



Escola Politècnica Superior  
d'Enginyeria de Vilanova i la Geltrú

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA

# TRABAJO FINAL DE GRADO

**TÍTULO:** “DESARROLLO DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, MEDIANTE TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA”

**AUTOR:** ENRIQUE FERNÁNDEZ ENCABO

**TITULACIÓN:** GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

**DIRECTOR:** EUSEBI MARTÍNEZ PIERA

**DEPARTAMENTO:** DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**FECHA:** VILANOVA I LA GELTRÚ, Octubre de 2015

**TÍTULO:** “ DESARROLLO DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA”

**APELLIDOS:** FERNANDEZ ENCABO

**NOMBRE:** ENRIQUE

**TITULACIÓN:** GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

**PLAN:**

**DIRECTOR:** EUSEBI MARTÍNEZ PIERA

**DEPARTAMENTO:** DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**CUALIFICACIÓN DEL PFC**

**TRIBUNAL**

**PRESIDENT E**

**SECRETARIO**

**VOCAL**

**FECHA DE LECTURA:**

**Este Proyecto tiene en cuenta aspectos medioambientales: 🍏 Sí 🍏 No**

# TRABAJO FINAL DE GRADO

## RESUMEN (máximo 50 líneas)

En la actualidad las energías renovables se sitúan en una posición adecuada al lado de las energías fósiles, para hacer frente a la creciente demanda energética. Además, las energías renovables pueden ir jugando un papel de sustitución dado que no solo el agotamiento de los recursos fósiles sino también problemas medio ambientales actúan en contra de este tipo de energías y a favor de las renovables.

Dentro de las renovables, la energía solar fotovoltaica es hoy en día una forma limpia y fiable de producción de energía eléctrica a pequeña/mediana escala.

Podemos definirla como la tecnología utilizada para el aprovechamiento eléctrico de la energía solar que se deriva de las células fotovoltaicas. Mediante las células, la radiación se transforma directamente en electricidad aprovechando las propiedades de los materiales semiconductores.

En el presente proyecto, se pretende desarrollar una planta de generación eléctrica, mediante energía fotovoltaica, en la localidad de "El Almendral", en concreto en la provincia de Badajoz. Dicha localidad, está comprendida dentro de la zona con más irradiación solar de toda España, es por eso que la producción de energía eléctrica se verá favorecida por el clima.

La potencia nominal de la planta es de 2 MW, y producirá un total de 3.003.584,57 kWh para su primer año de funcionamiento, no obstante, la instalación se proyecta para un total de 25 años, puesto que el productor de las placas fotovoltaicas presenta una caída de rendimiento de las placas de un 1% durante cada año de vida, siendo su vida útil de 25 años.

Para poder producir la energía solar en energía eléctrica, a parte de los paneles solares, existen 2 pilares básicos más. El inversor y el centro de transformación. La explicación es clara y sencilla; los módulos fotovoltaicos captan la irradiación solar, y la convierten en energía eléctrica de corriente continua, después esa energía pasa por el inversor, que es el encargado de transformar la energía en corriente continua, en energía de corriente alterna, y por último el centro de transformación, que es el encargado de elevar la tensión proveniente del inversor y poder así realizar la tarea de transporte con unas menores pérdidas y con mayor rendimiento.

La planta consta de un total de 9000 paneles fotovoltaicos de una potencia de 250 Wp de la marca Kyocera y se van a instalar un total de 4 inversores de 500 kW cada uno, con el fin de poder segmentar la energía producida, haciendo que si por alguna razón, se estropea algún inversor, el resto puedan seguir produciendo energía. Los inversores son de la marca Xantrex. Por último, el centro de transformación es de hasta 36 kV, y el productor es Ormazabal.

Los paneles se van a organizar formando asociaciones en serie de 18 paneles, con un total de 125 ramas en paralelo. No obstante, para poder organizarlo mejor, y no poner tantos elementos de protección, se harán asociaciones de 12 ramas en paralelo ( cada una de las ramas con las 18 placas en serie) para cada uno de los inversores.

Ciertamente, son tiempos muy revueltos y de mucha incertidumbre, los que acompañan al precio de la electricidad, tanto para consumidores como para productores.

Para el análisis financiero, se ha tenido en cuenta únicamente el precio que ha marcado el mercado de productores OMIE. El pool energético para energías fotovoltaicas ha tenido un precio medio para este año pasado 2014 de 49 €/MWh, siendo modificado para los años posteriores por el IPC en un 2%.

El presupuesto total de la instalación, asciende a un total de 2.224.156 €, y los ingresos estimados al cabo de los 25 años son de 1.316.329,34 €.

La viabilidad económica está asegurada: el TIR es de un 37% y el VAN es de 318.397,03 €, así que podemos asegurar que el proyecto es viable.

Por último y como aspecto medioambiental, resaltar que gracias a la planta fotovoltaica se van a dejar de verter a la atmosfera un total de 3160,89 toneladas de CO<sub>2</sub> y 8860,13 kg de SO<sub>2</sub>.

**Palabras clave (máximo 10):**

Energía	Fotovoltaica	Inversor	Módulo fotovoltaico
Irradiación			

# FINAL GRADE PROJECT

## ABSTRACT (50 lines maximum)

At present renewable energies are in an appropriate position alongside fossil fuels, to meet the growing energy demand. In addition, renewable energies can be playing a substitute role since not only the depletion of fossil resources but also environmental problems work against this type of energy and promote renewable.

Within renewable, photovoltaic solar energy is now a clean and reliable electricity production to small / medium-scale energy.

We can define it as the technology used for electrical use of solar energy that is derived from photovoltaic cells. By cells, radiation is converted directly into electricity exploiting the properties of semiconductor materials.

In this project, we intend to develop a power plant, using photovoltaic energy, in the town of "El Almendral", specifically in the province of Badajoz.

This town, falls within the area with more solar radiation in Spain, that is why the production of electrical energy will be favored by the weather.

The nominal capacity of the plant is 2 MW and will produce a total of 3,003,584.57 kWh for its first year of operation, however, installation is planned for a total of 25 years as the producer of the plates PV has a performance drop plates 1% for each year of life, and its life of 25 years.

To produce solar energy into electrical energy, in addition to solar panels, there are two basic pillars more. Inverter and transformer. The explanation is clear and simple; photovoltaic solar modules capture irradiación, and become DC power, then that power through the inverter, which is responsible for transforming the DC power in AC power, and finally the center transformation, which is responsible for raising the voltage from the power inverter and so the task of transport with lower losses and higher performance.

The plant consists of a total of 9000 photovoltaic panels with an output of 250 Wp of the Kyocera brand and are going to install a total of 4 inverters of 500 kW each, in order to be able to segment the energy produced, so that if some reason, an investor breaks down, the rest can continue to produce energy. Investors are brand Xantrex.

Finally, the substation is up to 36 kV, and the producer is Ormazabal.

The panels will be organized in forming associations series of 18 panels, with a total of 125 parallel paths. However, to organize better, and not put so many elements of protection, associations 12 branches will be done in parallel (each of the branches with 18 plates in series) for each investor.

Certainly, they are very much uncertainty and scrambled times, accompanying the price of electricity for both consumers and producers.

For financial analysis, it has been taken into account only the price that has marked OMIE market producers. The energy pool for photovoltaic energy has had an average price for the past year 2014 € 49 MWh, being modified for subsequent years by the CPI at 2%.

The total budget of the facility, amounting to a total of € 2,224,156, and estimated after 25 years income is € 1,316,329.34.

Economic viability is assured: the IRR is 37% and the NPV is € 318,397.03, so we can ensure that the project is viable.

