



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIEROS  
INDUSTRIALES VALENCIA

Curso Académico:

# RESUMEN

El objetivo del presente proyecto es el diseño y estudio de una planta fotovoltaica de 4.7 MW en Rugat (Valencia) para la venta de energía a través de la conexión directa a la red de distribución.

Se realizará el estudio de viabilidad de este proyecto siguiendo el criterio de eficiencia y maximización de beneficio para las distintas posibilidades que el mercado ofrece a día de hoy.

La instalación consta de 13440 paneles fotovoltaicos de 350 W-pico cada uno, agrupados en 8 bloques generadores de 630 kW.

**Palabras clave:** Panel Fotovoltaico, Panel solar, Potencia.

## RESUM

L'objectiu del present projecte és el disseny i estudi d'una planta fotovoltaica de 4.7 MW a Rugat (València) per a la venda d'energia a través de la connexió directa a la xarxa de distribució.

Es realitzarà l'estudi de viabilitat del projecte seguint el criteri d'eficiència i maximització de benefici per a les distintes possibilitats que el mercat oferix a hores d'ara.

La instal·lació consta de 13440 panells fotovoltaics de 350W-pico cada u, agrupats en 8 blocs generadors de 630kW.

**Palabras clave:** Panell Fotovoltaic, Panell solar, Potencia.



## SUMMARY

The objective of this project is the design and study of a 4.7 MW photovoltaic plant in Rugat (Valencia) for the sale of energy through the direct connection to the distribution network.

The feasibility study of this project will be carried out according to the criterion of efficiency and maximization of profit for the different possibilities that the market offers to today.

The installation consists of 13440 photovoltaic panels of 350 W-pico each, grouped into 8 generator blocks.

**Palabras clave:** Photovoltaic panel, Solar panel , Power.

## ÍNDICE

MEMORIA.....	0
1. ANTECEDENTES .....	1
2. OBJETO DE ESTUDIO.....	2
3.LEGISLACIÓN APLICABLE .....	2
4.EMPLAZAMIENTO.....	2
5. MAGNITUDES Y UNIDADES .....	3
6. BASE DE DATOS .....	4
7. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN.....	4
7.1 Paneles solares .....	4
7.2 Selección panel solar .....	4
7.3 Perdidas en Paneles Solares.....	6
7.3.1 Pérdidas por temperatura.....	6
7.3.2 Pérdidas por suciedad .....	8
7.3.3 Pérdidas por caída de rendimiento .....	8
7.3 Potencia a instalar .....	9
8. TRAYECTORIA SOLAR.....	9
9. ESTRUCTURA .....	10
9.1 Estructura fija .....	10
9.2 Estructura móvil con seguimiento a 1 eje.....	11
9.2.1 Seguidor de eje horizontal .....	11
9.2.2 Seguidor polar .....	12
9.3 Seguidor de 2 ejes .....	12
9.4 Comparación y elección, sistemas de orientación .....	13
9.5 Ángulo de Inclinación óptimo .....	15
10. DESCRIPCIÓN TÉCNICA.....	15
10.1 Selección de los inversores .....	15
10.2 Conexión entre paneles .....	17
10.2.1 Agrupación de paneles en serie .....	17
10.2.2 Agrupación de paneles en paralelo.....	18
11. CUADROS DE NIVEL.....	19
11.1 Cuadro de nivel I.....	19
11.2 Cuadro de nivel II.....	19

11.3 Selección del cuadro de nivel I .....	20
11.3.1 Fusibles agrupación cuadro de nivel II .....	21
12. DISTRIBUCIÓN DE LA PLANTA .....	22
12.1 Disposición entre paneles .....	23
12.2 Disposición elegida.....	24
13.CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.....	25
14. CONDUCTORES.....	27
14.1 Cálculo de secciones de conductores en corriente continua.....	27
14.1.1 Criterio térmico .....	28
14.1.2 Criterio de caída de tensión .....	30
14.1.2.1 Cuadro de nivel I-Cuadro de nivel II .....	32
14.1.2.2 Strings-Cuadro de nivel I .....	35
14.2 Sección de conductores corriente alterna .....	36
15. PROTECCIONES.....	37
15.1 Vigilante de aislamiento .....	37
15.2 Protección entrada de inversor.....	38
15.3 Protecciones corriente alterna-baja tensión.....	40
16. INSTALACIÓN PUESTA A TIERRA.....	42
16.1 Puesta a tierra de las masas de baja tensión CC.....	42
16.2 Puesta a tierra neutro del transformador.....	43
16.3 Masas del centro de transformación .....	44
16.4 Independencia de la puesta a tierra .....	46
17. PERFORMANCE RATIO.....	47
17.1 Pérdidas en cableado por efecto Joule .....	47
17.2 Pérdidas por dispersión.....	47
17.3 Pérdidas por seguimiento del PMP .....	48
17.4 Pérdidas en inversores .....	48
17.5 Pérdidas en el centro de transformación.....	48
18. ENERGÍA INYECTADA A LA RED .....	48
18.1 Beneficio económico .....	50
18.1.1 Beneficio en España .....	50
18.1.2 Beneficio en Francia .....	51
18.2 Conclusiones.....	52
19. Viabilidad del proyecto .....	52
PRESUPUESTO.....	56



PROYECTO DE FINALDE GRADO \_\_\_\_\_ ETSII

1.PRECIO UNITARIO..... 57

2.Precio descompuesto..... 58

ANEXO.....

PLANOS.....



# MEMORIA

## 1. ANTECEDENTES

Desde hace años existe una aspiración global de encontrar nuevos modelos energéticos diferentes al actual. Esto es debido a la limitación de recursos energéticos combustibles como petróleo, gas o carbón, y debido a que la combustión de ellos provoca la emisión de gases contaminantes y perjudiciales para el planeta. Por otro lado la energía nuclear presenta unos riesgos para la salud humana en caso de fallos de seguridad y residuos nucleares. En estos casos, la forma de obtención de energía a partir de estos recursos implica la degradación del medio ambiente.

Es por todo esto que existe una comunidad de científicos y expertos buscando nuevas formas en cuanto a la generación de energía sin consecuencias negativas para el medio ambiente.

La transformación de la energía solar en energía eléctrica por efecto fotovoltaico es por lo tanto una de esas formas de generación de energía limpias. Este es un sistema sencillo de instalar y muy versátil y por lo tanto una opción realmente interesante.

En el grado se ha estudiado como se pueden desarrollar proyectos relacionados con el sector energético. Primeramente a lo largo del grado se han obtenido los conocimientos eléctricos básicos que se utilizan durante el estudio del proyecto. Pero para el proyecto presente se toma como base la asignatura de "Tecnología Eléctrica", en la cual se ha aprendido como realizar el cálculo de las protecciones tanto de elementos de la instalación como de personas que estén en contacto con ella, siempre cumpliendo la normativa vigente de instalaciones eléctricas.

Por otro lado al ser este un proyecto con enfoque de energía renovable y sostenible, se toma como relevante también la asignatura de "Tecnología Energética" para el diseño y posibles vías de expansión del sector al que pertenece este proyecto.

La energía solar es una forma de producción sostenible y sin impacto medioambiental. La generación de electricidad ocurre en un proceso de transformación directa, sin generar residuos de ningún tipo. La energía solar en España es un mercado con una tendencia actual de expansión, se observa en el mercado de la industria donde se puede apreciar como una gran parte de las industrias intentan reducir su factura de electricidad mediante el aprovechamiento de la energía solar colocando módulos fotovoltaicos.

Otro factor que esta propiciando esta tendencia de expansión del sector es la evolución de la tecnología y por lo tanto el abaratamiento de los módulos fotovoltaicos y los elementos necesarios para su instalación. De esta forma parece que el factor económico pasa a tener un efecto positivo en el sector dejando atrás la inviabilidad que suponía el poder realizar una instalación fotovoltaica.

En España hubo una política expansiva fomentada por el gobierno, se abonaban grandes ingresos por tener una instalación fotovoltaica y a la vez se subió el precio de venta de la energía. Esta política expansiva se vio frenada por la aparición de la crisis en nuestro país y como consecuencia el retroceso del sector. No obstante en el gobierno con la actual creación de Ministerio de Transición Ecológica se pretende la no renovación de parte de productores de energía con energías no renovables y como consecuencia la mejora de condiciones de proyectos como el de instalaciones fotovoltaicas.

## 2. OBJETO DE ESTUDIO

El objeto de este proyecto es la definición técnica de una central solar fotovoltaica de 4.704 MW de potencia pico. La central se ubicará en Rugat (Valencia).

Se realizará un análisis económico para determinar la viabilidad económica de la instalación desde un punto de vista de maximización de los beneficios.

## 3. LEGISLACIÓN APLICABLE

- La normativa de aplicación utilizada para la redacción de este proyecto ha sido: REAL DECRETO 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- REAL DECRETO 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (REBT) y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC).
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al semiperiodo.

## 4. EMPLAZAMIENTO

El terreno donde se emplazará la instalación se encuentra en el municipio de Rugat, en la provincia de Valencia.

Datos de interés de la parcela elegida:

- Provincia : VALENCIA
- Municipio: RUGAT
- Superficie: 7.3 hectáreas
- Localización: 38.892913, -0.370321
- Altitud: 300 m

Se muestra a continuación las vistas de la parcela, obtenidas con Google Maps.



Figura 1. Vista aérea de la parcela.

## 5. MAGNITUDES Y UNIDADES

- Radiación solar: Es el conjunto de radiaciones procedentes del sol.
- Irradiancia solar (G): Potencia por unidad de superficie, se expresa en  $\text{W}/\text{m}^2$ .
- Irradiación solar (H): Energía por unidad de superficie en un periodo de tiempo, se expresa en  $\text{Wh}/\text{m}^2$ .
- Hora solar pico (HSP): Medida de irradiación, equivalente a tener una irradiancia de  $1000 \text{ W}/\text{m}^2$  durante una hora.

## 6. BASE DE DATOS

Se ha consultado la base de datos Pvgis Europa para la realización de este proyecto. Base de datos donde se obtiene los valores de irradiación solar de varias configuraciones y también la temperatura diurna un día genérico de cada mes.

## 7. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

### 7.1 Paneles solares

Los paneles solares o fotovoltaicos transforman la luz solar en energía eléctrica, una partícula luminosa con energía (fotón) se convierte en una energía electromotriz (voltaica), de ahí su nombre, fotovoltaico. Están formados por numerosas celdas llamadas células fotovoltaicas. No obstante no todo los fotones que llegan a la superficie del panel son absorbidos, hablaremos por lo tanto de la eficiencia del panel.

### 7.2 Selección panel solar

La elección de los paneles será decisiva puesto que estos suponen una gran parte del coste de la inversión total para la ejecución del proyecto.

Dado que los diferentes fabricantes nos ofrecen todas las especificaciones pertinentes a los paneles solares, no entraremos en consideraciones de que tipo de tecnología utiliza (Silicio monocristalino, policristalino, amorfo).

Se proceden a considerar 10 modelos diferentes ofrecidos por el mercado actual. La siguiente tabla muestra las diferentes características más eficientes a la hora de maximizar los beneficios.

Modelo	Eficiencia	Precio	Wp	€/Wp	Cantidad de paneles	Coste total
ERA 330W	17%	205	330	0,621212	14255	2922182
ERA 340 W	17,50%	212	340	0,623529	13835	2933082
ERA 350 W	18,00%	219	350	0,625714	13440	2943360
ERA 360 W	18,50%	222	360	0,616667	13067	2900800
Silfab 350W	17,90%	210	350	0,6	13440	2822400
SUNPAL 350P	18,00%	250	350	0,714286	13440	3360000
Jinko 320W	16,23%	220	320	0,6875	14700	3234000
Atersa 325P	16,45%	210	325	0,646154	14474	3039508
Atersa 320P	16,71%	205	320	0,640625	14700	3013500
CSUN 320P	16,52%	231,36	320	0,723	14700	3400992

Tabla 1. Características módulos solares.

Se obtiene como resultado de la comparación que el panel Silfab de 350 W de potencia es el más apropiado para maximizar el beneficio de la instalación ya que supone un menor coste total.

A continuación se muestran las características técnicas del panel elegido:

	P.max (W)	V.oc (V)	V.mp (V)	I.sc (A)	I.mp (A)	Eficiencia (%)	Longitud (mm)	Ancho (mm)	Nº células	tipo
Panel Solar Silfab 350W	350	47.5	38.9	9.61	9.02	17.9	1970	990	72	Mono

Tabla 2. Características técnicas.

Definición de características técnicas:

- Pmax: Según las condiciones de ensayo la potencia máxima que el panel es capaz de entregar.
- V.oc: Tensión del circuito abierto.
- V.mp: tensión resultante a la entrega de la máxima potencia.
- I.sc: Intensidad de cortocircuito.
- I.mp: intensidad resultante a la que entrega de la máxima potencia.
- Efic%: en condiciones de ensayo porcentaje de la energía captada que es transformada en energía eléctrica.

## 7.3 Pérdidas en Paneles Solares.

### 7.3.1 Pérdidas por temperatura

La potencia eléctrica que los paneles proporcionan no tiene un valor constante, más bien este varía en función del nivel de irradiación y la temperatura exterior.

La temperatura de trabajo de la célula está relacionada con la temperatura ambiente y la irradiación y se puede obtener mediante la siguiente fórmula:

$$T_c = T_a + G \cdot \frac{T_{ONC} - 20}{800} \quad [1]$$

- $T_c$ : temperatura de trabajo de la célula (°C)
- $T_a$ : temperatura ambiente (°C)
- **TONC**: temperatura de operación nominal de la célula (°C)
- **G**: irradiancia ( $W/m^2$ )

Temperatura operación nominal en circuito abierto (TONC o NOCT) con una irradiancia de 800  $W/m^2$ , temperatura ambiental 20 °C, AM=1,5, velocidad del viento 1 m/s.

La temperatura de funcionamiento del panel solar afecta de forma directa a la potencia máxima. La temperatura de funcionamiento varía en función de la irradiancia del momento y de la temperatura ambiental.

Utilizando las temperaturas e irradiancias medias obtenidas por PGVIS, tabuladas en el [anexo 1](#) mediante la expresión [1] y los coeficientes correctores de potencias dados por los fabricantes pueden calcularse las pérdidas de potencia de los doce meses.

	Panel Solar Silfab 350W
$\alpha_{P_{m\acute{a}x}}$ (%/°C)	0.38

Tabla 3. Coeficientes de potencia .

$$Perd_{Temp} = K_{pot} (\%/^{\circ}C) \cdot (T_{c\acute{e}lula}) (^{\circ}C) \quad [2]$$

$$\text{Potència resultant (W)} = \text{Pot.màx (W)} \cdot (1 - K_{\text{pot}}(\%/^{\circ}\text{C})) \cdot \frac{T_{\text{cel}} - T_{\text{stc}}}{100} (^{\circ}\text{C}) \quad [3]$$

Obtenemos por lo tanto los siguientes resultados:

	T media Diurna	G media	T panel	Potencia resultante por pérdidas de temperatura	Pérdidas (%)
Enero	11.25	540.1	28.1	345.8	1.2
Febrero	10.61	582.2	28.8	344.9	1.4
Marzo	12.7	628.8	32.4	340.2	2.8
Abril	15.44	612.1	34.6	337.3	3.6
Mayo	18.77	662.5	39.5	330.7	5.5
Junio	22.9	719.2	45.4	322.9	7.7
Julio	26.53	707.3	48.6	318.6	9.0
Agosto	26.33	759.5	50.1	316.7	9.5
Septiembre	22.21	620.2	41.6	327.9	6.3
Octubre	19.01	614.1	38.2	332.4	5.0
Noviembre	14.84	550.2	32.0	340.6	2.7
Diciembre	12.37	540.9	29.3	344.3	1.6

Tabla 4. Obtención potencias por pérdidas de temperatura.

Si observamos los resultados proporcionados por la tabla, podemos ver que los meses con mayor irradiancia y temperatura ofrecen un mayor porcentaje de pérdidas, por otra parte estos meses son aquellos en que el módulo solar capta una mayor cantidad de energía. Es por eso necesario el ponderar las pérdidas de cada mes con su respectiva radiación mensual para así obtener el valor porcentual de pérdidas de cada tipo de panel a lo largo del año.

	Pérdidas ponderadas (%)
Enero	0.09
Febrero	0.11
Marzo	0.23
Abril	0.3
Mayo	0.48
Junio	0.74
Julio	0.84
Agosto	0.96
Septiembre	0.52
Octubre	0.41
Noviembre	0.2
Diciembre	0.12
SUMA (%)=	4.99

Tabla 5. Obtención pérdidas por temperatura.

Luego podemos afirmar que el valor porcentual de pérdidas a lo largo del año es de alrededor de 5%.

### 7.3.2 Pérdidas por suciedad

Se considerará un porcentaje de pérdidas de 2,5% por acumulación de suciedad en los módulos solares.

### 7.3.3 Pérdidas por caída de rendimiento

El rendimiento de los módulos solares va decayendo a lo largo de su vida útil, es decir la potencia que son capaces de suministrar será menor. Para cada tipo de panel el fabricante ofrece una curva de potencia a través de los años.

- Panel Solar Silfab 350W: Rendimiento con caída lineal de 97 % a 90% los 12 primeros años, rendimiento con caída lineal de 90% a 82 % de los 12 a 25 años. Rendimiento medio de 89.6%.

### 7.3 Potencia a instalar

La potencia pico a instalar en la central fotovoltaica será de 4.704 MW. Dado que hemos elegido el panel solar Silfab con una potencia pico de 350 W, implica una instalación de 13440 paneles solares. Los inversores y los transformadores se dimensionará para no limitar la potencia de la instalación.

## 8. TRAYECTORIA SOLAR

La irradiación solar es variable debido al movimiento relativo entre el sol y la tierra, así deberemos tenerlo en cuenta, ya que un panel que este orientado perpendicularmente a la trayectoria descrita por los rayos generará más energía que uno que no lo este.

Para definir la posición del sol respecto a los paneles utilizaremos dos ángulos, descritos como azimut y elevación. Estos dos ángulos nos permitirá el poder hacer una elección óptima de la estructura portante de los paneles, ya que podremos tener en cuenta diferentes variables como sombras, proyecciones etc.

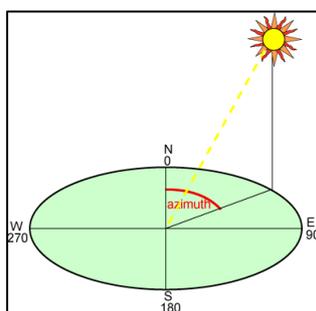


Figura 2. Azimut y Elevación.

Es conveniente remarcar que la trayectoria recorrida por el sol durante el día varia en función de la época del año. Por ejemplo en invierno tenemos una inclinación del sol muy pequeña respecto al verano, tenemos un sol bajo en invierno.

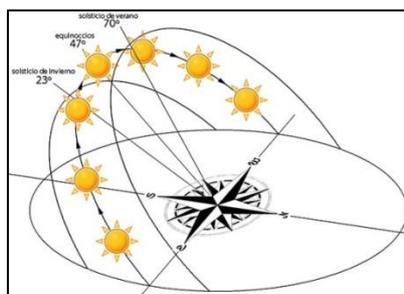


Figura 3. Elevación.

## 9. ESTRUCTURA

Existen diferentes configuraciones para la instalación de un panel solar, pudiendo dejarlo fijo o implementar un sistema el cual realice un seguimiento solar para así obtener una mejora en la captación. No obstante cada una de estas tecnologías o configuraciones tiene unos costes asociados y unas diferentes características que habrá que tener en cuenta a la hora de hacer la elección.

De esta forma, primero se estudiarán cada una de las configuraciones sin realizar cálculos. Posteriormente se estudiará cuál de ellas es la que nos da un rendimiento económico más aceptable en función de costes por tecnología, número de paneles, potencia generada.

### 9.1 Estructura fija

Consiste en una estructura sólida, la cual da forma a matrices en las cuales se ubican los paneles. La construcción de la estructura se realiza conforme al ángulo óptimo, aquel que nos proporcione una mayor captación de la irradiación a lo largo del año.

Este tipo de estructura tiene como principal ventaja el poder introducir dentro de una misma superficie un mayor número de paneles y por lo tanto obtener una mayor potencia instalada. Esto se debe a que habrá una menor cantidad de sombra generada por los paneles. Su coste de instalación y mantenimiento es considerablemente menor al del resto. La principal desventaja es la menor eficiencia de captación por panel.



Figura 4. Estructura fija. Fuente: [www.nclavegroup.com](http://www.nclavegroup.com)

## 9.2 Estructura móvil con seguimiento a 1 eje

### 9.2.1 Seguidor de eje horizontal

Esta estructura permite realizar a los paneles el giro para de esta forma la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano terrestre que contiene al sol y así conseguir una maximización de la irradiación. El giro de los paneles es proporcionado por un actuador central que esta ligado a las matrices que sustentan a los paneles. Los ejes de la estructura de los paneles estarán orientados de norte a sud con grado de azimut  $0^{\circ}$ . Con un eje actuador tenemos la posibilidad de controlar un número grande de paneles.

Los fabricantes de este tipo de estructura ofrecen una mejora del 28% en la captación por unida respecto a la estructura fija. No obstante son más caros y requieren más espacio debido a la mayor cantidad de sombras producidas, por lo tanto tendremos menor potencia instalada para una misma cantidad de superficie. Su coste de mantenimiento es mayo que el de los paneles fijos.



Figura 5. Seguidor de eje horizontal. Fuente: degeriberica.com

## 9.2.2 Seguidor polar

Este tipo de configuración o estructura funciona del mismo modo que los seguidores horizontales de un eje, simplemente encontramos la variante de la inclinación propia de los ejes. La superficie gira sobre un eje orientado al sur e inclinado un ángulo igual a la latitud. El giro se ajusta para que la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano terrestre que contiene al Sol.



