminarias, distribución en el estadio **80** proyectores.



Fútbol 200 lux.

Para la realización de fútbol con un nivel de iluminación de 200 lux serán necesarios el siguiente número de proyectores:

$$\text{Ems} = \phi * N * \eta * \text{C.B.U.} * \text{fm} / \text{S}$$

- Ems (iluminación media en servicio) = 200 lux.
- ϕ (flujo luminoso unitario lámpara) = 200.000 lm.
- N (número de lámparas) = a determinar.
- η (rendimiento de la instalación, debe estar entre 0,6 y 0,9 según C.I.E.) = Por estimación práctica.
- fm (factor de mantenimiento) = 0,75
- S (superficie a iluminar) = $68 \times 105 + 4.080 = 11.200 \text{ m}^2$

Despejando de:

$$N = \text{Ems} * \text{S} / \phi * \eta * \text{C.B.U.} * \text{fm}, N = 34,88.$$

Una vez realicemos los cálculos luminotécnicos con el programa *Prolife 4.2*, suministrado por el fabricante de las luminarias, distribución en el estadio **38** proyectores.

Fútbol 100 lux.

Para la realización de fútbol con un nivel de iluminación de 100 lux serán necesarios el siguiente número de proyectores:

$$\text{Ems} = \phi * N * \eta * \text{C.B.U.} * \text{fm} / \text{S}$$

- Ems (iluminación media en servicio) = 100 lux.
- ϕ (flujo luminoso unitario lámpara) = 200.000 lm.
- N (número de lámparas) = a determinar.
- η (rendimiento de la instalación, debe estar entre 0,6 y 0,9 según C.I.E.) = Por estimación práctica.
- fm (factor de mantenimiento) = 0,75
- S (superficie a iluminar) = $68 \times 105 + 4.080 = 11.200 \text{ m}^2$

Despejando de:

$$N = \text{Ems} * \text{S} / \phi * \eta * \text{C.B.U.} * \text{fm}, N = 22,44.$$

Una vez realicemos los cálculos luminotécnicos con el programa *Prolife 4.2*, suministrado por el fabricante de las luminarias, distribución en el estadio **26** proyectores.



Atletismo 200 lux.

Para la realización de fútbol con un nivel de iluminación de 200 lux serán necesarios el siguiente número de proyectores:

$$Ems = \phi * N * \eta * C.B.U. * fm / S$$

- Ems (iluminación media en servicio) = 200 lux.
- ϕ (flujo luminoso unitario lámpara) = 200.000 lm.
- N (número de lámparas) = a determinar.
- η (rendimiento de la instalación, debe estar entre 0,6 y 0,9 según C.I.E.) = Por estimación práctica.
- fm (factor de mantenimiento) = 0,75
- S (superficie a iluminar) = $68 \times 105 + 4.080 = 11.200 \text{ m}^2$

Despejando de:

$$N = Ems * S / \phi * \eta * CBU * fm$$

$$N = 34,88.$$

Una vez realicemos los cálculos luminotécnicos con el programa *Prolife 4.2*, suministrado por el fabricante de las luminarias, distribución en el estadio **32** proyectores.

Atletismo 100 lux.

Para la realización de fútbol con un nivel de iluminación de 200 lux serán necesarios el siguiente número de proyectores:

$$Ems = \phi * N * \eta * C.B.U. * fm / S$$

- Ems (iluminación media en servicio) = 200 lux.
- ϕ (flujo luminoso unitario lámpara) = 200.000 lm.
- N (número de lámparas) = a determinar.
- η (rendimiento de la instalación, debe estar entre 0,6 y 0,9 según C.I.E.) = Por estimación práctica.
- fm (factor de mantenimiento) = 0,75
- S (superficie a iluminar) = $68 \times 105 + 4.080 = 11.200 \text{ m}^2$

Despejando de:

$$N = Ems * S / \phi * \eta * CBU * fm, N = 22,44.$$

Una vez realicemos los cálculos luminotécnicos con el programa *Prolife 4.2*, suministrado por el fabricante de las luminarias, distribución en el estadio **26** proyectores.



6.7.- Valores finales de iluminación.

Todos los cálculos luminotécnicos del alumbrado deportivo se han realizado con el programa Prolife 4.2 de la casa Gewis, dando como resultados:

Fútbol 500 lux.

Emin/Emed 0,84	Emin/Emax 0,68	Nivel medio 501 lux
-----------------------	-----------------------	----------------------------

Fútbol 200 lux.

Emin/Emed 0.78	Emin/Emax 0.59	Nivel medio 197 lux
-----------------------	-----------------------	----------------------------

Fútbol 100 lux.

Emin/Emed 0.69	Emin/Emax 0.50	Nivel medio 106 lux
-----------------------	-----------------------	----------------------------

Atletismo 200 lux.

Emin/Emed 0.37	Emin/Emax 0.22	Nivel medio 208 lux
-----------------------	-----------------------	----------------------------

Atletismo 100 lux.

Emin/Emed 0.34	Emin/Emax 0.20	Nivel medio 103 lux
-----------------------	-----------------------	----------------------------

Cartagena, Mayo 2007.

Alumno

Juan Francisco Mateo García.