Finally, as environmental issue, noting that thanks to the photovoltaic plant will stop pouring into the atmosphere a total of 3160.89 tons of 8860.13 kg of CO<sub>2</sub> and SO<sub>2</sub>.

**Keywords (10 maximum):**

Energy	Photovoltaic	Radiation	Inversor

<b>1 MEMORIA.....</b>	<b>12</b>
<b>0 Aspectos teóricos previos .....</b>	<b>13</b>
0.1 Introducción: .....	13
0.2 La radiación solar:.....	13
0.3 La célula solar .....	14
0.3.1 Semiconductores:: el silicio (Si).....	14
0.3.2 Electrones y huecos.....	15
0.3.3 Efecto fotovoltaico .....	16
0.3.4 La célula solar:.....	16
0.3.5 El panel fotovoltaico:.....	18
0.4 El inversor.....	19
0.5 Síntesis del proceso de generación fotovoltaica .....	19
<b>1 Ubicación de la planta de generación eléctrica.....</b>	<b>21</b>
1.1 Introducción: .....	21
1.2 Objeto:.....	22
1.3 Ubicación.....	22
<b>2 Estudio de la radiación solar. ....</b>	<b>24</b>
2.1 Datos climatológicos obtenidos por Satel-light .....	24
2.1.1 Proyección horizontal de la trayectoria solar ( primer semestre).....	24
2.1.2 Proyección horizontal de la trayectoria solar ( segundo semestre).....	25
2.1.3 Proyección vertical de la trayectoria solar ( primer semestre) .....	25
2.1.4 Proyección vertical de la trayectoria solar ( segundo semestre) .....	26
2.1.5 Frecuencia de permanencia del sol en cada una de las zonas (%).....	27
2.1.6 Valor horario para cada mes de la radiación global sobre la superficie inclinada (W/m <sup>2</sup> ).....	28
2.2 Datos climatológicos obtenidos por PVGIS.....	29
2.2.1 Energía fotovoltaica estimada.....	29
2.2.2 Radiación mensual .....	32
<b>3 Descripción de la instalación.....</b>	<b>34</b>
3.1 Módulos fotovoltaicos .....	35
3.1.1 Características del modulo fotovoltaico.....	35
3.2 Inversor .....	37
3.2.1 Características del inversor .....	37
3.3 Dimensionamiento de la instalación.....	37
3.3.1 Potencia del parque .....	37
3.3.2 Número de inversores.....	38
3.3.4 Número de paneles por cada inversor .....	38
3.3.5 Corrección de temperatura .....	38
3.3.6 Dimensionamiento del generador fotovoltaico .....	39
3.4 Distancia de separación entre strings:.....	41
3.5 Centro de transformación .....	42
3.6 Cableado eléctrico.....	43
3.6.1 Tramo de corriente continua: .....	44
3.6.2 Tramo de corriente alterna: .....	48
3.6.3 Elección de los conductores .....	49

<b>4 Estudio energético y producción generada.....</b>	<b>50</b>
4.1 Estudio energético. ....	50
4.2 Producción energética esperada .....	51
<b>5 Protecciones .....</b>	<b>52</b>
5.1 Protecciones contra cortocircuitos .....	52
5.2 Protecciones contra sobrecargas .....	53
5.3 Protecciones contra sobretensiones.....	53
<b>6 Análisis financiero .....</b>	<b>57</b>
<b>7 Conclusiones.....</b>	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
<b>8 Bibliografía .....</b>	<b>60</b>
<b>2 PLIEGO DE CONDICIONES.....</b>	<b>61</b>
<b>2.1 Objeto .....</b>	<b>62</b>
<b>2.2 Disposiciones preliminares .....</b>	<b>62</b>
<b>2.3 Descripción de la obra .....</b>	<b>64</b>
2.3.1 Módulos .....	64
2.3.2 Inversores .....	64
2.3.3 Cableado de circuitos y demás elementos .....	64
2.3.4 Hormigón .....	64
2.3.5 Materiales de acero .....	65
<b>2.4 Condiciones de materiales y equipos .....</b>	<b>65</b>
2.4.1 Materiales.....	65
2.4.2 Reconocimiento de los materiales .....	65
<b>2.5 Ejecución de obra .....</b>	<b>65</b>
2.5.1 Generalidades .....	66
2.5.2 Montaje de estructura soporte .....	67
2.5.3 Inversores .....	68
2.5.4 Generadores fotovoltaicos .....	69
2.5.5 Sistema de monitorización .....	70
2.5.6 Cableado y canalización .....	71
2.5.7 Conexión a red.....	71
2.5.8 Protecciones.....	72
2.5.9 Puesta a tierra de instalaciones fotovoltaicas .....	72
2.5.10 Armónicos y compatibilidad electromagnética .....	73
<b>2.6 Medición y abono de las obras.....</b>	<b>73</b>
2.6.1 Replanteo.....	73
2.6.2 Medidas.....	73
2.6.3 Abono de las obras .....	74
2.6.4 Comienzo de las obras .....	74
2.6.5 Responsabilidades en la ejecución .....	74
<b>2.7 Recepción y pruebas .....</b>	<b>74</b>

<b>2.8 Mantenimiento.....</b>	<b>76</b>
<b>2.9 Garantías .....</b>	<b>78</b>
2.9.1 Plazo de garantía.....	78
<b>2.10 Disposiciones finales .....</b>	<b>79</b>
2.10.1 Condiciones de contratación .....	79
2.10.2 Ejecución del proyecto .....	79
2.10.3 Condiciones facultativas.....	80
2.10.4 Tramitación .....	80
<b>3 ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD .....</b>	<b>81</b>
<b>3.1 Memoria del plan de Seguridad y Salud.....</b>	<b>82</b>
3.1.1 Objeto .....	82
3.1.2 Obligación de la empresa .....	82
3.1.3 Características de la obra.....	83
3.1.3.1 Descripción de los trabajos realizados .....	83
3.1.3.2 Plazo de ejecución.....	83
3.1.3.3 Número de trabajadores estimado .....	83
3.1.3.4 Accesibilidad.....	84
3.1.3.5 Unidades de obra .....	84
3.1.3.6 Maquinas y herramientas .....	84
3.1.4 Formación .....	84
3.1.5 Botiquines.....	85
3.1.5.1 Asistencia a accidentados .....	85
3.1.6 Prevención de daños a terceros .....	85
3.1.7 Medidas de seguridad en las unidades de obra .....	86
3.1.7.1 Transporte y descarga de materiales .....	86
3.1.8 Maquinaria y máquinas-herramientas .....	88
3.1.9 Medios auxiliares .....	90
<b>3.2 Pliego de condiciones .....</b>	<b>92</b>
3.2.1 Disposiciones legales de aplicación.....	92
3.2.2 Normas referentes a personal en obra .....	93
3.2.3 Normas de señalización. ....	94
3.2.4 Condiciones de los medios de protección.....	94
3.2.5 Organización de la prevención de la obra.....	95
3.2.6 Instalaciones de higiene y bienestar.....	97
<b>4 PRESUPUESTO .....</b>	<b>98</b>
4.1 Obra de construcción. ....	99
4.2 Instalación eléctrica. ....	99
4.3 Seguridad e iluminación .....	99
4.4 Ingeniería y dirección de obra.....	100
4.5 Presupuesto total.....	100
<b>5 ANEXOS .....</b>	<b>101</b>
<b>5.1 Características del módulo fotovoltaico .....</b>	<b>102</b>