Figura 6. Seguidor polar. Fuente: degeriberica.com

Este tipo de configuración sigue proporcionando una mejora en la cantidad de energía que los paneles son capaces de absorber. No obstante tenemos que considerar que ahora aparecerán más proporción de sombras que en los ejes horizontales, debida tanto a la inclinación variable de este a oeste, como la inclinación de los propios ejes de norte a sud. Aún habrá menor potencia instalada por m<sup>2</sup>.

## 9.3 Seguidor de 2 ejes

Con este tipo de estructura se puede realizar el control tanto de la inclinación de norte a sud como de este a oeste, por lo tanto es claro que este seguidor proporciona una maximización de la captación de energía por parte de los paneles. Por otra parte también es lógico pensar que esta configuración producirá la mayor cantidad de sombras pues el panel se encuentra en posición perpendicular respecto a los rayos del sol durante un mayor rango de posiciones. Este tipo de seguidores son los más caros debido a su tecnología y su alto coste de mantenimiento.


 Figura 7. Seguidor de dos ejes. Fuente: <http://www.solener.info>

## 9.4 Comparación y elección, sistemas de orientación

Actualmente la rentabilidad de los sistemas fotovoltaicos depende del máximo aprovechamiento de la energía y es evidente que este se consigue manteniendo la superficie de los módulos solares perpendiculares a los rayos del sol.

Como se ha comentado en los puntos anteriores existen distintos tipos de tecnologías en lo que respecta a los sistemas de orientación. A continuación se comparan las ganancias de los diferentes tipos de seguidores. Para la comparación se hace uso de la fuente JRC European Commission; Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

En esta fuente podemos encontrar los valores de energía para nuestra localización, utilizando los diferentes tipos de seguidores.

En la siguiente tabla se muestran el promedio para un mes de la irradiación que se obtiene en cada una de las diferentes tecnologías, a la vez se calcula el factor de irradiación de cada tecnología sobre el panel fijo, este será el cociente entre el valor de irradiación mensual de la tecnología que se quiere comparar entre el valor obtenido por la inclinación fija óptima.

	Inclinación opt	1 eje hor	1 eje polar	2 ejes
Kwh/m <sup>2</sup>	170	211	222	233
Factor de irradiación sobre panel fijo (Opt)	1	1.24	1.30	1.37

Tabla 6. Comparación seguidores solares.

El rendimiento respecto a la captación solar aumenta hasta el 37% en el caso del seguidor con dos ejes, 24% respecto al seguidor de eje horizontal y un 30% en el seguidor de 1 eje polar.

La principal desventaja de utilizar los seguidores nombrados es la dificultad en cuanto a la distribución de los paneles dado que requieren una separación entre grupo de paneles tanto en filas como columnas.

Es evidente que con una correcta distribución de los paneles colocados en los tipos de seguidores nombrados anteriormente aunque dificulte posteriormente la distribución de elementos como inversores, transformadores, se conseguiría un mayor ratio de beneficios/inversión. Es decir una mayor rentabilidad.

No obstante el objetivo de este proyecto es maximizar el beneficio y esto con la disminución de precios de los módulos fotovoltaicos se consigue por un lado instalando la mayor potencia posible en una parcela de terreno y para ello es necesario el mayor número de paneles posibles y esto se consigue con la estructura de panel fijo con inclinación óptima. Por el otro lado conseguimos maximizar los beneficios eligiendo la estructura de panel fijo ya que esta es la más barata frente a las otras tecnologías de soporte de los módulos. Se elige el fabricante SUNFER y el producto Soportes inclinados doble FV925-FV925 XL.



Figura 8. Estructura SUNFER

Con la siguientes características técnicas:

- Disposición de los módulos: Vertical.
- Capacidad desde hasta 4 MF.
- Soporte válido para módulos de hasta 72 células.
- Perfilería: Aluminio EN AW 600 5.T6.
- Torniller.

## 9.5 Ángulo de Inclinación óptimo

La siguiente fórmula expresa la inclinación óptima anual para conseguir la mayor radiación solar anual posible sobre un captador solar estático.  
<https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/01/09/inclinacion-optima-de-placas-fotovoltaicas/>

Está basada en el análisis estadístico de la radiación solar anual sobre superficies con diferentes inclinaciones situadas en lugares de diferentes latitudes, por lo que proporciona la inclinación óptima en función de la latitud del lugar:

$$\beta_{\text{opt}} = 3,7 + 0,69 \cdot |\phi| \quad [4]$$

Siendo:

$\beta$ : ángulo de inclinación óptima (grados).

$|\phi|$ : latitud del lugar, sin signo (grados).

Luego obtenemos el ángulo de inclinación óptimo con una latitud de 38.89° de:

$$\beta_{\text{opt}} = 30,5^\circ$$

Cabe remarcar que la diferente un pequeño error en la inclinación no tiene mucha repercusión a efectos de cálculo en cuanto a energía captada.

## 10. DESCRIPCIÓN TÉCNICA

### 10.1 Selección de los inversores

EL inversor es el elemento encargado de convertir la corriente en continua suministrada por los paneles a corriente alterna para así posteriormente elevar la tensión de esta en el centro de transformación.

Este elemento a la vez de invertir la CC en CA, tiene la tarea de protección básica de estos y hacer funcionar a los paneles en su punto de máxima potencia.

La elección del número de inversores se llevará a cabo teniendo en cuenta la potencia de la instalación así como la disposición de los paneles dentro de esta. En cuanto a l número de inversores este tendrá una relación directa en la gestión de las averías, un mayor número de inversores supondrá que en caso de avería local en alguno de los paneles permitirá que una gran parte de la instalación siga funcionando.

Se muestra en la siguiente tabla los inversores analizados:

Fabricante	KACO		ABB	INGETEM	SMA
Modelo	KACO POWADOR 72.0	INGECON 220TL	PVS800-570630kW-B	INGECON 500TL	1000CP XT
Entrada CC					
U mín PMP(V)	580	502	525	581	688
U máx PMP(V)	850	820	825	820	850
U máx circ abierto (V)			1000		1000
I ent máx(A)	36	400	1240	900	1635
I ent máx corto circuito (A)					2500
Salida CA					
P nóm (KVA)	60	220	630	550	1000
Rendimiento (%)	98.3	98.8	98.4	99.1	98.7
Tensión salida CA (V)		345	350	400	405
Distorsion armónica máx (%)		3	3	3	3
Frecuencia (Hz)	50	50	50	50	50
Intensidad nominal salida (A)			1040		1568

Tabla 7. Características Inversores

El modelo PVS800-570630kW-B por el fabricante ABB, es el inversor finalmente elegido dado que nos ofrece una potencia nominal que nos permitirá tener un número de inversores que se adecue a las necesidades de gestión de averías sin colocar un gran cantidad de ellos.



Figura 9. Inversor PVS800-570630kW-B.

## 10.2 Conexión entre paneles

Se debe realizar las agrupaciones de los paneles solares en función del rango de tensiones del inversor elegido. El inversor tiene como principal objetivo buscar que el panel solar trabaje en el punto de máxima potencia (MPP). El panel elegido anteriormente es el Panel Solar Silfab 350W (Características:  $P_{max}$  350W,  $V_{oc}$  47.5V,  $V_{mp}$  38.9V,  $I_{sc}$  9.61A,  $I_{mp}$  9.02A, Eficiencia 17.9%). Luego la tensión de máxima potencia del panel escogido es de 38.9V. Esta tensión se encuentra muy lejos de la tensión mínima del inversor seleccionado, por lo tanto se deberán de agrupar los paneles solares para así llegar a la tensión suficiente para el inversor.

### 10.2.1 Agrupación de paneles en serie

A partir de este punto se utilizará el término “string” para referirse a la agrupación de paneles solares. Agrupación que se realiza mediante la conexión en serie de paneles solares y en los cuales se considera el mismo nivel de irradiación recibida. Los paneles de una string deben de ser iguales.

$$V_{Serie} = nV_{Panel} \quad [5]$$

$$I_{Serie} = I_{Panel} \quad [6]$$

Para la agrupación de los paneles deberemos tener en cuenta dos restricciones, debidas al inversor:

1. Habrá que tener en cuenta la tensión de los paneles en circuito abierto, tensión que resulta en los paneles cuando no circula corriente. La tensión es un poco mayor que la tensión en PMP. Se debe garantizar que la máxima tensión de entrada a nuestro inversor sea inferior a la máxima del mismo.
2. Se debe garantizar que el número de paneles solares colocados en serie sea suficiente para que multiplicando su tensión de PMP (punto de máxima potencia) por la cantidad de ellos, supere la mínima tensión de trabajo de los inversores. Por otro lado es de interés hacer trabajar al conjunto de paneles a una tensión lo más elevada posible, para reducir las intensidades y entonces reducir las pérdidas por efecto Joule. Pero habrá que respetar el límite superior de trabajo del inversor.

Por lo tanto teniendo en cuenta las dos anteriores restricciones podemos realizar el cálculo del número de paneles correspondiente a cada string.

La cantidad máxima de paneles colocados en serie para formar una string viene determinado por la tensión de entrada de los inversores, y la tensión de circuito abierto de los paneles solares.

$$N^{\circ}\text{paneles} = U_{\text{máx inv}} / U_{\text{oc panel}} = 1000 / 47.5 = 21.05 \quad [7]$$

Por lo tanto tomamos 21 paneles para la formación de un string.

Se debe comprobar la segunda restricción impuesta por el inversor, para el correcto funcionamiento de este. Y con 21 paneles la tensión de punto de máxima potencia que le llegaría al inversor sería de  $816.9 < 825$  el cual es el límite del inversor.

$$N^{\circ}\text{paneles} \cdot U_{\text{pmp}} < U_{\text{pmp inversor}} \quad [8]$$

Se muestra a continuación una tabla con los valores de una string frente a inversor:

"String"				
Nº paneles	I máx cc	I máx pmp	V máx oc	V máx pmp
21	9.61	9.02	997.5	816.9
Inversor				
		1240	1000	825

Tabla 8. Agrupación de string.

## 10.2.2 Agrupación de paneles en paralelo

Bien, una vez tenemos configurados los strings es necesario adaptar la potencia para cada uno de los inversores y esto se consigue haciendo una agrupación en paralelo de los strings.

Se calculará dividiendo la potencia nominal del inversor escogido entre la potencia de un string de paneles solares. Las agrupaciones son de 21 paneles de 350W, por lo tanto 7.35kW de potencia por cada string.

$$N^{\circ}\text{Strings} = \text{Potencia inv} / \text{Potencia string} = 630 / 7.35 = 85.7 \quad [9]$$

Así, para el inversor elegido de 630kW, necesitamos un total de 85 strings en paralelo.

## 11. CUADROS DE NIVEL

### 11.1 Cuadro de nivel I

Estas agrupaciones en configuración paralelo de los strings se realizan a través de los “Cuadros de Corriente Continua nivel I”. Sirven para la conexión de varios circuitos de continua en paralelo, proporcionando protección mediante fusible para entrada +/- de cada uno de los strings.

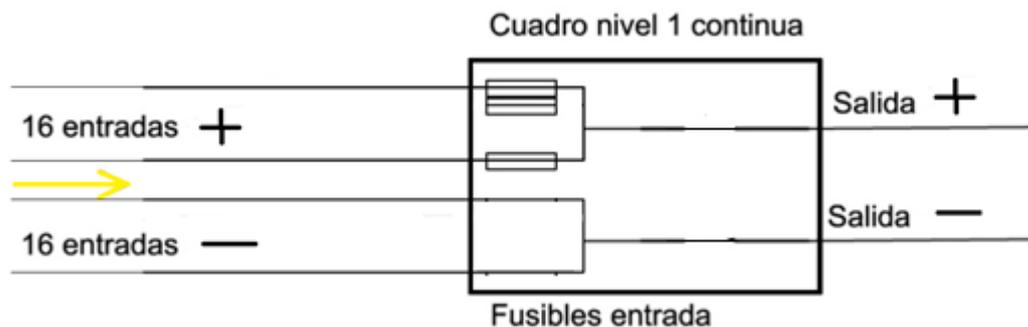


Figura 10. Cuadro nivel I de corriente continua.

### 11.2 Cuadro de nivel II

Equipo diseñado para proteger eléctricamente los inversores de posibles sobretensiones y sobreintensidades. Provisto de un interruptor de corte en carga, para poder cortar la instalación o en este caso dado la distribución de la planra una zona determinada y así realizar las tareas de mantenimiento correctivas o preventivas. En este punto existe por lo tanto un segundo agrupamiento de la parte de corriente continua.

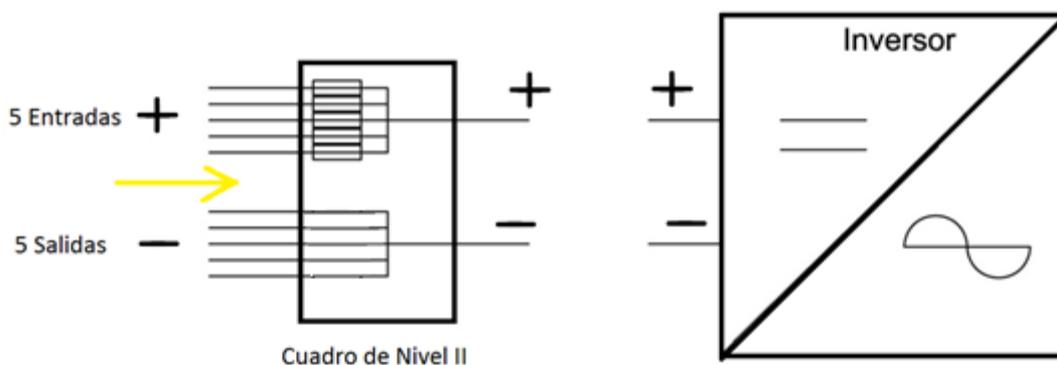


Figura 11. Cuadro de nivel II Corriente continua

### 11.3 Selección del cuadro de nivel I

Se ha elegido el cuadro de nivel I, String Combiner DC-CMB-U10-16, este cuadro de nivel del fabricante SMA tiene un número de entradas de 16. De esta forma con las 16 entradas conseguimos que para un inversor se consiga agrupar 80 strings mediante 5 cuadros de nivel.

SMA DC-CMB U10-16	Entrada corriente continua:		Salida corriente continua:	
	Nº Canales +/-	16	Tensión asignada (V)	1000
	Tensión asignada (V)	1000	Corriente asignada (A)	220
	Corriente máxima asignada (A)	13.75	Nº Salidas	1
	Tipo de fusible	gPv	Protección contra sobretensiones cc	Tipo 2 40 kA

Tabla 9. Características Cuadro de Nivel I.



Figura 12. SMA DC-CMB U10-16

Cabe recalcar para este caso que la función de los fusibles no es la de proteger la instalación o la agrupación de strings frente a corrientes de cortocircuitos, sino de evitar corrientes inversas que puedan ocasionar daño en los paneles solares.

Los fusibles en los cuadros de nivel I no tiene la principal función de proteger frente a cortocircuito debido a que la corriente de cortocircuito de un panel es de valor similar a la corriente nominal del panel. El problema viene cuando mediante el cortocircuito de algún panel se pueda crear un corriente inversa de mayor valor a la que soporta y de este modo toda la agrupación de paneles se viera afectada.

Se elige el fusible con una intensidad de fusión de 10 A dentro del abanico de posibilidades que se nos da dentro del SMA DC-CMB-U10-16, dentro del tipo de fusible que se propone 10,3x38-1000V CC-gPV. Nuestra corriente de cortocircuito es de 9.61 A y la tensión en circuito abierto de 997.5 V.



Figura 13. Fusible

	Entrada	I máx cc	Ipmp	V máx oc	V pmp	Pot kW
1 string	21 paneles	9.61	9.02	997.50	816.90	7.35
Cuadro de nivel I	16 canales	153.76	144.32	997.50	816.90	117.60
1 Inversor	5 Cuadros I	768.80	721.60	997.50	816.90	588.00

Tabla 10. Combinación de paneles por Inversor.

### 11.3.1 Fusibles agrupación cuadro de nivel II

A cada inversor por lo tanto le llegarán los cables procedentes de los 5 cuadros de nivel I, y por cada uno de ellos podrá circular una corriente de cortocircuito de valor 153.76 A. Será necesario por lo tanto instalar unos fusibles. Su función en este caso no es la misma que los fusibles colocados en los cuadros de nivel I, se pretende que los fusibles protejan los conductores procedentes del cuadro del primer nivel.

El calibre del fusible escogido para nuestro caso es de 160 A, el cual es el primer valor normalizado por encima de los 153.76 A. Se escoge el fusible GPV NH1 160A 1000V de la marca DF-SA. Con poder de corte de 30 kA.

Se comprueba que la corriente multiplicada por  $1.6 \times 160 = 256A$  es en este caso inferior a la corriente máxima admisible por el conductor de 332 A.

Además debemos comprobar que la curva de disparo ante cortocircuitos protege adecuadamente los conductores. <file:///C:/Users/Usuario/Downloads/12d7e67b-60cb-40f9-9522-ee33142bf736.pdf>

El tiempo de disparo es según la ficha técnica de valor fijo de 2ms. Podemos entonces determinar el valor de energía por unidad de resistencia que dejará pasar, frente cortocircuito, el valor viene:

$$I^2t_{\text{disp}} = I_{cc} \cdot t_{\text{disp}} = (0,768)^2 \cdot 20 \text{ ms} = 11,79648 \text{ J}/\Omega \quad [10]$$

Este valor obtenido debe de ser menor que el valor  $(K \cdot S)^2$  para nuestro conductor. Siendo nuestro conductor de cobre con aislamiento XLPE, le corresponde  $K=143$  y  $S=70\text{mm}^2$ , comprobamos:

$$I^2t_{\text{adm cond}} = (K \cdot S)^2 = 10,021 \cdot 10^7 \text{ J}/\Omega > I^2t_{\text{disp}} \quad [11]$$

Podemos afirmar que el fusible elegido protege al conductor contra los efectos térmicos.

## 12. DISTRIBUCIÓN DE LA PLANTA

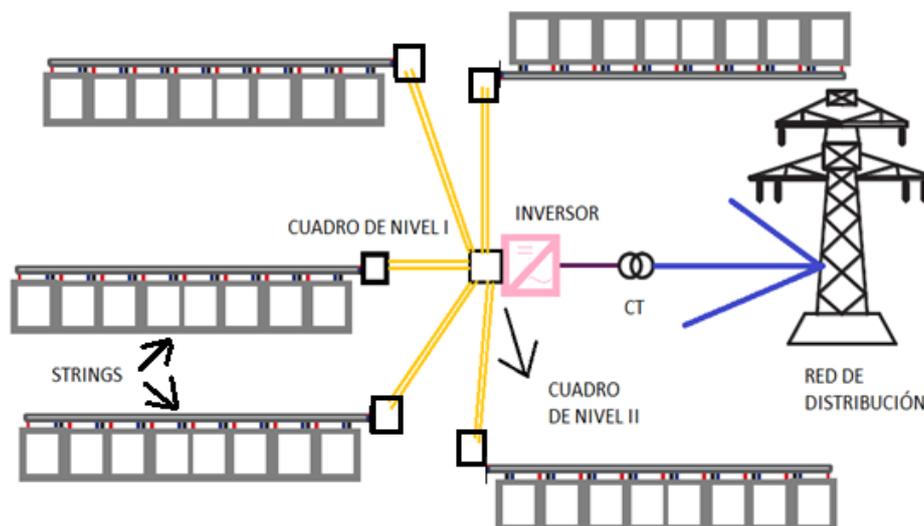


Figura 14. Esquema planta.

## 12.1 Disposición entre paneles

El documento Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red IDAE en su punto 5 del Anexo 3, indica que “La distancia  $d$ , medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura  $h$  que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. En cualquier caso,  $d$  ha de ser como mínimo igual a  $h \cdot k$ , siendo  $k$  un factor adimensional al que, en este caso, se le asigna el valor  $1/\tan(61^\circ - \text{latitud})$ ”.

Características de paneles		K	Disposición	Resultados	
Altura pan (m)	1.97	2.46	Paneles	h (m)	d (m)
Anchura pan (m)	0.99		1	2.46	
Inclinación (°)	30.50		2	4.92	
Latitud (°)	38.89		Proyección hor 1 panel	1.69	3.4

Tabla 11. Disposición entre paneles.

Se elige la configuración de dos paneles en vertical para así dejar la suficiente separación entre filas para que un vehículo industrial pueda circular.

## 12.2 Disposición elegida

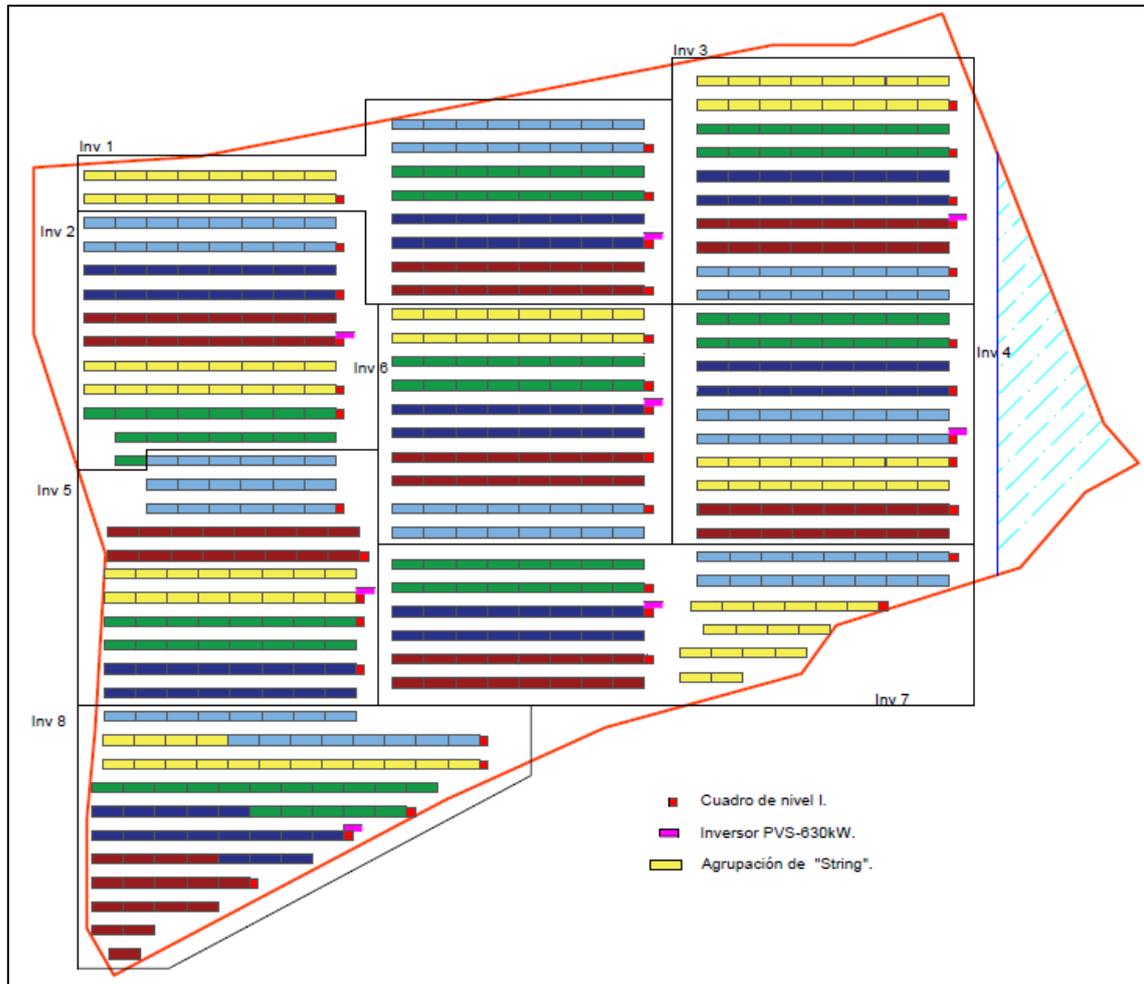


Figura 15. Distribución de la planta

La figura 3 muestra la distribución de la planta. En primer lugar en este proyecto la parcela elegida no se encuentra cerca de ninguna torre eléctrica, ya que su ubicación no se encuentra cerca de ningún municipio ni polígono, es por eso que se cree conveniente dejar una zona libre, con un área grande de la parcela para la construcción de una torre eléctrica. La construcción de la torre sería otro proyecto. El área que se deja libre de módulos fotovoltaicos y sus elementos se sitúa a la parte derecha de esta parcela. Coloreada de azul.

En la Figura 3 se han representados por rectángulos cada agrupación de strings, permitiendo así ver la ubicación de los paneles, cuadros de nivel e inversores en la parcela. La distribución de los paneles ha seguido el criterio de optimizar la superficie a cubrir por los paneles, dada las irregularidades de la parcela en sus fronteras, y a la vez se ha intentado mantener la estructura de bloques y simetría para así facilitar las operaciones de mantenimiento y reparación.

Como se observa en la figura habrá 8 inversores en la parcela, y por cada uno de ellos encontramos cinco colores diferentes, correspondientes cada uno de ellos a un cuadro de nivel I (primera agrupación de strings). Cada inversor necesita cinco Cuadros de Nivel I. Los Cuadros de Nivel I se colocan siempre al lado donde se encuentre el inversor.

## 13.CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

Se estima conveniente poner un centro de transformación por cada inversor, para así conseguir una mayor flexibilidad a la distribución de la planta, además de reducir la sección de los conductores de continua de alterna de baja tensión.

Se escoge el modelo EHA-3 GE del fabricante Merlin Gerin, es un centro de transformación compacto de 630 KVA, con una envolvente prefabricada de hormigón.

Se adjunta las especificaciones:

Tensión asignada (kV) 50 Hz	36KV
Unidad de aparamenta MT	Esquema 2L+P
Intensidad asignada en embarrado y funciones de línea	400 A
Intensidad asignada en la función de protección	200
Intensidad asignada de corta duración admisible (1s)	16 kA ef
Valor de cresta de la intensidad de corta duración admisible	40 kA cresta
Unidad transformador MT/BT	
Potencias (kVA)	250,400 o <u>630 KVA</u>
Tensión primaria/aislamiento	25 kV
Tensión secundaria	420 V
Unidad BT de dimensiones reducidas (2 variantes en función de la potencia)	
Intensidad asignada	1000 A
Tensión asignada	440 V
Tensión soportada asignada con impulsos tipo rayo 1,2/50 ms	20 kV cresta
Intensidad asignada de las salidas	400 A
Número de salidas con bases de 400 A	2
Intensidad (Ith) de corta duración admisible (1 s)	12 kA
Prefabricado de hormigón para EHA-2 UF o EHS-2 UF	
Clase asignada de la envolvente	10 K (UNE-EN 61330)
Grado de protección general (excepto ventilación)	IP23D
Protección contra daños mecánicos	20 Julios

Tabla 12. Características transformador

Estas son las dimensiones totales del centro de transformación:

Longitud (mm)	2500
Anchura (mm)	2320
Altura Total (mm)	2970
Altura vista (mm)	2150

Tabla 13. Dimensiones Centro de transformación.

La altura de nuestro centro de transformación no nos permite la colocación del mismo detrás de las filas de módulos para así tener un mejor aprovechamiento de la superficie. Los centros de transformación se colocan de la forma mas centralizada a lo que la parcela respecta para tener una salida facilitada de las líneas de alterna de Alta Tensión.



Figura 16. Transformador

## 14. CONDUCTORES.

### 14.1 Cálculo de secciones de conductores en corriente continua

Todas las canalizaciones se realizarán sobre bandejas perforadas, existirá una cierta separación del suelo sobre las losas de hormigón. Este tipo de canalización se recoge en la norma UNE 20460-5-523, método F de la tabla 52-B1.

Se elige el cable EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kVAC. Está constituido por cables flexibles monoconductores de tensión 1,8 kV en corriente continua (cc) Son cables específicos para instalaciones solares fotovoltaicas (pV), capaces de soportar las extremas condiciones ambientales que se producen en este tipo de instalaciones.

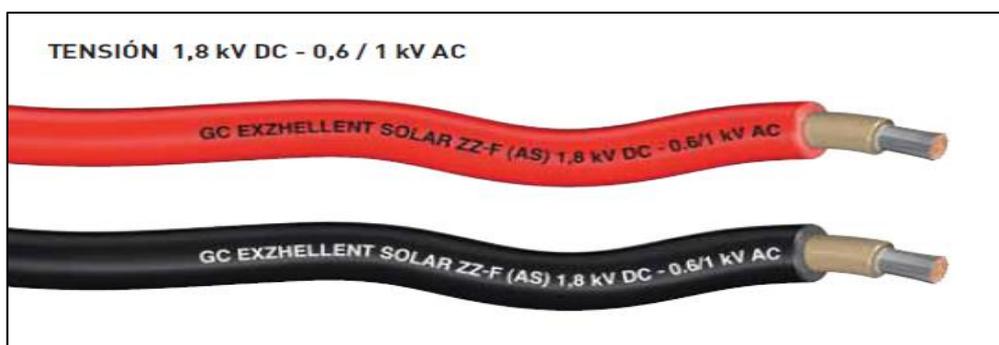


Figura 17. Cable Exzhellent solar zz-f.

Código	Sección mm <sup>2</sup>	Color (*)	Diámetro exterior mm <sup>2</sup>	Peso kg/km	Radio Min. Curvatura mm <sup>2</sup>	Resist. Máx. del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad al Aire <sup>(1)</sup> A	Caída de tensión en DC V/A.km
1614106	1x1,5	■ ■	4,3	35	18	13,7	30	38,17
1614107	1x2,5	■ ■	5,0	50	20	8,21	41	22,87
1614108	1x4	■ ■	5,6	65	23	5,09	55	14,18
1614109	1x6	■ ■	6,3	85	26	3,39	70	9,445
1614110	1x10	■ ■	7,9	140	32	1,95	96	5,433
1614111	1x16	■ ■	8,8	200	35	1,24	132	3,455
1614112	1x25	■ ■	10,5	295	42	0,795	176	2,215
1614113	1x35	■ ■	11,8	395	47	0,565	218	1,574

Disponibilidad bajo pedido hasta 1x300 mm<sup>2</sup>

Figura 18. Tabla de características Exzhellent solar zz-f.

### 14.1.1 Criterio térmico

El reglamento de Baja tensión en su apartado ITC-BT-40 "Instalaciones Generadoras de Baja Tensión" establece en su punto 5:

*"Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1.5%, para la intensidad nominal".*

- Cables desde strings hasta cuadros de nivel I

Dada la distribución en la planta de las agrupaciones por string, todas las canalizaciones serán de un número de 16. Se considera una temperatura ambiente de 45°C en cuanto al dimensionamiento por criterio térmico.

Obtenemos por lo tanto una intensidad:

$$1.25 \times I_{mpp} = 11.275 \text{ A} \quad [12]$$

Obtenemos de la tabla 52-D1, norma UNE 20460-5-523, el factor de corrección temperatura.

$$K_T = 0.87$$

El punto 4 de la tabla 52-E1 nos proporciona el factor de corrección por agrupamiento de cables. Dada la distribución de la planta por cada fila de módulos existen 8 strings, las bandejas agruparán 8 circuitos.

$$K_A = 0.72$$

Luego la intensidad admisible que resulta tiene un valor de 18 A, la tabla de intensidades admisibles nos indica el fabricante que requerimos una sección mínima de:

$$\text{Sección mínima (mm)} = 1.5 \text{ mm}^2$$

- Cables desde Cuadros de nivel I hasta Cuadros de nivel II

En este caso al tener el primero agrupamiento de los cables de los módulos solares. Por lo tanto tenemos una nueva intensidad:

$$1.25 \times I_{mpp} = 180.4 \text{ A} \quad [13]$$

El punto 4 de la tabla 52-E1 nos proporciona el nuevo factor de corrección por agrupamiento de cables.

$$K_A = 0.75$$

El factor de corrección por temperatura sigue valiendo lo mismo. Por lo tanto obtenemos una intensidad admisible de 276.48 A, la tabla de intensidades admisibles del fabricante nos indica que requeriremos de una sección mínima de:

$$\text{Sección mínima (mm)} = 70 \text{ mm}^2$$

Utilizaremos en este caso el modelo EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC.

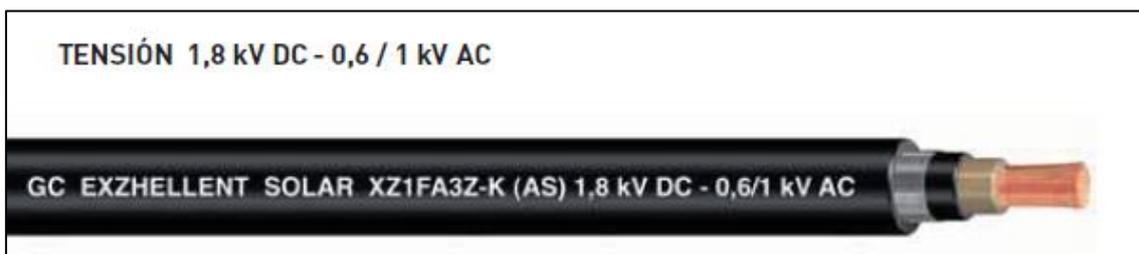


Figura 19. Cable Exzhellent solar XZF1A3Z-K

- Salida de Cuadros de nivel II

Nos encontramos con el segundo agrupamiento de los cables con corriente continua. Por lo tanto tenemos una nueva intensidad:

$$1.25 \times I_{mpp} = 902 \text{ A} \quad [14]$$

Para esta intensidad tan elevada es claro que será necesaria una separación en dos circuitos para dividir la intensidad entre dos. Esto ocurre debido a que la sección más grande de 240 mm<sup>2</sup> ofrece una intensidad admisible de 679 A para el cobre.

El punto 4 de la tabla 52-E1 nos proporciona el nuevo factor de corrección por agrupamiento para dos cables.

$$K_A = 0.88$$

El factor de corrección por temperatura sigue valiendo lo mismo. Por lo tanto obtenemos una intensidad admisible de 589.08 A, la tabla de intensidades admisibles del fabricante nos indica que requeriremos de una sección mínima de:

$$\text{Sección mínima (mm)} = 240 \text{ mm}^2$$

Esta sección es para cada uno de los dos circuitos.

Utilizaremos en este caso el modelo EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC.

## 14.1.2 Criterio de caída de tensión

El Reglamento de Baja Tensión en su instrucción ITC-BT-40 "Instalaciones Generadoras de Baja Tensión", en su punto 5, la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal.

No se considera caída de tensión de la salida de los cuadros de nivel II a los inversores debido a su proximidad. Tendremos que considerar caídas de tensión desde la salida de los strings hasta los cuadros de nivel I, y de los cuadros de nivel I hasta los cuadros de nivel II.

Se determinará la sección de los cables para que no exista una caída de tensión mayor de 1,5% de la tensión de punto de máxima potencia la cual es la tensión de trabajo.

La caída de tensión e corriente continua se calculará con la siguiente fórmula:

$$\Delta V = \text{Intensidad} \cdot \rho \cdot 2 \cdot L / S \quad [15]$$

$\Delta V$  la variación de tensión (V)

Intensidad es la intensidad que circula por el tramo que se está considerando

L longitud del tramo que se considera

S sección del cable

$\rho$  es la resistividad del cobre, su valor depende la temperatura del cable

La resistividad del cobre se obtiene de la siguiente forma:

$$\rho_{\text{Tempcable}} = \rho_{20^\circ} \cdot (234.5 + T_{\text{cable}}) / 254.5 \quad [16]$$

La  $\rho_{\text{Tempcable}}$  es la resistividad del cobre a la temperatura a la que se encuentra el cobre

La  $\rho_{20^\circ}$  es la resistividad del cobre a 20°C, tiene un valor de 0.01724.

$T_{\text{cable}}$  es la temperatura a la que se encuentra el cable y esta se obtiene mediante la siguiente fórmula según el reglamento:

$$T_{\text{cable}} = T_{\text{amb}} + (T_z - T_{\text{amb}}) \cdot (I_B / I_z)^2 \quad [17]$$

Donde:

$T_{\text{amb}}$  se considero anteriormente de 45 °C

$T_z$  es la temperatura máxima admisible por el fabricante, 120 °C

$I_B$  es la intensidad que nominal que circulará por el cable

$I_z$  es la intensidad, corriente máxima que circulará por el cable.

Realizaremos los cálculos diferenciando entre dos partes tal y como se ha comentado anteriormente.

Dada la disposición de la planta se procederá de la siguiente forma para el cableado de Cuadro de Nivel 1 hacia Cuadro de Nivel 2:

1. Se introducirá la sección calculada mediante el criterio térmico para el cableado desde los cuadros de nivel I hasta los cuadros de nivel II. La sección calculada es de 70 mm<sup>2</sup>.
2. Se calculará la caída de tensión en la parte de la instalación Cuadro de nivel 1 a Cuadro de nivel 2, y de esta forma habrá una caída de tensión posible hasta llegar al 1,5% que se permite para la parte de Strings-Cuadro de Nivel I.
3. Se considerará la distancia más lejana de la parte de Cuadros de Nivel I hasta los Cuadros de Nivel II para las agrupaciones de inversores.

Dada la disposición de la planta se procederá de la siguiente forma para el cableado de la parte String-Cuadro Nivel I:

1. Se medirá la distancia real de cada string hacia su Cuadro de Nivel I.
2. En la tabla se disponen los strings de la siguiente forma, Amarillo-L1 –F1 (Fila correspondiente a la fila con el Cuadro de Nivel I) Amarillo-L1-F2, y así sucesivamente hasta completar los cinco Cuadros de Nivel I requeridos para cada uno de los 8 inversores.

Los cálculos y resultados se llevan en cuenta en los siguientes epígrafes.

### 14.1.2.1 Cuadro de nivel I-Cuadro de nivel II

Se utiliza primeramente las fórmulas [16],[17], obteniendo para la sección de 70 mm<sup>2</sup>:

Ib (A)	144,32
Iz (A)	332
Tensión (V)	816,9
T cable (°C)	59,17
Resistencia Tcable (mm <sup>2</sup> /m)	0,01989

Tabla 14. Valores Cableado Baja Tensión CD I-CDII.

Como se ha dicho anteriormente cada inversor estará compuesto por 5 strings y a cada uno de estos se les asigna un color y un número. Por ejemplo el string amarillo estará siempre el asociado a la línea 1, el Azul oscuro con la línea 2 y así sucesivamente.

AMARILLO	L1
AZUL CLARO	L2
AZUL OSCURO	L3
VERDE	L4
ROJO	L5

Utilizando la fórmula [15] obtenemos los siguientes resultados de la caída de tensión para cada uno de los conductores Cuadros de Tensión I-Cuadro de Tensión II de cada uno de los inversores.

INVERSOR 1			
DC1 -2	Caída de tensión (V)	Porcentaje (%)	Longitud (m)
1	7,90	0,97	96,33
2	1,64	0,20	20
3	0,98	0,12	12
4	0,28	0,03	3,42
5	1,76	0,22	21,5

INVERSOR 2			
DC1 -2	Caída de tensión (V)	Porcentaje(%)	Longitud m)
1	1,83	0,22	22,36
2	2,33	0,29	28,4
3	0,93	0,11	11,34
4	2,44	0,30	29,72
5	0,31	0,04	3,8

INVERSOR 3			
DC1 -2	Caída de tensión (V)	Porcentaje(%)	Longitud m)
1	3,26	0,40	39,8
2	1,97	0,24	24
3	0,30	0,04	3,7
4	1,84	0,22	22,4
5	1,14	0,14	13,9

INVERSOR 4			
DC1 -2	Caída de tensión (V)	Porcentaje (%)	Longitud (m)
1	1,23	0,15	15
2	2,08	0,26	25,41
3	1,06	0,13	12,95
4	2,32	0,28	28,3
5	0,30	0,04	3,7

INVERSOR 5			
DC1 -2	Caída de tensión (V)	Porcentaje (%)	Longitud (m)
1	0,22	0,03	2,68
2	2,84	0,35	34,68
3	2,36	0,29	28,8
4	0,75	0,09	9,1
5	0,94	0,11	11,42

INVERSOR 6			
DC1 -2	Caída de tensión (V)	Porcentaje (%)	Longitud (m)
1	1,87	0,23	22,76
2	3,18	0,39	38,71
3	0,33	0,04	4
4	0,40	0,05	4,92
5	1,37	0,17	16,69

INVERSOR 7			
DC1 -2	Caída de tensión (V)	Porcentaje (%)	Longitud (m)
1	1,17	0,14	14,22
2	1,55	0,19	18,89
3	0,28	0,03	3,4
4	0,32	0,04	3,87
5	1,37	0,17	16,67

INVERSOR 8			
DC1-2	Caída de tensión (V)	Porcentaje (%)	Longitud (m)
1	3,79	0,46	46,21
2	4,17	0,51	50,83
3	0,39	0,05	4,81
4	1,49	0,18	18,11
5	3,58	0,44	43,62

Tablas 15. Caída de tensión DC\_1 a DC\_2 .

Como se comprueba en todos los casos nos sirve la sección inicial de  $70\text{mm}^2$  impuesta por el criterio térmico. En todos los casos obtenemos una porcentaje de caída de tensión menor del 1,5% permitiéndonos así el poder seguir calculando en el siguiente epígrafe las caídas de tensión de Strings hacia los Cuadros de Nivel 1.

### 14.1.2.2 Strings-Cuadro de nivel I

Utilizamos las fórmulas [16], [17] y obtenemos para este caso la sección de  $1,5\text{mm}^2$ :

Ib (A)	9,02
Iz (A)	30
Tensión (V)	816,9
T cable (°C)	51,18
Resistencia Tcable ( $\text{mm}^2/\text{m}$ )	0,01939

Tabla 16. Valores cableado Baja Tensión Strings-CD I

Procedimiento: Se utiliza la intensidad admisible para un cable de sección  $1,5\text{mm}^2$ . La temperatura del cable y por tanto la resistencia del cable no se recalculan para cada sección del cable dado que su valor variaría muy poco y no tendría efecto en los cálculos.

Se calculan las secciones de los conductores con esta tabla que esta representado la disposición física de los paneles. ANEXO CAÍDA DE TENSIONES.

En este anexo se ha calculado la caída de tensión total, es decir la suma de la caída de tensión correspondiente a la distancia física que hay desde el string hasta el Cuadro de Nivel 1 más la caída que se ha calculado anteriormente del Cuadro de Nivel 1 hasta el Cuadro de Nivel 2. Esta caída de tensión se ha calculado utilizando la distancia física que hay desde cada uno de los Strings de la plantación hacia su Cuadro de Nivel I. Es conveniente tener el plano de disposición de los paneles fotovoltaicos.

Por ejemplo: escogemos inversor 8, color Verde (Línea 4), la segunda fila (la que no contiene el Cuadro de Nivel 1), el String número 9.

Vamos a las tablas de ANEXO CAÍDA DE TENSIONES y obtenemos una caída de tensión porcentual total de valor 1,2%. En el ANEXO SECCIONES CAÍDA DE TENSIÓN encontramos para ese mismo String el valor de sección de  $6\text{mm}^2$  que es justo el que se debe utilizar y se ha utilizado para el cálculo de la caída de tensión.

Se puede observar como la caída de tensión aumenta cada vez que se selecciona un string más alejado del Cuadro de nivel 1. Se observa en las tablas como a veces se produce una disminución del porcentaje de la caída de tensión cuando la anterior esta apunto de llegar al 1,5% , esto es debido al aumento de sección del conductor.