<b>5.2 Características del inversor .....</b>	<b>105</b>
<b>5.3 Características del centro de transformación .....</b>	<b>108</b>
<b>6 PLANOS .....</b>	<b>114</b>
<b>7 ESTUDIO AFECCIONES MEDIOAMBIENTALES.....</b>	<b>115</b>
<b>7.1 Introducción .....</b>	<b>116</b>
<b>7.2 Aspectos medioambientales .....</b>	<b>116</b>
<b>7.3 Evaluación de las emisiones deCO<sub>2</sub> evitadas por la energía solar fotovoltaica ..</b>	<b>117</b>
<b>7.4 Balance medioambiental de la instalación fotovoltaica.....</b>	<b>118</b>
<b>7.5 Análisis del ciclo de vida de la generación eléctrica mediante tecnología fotovoltaica, frente a otras tecnologías. ....</b>	<b>118</b>





# 1 MEMORIA

## 0 Aspectos teóricos previos

### 0.1 Introducción:

En la actualidad las energías renovables se sitúan en una posición adecuada al lado de las energías fósiles, para hacer frente a la creciente demanda energética. Además, las energías renovables pueden ir jugando un papel de sustitución dado que no solo el agotamiento de los recursos fósiles sino también problemas medio ambientales actúan en contra de este tipo de energías y a favor de las renovables.

Dentro de las renovables, la energía solar fotovoltaica es hoy en día una forma limpia y fiable de producción de energía eléctrica a pequeña/mediana escala.

Podemos definirla como la tecnología utilizada para el aprovechamiento eléctrico de la energía solar que se deriva de las células fotovoltaicas. Mediante las células, la radiación se transforma directamente en electricidad aprovechando las propiedades de los materiales semiconductores.

#### Ventajas:

- La energía que procede del Sol es limpia y renovable.
- Energía descentralizada que puede ser captada y utilizada en todo el territorio.
- Instalación fácilmente modulable, se puede aumentar o reducir la potencia instalada fácilmente según las necesidades.
- Disminución de la dependencia energética con el exterior.
- Disminuye costes de mantenimiento de las líneas eléctricas, sobre todo en zonas aisladas.
- Mantenimiento y riesgo de avería muy bajo de las instalaciones fotovoltaicas, silenciosas y sencillas.
- Tecnología de rápido desarrollo que tiende a reducir los costes y aumentar el rendimiento.

### 0.2 La radiación solar:

El Sol es una inmensa fuente de energía inagotable, cuya luz solar tarda unos 8 minutos en llegar hasta nosotros. Genera su energía mediante reacciones nucleares de fusión que se llevan a cabo en su núcleo.

La generación de energía proviene de la pérdida de masa del Sol, que se convierte en energía de acuerdo con la famosa ecuación de Einstein " $E = m \cdot c^2$ ", donde "E" es la cantidad de energía liberada cuando desaparece la masa "m"; "c" es la velocidad de la luz.

Solo una pequeña parte de su flujo radiante llega a la superficie terrestre, como consecuencia de la distancia que los separa. La radiación que llega varía de forma aleatoria debido a muy

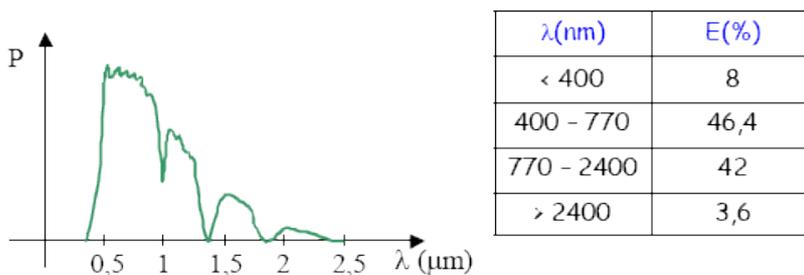
diversos efectos que provoca sobre ella la atmósfera terrestre. Una gran parte es absorbida y dispersada, mientras que la que alcanza la Tierra lo hace de forma directa, difusa y reflejada.

La luz procedente del Sol está constituida por fotones de muchos colores, entre el ultravioleta, UV, y el infrarrojo, IR. En términos más rigurosos "color" es sinónimo de "longitud de onda"  $\lambda$ , o de frecuencia,  $f$ , de la radiación correspondiente. El producto  $\lambda f$  es igual a la velocidad de la luz,  $c = 3 \times 10^8 \text{m/s}$ .

A modo de curiosidad, los límites de la radiación visible son el violeta ( $\lambda=400\text{nm}$ ) y el rojo ( $\lambda=700\text{nm}$ ).

La energía de un fotón depende de su color ( $E_f = 1.240\text{eV}/\lambda$ ). Por lo que la energía de cualquier fotón con  $\lambda < 1100\text{nm}$  es mayor que la energía de enlace de las cargas positivas y negativas en los átomos de silicio (semiconductor más utilizado en células fotovoltaicas).

En condiciones normales, la intensidad de la luz solar, o irradiancia, en la superficie de la tierra es de  $1000\text{W}/\text{m}^2$ , que se reparten como sigue:



Por lo tanto, un cristal de silicio puede absorber hasta el 80% de la energía ( $\lambda < 1100\text{nm}$ ) contenida en la luz solar.

### 0.3 La célula solar

#### 0.3.1 Semiconductores: el silicio (Si)

Mientras que los cuerpos buenos conductores ofrecen escasa resistencia al paso de electrones, los aislantes la ofrecen elevadísima, y entre ambos extremos, se encuentran los semiconductores que presentan una resistencia intermedia.

-Semiconductores intrínsecos: la característica fundamental de los cuerpos semiconductores es la de poseer cuatro electrones en su órbita de valencia. Con esta estructura el átomo es inestable, pero para hacerse estable se le presenta un dilema: y es que le cuesta lo mismo desprenderse de cuatro electrones y quedarse sin una órbita, que absorber otros cuatro electrones para hacerse estable al pasara tener ocho electrones. En estas especiales circunstancias, ciertos elementos como el Silicio y el Germanio agrupan sus átomos de manera muy particular, formando una estructura reticular en la que cada átomo queda rodeado por otros cuatro iguales, propiciando la formación de los llamados enlaces covalentes. En estas

circunstancias, la estructura de los cuerpos semiconductores, al estabilizarse, debería trabajar como buen aislante, pero no es así a causa de la temperatura. Canto mayor es la temperatura aumenta la agitación de los electrones y por consiguiente enlaces covalentes rotos, dando lugar a electrones libres y huecos (falta de electrón).

Semiconductores extrínsecos: comoquiera que las corrientes que se producen en el seno de un semiconductor intrínseco a temperatura ambiente son insignificantes, dado el bajo valor de portadores libres, para aumentarlos se les añaden otros cuerpos (dopan), que se denominan impurezas (p.ej. Fósforo o Boro). De esta forma es como se obtienen los semiconductores extrínsecos tan importantes en la energía solar fotovoltaica.

### 0.3.2 Electrones y huecos

Como sabemos, la materia está compuesta por átomos, los cuales a su vez están formados por dos partes bien diferenciadas: el núcleo, dotado de carga eléctrica positiva y los electrones, que giran alrededor del núcleo en diferentes bandas de energía, con carga negativa que compensa a la del núcleo. En condiciones normales se mantiene estable eléctricamente neutro.

A los electrones de la última capa se les ha dado el nombre de electrones de valencia y tienen la característica de poder relacionarse con otros similares, formando una red cristalina. En base al comportamiento de los electrones de esta última capa, se puede hacer una división de los materiales eléctricos en: conductores, semiconductores y aislantes.