Primero se muestra la caída de tensión porcentual de cada uno de los strings y luego la sección correspondiente que se utilizará para cumplir el criterio de caída de tensión. La fila 1 siempre corresponde con la fila de strings que contiene el cuadro de Nivel I. El resto de filas simulan la disposición en la parcela de los strings en cada una de las agrupaciones de inversores. Anexos : Caída de tensiones, Secciones caída de tensión.

Finalmente una vez calculadas todas las secciones necesarias dado que en la hoja de especificaciones nos dice que el módulo fotovoltaico tiene que tener conectados conductores de  $4 \text{ mm}^2$ , esto implica que las secciones de  $1,5$  y  $2,5 \text{ mm}^2$  pasan directamente a ser de  $4 \text{ mm}^2$ .

## 14.2 Sección de conductores corriente alterna

Para este caso la sección de los conductores será impuesto solo por el criterio térmico dada la poca distancia entre los inversores y los transformadores asociados.

Se utiliza la misma configuración que en la parte de continua, por bandeja, correspondiendo así al sistema de instalación con el método F de la tabla 52-B1, norma UNE20460-5-523.

Obtenemos por lo tanto una intensidad de salida para cada inversor:

$$1.25 \times I_{mpp} = I_b \text{ A} \quad [18]$$

$$1.25 \times 1040 \text{ A} = 1300 \text{ A}$$

Obtenemos de la tabla 52-D1, norma UNE 20460-5-523, el factor de corrección temperatura.

$$K_T = 0.87$$

El punto 4 de la tabla 52-E1 nos proporciona el factor de corrección por agrupamiento de cables. Dada la alta intensidad nominal que circulará por los conductores dividiremos estos en 3 circuitos.

$$K_A = 0.82$$

Luego la intensidad admisible que resulta tiene un valor de  $1822.26 \text{ A}$ , la tabla de intensidades admisibles nos indica el fabricante que requerimos una sección mínima de:

$$\text{Sección mínima (mm)} = 240 \text{ mm}^2$$

Se instalarán por lo tanto 3 cables de sección de  $240 \text{ mm}^2$  por cada una de las tres salidas del inversor.

Para este caso se utilizará el modelo EXZHELLENT XXI 1000 V RZ1-K (AS).

## 15. PROTECCIONES

### 15.1 Vigilante de aislamiento

El conjunto de paneles solares pertenece por lo tanto al sistema tipo IT, los conductores de los paneles estarán aislados de tierra y las masas de todo el sistema de baja tensión estarán todas conectadas a una puesta tierra única.

El sistema IT presenta por lo tanto las siguientes características, frente a un primer fallo en el aislamiento no se produce la circulación de corriente por ningún camino y tampoco se producen diferencia de potencial entre distintas masas de la instalación.

El problema ocurre cuando hay un segundo fallo de aislamiento, dado que en el primero de los fallos se referencia respecto a tierra las tensiones de los terminales de los paneles solares. Por lo tanto cuando se produce el segundo fallo ocurren circulaciones de corriente y diferencias de potenciales entre tierra y masas que estén al alcance.

Para evitar el problema del segundo fallo de aislamiento se utilizarán vigilantes de aislamiento, cuya función en este caso es la de detectar el primer fallo y actuar desconectando la parte de la instalación donde el fallo se haya producido.

Se colocará un vigilante de aislamiento en cada inversor utilizado. Se elige como vigilante de aislamiento el modelo *fac3 Tipo I*, por el fabricante PROAT.

El equipo FAC3 permite seleccionar el nivel de aislamiento ajustable entre  $20K\Omega$  y  $80K\Omega$ . La tensión de alimentación del FAC3 es seleccionable entre 24VDC o 230 VAC, según modelo. El equipo FAC3 vigila los posibles fallos de aislamiento de los polos (+) o (-) actuando sobre el sistema de alarma y desconexión de la instalación para evitar riesgos al personal.

El Tipo I de este modelo en concreto proporciona la actuación de interruptores motorizados o inversores que desconectan o cortocircuitan la instalación fotovoltaica.

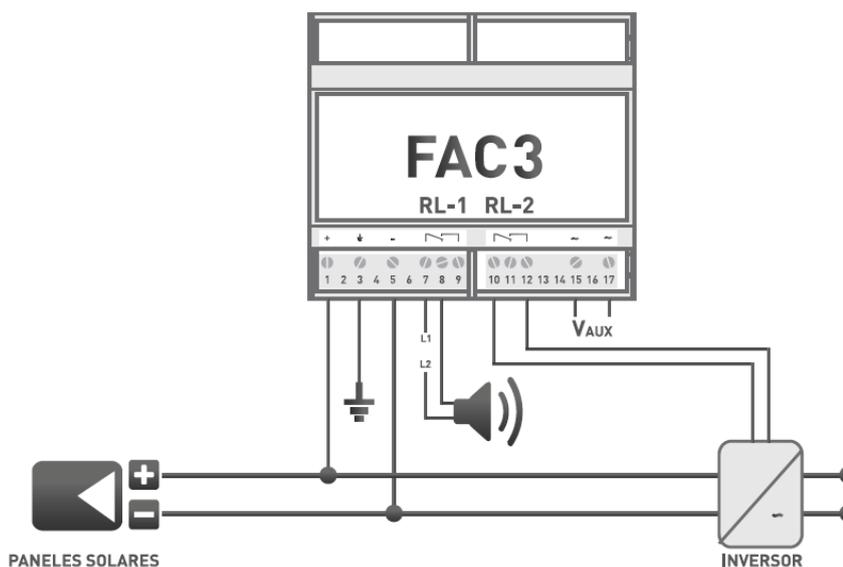


Figura 20. Ilustración del modelo FAC3

El FAC3 se compone de dos relés y estado conectado a los terminales +/- que llegan hasta el inversor. A la vez se conecta a conductor de protección de la conexión de masa Ra.

Fabricante	PROAT
Modelo	FAC3
Tensión de alimentación auxiliar (V)	207...253
Consumo propio (VA)	12
Tensión nominal del sistema (Vdc)	600-1000
Valor de Respuesta Ran (kohm)	20-80
Tiempo de respuesta relé RL-1	<100ms
Tiempo de respuesta relé RL-2	1 seg
Tiempo de rearme (min)	1 min
Resistencia interna DC (kohm)	1500
Temperatura de funcionamiento (°C)	-20 a +80

Tabla 17. Vigilante de Aislamiento.

## 15.2 Protección entrada de inversor

A la entrada de los inversores la corriente máxima que le puede llegar es la corriente de cortocircuito máxima y esta tenía un valor de 768.8 A . Por otra parte, la máxima tensión que puede aparecer en dicho punto es la tensión de circuito abierto de los strings de los paneles solares, de valor 997.5 V. Por lo tanto la aparamenta que se utilice para la entrada de los inversores deberá soportar esos dos valores.

Dado que los paneles solares son fuentes de corriente continua en su modo de funcionamiento normal, no ocurre la posibilidad de que se produzcan sobreintensidades peligrosas por sobrecarga o cortocircuitos, tal y como ocurre en la mayoría de sistemas generadores.

La protección de la entrada del inversor se utilizará para poder realizar conexiones y desconexiones de una de las partes de la instalación, por mantenimiento o porque el relé del vigilante de aislamiento realice la desconexión de los conductores que llegan al inversor.

Se escoge el modelo de interruptor de corte Schneider NSX 1000 NA DC PV. Con este modelo es posible poner el sistema de maniobra para la doble función de conexión y desconexión, cortocircuito de los conductores que llegan al inversor (se cortocircuitan los terminales positivo y negativo), para el caso de activación del relé del vigilante de aislamiento.

Fabricante	Schneider
Modelo	NSX 1000 NA DC PV
Nº polos	4
Corriente Nominal (A)	1000
Tensión de operación (V)	1000
Corriente cortocircuito 1s (kA)	20
Categoría de utilización	DC-22 <sup>a</sup>

Tabla 18. Protección entrada inversor.

El fabricante recomienda que el calibre sea al menos 1,25 la corriente máxima de cortocircuito.

Se incluye al inversor de una protección de sobretensiones transitorias, con las características recomendadas por el fabricante.



Figura 21. Seccionador. NSX 1000 NA DC PV.

## 15.3 Protecciones corriente alterna-baja tensión

Para la parte de baja tensión con corriente alterna si existe la posibilidad de cortocircuitos y sobrecorrientes por averías o anomalías en la parte de la instalación con corriente alterna.

Por lo tanto se deberá instalar protección contra sobrecargas y cortocircuitos. La protección debe de ser apta para la tensión de trabajo impuesta por el inversor de 350 V entre fase .A la vez se debe de considerar la intensidad nominal que circulará por los conductores de la salida del inversor, de valor 1040 A.

Debemos tener en cuenta la corriente de circuito también a la hora de elegir el poder de corte de la protección. En este caso el mayor valor de la corriente de cortocircuito ocurrirá cuando se produzca un cortocircuito en la parte del inversor, en este caso la corriente solo estaría limitada por la impedancia del transformador.

$$I_{cc}=I_n/E_{cc}=1040/0.045 = 23,11 \text{ kA} \quad [19]$$

Para la protección en este caso se escoge el modelo Compact NS1250 3P del fabricante Schneider.

Fabricante	Schneider
Modelo	NS 1250N-3P
Nº polos	3
Corriente asignada (A)	1250
Tensión de asignada (V)	690
Poder de Corte (kA)	50

Tabla 19. Protecciones Corriente alterna-Baja Tensión



Figura 22. Interruptor automático. NS 1250N-3P.

El elemento elegido debe de satisfacer la condición de rango de corriente que a continuación se muestra:

$$I_b=1040A < I_n < 1358 A = I_z \quad [20]$$

Debemos comprobar que la curva de disparo ante cortocircuitos protege adecuadamente los conductores. La unidad Micrologic 2.0E con la que viene equipada es la encargada de ello, y su curva de disparo es la siguiente:

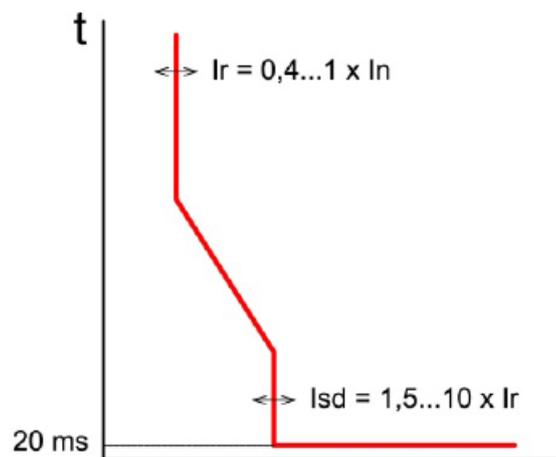


Figura 23. Curva de disparo.

El tiempo de disparo es por lo tanto de valor fijo de 20ms. Podemos entonces determinar el valor de energía por unidad de resistencia que dejará pasar, frente cortocircuito, el valor viene:

$$I^2t_{\text{disp}} = I_{cc} \cdot t_{\text{disp}} = (23.11\text{kA})^2 \cdot 20 \text{ ms} = 10,681 \cdot 10^6 \text{ J}/\Omega \quad [21]$$

Este valor obtenido debe de ser menor que el valor  $(K \cdot S)^2$  para nuestro conductor. Siendo nuestro conductor de cobre con aislamiento XLPE, le corresponde  $K=143$  y  $S=3 \cdot 240\text{mm}^2$ , comprobamos:

$$I^2t_{\text{adm cond}} = (K \cdot S)^2 = 10,601 \cdot 10^9 \text{ J}/\Omega > I^2t_{\text{disp}} \quad [22]$$

Podemos afirmar que el interruptor automático protege al conductor contra los efectos térmicos.

Podemos dotar a nuestra protección del modelo Micrologic 7.0 el cual nos proporcionará una protección diferencial ajustable.

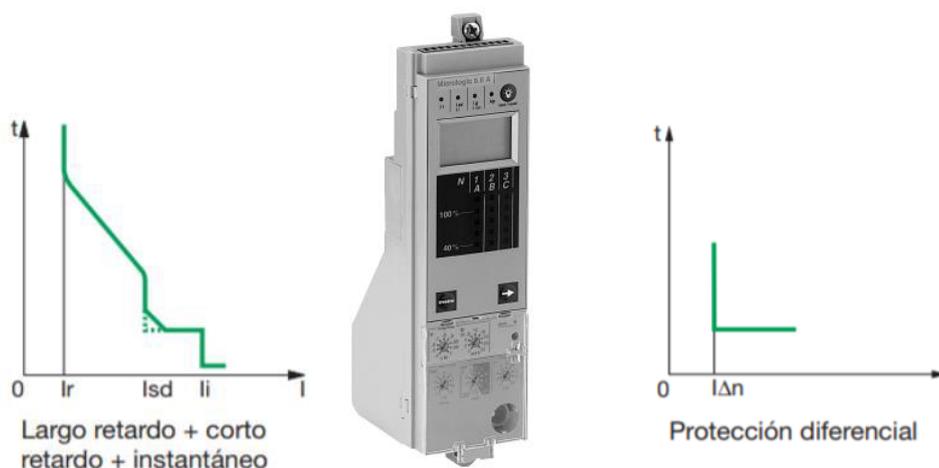


Figura 24. Micrologic 7.0.

Tal y como se realiza en la práctica se escoge una corriente diferencial de valor 300mA para instalaciones industriales, la suficiente para que la corriente de fuga no sea la causa de frecuentes desconexiones innecesarias. No ha sido necesario el cálculo de la corriente de fuga, puesto que se sabe que esta será cercana a cero.

## 16. INSTALACIÓN PUESTA A TIERRA

La realización de la puesta a tierra de las masas de baja tensión se dividirá en 2 partes. La parte de corriente alterna tendrá la configuración de sistema TT, y la parte con corriente continua tendrá presente el sistema IT.

En la configuración IT el neutro se mantiene aislado de tierra, la masa de baja tensión se conecta a tierra directamente. El esquema TT estará formado por tomas tierras, una para la parte de CA y una para la CC.

### 16.1 Puesta a tierra de las masas de baja tensión CC

La principal tarea de la puesta a tierra es limitar las tensiones que apareciesen entre las masas y el suelo o entre masas de la instalación en caso de defecto, a la vez permitiendo el paso a tierra de las corrientes de defecto que se produjesen.

La toma a tierra no debe intercalar masas, ni fusibles, ni elementos metálicos ni cualquier mecanismo de desconexión, formando así una línea eléctrica continua. Las conexiones se realizan por derivación.

Se diseña para cada uno de los 8 bloques que están presentes en esta instalación. La resistencia elegida es de un valor de  $2.5\Omega$ . Se considerará una resistividad del terreno de un valor de  $200 \Omega \cdot m$  y se usarán picas de 4 metros.

$$R = \rho/L = 200/4 = 50 \Omega \quad [23]$$

$$R_a = R/\rho < 2.5 \Omega \quad [24]$$

$$p > 20 \text{ picas} \quad [25]$$

Luego elegimos poner 21 picas por quedar del lado de la seguridad.

## 16.2 Puesta a tierra neutro del transformador

En este caso para realizar el cálculo de la resistencia de la puesta a tierra debemos considerar que la tensión de contacto debe de ser menor de 50V. Con la siguiente ecuación y la resistencia  $R_a$  que hemos obtenido en el apartado anterior podemos obtener la  $R_b$  correspondiente.

$$V_{\text{máx}} = \frac{V_{fn} \cdot R_a}{R_a + R_b} < 50 \text{ V} \quad [26]$$

Donde  $V_{fn}$  es la tensión de la línea de salida del inversor y con un valor de  $420/1.73 = 242 \text{ V}$ . El valor de  $R_a$  tal y como se ha comentado anteriormente es de  $2.5 \Omega$ . Obtenemos:

$$R_b > 9.6 \Omega \quad [27]$$

Deberemos cumplir a la vez la condición de que la corriente diferencial sea la suficiente para que se detecte el fallo. Para el caso que nos ocupa el valor de la corriente diferencial es de 300 mA.

$$I_d \cdot (R_a) < 50 \text{ V} \quad [28]$$

$$0.3 \cdot (R_a + R_b) > 242 \text{ V} \quad [29]$$

$$R_b < 804.17 \Omega \quad [30]$$

Por lo tanto el valor de la resistencia del neutro tiene que encontrarse entre las desigualdades propuestas por las ecuaciones [5], [8]. Se elige una  $R_b=20\Omega$ . Conseguiremos una resistencia con la utilización de picas de también tamaño 4 metros.

$$R = \rho/L * p = 200/4 * p < 20 \Omega \quad [31]$$

$$p > 2.5 \text{ picas} \quad [32]$$

Luego elegimos poner 3 picas.

## 16.3 Masas del centro de transformación

Para el caso que nos ocupase diseñar un anillo rectangular 4x3 con sección de conductor de  $50 \text{ mm}^2$ , diámetro de picas de 14 mm y con una longitud de pica de 6 m. Se usarán 8 picas para esta puesta a tierra. Con estas características obtenemos los parámetros siguientes:

$$K_r = 0.055$$

$$K_p = 0.0110$$

$$K_c = 0.0179$$

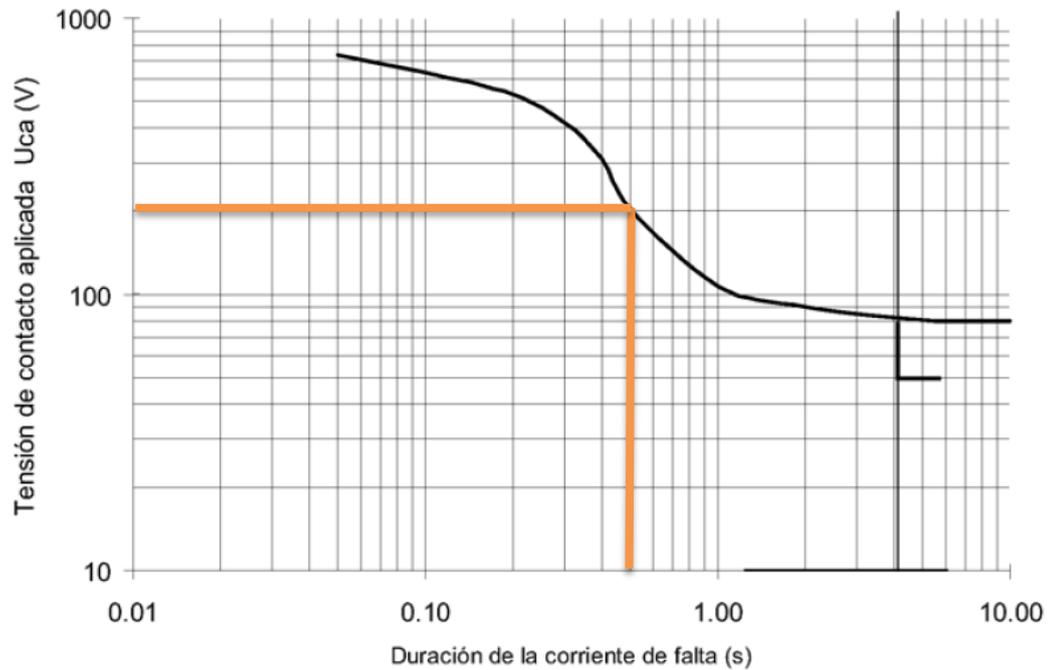
Se procede con el cálculo de la resistencia a puesta a tierra, la tensión de contacto máxima y la tensión de paso máxima:

$$R_t = K_r * \rho = 0.055 * 200 = 11 \Omega \quad [33]$$

$$V_{pm} = K_p * \rho * I_d = 0.0110 * 200 * 500 = 1100V \quad [34]$$

$$V_{cm} = K_c * \rho * I_d = 0.0179 * 200 * 500 = 1790V \quad [35]$$

Se han calculado las protecciones para un tiempo de 0.5 s. Con el siguiente gráfico obtenemos una tensión de contacto aplicada admisible de valor 200 V y por lo tanto una tensión de paso aplicada admisible de 2000V.



**Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada  $U_{ca}$  en función de la duración de la corriente de falta**

La tensión de paso y contacto se obtiene mediante:

$$V_{cad} = V_{ca, ad} * \left(1 + \frac{R_c + 3 * \rho}{2R_h}\right) \quad [36]$$

$$V_{pad} = V_{pa, ad} * \left(1 + \frac{2 * R_c + 6 * \rho}{R_h}\right) \quad [37]$$

Donde:

- Rc es la resistencia del calzado Rc=2000  $\Omega$ .
- Rh es la resistencia del cuerpo humano Rh= 1000  $\Omega$ .
- $\rho$  es la resistividad del terreno con un valor de 200  $\Omega$ .

Substituyendo en las ecuaciones anteriores obtenemos la tensión de paso admisible y la tensión de contacto admisible:

$$\begin{aligned} V_{cad} &= 720 \text{ V} \\ V_{pad} &= 12400 \text{ V} \end{aligned}$$

Condiciones relativas a las personas:

$$V_{pm} \leq V_{pad} \quad [38]$$

$$V_{cm} \leq V_{cad} \quad [39]$$

$$I_a \leq I_d \quad [40]$$

Se cumple por lo tanto la primera y la última condición. Dado que la segunda condición no se cumple se imponen medidas adicionales al centro de transformación.

- Se instalará una malla electrosoldada debajo del transformador.
- El transformador no podrá estar en contacto con ninguna masa conductora externa.
- La tensión de paso máxima en el exterior tendrá que ser inferior a la tensión de paso admisible en el acceso.

$$V_{pmacc} = V_{cm} = 1790 \text{ V} \leq V_p, ac, ad = V_{pad} (1 + 3\rho + 3\rho'/R_h) = 21200 \text{ V} \quad [41]$$

- La tensión de paso máxima en el exterior tendrá que ser inferior a la tensión de paso admisible.

$$V_{pmext} = V_{pm} = 1100 \text{ V} \leq 12400 \text{ V} \quad [42]$$

Con estas consideraciones se cumplen todas las condiciones de puesta a tierra.

## 16.4 Independencia de la puesta a tierra

Debemos calcular la distancia necesaria para la separación de las puestas a tierra, para que así no se influyan entre ellas.

$$D = \rho \cdot I_d / 2 \cdot \pi \cdot V = 200 \cdot 700 / 2 \cdot \pi \cdot 1200 = 18.57 \text{ m} \quad [43]$$

## 17. PERFORMANCE RATIO

Se considera el Performance Ratio (PR) como un parámetro que evaluará la eficiencia de la instalación, para metro que considera las diferentes pérdidas energéticas que ocurren durante el proceso de captación de la energía solar a inyección a la red eléctrica. Debemos considerar los siguientes factores para abordar el cálculo del Performance Ratio:

- Pérdidas por temperatura.
- Pérdidas en el cableado por efecto Joule
- Pérdidas por suciedad
- Pérdidas por errores de seguimiento de los inversores
- Pérdidas en los inversores
- Pérdidas centro de transformación

Algunas de las pérdidas anteriormente nombradas fueron consideradas y calculadas anteriormente.

### 17.1 Pérdidas en cableado por efecto Joule

El dimensionado del cableado ha sido calculado para cumplir que la caída de tensión total del cableado este limitada por el valor de **1,5%**. Luego las pérdidas energéticas por este parámetro quedan limitadas a este valor. No se consideran pérdidas en la parte de corriente alterna dada la escasa longitud del cableado.

### 17.2 Pérdidas por dispersión

Se considera este tipo de pérdidas dada la tolerancia de la fabricación de los paneles solares. Las curvas características I-V de los paneles no serán idénticas, y esto provoca que en las agrupaciones de paneles que realicemos existan este tipo de pérdidas. Se considera un valor de **2%** asociado a este tipo de pérdidas, valor considerado por la literatura técnica de este tipo de instalaciones.

## 17.3 Pérdidas por seguimiento del PMP

Se suele admitir el valor de **1%** asociado a este tipo de pérdidas producidas por el hecho de que se admite que el seguimiento del punto de PMP no es perfecto.

## 17.4 Pérdidas en inversores

Los inversores sufren disipación de potencia debido a que tienen una caída de tensión en el paso de la corriente. Este valor asociado a las pérdidas del inversor es dependiente del inversor que se haya elegido, en nuestro caso tenemos un inversor con rendimiento de 98.4%. Luego consideramos un **1,6%** de valor de pérdidas.

## 17.5 Pérdidas en el centro de transformación

Los centros de transformación tienen un rendimiento muy elevado, son los encargados de proporcionar la subida de tensión necesaria para inyectar la energía a la red de distribución. Consideramos el valor de 1% asociado a este tipo de pérdidas.

## 18. ENERGÍA INYECTADA A LA RED

La expresión que se utiliza para el cálculo de energía generada, tal y como se establece en el documento Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDEA, es la siguiente:

$$E_p = (G_{dm}(\alpha, \beta) * P_{mp} * PR) / G_{cem} \quad (\text{kWh/día}) \quad [44]$$

Donde:

- $E_p$  es la energía que se generará en un día. (kWh)
- $G_{dm}(\alpha, \beta)$  consiste en la irradiación en un día recibida en la superficie de los paneles inclinados. (kWh / (m<sup>2</sup>· día))
- $P_{mp}$  hace referencia a la potencia pic generada. (kW)
- PR es el Performance Ratio
- $G_{cem}$  tiene de valor 1 kW/m<sup>2</sup>.

A continuación se muestra una tabla donde se muestra el cálculo del Performance Ratio a partir de todas las pérdidas. Las pérdidas que no se han nombrado en los apartados anteriores fueron calculadas en la elección del panel.

Meses	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Temp Paneles	1.2	1.4	2.8	3.6	5.5	7.7	9.0	9.5	6.3	5.0	2.7	1.6
Cableado	1.5											
Suciedad	2.5											
Dispersión	2.0											
Seguimiento PMP	1.0											
Inversores	1.6											
CT	1.0											
Total Pérdidas	10.8	11	12.4	13.2	15.1	17.3	18.6	19.1	15.9	14.6	12.3	11.2
PR	0.89	0.89	0.88	0.87	0.85	0.83	0.81	0.81	0.84	0.85	0.88	0.89

Tabla 20. Cálculo de Performance Ratio. Pérdida de eficiencia global.

La siguiente tabla muestra el cálculo de energía generada por la planta de 4.704 MW, a partir de los datos obtenidos del performance ratio,  $G_{dm}(\alpha, \beta)$  para un ángulo óptimo de  $30.5^\circ$  a partir de la base de datos PVGIS, y con la ecuación [44] nombrada anteriormente.

Meses	$G_{dm}(0, 30.5^\circ)$ kWh/(m <sup>2</sup> día)	PR	$E_p$ kWh/(kWp día)	Días/mes	kWh/mes/ kWpico	kWh/mes por 4.704MWp
Enero	3.94	0.89	3.51	31	108.81	511842
Febrero	4.73	0.89	4.21	28	117.88	554508
Marzo	5.85	0.88	5.15	31	159.65	750993
Abril	6.01	0.87	5.23	30	156.90	738058
Mayo	6.53	0.85	5.55	31	172.05	809323
Junio	7.05	0.83	5.85	30	175.50	825552
Julio	7.33	0.81	5.94	31	184.14	866195
Agosto	6.89	0.81	5.58	31	172.98	813698
Septiembre	5.96	0.84	5.00	30	150.00	705600
Octubre	5.20	0.85	4.42	31	137.02	644542
Noviembre	4.03	0.88	3.55	30	106.50	500976
Diciembre	3.55	0.89	3.16	31	97.96	460804
kWh/año para 4.704 MWp						8182091

Tabla 21. Obtención de energía.

## 18.1 Beneficio económico

Se pretende en este apartado, calcular el beneficio que supone la venta de la energía producida. Tras el cálculo de energía generada obtenemos un valor de 8182.091 MWh a lo largo de un año, donde se han tenido ya en consideración las pérdidas que se producen en la instalación.

También se pretende comparar la diferencia de beneficio que se produce para una misma instalación en dos países diferentes, España y Francia.

### 18.1.1 Beneficio en España

Se toman los datos de la página web OMIE como base para el cálculo de beneficio de la instalación. En esta página web están disponibles los precios de venta de la energía mes a mes de España en el año.

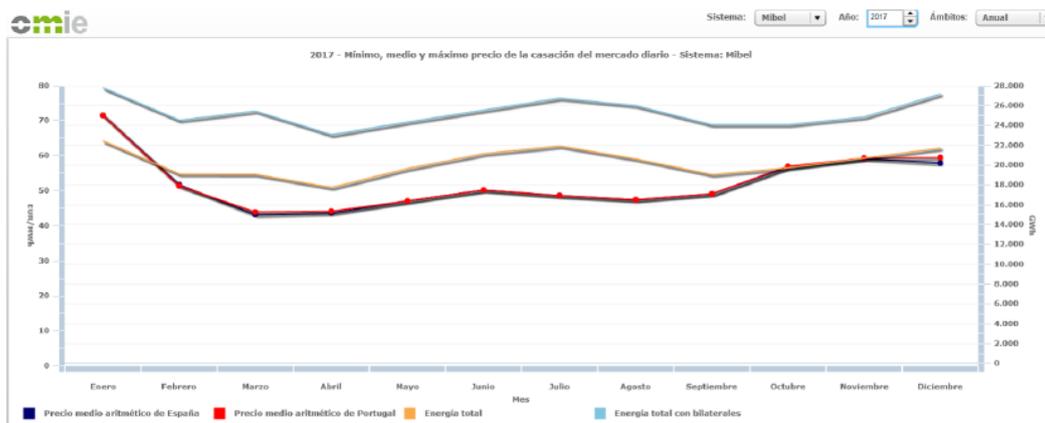


Figura 25. Precios en España (mes a mes). Fuente: www. Omie.es

Obtenemos por lo tanto el precio de venta y con este y la energía generada mes a mes podemos calcular el beneficio resultante de la instalación:

Meses	MWh/mes por 4.704MWp	Precio/MWh	Ingreso
Enero	511,842	71.49€	36591,58€
Febrero	554,508	51.74€	28690,24€
Marzo	750,993	43.19€	32435,39€
Abril	738,058	43.69€	32245,75€
Mayo	809,323	47.11€	38127,21€
Junio	825,552	50.22€	41459,22€
Julio	866,195	48.63€	42123,06€
Agosto	813,698	47.46€	38618,11€
Septiembre	705,600	49.15€	34680,24€
Octubre	644,542	56.77€	36590,65€
Noviembre	500,976	59.19€	29652,77e
Diciembre	460,804	57.94€	29652,77€
<b>Total:</b>	<b>8182,091</b>		<b>417913,21€</b>

Tabla 22. Ingreso generado.

Luego el beneficio anual de la instalación alcanza los 417.913 € al año dentro del mercado español.

## 18.1.2 Beneficio en Francia



Figura 26. Precios en Francia (mes a mes).

Se calcula a continuación el beneficio que se generaría con una instalación con la misma potencia para el país de Francia. El precio de venta de la energía en Francia se obtiene en la página web EPEXSPOT.com.

Meses	MWh/mes por 4.704MWp	Precio/MWh	Ingreso
Enero	511,842	50.47€	25832,67€
Febrero	554,508	55.74€	30908,28€
Marzo	750,993	60.39€	45351,47€
Abril	738,058	63.69€	47006,91€
Mayo	809,323	58.18€	47086,41€
Junio	825,552	48.22€	39808,22€
Julio	866,195	46.34€	40139,06€
Agosto	813,698	48.46€	39431,81€
Septiembre	705,600	46.18€	32584,24€
Octubre	644,542	41.97€	27050,65€
Noviembre	500,976	46.72€	23405,60€
Diciembre	460,804	50.74€	23381,19€
Total:	8182,091		421579,19€

Tabla 23. Ingreso generado Francia.

## 18.2 Conclusiones

El precio de venta total en el caso de que se situase en Francia implicaría un aumento frente al mercado español. Realmente un aumento poco significativo, la localización en este caso nos muestra que en España será posiblemente más rentable dado que se obtendrá más energía que la misma instalación en Francia, ya que el precio de venta no dista mucho del mercado español. Podemos afirmar entonces que una instalación en España tiene un mayor rendimiento económico dado que se obtiene más energía durante el año.

## 19. Viabilidad del proyecto

Se procede a calcular el TIR y el VAN de este proyecto para determinar su viabilidad. Se deberá tener en cuenta los costes de mantenimiento de cada año y la pérdida de rendimiento de los paneles a lo largo de los 25 años de vida del proyecto. Se vuelve a mostrar la tabla de beneficio del proyecto sin considerar aún las pérdidas de rendimiento.

Meses	MWh/mes por 4.704MWp	Precio/MWh	Ingreso
Enero	511,842	71.49€	36591,58€
Febrero	554,508	51.74€	28690,24€
Marzo	750,993	43.19€	32435,39€
Abril	738,058	43.69€	32245,75€
Mayo	809,323	47.11€	38127,21€
Junio	825,552	50.22€	41459,22€
Julio	866,195	48.63€	42123,06€
Agosto	813,698	47.46€	38618,11€
Septiembre	705,600	49.15€	34680,24€
Octubre	644,542	56.77€	36590,65€
Noviembre	500,976	59.19€	29652,77e
Diciembre	460,804	57.94€	29652,77€
<b>Total:</b>	<b>8182,091</b>		<b>417913,21€</b>

Tabla 24. Beneficio de la instalación mes a mes.

El fabricante nos proporciona la caída de rendimiento a través de los 25 años.

- Panel Solar Silfab 350W: Rendimiento con caída lineal de 97 % a 90% los 12 primeros años, rendimiento con caída lineal de 90% a 82 % de los 12 a 25 años. Rendimiento medio de 89.6%.

Se muestra a continuación la tabla de beneficios de los 25 años considerando las diferentes pérdidas lineales que marca el fabricante.

AÑOS	BENEFICIO €
1	405375,81
2	402938,00
3	400500,19
4	398062,37
5	395624,56
6	393186,75
7	390748,93
8	388311,12
9	385873,31
10	383435,50
11	380997,68
12	378559,87
13	376121,89
14	373551,72
15	370981,56
16	368411,39

17	365841,22
18	363271,06
19	360700,89
20	358130,73
21	355560,56
22	352990,39
23	350420,23
24	347850,06
25	345279,89

Tabla 25. Beneficio año a año.

Se determinan unos gastos anuales en mantenimiento de 15.000€. Con estos datos y con el coste de inversión inicial podemos calcular el VAN y el TIR.

**VAN:** Valor Actual Neto. Nos indica el valor neto de nuestra inversión a fecha inicial.

**TIR:** Tasa Interna de Retorno.. Para que la inversión resulte atractiva, el TIR deberá ser mayor que las rentabilidades alternativas del mercado en productos de menor riesgo.

Inversión inicial	8409841,63€		
Costes mantenimiento	15000€		
Año	Ingresos	Beneficio	Valor acumulado
1	405375,81€	390375,81€	390375,81€
2	402938,00€	387938,00€	778313,81€
3	400500,19€	385500,19€	1163814,00€
4	398062,37€	383062,37€	1546876,37€
5	395624,56€	380624,56€	1927500,93€
6	393186,75€	378186,75€	2305687,68€
7	390748,93€	375748,93€	2681436,61€
8	388311,12€	373311,12€	3054747,73€
9	385873,31€	370873,31€	3425621,04€
10	383435,50€	368435,50€	3794056,54€
11	380997,68€	365997,68€	4160054,22€
12	378559,87€	363559,87€	4523614,09€
13	376121,89€	361121,89€	4884735,98€
14	373551,72€	358551,72€	5243287,70€
15	370981,56€	355981,56€	5599269,26€
16	368411,39€	353411,39€	5952680,65€
17	365841,22€	350841,22€	6303521,87€
18	363271,06€	348271,06€	6651792,93€
19	360700,89€	345700,89€	6997493,82€
20	358130,73€	343130,73€	7340624,55€
21	355560,56€	340560,56€	7681185,11€

22	352990,39€	337990,39€	8019175,50€
23	350420,23€	335420,23€	8354595,73€
24	347850,06€	332850,06€	8687445,79€
25	345279,89€	330279,89€	9017725,68€
		TIR	1%
		VAN	607884,05€

Tabla 26. Cálculo de VAN y TIR.

Se obtiene por lo tanto un TIR del 1% para nuestra inversión y un valor de VAN de 607.884,05€. Un valor que no resulta aceptable para la inversión inicial que requiere este proyecto.

El tiempo durante el cual se pretende obtener beneficio es realmente elevado, y aunque se hayan incluido coste de mantenimiento pueden ocurrir fallos o problemas en la instalación que implicasen una reparación y por lo tanto una inversión posterior.

No obstante cabe decir que todos los precios calculados han sido sin ninguna reducción del suministrador y sin intención de que la mayoría de los elementos de la instalación los suministre una misma empresa para poder negociar reducciones en el precio de venta debido a las grandes cantidades. Es por esto que sea posible que se aumentase el valor del VAN y por lo tanto del TIR en cierta medida y por lo tanto el interés en la viabilidad del proyecto podría ser favorable.



# PRESUPUESTO

## 1.PRECIO UNITARIO

Se presenta a continuación el calculo del presupuesto de base de licitación:

CONCEPTO	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
Panel solar	13440	288,94	3883353,60
Cable eléctrico 1,5 mm2	0	1,4927	0
Cable eléctrico 2,5 mm2	0	1,5531	0
Cable eléctrico 4 mm2	1035	1,7064	1759,50
Cable eléctrico 6 mm2	84	1,8798	157,90
Cable eléctrico 10 mm2	17	8,0736	137,25
Cable eléctrico 70 mm2	832,42	6,684	5563,90
Cable eléctrico 240 mm2	20	44,406	888,12
Cable eléctrico 240 x3 mm2	0	56,7763	0,00
Inversor	8	29142,7	233141,60
Transformador	8	24490,86	195926,88
Cuadro de nivel I	40	412,56	16502,40
Vigilante de aislamiento	8	190,3151	1522,52
Seccionador	8	3066,7152	24533,72
Interruptor automático	8	7146,7152	57173,72
Pica toma de tierra 4m	192	110,36	21189,12
Pica toma de tierra 6m	64	116,36	7447,04
Conductores de tierra	1985,44	5,6034	11125,21
Terreno	730000	1,2	876000,00
Limpieza de terreno	730000	1,501	1095730,00
<b>PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL:</b>			<b>6.432.008,50€</b>
COSTE DE MANTENIMIENTO		8%	514.560,68€
GASTOS GENERALES		13%	836.161,10€
BENEFICIO INDUSTRIAL		6%	385.920,51€
<b>PRESUPUESTO EJECUCIÓN POR CONTRATA:</b>			<b>8.168.650,80€</b>
I.V.A. 21 %			1.715.416,67€
<b>PRESUPUESTO BASE DE LICITACIÓN:</b>			<b>9.884.067,46€</b>

Tabla 1. Presupuesto base licitación.

## 2.Precio descompuesto

Ud.	Panel solar			
ABB PVS800-570630kW-B				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio Unitario	Importe
Materiales				
Ud.	Silfab 350W	1,000	200,00	200,00
Ud.	FV925	0,050	480,00	24,00
Subtotal material:				224
Mano de obra				
h	Oficial 1ª electricista.	0,58	18,1	10,498
h	Ayudante electricista.	0,58	16,4	9,512
Subtotal mano de obra:				20,01
Costes directos complementarios				
%	Costes directos complementarios	2.000	714,5	14,29
Costes directos				258,3

Tabla 2. Panel solar.

m.	Cable eléctrico 1,5 mm2			
Cable 58lectric-EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio Unitario	Importe
Materiales				
Ud.	1,5 mm2	1,000	0,11	0,11
Subtotal material:				0,11
Mano de obra				
h	Oficial 1ª electricista.	0,02	18,1	0,362
h	Ayudante electricista.	0,02	16,4	0,328
Subtotal mano de obra:				0,69
Costes directos complementarios				
%	Costes directos complementarios	2.000	34,61	0,6922
Costes directos				1,4922

Tabla 3. Cable eléctrico 1,5 mm2.

m.	Cable eléctrico 2,5 mm2			
Cable eléctrico-EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio Unitario	Importe
<b>Materiales</b>				
Ud.	2,5 mm2	1,000	0,17	0,17
Ud.		0,000	0,00	0,00
		Subtotal material:		0,17
<b>Mano de obra</b>				
h	Oficial 1ª electricista.	0,02	18,1	0,362
h	Ayudante electricista.	0,02	16,4	0,328
		Subtotal mano de obra:		0,69
<b>Costes directos complementarios</b>				
%	Costes directos complementarios	2.000	34,67	0,6934
		Costes directos		1,5534

Tabla 4. Cable eléctrico 2,5 mm2.

m.	Cable eléctrico 4 mm2			
Cable eléctrico-EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio Unitario	Importe
<b>Materiales</b>				
Ud.	4 mm2	1,000	0,32	0,32
		Subtotal material:		0,32
<b>Mano de obra</b>				
h	Oficial 1ª electricista.	0,02	18,1	0,362
h	Ayudante electricista.	0,02	16,4	0,328
		Subtotal mano de obra:		0,69
<b>Costes directos complementarios</b>				
%	Costes directos complementarios	2.000	34,82	0,6964
		Costes directos		1,7064

Tabla 5. Cable eléctrico 4 mm2.

m.	Cable eléctrico 6 mm2			
Cable eléctrico-EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio Unitario	Importe
<b>Materiales</b>				
Ud.	6 mm2	1,000	0,49	0,49
		Subtotal material:		0,49
<b>Mano de obra</b>				
h	Oficial 1ª electricista.	0,02	18,1	0,362
h	Ayudante electricista.	0,02	16,4	0,328
		Subtotal mano de obra:		0,69
<b>Costes directos complementarios</b>				
%	Costes directos complementarios	2.000	34,99	0,6998
		Costes directos		1,8798

Tabla 6. Cable eléctrico 6 mm2.

m.	Cable eléctrico 10 mm2			
Cable eléctrico-EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio Unitario	Importe
<b>Materiales</b>				
Ud.	10 mm2	1,000	0,68	0,68
		Subtotal material:		0,68
<b>Mano de obra</b>				
h	Oficial 1ª electricista.	0,02	18,1	0,362
h	Ayudante electricista.	0,02	16,4	0,328
		Subtotal mano de obra:		0,69
<b>Costes directos complementarios</b>				
%	Costes directos complementarios	2.000	35,18	0,7036
		Costes directos		2,0736

Tabla 7. Cable eléctrico 10 mm2.

m.	Cable eléctrico 70 mm2			
Cable eléctrico-EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio Unitario	Importe
Materiales				
Ud.	70 mm2	1,000	5,20	5,20
		Subtotal material:		5,2
Mano de obra				
h	Oficial 1ª electricista.	0,02	18,1	0,362
h	Ayudante electricista.	0,02	16,4	0,328
		Subtotal mano de obra:		0,69
Costes directos complementarios				
%	Costes directos complementarios	2.000	39,7	0,794
		Costes directos		6,684

Tabla 8. Cable eléctrico 70 mm2.

m.	Cable eléctrico 240 mm2			
Cable eléctrico-EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio Unitario	Importe
Materiales				
Ud.	240 mm2	2,000	21,30	42,60
		Subtotal material:		42,6
Mano de obra				
h	Oficial 1ª electricista.	0,02	18,1	0,362
h	Ayudante electricista.	0,02	16,4	0,328
		Subtotal mano de obra:		0,69
Costes directos complementarios				
%	Costes directos complementarios	2.000	55,8	1,116
		Costes directos		44,406

Tabla 9. Cable eléctrico 240 mm2

m.	<b>Cable eléctrico 240x3 mm2</b>			
EXZHELLENT XXI 1000 V RZ1-K (AS).				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio Unitario	Importe
<b>Materiales</b>				
Ud.	240 mm2	1,000	54,31	54,31
		Subtotal material:		54,31
<b>Mano de obra</b>				
h	Oficial 1ª electricista.	0,02	18,1	0,362
h	Ayudante electricista.	0,02	16,4	0,328
		Subtotal mano de obra:		0,69
<b>Costes directos complementarios</b>				
%	Costes directos complementarios	2.000	88,81	1,7762
		Costes directos		56,7762

Tabla 10. Cable eléctrico 240x3 mm2.