Cuando un fotón choca contra un trozo de silicio pueden pasar tres cosas:

1. El fotón atraviesa el silicio y sigue su camino. Esto ocurre cuando la energía del fotón es menor que la energía que liga a los electrones de la última capa con su núcleo.
2. El fotón es reflejado por la superficie de silicio. En este caso, la energía del fotón es mayor que la del enlace.
3. El fotón es absorbido por el silicio. Esto ocurre cuando la energía del fotón es similar a la energía que liga a los electrones de valencia con el núcleo.

En este último caso, el fotón cede su energía al electrón y puede romper el enlace que le vincula al núcleo, quedando libre para circular por el semiconductor. El lugar dejado por el electrón se llama hueco y tiene carga positiva (igual a la del electrón pero de distinto signo). Estos huecos también se desplazan, ya que el electrón liberado es susceptible de caer en un hueco próximo. Este fenómeno de que un electrón ocupe la posición dejada por otro, se conoce con el nombre de recombinación.

Cuando la luz solar bombardea con fotones la superficie de un semiconductor, los pares de electrones-huecos creados se desplazan hacia zonas no iluminadas donde se recombinan y estabilizan al perder actividad. Sin embargo al moverse ambos en la misma dirección, no produce corriente eléctrica. Para que se produzca una corriente eléctrica es necesario que los electrones-huecos se muevan en direcciones opuestas. Esto se puede conseguir creando un campo eléctrico en el interior del semiconductor.

### 0.3.3 Efecto fotovoltaico

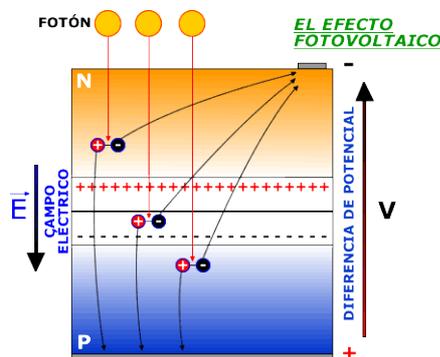
De forma muy resumida y desde el punto de vista eléctrico, el "efecto fotovoltaico" se produce al incidir la radiación solar (fotones) sobre los materiales semiconductores extrínsecos. La energía que reciben éstos provenientes de los fotones, provoca un movimiento caótico de electrones en el interior del material.

Al unir dos regiones de un semiconductor al que artificialmente se había dotado de concentraciones diferentes de electrones, mediante elementos dopantes, se provoca un campo electrostático constante que reconduce el movimiento de electrones. Este material formado por la unión de dos zonas de concentraciones diferentes de electrones lo denominamos unión PN, pues la célula solar en definitiva es esto; una unión PN en la que la parte iluminada será la tipo N y la no iluminada será la tipo P.

De esta forma, cuando sobre la célula solar incide la radiación, aparece en ella una tensión. Mediante la colocación de contactos metálicos en cada una de las caras puede "extraerse" las cargas generadas o energía eléctrica.

Por otro lado y dando una explicación desde un punto de vista cuántico, su funcionamiento se basa en la capacidad de transmitir la energía de los fotones de la radiación solar a los electrones de valencia de los materiales semiconductores, de manera que estos electrones rompen su enlace que anteriormente los tenía ligado a un átomo. Por cada enlace que se rompe queda un electrón y un hueco (falta de electrón en un enlace roto) para circular dentro del semiconductor.

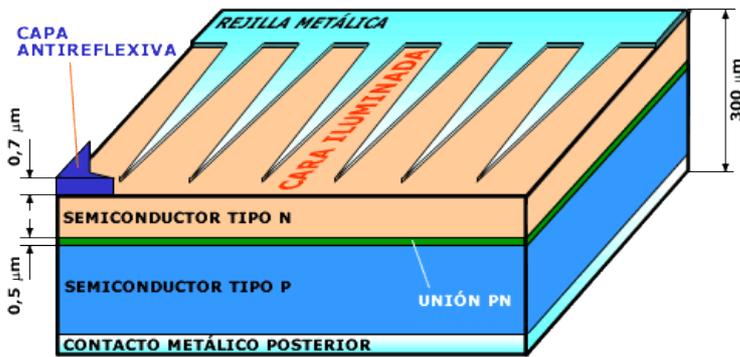
El movimiento de los electrones y huecos en sentidos opuestos (conseguido por la existencia de un campo eléctrico como veremos posteriormente) genera una corriente eléctrica en el semiconductor la cual puede circular por un circuito externo y liberar la energía cedida por los fotones para crear los pares electrón-hueco. El campo eléctrico necesario al que hacemos referencia anteriormente, se consigue con la unión de dos semiconductores de diferente dopado: un semiconductor tipo P (exceso de huecos) y otro tipo N (exceso de electrones). Que al unirlos crea el campo eléctrico E.



### 0.3.4 La célula solar:

Una célula solar es un dispositivo capaz de convertir la energía proveniente de la radiación solar en energía eléctrica. La gran mayoría de las células solares que actualmente están disponibles comercialmente son de Silicio mono o policristalino. El primer tipo se encuentra más generalizado y aunque su proceso de elaboración es más complicado, suele presentar mejores resultados en cuanto a su eficiencia.

## LA CÉLULA SOLAR FOTOVOLTAICA



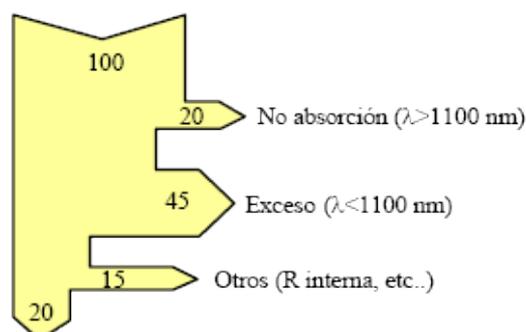
Cuando conectamos una célula solar a una carga y la célula está iluminada, se produce una diferencia de potencial en extremos de la carga y circula una corriente por ella (efecto fotovoltaico).

Los fotones serán los que formaran, al romper el enlace, los pares electrón-hueco y, debido al campo eléctrico producido por la unión de materiales en la célula de tipo P y N, se separan antes de poder recombinarse formándose así la corriente eléctrica que circula por la célula y la carga aplicada.

Algunos fotones pueden no ser aprovechados para la creación de energía eléctrica por diferentes razones:

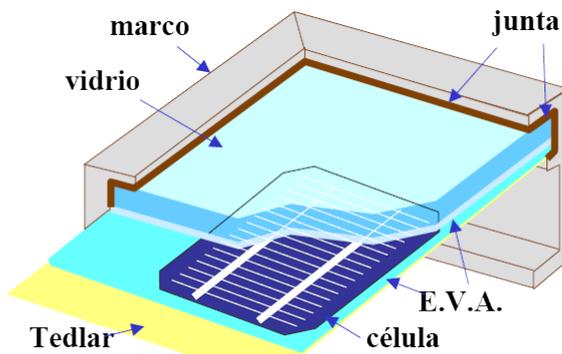
- Los fotones que tienen energía inferior al ancho de banda prohibida del semiconductor atraviesan el semiconductor sin ceder su energía para crear pares electrón-hueco.
- Aunque un fotón tenga una energía mayor o igual al ancho de banda prohibida puede no ser aprovechado ya que una célula no tiene la capacidad de absorberlos a todos.
- Además, los fotones pueden ser reflejados en la superficie de la célula.

Por todo lo anterior el rendimiento de una célula de silicio está limitado y apenas alcanza el 20% del total de la energía solar recibida.



### 0.3.5 El panel fotovoltaico:

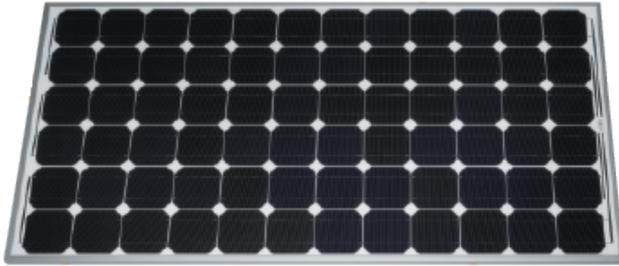
Un panel fotovoltaico está constituido por varias células iguales conectadas eléctricamente entre sí, en serie y/o en paralelo, de forma que la tensión y corriente suministrada por el panel se incrementa hasta ajustarse al valor deseado. La mayor parte de los paneles solares se construyen asociando primero células en serie hasta conseguir el nivel de tensión deseado, y luego asociando en paralelo varias asociaciones serie de células para alcanzar el nivel de corriente deseado. Además, el panel cuenta con otros elementos a parte de las células solares, que hacen posible la adecuada protección del conjunto frente a los agentes externos; asegurando una rigidez suficiente, posibilitando la sujeción a las estructuras que lo soportan y permitiendo la conexión eléctrica.



Estos elementos son:

- Cubierta exterior de cara al Sol: es de vidrio que debe facilitar al máximo la transmisión de la radiación solar. Alta resistencia mecánica, transmisividad.
- Encapsulante: de silicona o más frecuentemente EVA. Es especialmente importante que no quede afectado en su transparencia por la continua exposición al sol, buscándose además un índice de refracción similar al del vidrio protector para no alterar las condiciones de la radiación incidente.
- Protección posterior: igualmente debe dar rigidez y una gran protección frente a los agentes atmosféricos. Usualmente se emplean láminas formadas por distintas capas de materiales, de diferentes características.
- Marco metálico: de Aluminio, que asegura una suficiente rigidez y estanqueidad al conjunto, incorporando los elementos de sujeción a la estructura exterior del panel. La unión entre el marco metálico y los elementos que forman el módulo está realizada mediante distintos tipos de sistemas resistentes a las condiciones de trabajo del panel.
- Cableado y bornes de conexión: habituales en las instalaciones eléctricas, protegidos de la intemperie por medio de cajas estancas.
- Diodo de protección: su misión es proteger contra sobre-cargas u otras alteraciones de las condiciones de funcionamiento de panel.

Los Panel solares tienen varias células, La superficie del panel o módulo puede variar entre 0,1 y 1.5m<sup>2</sup> y presenta dos bornes de salida, positiva y negativa, además de alguna intermedia para colocar los diodos de protección.

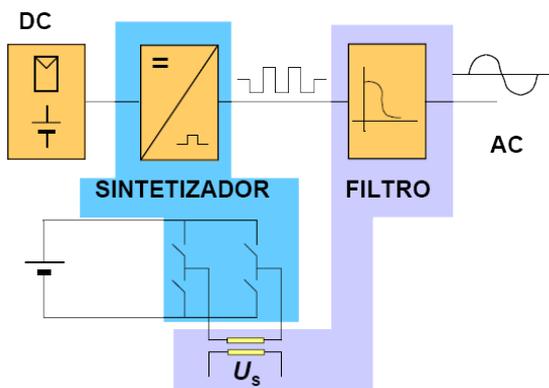


Los diferentes factores afectan a los paneles fotovoltaicos de la siguiente forma:

- La intensidad aumenta con la radiación, permaneciendo más o menos constante el voltaje.
- La exposición al Sol de las células provoca su calentamiento, lo que lleva aparejados cambios en la producción de electricidad.
- El número de células por modulo afecta principalmente al voltaje.

#### 0.4 El inversor

Su finalidad es adaptar las características de la corriente de salida del generador fotovoltaico (corriente continua) a corriente alterna para que pueda ser inyectada en la red de distribución eléctrica y ser transportada a otros lugares.



Un inversor viene caracterizado principalmente por la tensión de entrada, que se debe adaptar a la del generador, la potencia máxima que puede proporcionar y la eficiencia. Esta última se define como la relación entre la potencia eléctrica que el inversor entrega a la utilización (potencia de salida) y la potencia eléctrica que extrae del generador (potencia de entrada).

#### 0.5 Síntesis del proceso de generación fotovoltaica

Generación de la corriente DC:

1. Absorción de un fotón: los fotones de la luz solar chocan contra la célula solar y son absorbidos por un material semiconductor, por ejemplo el Silicio.
2. Generación de un par electrón-hueco: los electrones (carga negativa) salen despedidos de sus átomos respectivos, recorriendo el semiconductor y produciendo electricidad.

Complementariamente a este efecto, también se crean los huecos (carga positiva), que fluyen en dirección opuesta a la de los electrones.

3. Separación de electrón y hueco: debido al campo eléctrico interno existente en la unión PN del semiconductor extrínseco, se crea una corriente eléctrica.
4. Corriente eléctrica: Una agrupación numerosa de células solares, convierte la energía solar en corriente eléctrica continua lista para ser utilizada.

Transformación de la energía DC a AC:

5. La corriente continua entra en un inversor.
6. El inversor convierte la corriente eléctrica continua en corriente alterna de 400V y 50Hz apta para ser inyectada en la red de distribución eléctrica y ser transportada a otros lugares

# 1 Ubicación de la planta de generación eléctrica

## 1.1 Introducción:

El recurso solar es muy abundante en España, que dispone de condiciones muy adecuadas para la energía solar térmica, con áreas de alta irradiación. La situación respecto a otros países europeos como Alemania es comparativamente muy favorable. La principal característica de este recurso, es estar disponible en toda la superficie al mismo tiempo, estando no obstante condicionado por las sombras de elementos naturales y artificiales y por las particulares condiciones climáticas de cada área geográfica.

La siguiente figura muestra la estimación de la cantidad de energía media diaria por unidad de superficie (irradiación) en España, según 5 zonas climáticas.

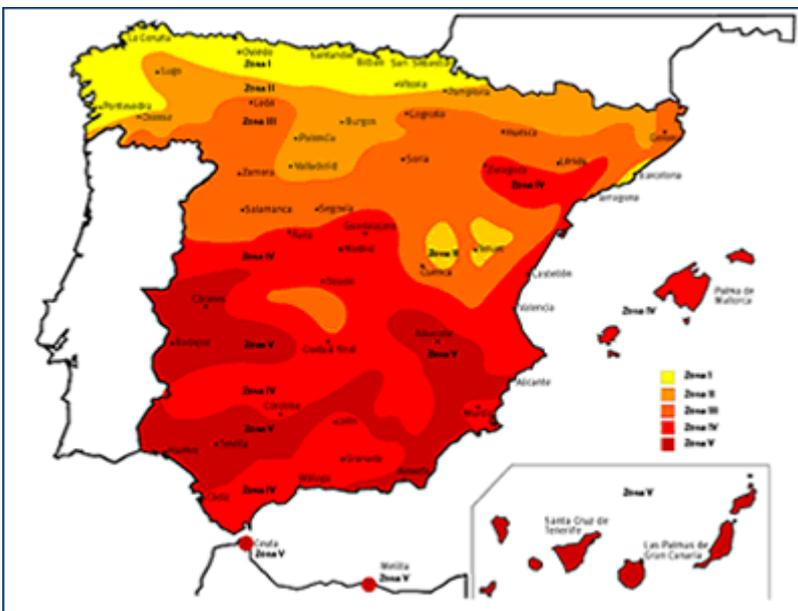


Ilustración 1.1 Irradiación media diaria en España según zonas climáticas

**Figura:** Irradiación media diaria en España según zonas climáticas

**Fuente:** INM. Generado a partir de isólinas de radiación solar global anual sobre superficie horizontal

ZONA CLIMÁTICA	I	II	III	IV	V
<b>IRRADIACIÓN MEDIA DIARIA (KWh/m2)</b>	< 3,8	3,8 – 4,2	4,2 – 4,6	4,6 – 5,0	> 5,0

*La radiación solar es la energía solar procedente del sol en forma de ondas electromagnéticas. Irradiación es la energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo.*

## 1.2 Objeto:

El sol es un recurso que la naturaleza nos proporciona de manera gratuita e ilimitada. No produce contaminación alguna, por lo tanto evita el calentamiento global del planeta.