Ud.	<b>Inversor</b>			
ABB PVS800-570630kW-B				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio Unitario	Importe
<b>Materiales</b>				
Ud.	PVS800	1,000	28600,00	28600,00
		Subtotal material:		28600
<b>Mano de obra</b>				
h	Oficial 1ª electricista.	0,58	18,1	10,498
h	Ayudante electricista.	0,58	16,4	9,512
		Subtotal mano de obra:		20,01
<b>Costes directos complementarios</b>				
%	Costes directos complementarios	2.000	28634,5	572,69
		Costes directos		29192,7

Tabla 11. Inversor.

Ud.	Transformador			
EHA-3 GE				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio Unitario	Importe
Materiales				
Ud.	EHA-3 GE	1,000	24000,00	24000,00
		Subtotal material:		24000
Mano de obra				
h	Oficial 1ª electricista.	0,58	18,1	10,498
		Subtotal mano de obra:		10,498
Costes directos complementarios				
%	Costes directos complementarios	2.000	24018,1	480,362
		Costes directos		24490,86

Tabla 14. Transformador.

Ud.	Cuadro de nivel I			
SMA DC-CMB U10-16				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio Unitario	Importe
Materiales				
Ud.	SMA	1,000	253,00	253,00
Ud.	Fusible 10,3x38-1000V CC-gPV.	16,000	9,00	144,00
		Subtotal material:		397
Mano de obra				
h	Oficial 1ª electricista.	0,55	18,1	9,955
		Subtotal mano de obra:		9,955
Costes directos complementarios				
%	Costes directos complementarios	2.000	280,1	5,602
		Costes directos		412,557

Tabla 15. Cuadro de nivel I.

Ud.	Seccionador			
Interruptor seccionador				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio Unitario	Importe
Materiales				
Ud.	NSX1000NA DC PV - 1000A SCHNEIDER	1,000	3000,00	3000,00
		Subtotal material:		3000
Mano de obra				
h	Oficial 1ª electricista.	0,351	18,1	6,3531
		Subtotal mano de obra:		6,3531
Costes directos complementarios				
%	Costes directos complementarios	2.000	3018,1	60,362
		Costes directos		3066,7151

Tabla 16. Seccionador.

Ud.	Interruptor automático			
Interruptor automático				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio Unitario	Importe
Materiales				
Ud.	NS1250N SCHNEIDER	1,000	700,00	700,00
Ud.		0,000	0,00	0,00
		Subtotal material:		700
Mano de obra				
h	Oficial 1ª electricista.	0,351	18,1	6,3531
				0
		Subtotal mano de obra:		6,3531
Costes directos complementarios				
%	Costes directos complementarios	2.000	718,1	14,362
		Costes directos		720,7151

Tabla 17. Interruptor automático.

Ud.	Vigilante de aislamiento			
Vigilante de aislamiento				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio Unitario	Importe
Materiales				
Ud.	FAC3	1,000	180,00	180,00
		Subtotal material:		180
Mano de obra				
h	Oficial 1 electricista	0,351	18,1	6,3531
		Subtotal mano de obra:		6,3531
Costes directos complementarios				
%	Costes directos complementarios	2.000	198,1	3,962
		Costes directos		190,3151

Tabla 18. Vigilante de aislamiento.

Ud.	Toma de tierra- Pica			
Toma de tierra con pica de 4 m de longitud.				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio Unitario	Importe
Materiales				
Ud.	Electrodo para red de toma de tierra cobreado con 300 µm, fabricado en acero, de 14 mm de diámetro y 4 m de longitud.	1,000	15,00	15,00
m	Conductor de cobre desnudo, de 50 mm <sup>2</sup> .	0,150	3,27	0,49
Ud.	Grapa abarcón para conexión de pica.	1,000	0,68	0,68
Ud.	Arqueta de polipropileno para toma de tierra, de 300x300 mm, con tapa de registro.	1,000	50,32	50,32
Ud.	Puente para comprobación de puesta a tierra de la instalación eléctrica.	1,000	31,28	31,28
Ud.	Saco de 5 kg de sales minerales para la mejora de la conductividad de puestas a tierra.	0,333	2,38	0,79
Ud.	Material auxiliar para instalaciones de toma de tierra.	1,000	0,78	0,78
		Subtotal material:		99,34304
Mano de obra				
h	Oficial 1ª electricista.	0,28	18,1	5,068
h	Ayudante electricista.	0,28	16,4	4,592
h	Peón ordinario construcción.	0,02	16,2	0,324
		Subtotal mano de obra:		9,984
Costes directos complementarios				
%	Costes directos complementarios	2.000	51,48	1,0296
		Costes directos		110,36

Tabla 19. Pica de 4 metros para toma tierra.

Ud.	Toma de tierra- Pica			
Toma de tierra con pica de 6 m de longitud.				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio Unitario	Importe
Materiales				
Ud.	Electrodo para red de toma de tierra cobreado con 300 µm, fabricado en acero, de 14 mm de diámetro y 6 m de longitud.	1,000	21,00	21,00
m	Conductor de cobre desnudo, de 50 mm <sup>2</sup> .	0,150	3,27	0,49
Ud.	Grapa abarcón para conexión de pica.	1,000	0,68	0,68
Ud.	Arqueta de polipropileno para toma de tierra, de 300x300 mm, con tapa de registro.	1,000	50,32	50,32
Ud.	Puente para comprobación de puesta a tierra de la instalación eléctrica.	1,000	31,28	31,28
Ud.	Saco de 5 kg de sales minerales para la mejora de la conductividad de puestas a tierra.	0,333	2,38	0,79
Ud.	Material auxiliar para instalaciones de toma de tierra.	1,000	0,78	0,78
		<b>Subtotal material:</b>		<b>105,34304</b>
Mano de obra				
h	Oficial 1ª electricista.	0,28	18,1	5,068
h	Ayudante electricista.	0,28	16,4	4,592
h	Peón ordinario construcción.	0,02	16,2	0,324
		<b>Subtotal mano de obra:</b>		<b>9,984</b>
Costes directos complementarios				
%	Costes directos complementarios	2.000	51,48	1,0296
		Costes directos		<b>116,36</b>

Tabla 20. Pica de 6 metros para toma tierra.

m.		Conductor de tierra		
Cable rígido desnudo de cobre, 50 mm <sup>2</sup> .				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio Unitario	Importe
Materiales				
m	Conductor de cobre desnudo, de 50 mm <sup>2</sup> .	1,000	3,27	3,27
Ud.	Material auxiliar	0,100	0,80	0,08
		Subtotal material:		3,35
Mano de obra				
h	Oficial 1ª electricista.	0,1	18,1	1,81
				0
		Subtotal mano de obra:		1,81
Costes directos complementarios				
%	Costes directos complementarios	2.000	22,17	0,4434
		Costes directos		5,6034

Tabla 21. Conductor de tierra.

M <sup>2</sup> .		Limpieza de terreno		
Limpieza de terreno, retirada de arbustos, malezas, malezas. Posterior carga al camion				
Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio Unitario	Importe
Materiales				
h	Motosierra a gasolina.	0,010	2,00	0,02
h	Pala cargadora	0,001	18,00	0,02
		Subtotal material:		0,038
Mano de obra				
h	Peón de construcción.	0,06	7,2	0,432
				0
		Subtotal mano de obra:		0,432
Costes directos complementarios				
%	Costes directos complementarios	2.000	27,2	0,544
		Costes directos		1,014

Tabla 22. Limpieza de terreno.

# BIBLIOGRAFÍA

<https://www.google.es/maps>

<http://www.nclavegroup.com/>

<http://degeriberica.com/>

<http://www.solener.info>

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

<https://webosolar.com>

<https://www.merkasol.com/Panel-Solar-Policristalino-ATERSA-A-255P-ULTRA>

<https://autosolar.es>

<https://atersa.shop/panel-solar-a-325p-ultra-46.html>

<http://sunfer-energy.com/>

<https://new.abb.com/power-converters-inverters/es/solar/inversores-centrales/pvs800-57>

<http://files.sma.de/dl/26721/DC-CMB-U-DEN1629-V15web.pdf>

[https://www.inelec.net/ficheros/Fusibles\\_10x38\\_de\\_1\\_a\\_20\\_A\\_1000Vcc.pdf](https://www.inelec.net/ficheros/Fusibles_10x38_de_1_a_20_A_1000Vcc.pdf)

<http://www.df-sa.es/es/?portfolio=fusibles-nh-gpv>

[https://www.construmatica.com/archivos/28205/distribucion\\_electrica\\_en\\_media\\_tension/centros\\_de\\_transformacion\\_media\\_tension\\_baja\\_tension/catalogo\\_plt\\_3\\_eha\\_3\\_ehs\\_3\\_ge.pdf](https://www.construmatica.com/archivos/28205/distribucion_electrica_en_media_tension/centros_de_transformacion_media_tension_baja_tension/catalogo_plt_3_eha_3_ehs_3_ge.pdf)

[https://cdn.generalcable.com/assets/documents/LATAM%20Documents/Chile%20Site/Productos%20v%20Soluciones/ERNC/Solares/Exzhellent-Solar-ZZ-F-\(AS\).pdf?ext=.pdf](https://cdn.generalcable.com/assets/documents/LATAM%20Documents/Chile%20Site/Productos%20v%20Soluciones/ERNC/Solares/Exzhellent-Solar-ZZ-F-(AS).pdf?ext=.pdf)

[https://www.google.es/search?q=EXZHELLENT+SOLAR+XZ1FA3Z%E2%80%90K+\(AS\)+1%2C8+kV+DC+%E2%80%90+0%2C6%2F1+kV+AC.&rlz=1C1GGRV\\_enES763ES763&oq=EXZHELLENT+SOLAR+XZ1FA3Z%E2%80%90K+\(AS\)+1%2C8+kV+DC+%E2%80%90+0%2C6%2F1+kV+AC.&aqs=chrome..69i57.678j0j7&sourceid=chrome&ie=UTF-8](https://www.google.es/search?q=EXZHELLENT+SOLAR+XZ1FA3Z%E2%80%90K+(AS)+1%2C8+kV+DC+%E2%80%90+0%2C6%2F1+kV+AC.&rlz=1C1GGRV_enES763ES763&oq=EXZHELLENT+SOLAR+XZ1FA3Z%E2%80%90K+(AS)+1%2C8+kV+DC+%E2%80%90+0%2C6%2F1+kV+AC.&aqs=chrome..69i57.678j0j7&sourceid=chrome&ie=UTF-8)

[http://www.proat.es/cont\\_images/1467971041.pdf](http://www.proat.es/cont_images/1467971041.pdf)

<http://www.generadordeprecios.info/>

<https://www.schneider-electric.es/es/product/LV438971/interruptor-seccionador-compact-nsx1000na-dc-pv---1000a---4p/>

<https://www.schneider-electric.es/es/product/33478/interruptor-autom%C3%A1tico-compact-ns1250n---micrologic-2.0---1250-a---3-polos--fijo>

[http://www2.schneider-electric.com/resources/sites/SCHNEIDER\\_ELECTRIC/content/live/FAQS/133000/FA133912/es\\_ES/Manual%20de%20Usuario%20Micrologic%202.0A,%205.0A,%206.0A,%207.0A.pdf](http://www2.schneider-electric.com/resources/sites/SCHNEIDER_ELECTRIC/content/live/FAQS/133000/FA133912/es_ES/Manual%20de%20Usuario%20Micrologic%202.0A,%205.0A,%206.0A,%207.0A.pdf)

<http://www.omie.es/inicio>

<http://www.epexspot.com/en/>

# ANEXOS

## ANEXOS

1. ANEXO 1: IRRADIACIÓN Y TEMPERATURA EN UN DÍA GENÉRICO DE MES.
2. ANEXO 2: CAÍDA DE TENSIÓN STRING-CUADRO DE NIVEL I.
3. ANEXO 3: SECCIONES POR CAÍDA DE TENSIÓN.

## ANEXO 1: IRRADIACIÓN Y TEMPERATURA EN UN DÍA GENÉRICO DE MES.

ENERO	G (W/m <sup>2</sup> )			
	HORA	$\beta_{opt}=30.5^\circ$	Seguidor 2 ejes	Tdiurna (C°)
	7:37	24	12	7,8
	7:52	36	18	8
	8:07	167	363	8,2
	8:22	215	427	8,5
	8:37	263	480	8,8
	8:52	308	522	9,1
	9:07	351	558	9,4
	9:22	391	588	9,7
	9:37	428	612	10
	9:52	463	633	10,4
	10:07	494	650	10,7
	10:22	523	665	11
	10:37	547	677	11,3
	10:52	569	686	11,6
	11:07	587	694	11,9
	11:22	601	700	12,2
	11:37	612	704	12,5
	11:52	619	707	12,7
	12:07	623	709	12,9
	12:22	623	709	13,1
	12:37	619	707	13,2
	12:52	612	704	13,3
	13:07	601	700	13,4
	13:22	587	694	13,5
	13:37	569	686	13,5
	13:52	547	677	13,5
	14:07	523	665	13,4
	14:22	494	650	13,4
	14:37	463	633	13,2
	14:52	428	612	13,1
	15:07	391	588	12,9
	15:22	351	558	12,7
	15:37	308	522	12,4
	15:52	263	480	12,1
	16:07	215	427	11,8

**PROYECTO DE FINALDE GRADO**
**ETSII**

16:22	167	363	11,5
16:37	110	271	11,2
16:52	24	12	10,9

FEBRERO HORA	G (W/m <sup>2</sup> )		Tdiurna (C°)
	$\beta_{opt}=30.5^\circ$	Seguidor 2 ejes	
7:07	23	12	7
7:22	92	259	7,2
7:37	147	355	7,5
7:52	198	426	7,8
8:07	249	484	8,1
8:22	299	532	8,4
8:37	347	572	8,7
8:52	393	605	9
9:07	437	632	9,3
9:22	479	656	9,6
9:37	518	675	9,9
9:52	553	692	10,1
10:07	586	706	10,4
10:22	615	717	10,7
10:37	641	726	10,9
10:52	663	734	11,2
11:07	681	740	11,4
11:22	696	745	11,6
11:37	708	748	11,8
11:52	715	750	12
12:07	719	751	12,2
12:22	719	751	12,3
12:37	715	750	12,4
12:52	708	748	12,5
13:07	696	745	12,6
13:22	681	740	12,7
13:37	663	734	12,7
13:52	641	726	12,7
14:07	615	717	12,7
14:22	586	706	12,7
14:37	553	692	12,6
14:52	518	675	12,5
15:07	479	656	12,3

**PROYECTO DE FINALDE GRADO**
**ETSII**

15:22	437	632	12,2
15:37	393	605	12
15:52	347	572	11,7
16:07	299	532	11,5
16:22	249	484	11,2
16:37	198	426	10,9
16:52	147	355	10,7
17:07	92	259	10,4
17:22	23	12	10,1

MARZO	G (W/m <sup>2</sup> )		
HORA	$\beta_{opt}=30.5^\circ$	Seguidor 2 ejes	Tdiurna (C°)
6:37	51	206	8,8
6:52	96	332	9,1
7:07	143	416	9,5
7:22	192	485	9,8
7:37	243	541	10,2
7:52	294	587	10,6
8:07	345	626	11
8:22	394	659	11,3
8:37	441	686	11,7
8:52	486	709	12
9:07	529	728	12,3
9:22	569	744	12,6
9:37	607	757	12,9
9:52	641	768	13,1
10:07	672	777	13,3
10:22	700	784	13,5
10:37	724	790	13,7
10:52	745	794	13,8
11:07	763	798	13,9
11:22	777	800	14,1
11:37	788	802	14,2
11:52	795	803	14,3
12:07	798	804	14,4
12:22	798	804	14,5
12:37	795	803	14,6
12:52	788	802	14,7
13:07	777	800	14,7
13:22	763	798	14,8
13:37	745	794	14,8
13:52	724	790	14,8

**PROYECTO DE FINALDE GRADO**
**ETSII**

14:07	700	784	14,8
14:22	672	777	14,8
14:37	641	768	14,7
14:52	607	757	14,7
15:07	569	744	14,5
15:22	529	728	14,4
15:37	486	709	14,2
15:52	441	686	14
16:07	394	659	13,8
16:22	345	626	13,5
16:37	294	587	13,2
16:52	243	541	13
17:07	192	485	12,7
17:22	143	416	12,4
17:37	96	332	12,2
17:52	51	206	11,9

ABRIL HORA	G (W/m <sup>2</sup> )		Tdiurna (C°)
	$\beta_{opt}=30.5^\circ$	Seguidor 2 ejes	
5:52	24	12	11,1
6:07	39	215	11,4
6:22	62	312	11,6
6:37	97	388	12
6:52	137	451	12,3
7:07	180	504	12,7
7:22	224	549	13,1
7:37	270	587	13,6
7:52	316	620	14
8:07	361	648	14,4
8:22	405	671	14,8
8:37	447	691	15,2
8:52	488	708	15,5
9:07	527	722	15,8
9:22	563	733	16
9:37	597	743	16,2
9:52	629	750	16,4
10:07	657	757	16,5
10:22	682	762	16,6
10:37	705	765	16,7
10:52	724	768	16,8
11:07	740	771	16,8
11:22	753	772	16,9

**PROYECTO DE FINALDE GRADO**
**ETSII**

11:37	763	773	16,9
11:52	770	774	17
12:07	773	774	17
12:22	773	774	17,1
12:37	770	774	17,1
12:52	763	773	17,2
13:07	753	772	17,2
13:22	740	771	17,3
13:37	724	768	17,3
13:52	705	765	17,3
14:07	682	762	17,3
14:22	657	757	17,3
14:37	629	750	17,3
14:52	597	743	17,3
15:07	563	733	17,2
15:22	527	722	17,1
15:37	488	708	17
15:52	447	691	16,9
16:07	405	671	16,98
16:22	361	648	16,6
16:37	316	620	16,4
16:52	270	587	16,2
17:07	224	549	16
17:22	180	504	15,8
17:37	137	451	15,5
17:52	97	388	15,3
18:07	62	312	15,1
18:22	39	215	14,8
18:37	24	12	14,5

MAYO	G (W/m <sup>2</sup> )		
	$\beta_{opt}=30.5^\circ$	Seguidor 2 ejes	Tdiurna (C°)
5:22	24	107	14,1
5:37	39	205	14,3
5:52	53	302	14,5
6:07	66	380	14,8
6:22	90	448	15,1
6:37	127	506	15,4
6:52	168	556	15,8
7:07	211	598	16,2
7:22	256	635	16,6
7:37	301	667	17

**PROYECTO DE FINALDE GRADO**
**ETSII**

7:52	346	695	17,4
8:07	391	718	17,8
8:22	435	738	18,2
8:37	477	755	18,6
8:52	518	769	18,9
9:07	557	780	19,2
9:22	593	790	19,5
9:37	627	797	19,7
9:52	659	804	19,9
10:07	687	808	20
10:22	713	812	20,2
10:37	735	815	20,3
10:52	755	817	20,4
11:07	771	819	20,4
11:22	784	820	20,5
11:37	794	821	20,6
11:52	801	821	20,6
12:07	804	821	20,7
12:22	804	821	20,8
12:37	801	821	20,8
12:52	794	821	20,9
13:07	784	820	20,9
13:22	771	819	21
13:37	755	817	21
13:52	735	815	21
14:07	713	812	21
14:22	687	808	21
14:37	659	804	21
14:52	627	797	20,9
15:07	593	790	20,9
15:22	557	780	20,8
15:37	518	769	20,7
15:52	477	755	20,6
16:07	435	738	20,4
16:22	391	718	20,3
16:37	346	695	20,1
16:52	301	667	19,9
17:07	256	635	19,7
17:22	211	598	19,5
17:37	168	556	19,2
17:52	127	506	19
18:07	90	448	18,7
18:22	66	380	18,4

**PROYECTO DE FINALDE GRADO**
**ETSII**

18:37	53	302	18,1
18:52	39	205	17,8

JUNIO	G (W/m <sup>2</sup> )		Tdiurna (C°)
	$\beta_{opt}=30.5^\circ$	Seguidor 2 ejes	
HORA			
5:07	21	11	18,1
5:22	34	199	18,2
5:37	46	298	18,4
5:52	58	383	18,6
6:07	70	457	18,8
6:22	93	523	19,1
6:37	132	580	19,4
6:52	175	629	19,7
7:07	221	672	20
7:22	268	710	20,3
7:37	316	743	20,7
7:52	365	771	21
8:07	413	795	21,3
8:22	461	815	21,7
8:37	507	833	22
8:52	551	848	22,4
9:07	594	860	22,7
9:22	634	870	23
9:37	672	878	23,3
9:52	707	885	23,5
10:07	739	890	23,8
10:22	767	895	24,1
10:37	793	898	24,3
10:52	815	900	24,5
11:07	833	902	24,7
11:22	848	903	24,9
11:37	859	904	25,1
11:52	867	905	25,2
12:07	870	905	25,4
12:22	870	905	25,5
12:37	867	905	25,7
12:52	859	904	25,8
13:07	848	903	25,8
13:22	833	902	25,9
13:37	815	900	26
13:52	793	898	26
14:07	767	895	26

**PROYECTO DE FINALDE GRADO**
**ETSII**

14:22	739	890	26
14:37	707	885	25,9
14:52	672	878	25,9
15:07	634	870	25,8
15:22	594	860	25,7
15:37	551	848	25,5
15:52	507	833	25,3
16:07	461	815	25,1
16:22	413	795	24,9
16:37	365	771	24,7
16:52	316	743	24,5
17:07	268	710	24,2
17:22	221	672	23,9
17:37	175	629	23,6
17:52	132	580	23,3
18:07	93	523	23
18:22	70	457	22,7
18:37	58	383	22,4
18:52	46	298	22,1
19:07	34	199	-

JULIO HORA	G (W/m <sup>2</sup> )		Tdiurna (C°)
	$\beta_{opt}=30.5^\circ$	Seguidor 2 ejes	
5:07	14	7	21.1
5:22	27	158	21,3
5:37	39	271	21,4
5:52	51	366	21,6
6:07	62	451	21,8
6:22	86	525	22,1
6:37	126	589	22,4
6:52	171	645	22,7
7:07	220	693	23
7:22	270	735	23,4
7:37	322	772	23,7
7:52	374	803	24,1
8:07	426	829	24,5
8:22	478	852	24,8
8:37	528	872	25,2
8:52	576	888	25,6
9:07	622	902	25,9
9:22	666	913	26,2
9:37	707	922	26,6

**PROYECTO DE FINALDE GRADO**
**ETSII**

9:52	745	930	26,9
10:07	780	936	27,1
10:22	812	941	27,4
10:37	839	945	27,7
10:52	863	948	27,9
11:07	884	950	28,1
11:22	900	951	28,4
11:37	912	952	28,6
11:52	920	953	28,8
12:07	925	954	29
12:22	925	954	29,1
12:37	920	953	29,3
12:52	912	952	29,4
13:07	900	951	29,5
13:22	884	950	29,6
13:37	863	948	29,7
13:52	839	945	29,8
14:07	812	941	29,8
14:22	780	936	29,8
14:37	745	930	29,7
14:52	707	922	29,7
15:07	666	913	29,6
15:22	622	902	29,4
15:37	576	888	29,2
15:52	528	872	29
16:07	478	852	28,8
16:22	426	829	28,6
16:37	374	803	28,3
16:52	322	772	28
17:07	270	735	27,7
17:22	220	693	27,4
17:37	171	645	27
17:52	126	589	26,7
18:07	86	525	26,3
18:22	62	451	26
18:37	51	366	25,7
18:52	39	271	25,3
19:07	27	158	-

AGOSTO	G (W/m <sup>2</sup> )		
HORA	$\beta_{opt}=30.5^\circ$	Seguidor 2 ejes	Tdiurna (C°)
5:37	17	8	21,8

**PROYECTO DE FINALDE GRADO**
**ETSII**

5:52	31	171	22
6:07	44	280	22,2
6:22	67	372	22,5
6:37	104	453	22,8
6:52	147	522	23,1
7:07	194	582	23,4
7:22	244	634	24,2
7:37	295	678	24,2
7:52	347	717	24,6
8:07	400	750	25
8:22	451	778	25,4
8:37	502	802	25,8
8:52	550	822	26,1
9:07	597	839	26,4
9:22	641	854	26,7
9:37	683	866	27
9:52	721	876	27,3
10:07	756	884	27,5
10:22	788	890	27,7
10:37	816	895	27,9
10:52	840	899	28,1
11:07	860	902	28,3
11:22	877	905	28,5
11:37	889	906	28,6
11:52	897	907	28,8
12:07	901	908	28,9
12:22	901	908	29,1
12:37	897	907	29,2
12:52	889	906	29,3
13:07	877	905	29,5
13:22	860	902	29,6
13:37	840	899	29,6
13:52	816	895	29,7
14:07	788	890	29,7
14:22	756	884	29,7
14:37	721	876	29,6
14:52	683	866	29,6
15:07	641	854	29,4
15:22	597	839	29,3
15:37	550	822	29
15:52	502	802	28,8
16:07	451	778	28,5
16:22	400	750	28,3

**PROYECTO DE FINALDE GRADO**
**ETSII**

16:37	347	717	27,9
16:52	295	678	27,6
17:07	244	634	27,3
17:22	194	582	27
17:37	147	522	26,6
17:52	104	453	26,3
18:07	67	372	26
18:22	44	280	25,7
18:37	31	171	25,4
18:52	17	8	25,1

SEPTIEMBRE	G (W/m <sup>2</sup> )		Tdiurna (C°)
	HORA	$\beta_{opt}=30.5^\circ$ Seguidor 2 ejes	
6:07	12	6	18.8
6:22	30	141	19
6:37	62	253	19,3
6:52	100	343	19,7
7:07	144	420	20,1
7:22	191	486	20,5
7:37	240	541	20,9
7:52	291	588	21,3
8:07	341	628	21,8
8:22	391	662	22,2
8:37	440	691	22,6
8:52	487	715	23
9:07	532	736	23,3
9:22	574	754	23,6
9:37	614	769	23,9
9:52	651	781	24,2
10:07	684	791	24,4
10:22	714	799	24,6
10:37	741	806	24,7
10:52	764	811	24,9
11:07	783	816	25
11:22	799	819	25,1
11:37	810	821	25,2
11:52	818	822	25,2
12:07	822	823	25,3
12:22	822	823	25,3
12:37	818	822	25,3
12:52	810	821	25,3
13:07	799	819	25,3

**PROYECTO DE FINALDE GRADO**
**ETSII**

13:22	783	816	25,3
13:37	764	811	25,2
13:52	741	806	25,2
14:07	714	799	25,1
14:22	684	791	25
14:37	651	781	24,9
14:52	614	769	24,8
15:07	574	754	24,7
15:22	532	736	24,5
15:37	487	715	24,4
15:52	440	691	24,2
16:07	391	662	24
16:22	341	628	23,8
16:37	291	588	23,6
16:52	240	541	23,4
17:07	191	486	23,2
17:22	144	420	23
17:37	100	343	22,8
17:52	62	253	22,5
18:07	30	141	22,3
18:22	12	6	22,1

OCTUBRE	G (W/m <sup>2</sup> )		Tdiurna (C°)
	$\beta_{opt}=30.5^\circ$	Seguidor 2 ejes	
HORA			
6:52	24	12	16,4
7:07	81	251	16,8
7:22	134	354	17,1
7:37	185	430	17,5
7:52	236	492	17,8
8:07	287	543	18,2
8:22	338	585	18,5
8:37	386	620	18,9
8:52	433	650	19,2
9:07	477	675	19,5
9:22	519	696	19,8
9:37	558	713	20,1

**PROYECTO DE FINALDE GRADO**
**ETSII**

9:52	594	728	20,3
10:07	626	740	20,5
10:22	656	751	20,7
10:37	682	759	20,9
10:52	704	765	21
11:07	722	771	21,2
11:22	737	775	21,3
11:37	749	778	21,4
11:52	756	779	21,5
12:07	760	780	21,6
12:22	760	780	21,7
12:37	756	779	21,8
12:52	749	778	21,9
13:07	737	775	21,9
13:22	722	771	21,9
13:37	704	765	21,9
13:52	682	759	21,9
14:07	656	751	21,9
14:22	626	740	21,8
14:37	594	728	21,7
14:52	558	713	21,6
15:07	519	696	21,4
15:22	477	675	21,2
15:37	433	650	20,9
15:52	386	620	20,6
16:07	338	585	20,3
16:22	287	543	20
16:37	236	492	19,7
16:52	185	430	19,4
17:07	134	354	19,1
17:22	81	251	18,7

NOVIEMBRE	G (W/m <sup>2</sup> )		
HORA	$\beta_{opt}=30,5^\circ$	Seguidor 2 ejes	Tdiurna (C°)
7:22	18	9	12
7:37	30	16	12,3
7:52	143	315	12,6
8:07	193	384	12,8
8:22	242	441	13,1
8:37	289	488	13,4
8:52	334	526	13,7
9:07	376	558	13,9

**PROYECTO DE FINALDE GRADO**
**ETSII**

9:22	416	585	14,2
9:37	454	607	14,4
9:52	488	626	14,6
10:07	519	642	14,9
10:22	547	655	15,1
10:37	572	666	15,2
10:52	593	675	15,4
11:07	611	682	15,6
11:22	625	687	15,7
11:37	636	691	15,9
11:52	643	694	16
12:07	647	695	16,1
12:22	647	695	16,2
12:37	643	694	16,3
12:52	636	691	16,4
13:07	625	687	16,4
13:22	611	682	16,5
13:37	593	675	16,5
13:52	572	666	16,5
14:07	547	655	16,5
14:22	519	642	16,4
14:37	488	626	16,3
14:52	454	607	16,2
15:07	416	585	16
15:22	376	558	15,9
15:37	334	526	15,6
15:52	289	488	15,4
16:07	242	441	15,2
16:22	193	384	14,9
16:37	143	315	14,6
16:52	87	213	14,4
17:07	18	9	14,1

DICIEMBRE	G (W/m <sup>2</sup> )		Tdiurna (C°)
	$\beta_{opt}=30.5^\circ$	Seguidor 2 ejes	
HORA			
7:37	16	8	8,9
7:52	27	14	9,2
8:07	36	20	9,4
8:22	197	372	9,7
8:37	244	428	9,9
8:52	290	474	10,2

**PROYECTO DE FINALDE GRADO**
**ETSII**

9:07	333	511	10,5
9:22	373	542	10,8
9:37	410	568	11,1
9:52	445	590	11,4
10:07	476	608	11,7
10:22	504	623	12
10:37	528	635	12,3
10:52	549	645	12,5
11:07	567	653	12,8
11:22	581	660	13
11:37	592	664	13,3
11:52	599	667	13,5
12:07	603	669	13,7
12:22	603	669	13,8
12:37	599	667	14
12:52	592	664	14,1
13:07	581	660	14,2
13:22	567	653	14,2
13:37	549	645	14,2
13:52	528	635	14,2
14:07	504	623	14,2
14:22	476	608	14,1
14:37	445	590	14
14:52	410	568	13,8
15:07	373	542	13,6
15:22	333	511	13,4
15:37	290	474	13,1
15:52	244	428	12,9
16:07	197	372	12,6
16:22	141	300	12,2
16:37	27	14	11,9
16:52	16	8	11,6

## ANEXO 2: CAÍDA DE TENSIÓN STRING-CUADRO DE NIVEL I

INVERSOR 1			STRING							
Caída tensión DC_1 hasta DC_2	FILAS		1	2	3	4	5	6	7	8
	1		1,28	1,34	1,32	1,43	1,36	1,43	1,29	1,34
0,97%	2		1,24	1,42	1,37	1,49	1,39	1,47	1,31	1,36
	3									
	1		0,51	0,82	1,13	1,44	1,13	1,32	1,02	1,13
0,2%	2		0,65	0,96	1,27	1,03	1,22	1,40	1,07	1,19
	3									
	1		0,43	0,74	1,05	1,36	1,05	1,24	1,43	1,05
0,12%	2		0,57	0,88	1,19	0,95	1,14	1,32	0,99	1,11
	3									
	1		0,35	0,66	0,97	1,28	0,97	1,15	1,34	0,97
0,03%	2		0,49	0,80	1,11	1,42	1,05	1,24	1,42	1,02
	3									
	1		0,53	0,84	1,15	1,46	1,15	1,34	1,03	1,15
0,22%	2		0,67	0,98	1,29	1,05	1,23	1,42	1,08	1,20
	3									

INVERSOR 2			STRING							
Caída tensión DC_1 hasta DC_2	FILAS		1	2	3	4	5	6	7	8
	1		0,54	0,85	1,16	1,47	1,16	1,34	1,04	1,16
0,22%	2		0,68	0,99	1,30	1,06	1,24	1,43	1,09	1,21
	3									
	1		0,60	0,91	1,22	1,03	1,22	1,40	1,10	1,22
0,29%	2		0,74	1,05	1,36	1,12	1,30	1,49	1,15	1,27
	3									
	1		0,42	0,74	1,05	1,36	1,05	1,23	1,42	1,05
0,11%	2		0,57	0,88	1,19	1,50	1,13	1,32	1,50	1,10
	3									
	1		0,61	0,92	1,23	1,04	1,23	1,42	1,11	1,23
0,3%	2		0,75	1,06	1,37	1,13	1,32	1,50	1,17	
	3									1,34

**PROYECTO DE FINALDE GRADO**
**ETSII**

	1		0,35	0,66	0,97	1,28	0,97	1,16	1,34	0,97
0,04%	2		0,49	0,80	1,11	1,42	1,06	1,24	1,43	1,02
	3									

INVERSOR 3			STRING							
Caída tensión DC_1 hasta DC_2	FILAS		1	2	3	4	5	6	7	8
	1		0,71	1,02	1,33	1,15	1,33	1,10	1,22	1,33
0,4%	2		0,82	1,16	1,47	1,23	1,42	1,15	1,27	1,39
	3									
	1		0,55	0,86	1,17	1,48	1,17	1,36	1,06	1,17
0,24%	2		0,69	1,00	1,31	1,07	1,26	1,44	1,11	1,23
	3									
	1		0,35	0,66	0,97	1,28	0,97	1,16	1,34	0,97
0,04%	2		0,49	0,80	1,11	1,42	1,05	1,24	1,43	1,02
	3									
	1		0,54	0,85	1,16	1,47	1,16	1,34	1,04	1,16
0,22%	2		0,68	0,99	1,30	1,06	1,24	1,43	1,09	1,21
	3									
	1		0,45	0,76	1,07	1,38	1,07	1,26	1,45	1,07
0,14%	2		0,59	0,90	1,21	0,97	1,16	1,34	1,01	1,13
	3									

INVERSOR 4			STRING							
Caída tensión DC_1 hasta DC_2	FILAS		1	2	3	4	5	6	7	8
	1		0,46	0,77	1,08	1,39	1,08	1,27	1,46	1,08
0,15%	2		0,60	0,91	1,22	0,98	1,17	1,35	1,02	1,14
	3									
	1		0,57	0,88	1,19	1,50	1,19	1,37	1,07	1,19
0,26%	2		0,71	1,02	1,33	1,09	1,27	1,46	1,12	1,24
	3									
	1		0,44	0,75	1,06	1,37	1,06	1,25	1,44	1,06
0,13%	2		0,58	0,89	1,20	0,96	1,15	1,33	1,00	1,12
	3									
	1		0,60	0,91	1,22	1,03	1,22	1,40	1,10	1,22
0,28%	2		0,74	1,05	1,36	1,11	1,30	1,49	1,15	1,27
	3									
	1		0,35	0,66	0,97	1,28	0,97	1,16	1,34	0,97
0,04%	2		0,49	0,80	1,11	1,42	1,05	1,24	1,43	1,02
	3									

INVERSOR 5			STRING							
Caída tensión DC_1 hasta DC_2	FILAS		1	2	3	4	5	6	7	8
	1		0,34	0,65	0,96	1,27	0,96	1,15	1,33	0,96
0,03%	2		0,48	0,79	1,10	1,41	1,04	1,23	1,42	1,01
	3									
	1		0,66	0,97	1,28	1,09	1,28	1,47		
0,35%	2		0,80	1,11	1,42	1,18	1,37	1,10		
	3		0,94	1,25	1,08	1,26	1,45	1,15		
	1		0,60	0,91	1,22	1,04	1,22	1,41	1,11	1,22
0,29%	2		0,74	1,05	1,36	1,12	1,31	1,49	1,16	1,27
	3									
	1		0,40	0,71	1,02	1,34	1,02	1,21	1,40	1,02
0,09%	2		0,54	0,85	1,16	1,48	1,11	1,29	1,48	1,08
	3									
	1		0,43	0,74	1,05	1,36	1,05	1,23	1,42	1,05
0,11%	2		0,57	0,88	1,19	1,50	1,13	1,32	1,50	1,10
	3									

INVERSOR 6			STRING							
Caída tensión DC_1 hasta DC_2	FILAS		1	2	3	4	5	6	7	8
	1		0,54	0,85	1,16	1,47	1,16	1,35	1,04	1,16
0,23%	2		0,68	0,99	1,30	1,06	1,25	1,43	1,10	1,21
	3									
	1		0,70	1,01	1,32	1,13	1,32	1,09	1,20	1,32
0,39%	2		0,84	1,15	1,46	1,22	1,41	1,14	1,26	1,37
	3									
	1		0,35	0,66	0,97	1,28	0,97	1,16	1,35	0,97
0,04%	2		0,49	0,80	1,11	1,42	1,06	1,24	1,43	1,03
	3									
	1		0,36	0,67	0,98	1,29	0,98	1,17	1,36	0,98
0,05%	2		0,50	0,81	1,12	1,43	1,07	1,25	1,44	1,03
	3									
5	1		0,48	0,79	1,10	1,41	1,10	1,29	1,47	1,10
0,17%	2		0,62	0,93	1,24	1,00	1,18	1,37	1,04	1,15
	3									

INVERSOR 7			STRING							
Caída tensión DC_1 hasta DC_2	FILAS		1	2	3	4	5	6	7	8
	1		0,45	0,76	1,08	1,39	1,08	1,26		
0,14%	2		0,64	0,91	1,22	0,97	1,16			
	3		0,73	1,05	1,36	1,06	1,24			
	4		0,81	1,21						
	1		0,50	0,81	1,12	1,43	1,12	1,31	1,50	1,12
0,19%	2		0,64	0,95	1,26	1,02	1,21	1,39	1,06	1,18
	3									
	1		0,35	0,66	0,97	1,28	0,97	1,15	1,34	0,97
0,03%	2		0,49	0,80	1,11	1,42	1,05	1,24	1,42	1,02
	3									
	1		0,35	0,66	0,97	1,28	0,62	1,16	1,34	1,53
0,04%	2		0,49	0,80	1,11	1,42	1,06	1,24	1,43	1,02
	3									
	1		0,48	0,79	1,10	1,41	1,10	1,29	1,47	1,10
0,17%	2		0,62	0,93	1,24	1,00	1,18	1,37	1,04	1,15
	3									

INVERSOR 8			STRING							
Caída tensión DC_1 hasta DC_2	FILAS		1	2	3	4	5	6	7	8
	1		0,77	1,09	1,40	1,21	1,40	1,16	1,28	1,40
0,46%	2									
	3									
	1		0,77	1,09	1,40	1,21	1,40	1,16	1,28	1,40
0,51%	2						1,48	1,22	1,33	1,45
	3									
	1		0,77	1,09	1,40	1,21	1,40	1,16	1,28	1,40
0,05%	2					1,29	1,48	1,22	1,33	1,45
	3		0,92	1,23	1,11					
	1		0,77	1,09	1,40	1,21	1,40			
0,18%	2		0,92	1,23	1,11	1,29	1,48	1,22	1,33	1,45
	3									
	1		0,77	1,09	1,40	1,21	1,40	1,16		
0,44%	2		0,92	1,23	1,11	1,29				
	3		0,92	1,23	1,11	1,29				
	4		1,06	1,37						
	5		1,20							

9	10	11	12
1,16	1,24	1,32	1,40
1,20	1,28	1,35	1,43
1,20	1,28	1,35	1,43
1,20	1,28	1,35	

## ANEXO 3: SECCIONES POR CAÍDA DE TENSIÓN

INVERSOR 1		STRING							
LINEAS	FILAS	1	2	3	4	5	6	7	8
1	1	1,5	2,5	4	4	6	6	10	10
	2	2,5	2,5	4	4	6	6	10	10
	3								
2	1	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	4	4
	2	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4	4
	3								
3	1	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4
	2	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4	4
	3								
4	1	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4
	2	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4
	3								
5	1	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	4	4
	2	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4	4
	3								

INVERSOR 2		STRING							
LINEAS	FILAS	1	2	3	4	5	6	7	8
1	1	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	4	4
	2	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4	4
	3								
2	1	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4	4
	2	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4	4
	3								
3	1	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4
	2	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4
	3								
4	1	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4	4
	2	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4	4
	3								4
5	1	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4
	2	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4
	3								

INVERSOR 3		STRING							
LINEAS	FILAS	1	2	3	4	5	6	7	8
1	1	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	4	4	4
	2	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	4	4	4
	3								
2	1	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	4	4
	2	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4	4
	3								
3	1	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4
	2	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4
	3								
4	1	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	4	4
	2	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4	4
	3								
5	1	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4
	2	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4	4
	3								

INVERSOR 4		STRING							
LINEAS	FILAS	1	2	3	4	5	6	7	8
1	1	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4
	2	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4	4
	3								
2	1	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	4	4
	2	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4	4
	3								
3	1	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4
	2	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4	4
	3								
4	1	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4	4
	2	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4	4
	3								
5	1	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4
	2	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4
	3								

INVERSOR 5		STRING							
LINEAS	FILAS	1	2	3	4	5	6	7	8
1	1	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4
	2	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4
	3								
2	1	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5		
	2	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	4		
	3	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4		
3	1	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4	4
	2	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4	4
	3								
4	1	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4
	2	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4
	3								
5	1	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4
	2	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4
	3								

INVERSOR 6		STRING							
LINEAS	FILAS	1	2	3	4	5	6	7	8
1	1	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	4	4
	2	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4	4
	3								
2	1	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	4	4	4
	2	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	4	4	4
	3								
3	1	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4
	2	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4
	3								
4	1	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4
	2	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4
	3								
5	1	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4
	2	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4	4
	3								