En el presente proyecto, se pretende realizar una instalación fotovoltaica de una potencia nominal de unos 2000 kW de conexión a la red en el término de Almendral ( Badajoz), para aprovechar la energía del sol y transformarla en energía eléctrica que se cederá a la red de la empresa distribuidora Sevillana Endesa para que pueda ser consumida por cualquier usuario conectado a ella.

## 1.3 Ubicación

La ubicación del terreno será en la provincia de Badajoz, en el termino municipal del Almendral, aprovechando que dicho municipio pertenece a la catalogada "zona climatica V" según fuentes de AEMET donde la irradiación media horaria supera los 5 kWh/m<sup>2</sup>

Se dispone de unos 25.000 m<sup>2</sup> de terreno en la parcela Nº 35 del polígono 11 de Almendral, de tal manera que se aprovechará su extensión para colocar los paneles de tal forma que no perjudiquen las sombras producidas por otros edificios ni objetos que intercepten los rayos del sol.

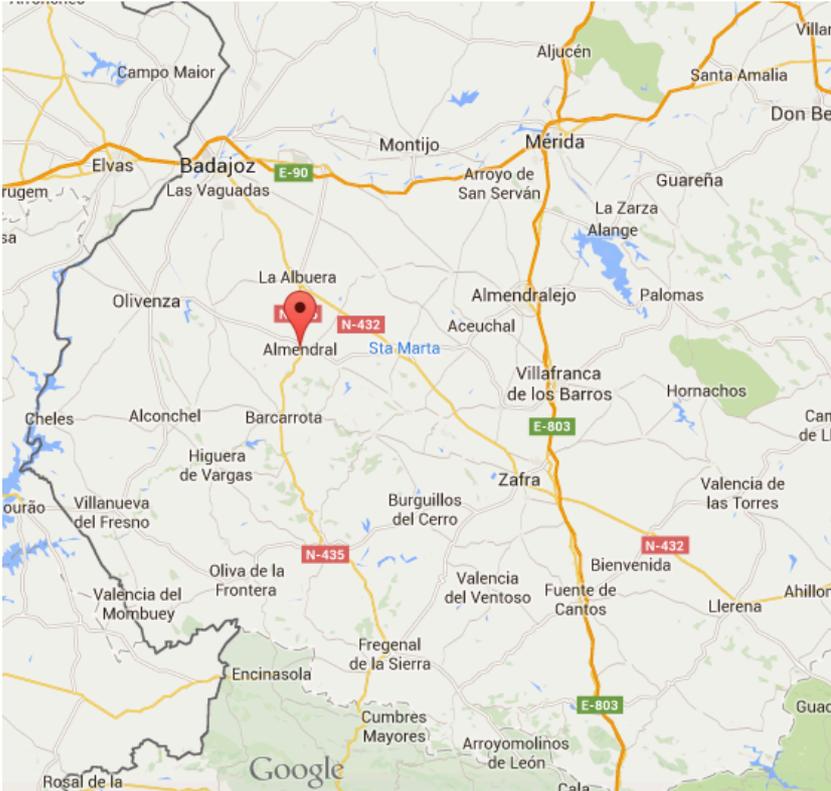


Ilustración 1.4 Ubicación territorial de la planta fotovoltaica



Ilustración 1.4.1 Terrero de la futura planta de generación de energía eléctrica

## 2 Estudio de la radiación solar.

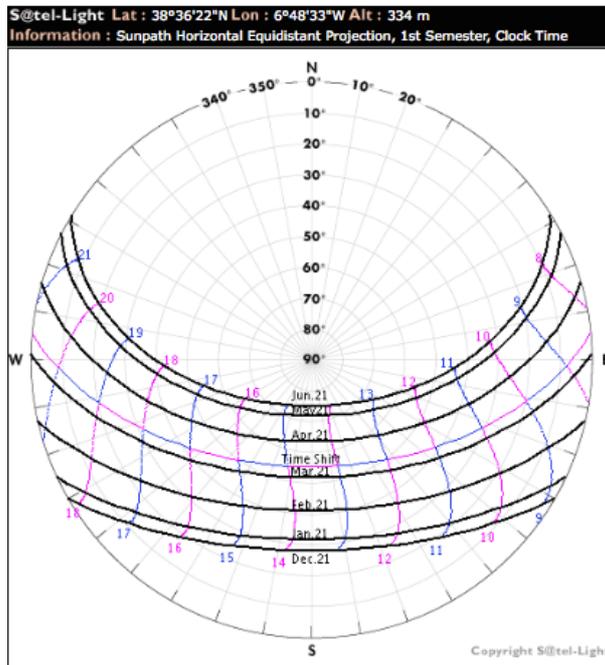
Para la obtención de los datos climatológicos se han usado 2 softwares diferentes, en primer lugar Satel-light, que se basa en los datos recogidos en Europa por el Meteosat, y en segundo lugar el PVGIS, que también recoge la información de la radiación solar del instituto Joint Research Centre ( JRC), avalado por la unión Eueopa para contrastar los datos.

Este último organismo está avalado por una firma homologada a nivel internacional, así pues los datos obtenidos serán la referencia para la posterior hoja de calculo técnico-económico del proyecto. Podemos afirmar que actúa como una empresa certificadora que garantiza los resultados obtenidos.

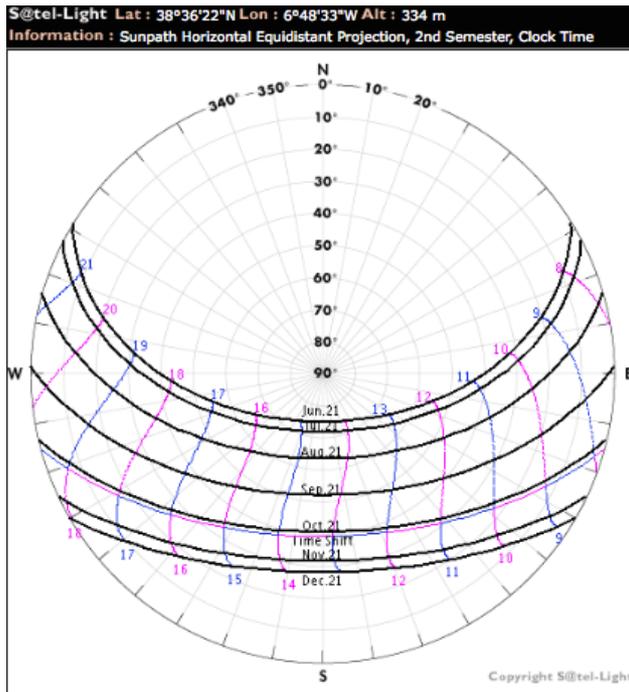
### 2.1 Datos climatológicos obtenidos por Satel-light

Los datos climatológicos de la radiación solar ha sido obtenidos mediante la base de datos generada por el software [www.satel-light.com](http://www.satel-light.com).