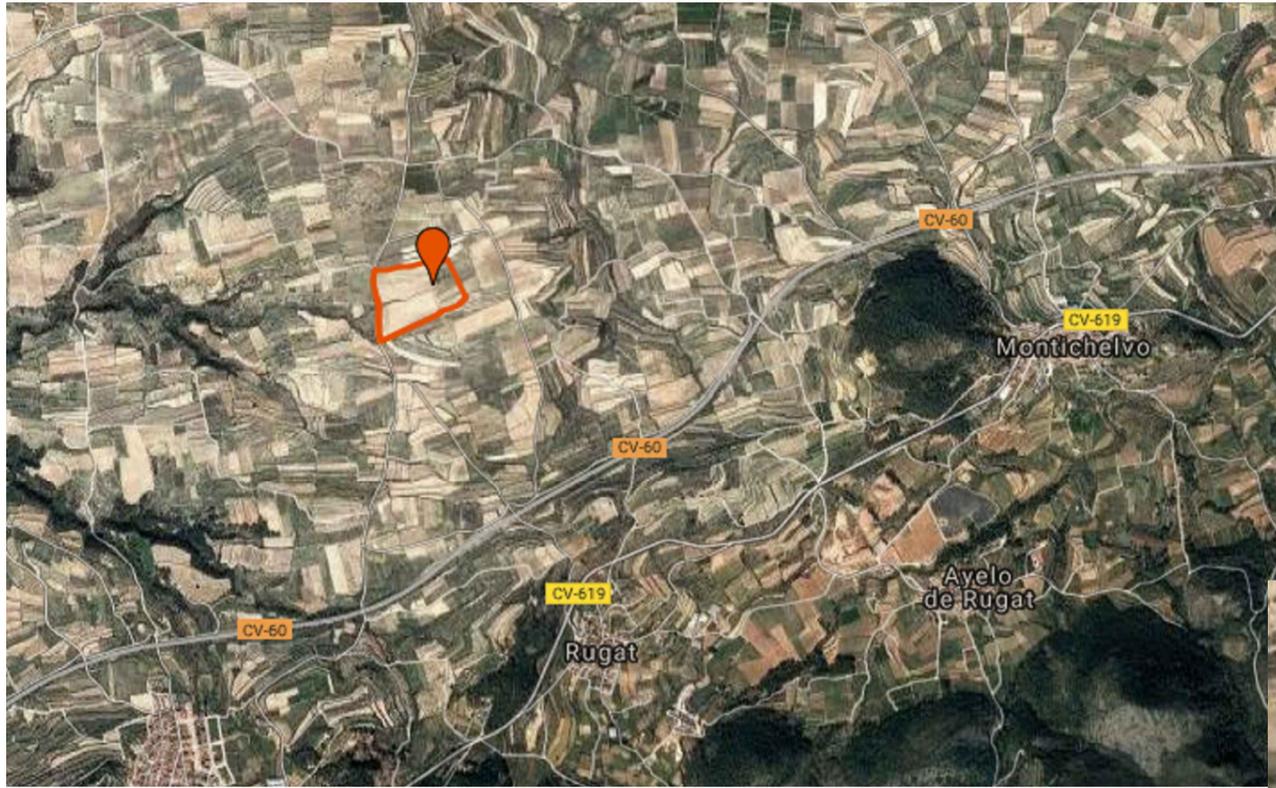
INVERSOR 7		STRING								
LINEAS	FILAS	1	2	3	4	5	6	7	8	
1	1	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5			
	2	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5				
	3	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5				
	4	1,5	1,5							
2	1	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4	
	2	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4	4	
	3									
3	1	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4	
	2	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4	
	3									
4	1	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4	
	2	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4	
	3									
5	1	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4	
	2	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4	4	
	3									

INVERSOR 8		STRING											
LINEAS	FILAS	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	4	4	4	6	6	6	6
	2									6	6	6	6
	3												
2	1	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	4	4	4				
	2					2,5	4	4	4	6	6	6	6
	3												
3	1	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	4	4	4				
	2				2,5	2,5	4	4	4				
	3	1,5	1,5	2,5									
4	1	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5							
	2	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4	4	4	6	6	6	
	3												
5	1	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	4						
	2	1,5	1,5	2,5	2,5								
	3	1,5	1,5	2,5	2,5								
	4	1,5	1,5										
	5	1,5											

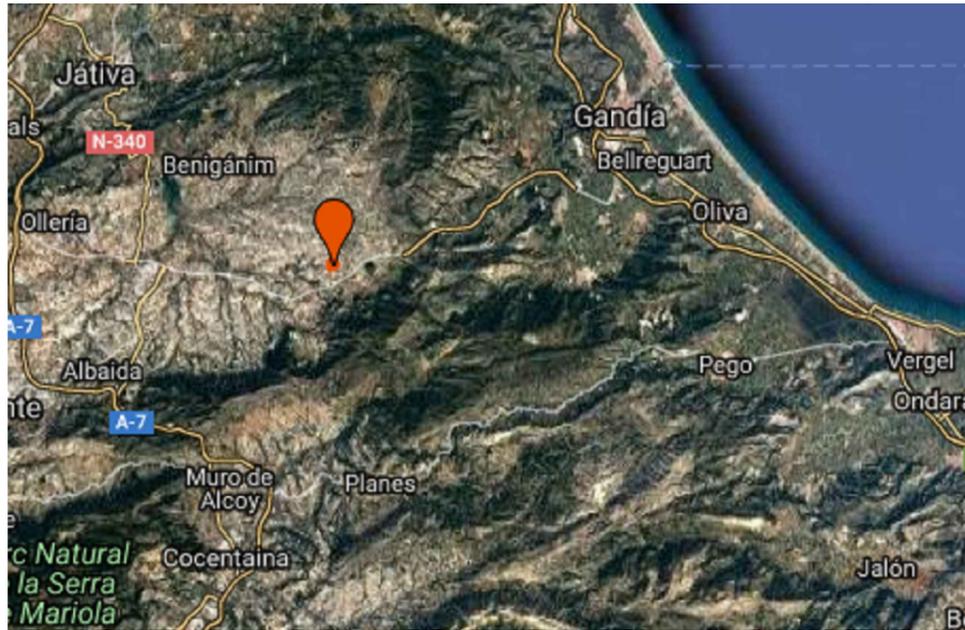
# PLANOS

## PLANOS

1. PLANO DE LOCALIZACIÓN
2. ESQUEMA DE LA INSTALACIÓN
3. DISPOSICIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS
4. PUESTA A TIERRA



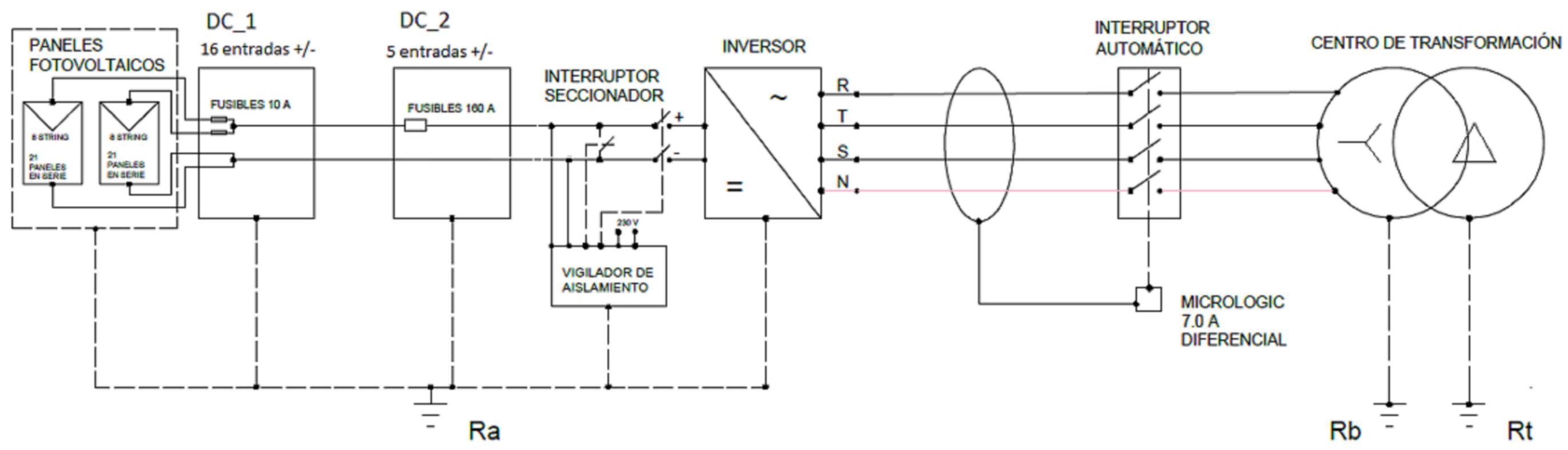
COORDENADAS:  
 Latitud: 38.89332  
 Longitud: -0.36954  
 SUPERFICIE: 7.3 hectáreas



CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

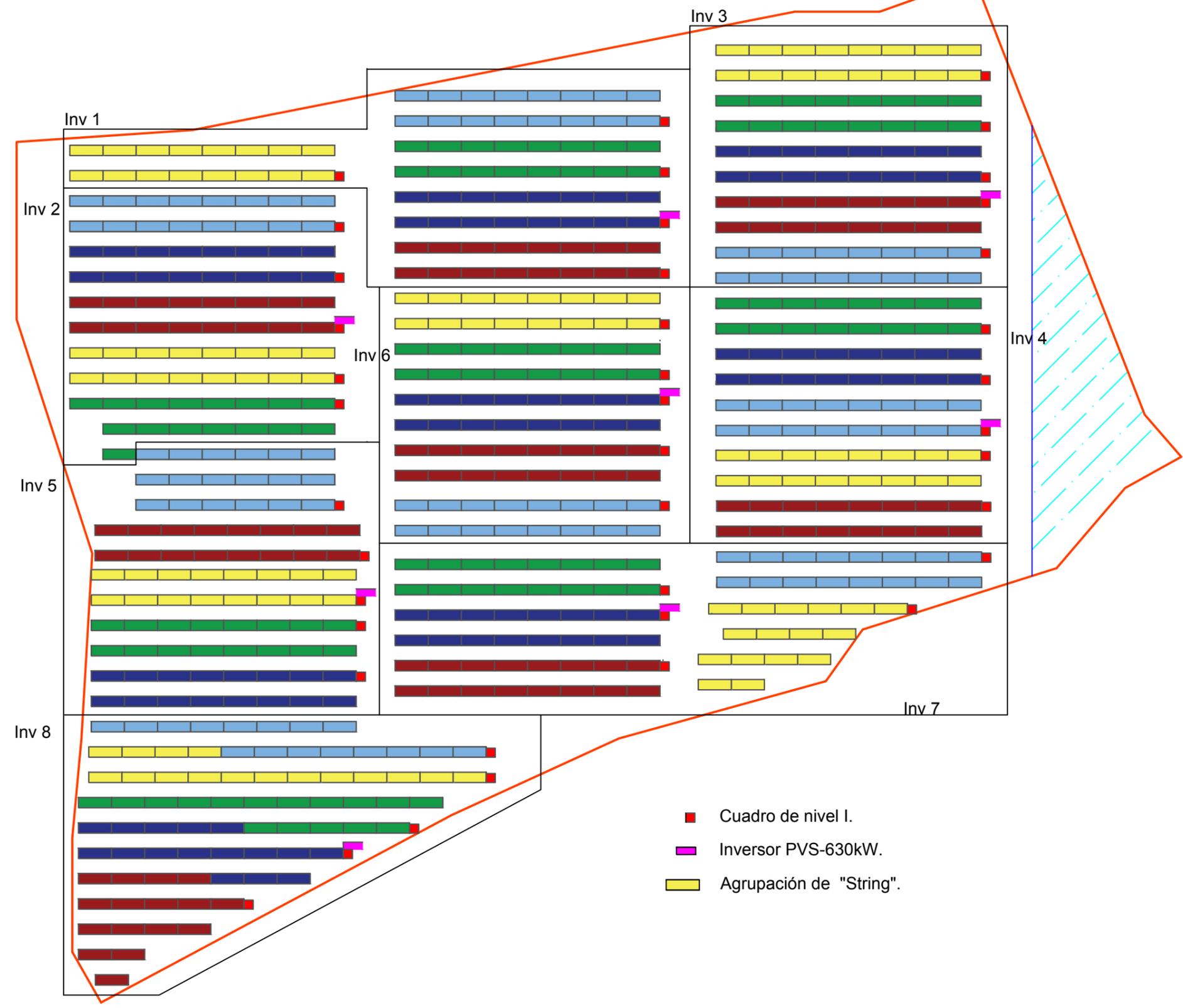
CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

<p>UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA</p> <p>ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIEROS INDUSTRIALES VALENCIA</p>	Proyecto: <b>INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 4.7 MW SITUADA EN RUGAT</b>	Plano: <b>Plano de localización</b>	Fecha: <b>Septiembre 2018</b>	Nº Plano: <b>1</b>
		Autor: <b>Vicent Ferrando Pelegero</b>	Escala:	



CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK



TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERIA EN TECNOLOGIAS INDUSTRIALES



Proyecto: **INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 4.7 MW SITUADA EN RUGAT**

Plano: **Disposición paneles fotovoltaicos**

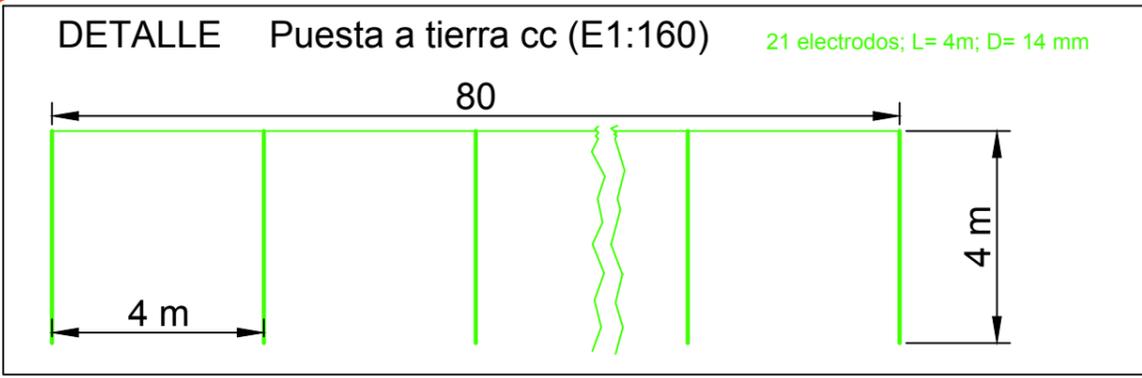
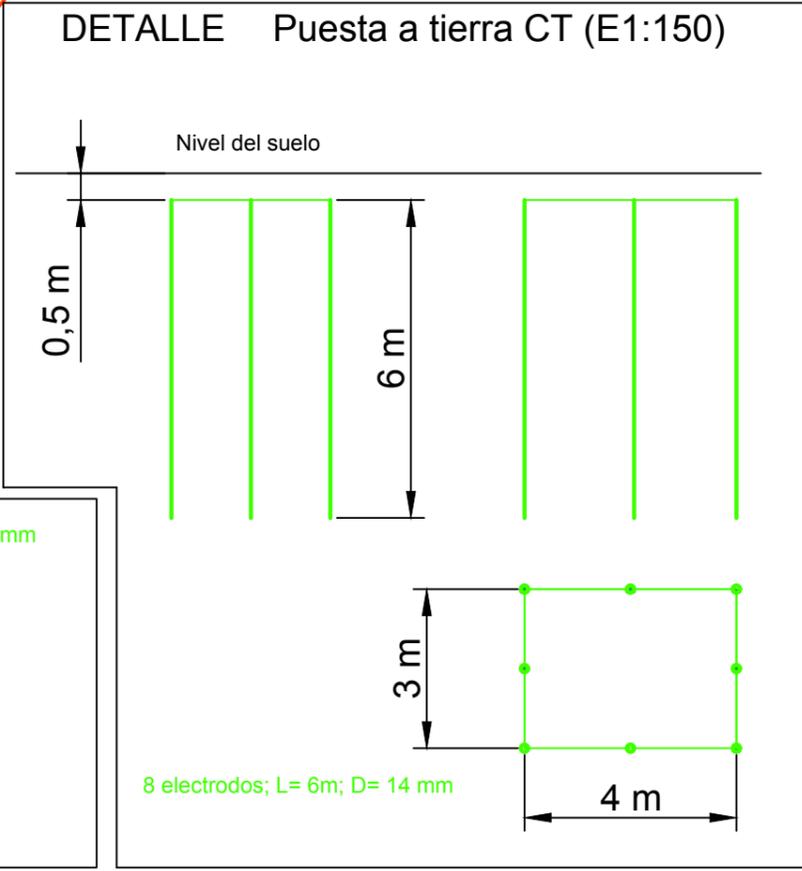
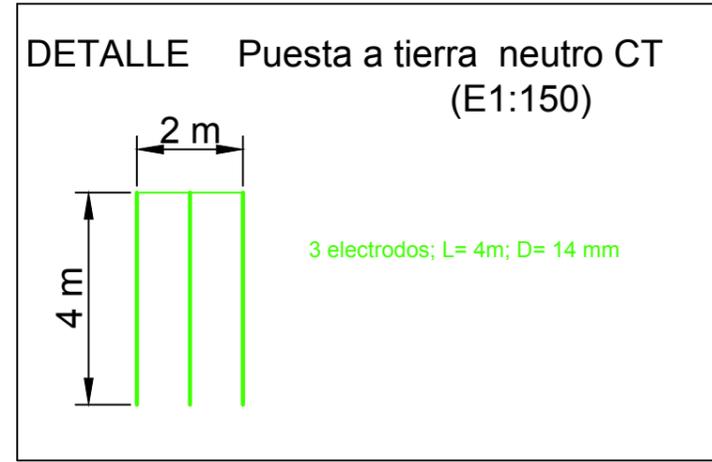
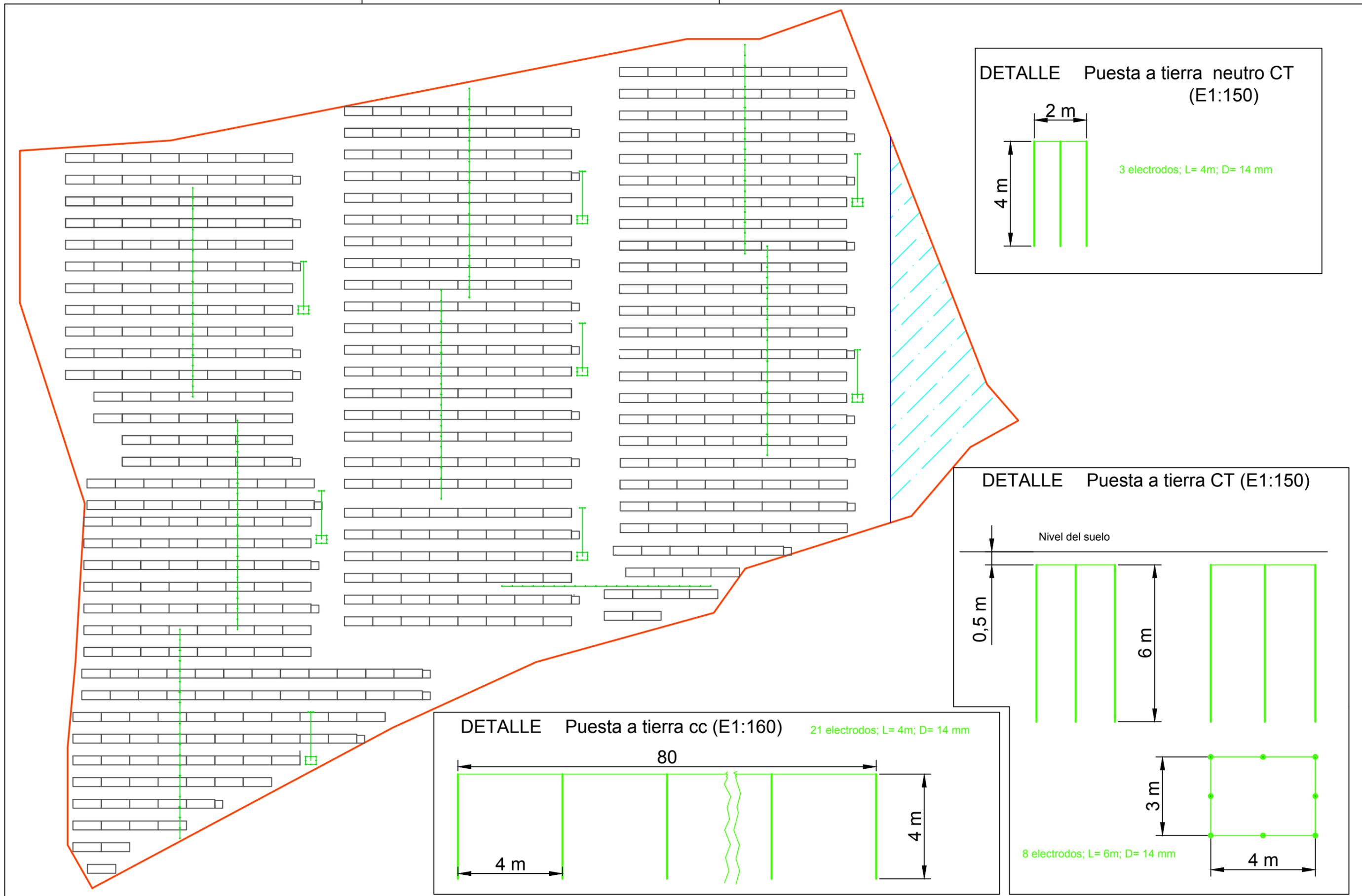
Autor: **Vicent Ferrando Pelegero**

Fecha: **Septiembre 2018**

Escala: **1:2000**

Nº Plano:

**3**



	Proyecto: <b>INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 4.7 MW SITUADA EN RUGAT</b>	Plano: <b>Puesta a tierra</b>	Fecha: <b>Septiembre 2018</b>	Nº Plano: <b>4</b>
		Autor: <b>Vicent Ferrando Pelegero</b>	Escala: <b>1:2000</b>	