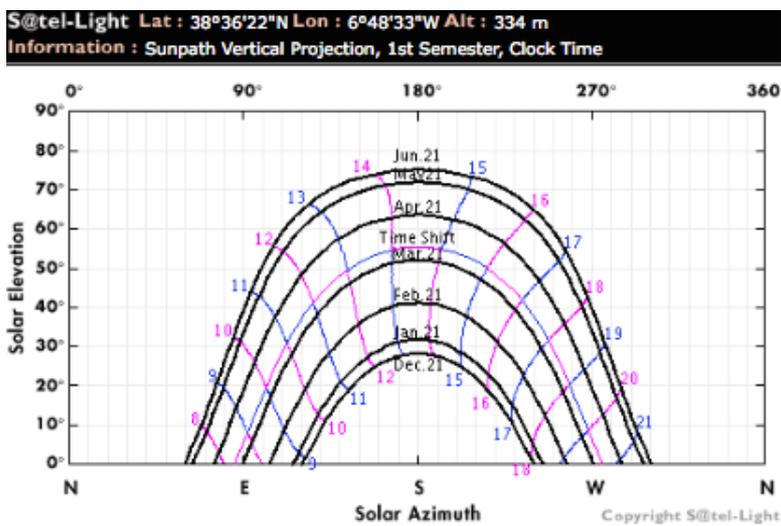
#### 2.1.1 Proyección horizontal de la trayectoria solar ( primer semestre)



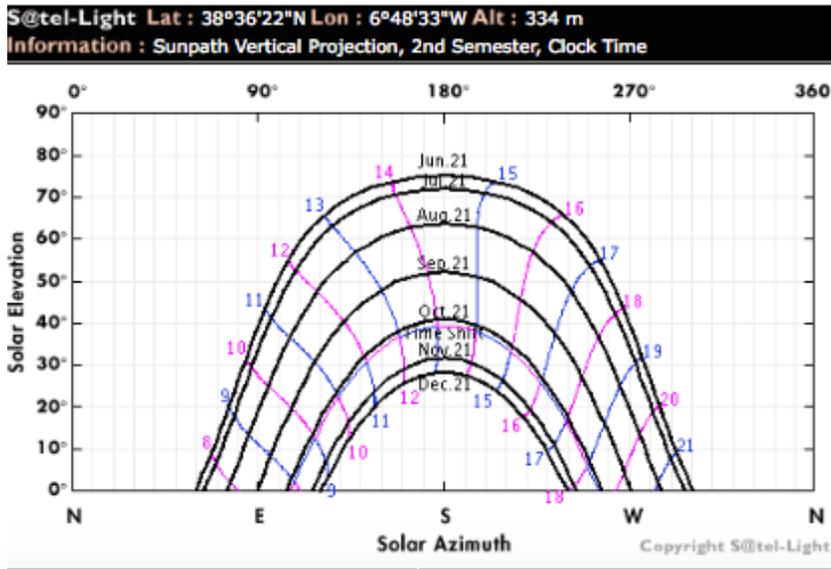
### 2.1.2 Proyección horizontal de la trayectoria solar ( segundo semestre)



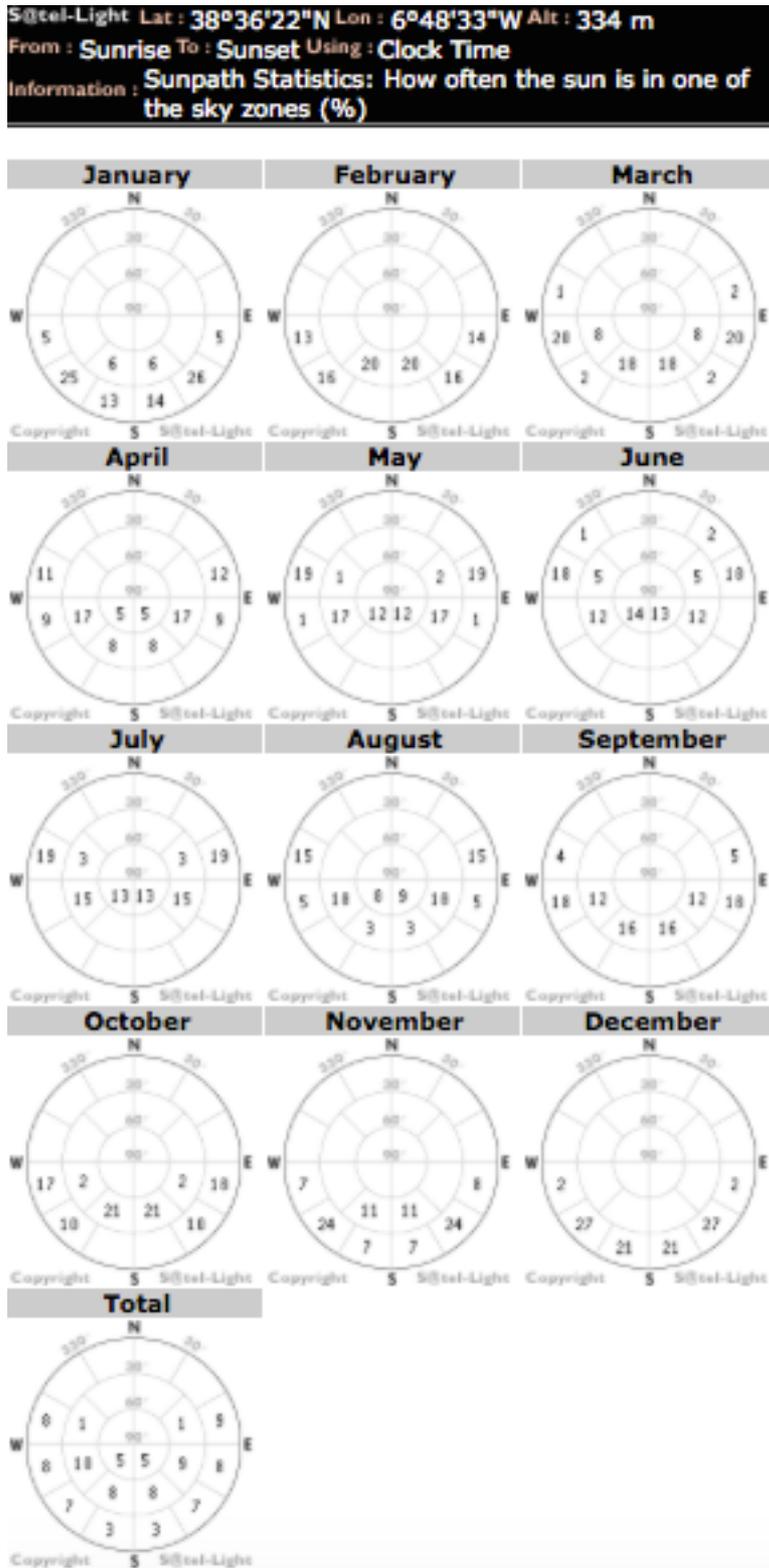
### 2.1.3 Proyección vertical de la trayectoria solar ( primer semestre)



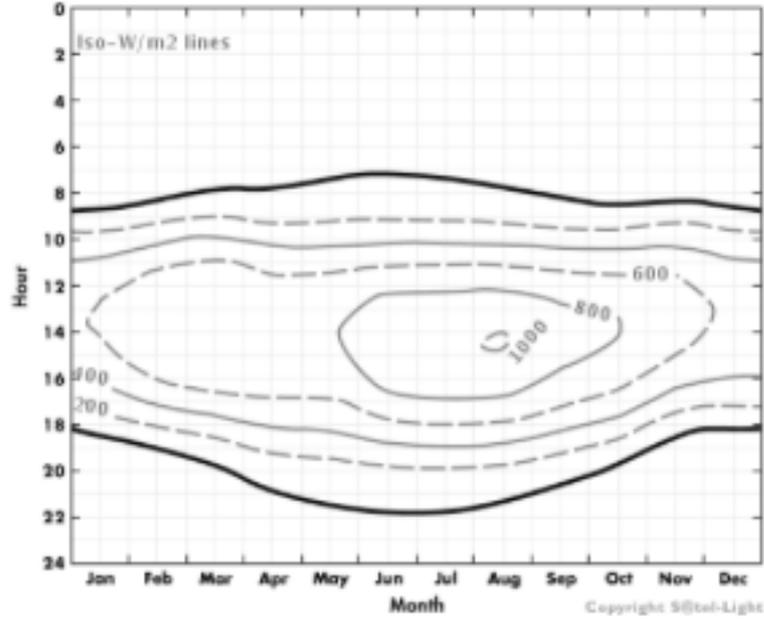
### 2.1.4 Proyección vertical de la trayectoria solar (segundo semestre)



2.1.5 Frecuencia de permanencia del sol en cada una de las zonas (%)



### 2.1.6 Valor horario para cada mes de la radiación global sobre la superficie inclinada ( $W/m^2$ )



## 2.2 Datos climatológicos obtenidos por PVGIS.

Tal y como se ha dicho anteriormente, los resultados obtenidos por el (JRC), serán los utilizados para los posteriores cálculos, al igual que el anterior software, PVGIS utiliza una base de datos obtenidos desde el año 2001 hasta el año 2012 y que certifica los resultados obtenidos.

### 2.2.1 Energía fotovoltaica estimada

PV Estimation	Monthly radiation	Daily radiation	Stand-alone PV
<b>Performance of Grid-connected PV</b>			
Radiation database: <input type="text" value="Climate-SAF PVGIS"/> <a href="#">[What is this?]</a>			
PV technology: <input type="text" value="Crystalline silicon"/>			
Installed peak PV power <input type="text" value="2000"/> kWp			
Estimated system losses [0;100] <input type="text" value="14"/> %			
<b>Fixed mounting options:</b>			
Mounting position: <input type="text" value="Free-standing"/>			
Slope [0;90] <input type="text" value="34"/> ° <input type="checkbox"/> Optimize slope			
Azimuth [-180;180] <input type="text" value="0"/> ° <input type="checkbox"/> Also optimize azimuth			
<small>(Azimuth angle from -180 to 180. East=-90, South=0)</small>			
<b>Tracking options:</b>			
<input type="checkbox"/> Vertical axis Slope [0;90] <input type="text" value="55"/> ° <input type="checkbox"/> Optimize			
<input type="checkbox"/> Inclined axis Slope [0;90] <input type="text" value="0"/> ° <input type="checkbox"/> Optimize			
<input type="checkbox"/> 2-axis tracking			
Horizon file <input type="text" value="Seleccionar archivo"/> nada seleccionado			
<b>Output options</b>			
<input checked="" type="checkbox"/> Show graphs <input type="checkbox"/> Show horizon			
<input checked="" type="radio"/> Web page <input type="radio"/> Text file <input type="radio"/> PDF			
<input type="button" value="Calculate"/>		<a href="#">[help]</a>	

Ilustración 2.2.2 Muestra de la programación de PVGIS

Después de meter los datos al software PVGIS, los resultados obtenidos son los siguientes:

-Location: 38°36'25" North, 6°48'47" West, Elevation : 338 m a.s.l.

-Nominal power of the PV system: 2000 kW (crystalline silicon)

-Estimated losses due to temperatura and low irradiance: 11,5% (using local ambient temperarture)

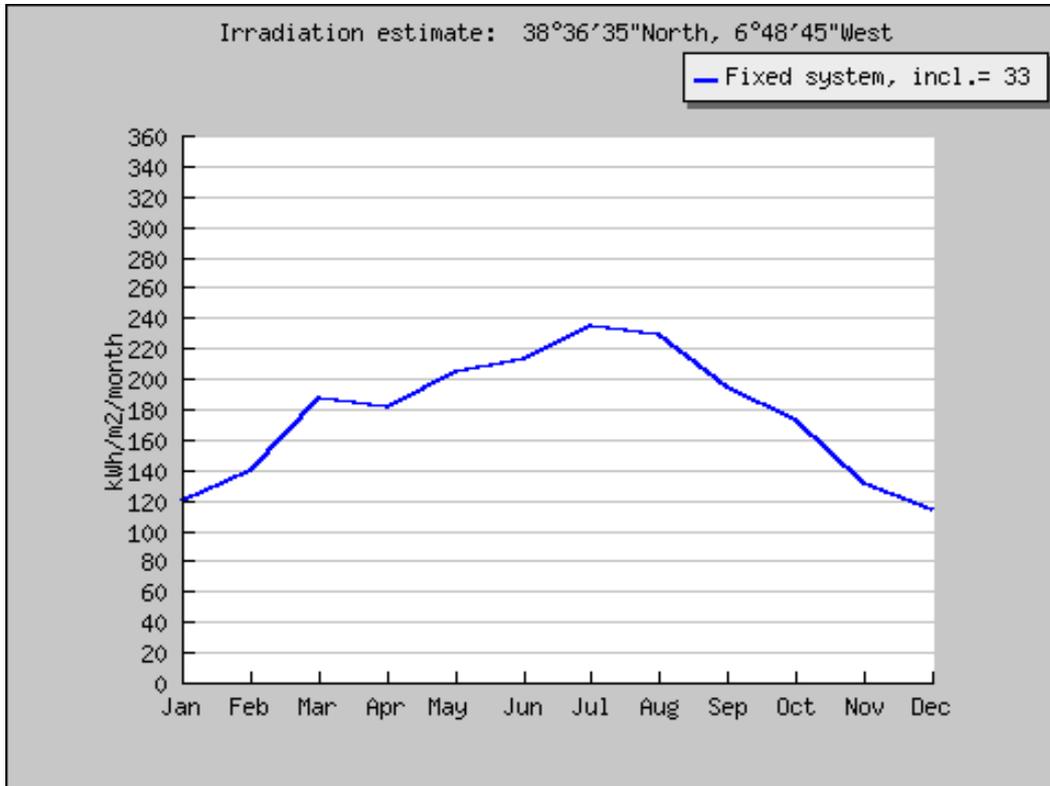
-Estimated loss due to angular reflectance effects: 2,6%

-Other losses (cables, invertir etc): 14%

-Combined PV system losses 25,9%

<b>Fixed system: inclination=34°, orientation=0°( Optimum at given orientation)</b>				
<b>Month</b>	<b>E<sub>d</sub></b>	<b>E<sub>m</sub></b>	<b>H<sub>d</sub></b>	<b>H<sub>m</sub></b>
Jan	6100	18900	3.86	120
Feb	7780	21800	5.01	140
Mar	9040	28000	6.01	186
Apr	9000	27000	6.05	182
May	9640	29800	6.60	205
Jun	10140	30400	7.10	213
Jul	10680	33000	7.56	234
Aug	10360	32200	7.37	228
Sep	9320	14000	6.48	194
Oct	8300	25800	5.58	173
Nov	7100	10100	4.34	130
Dec	5760	17840	3.65	113
<b>Yearly average</b>	<b>8601</b>	<b>24070</b>	<b>5.81</b>	<b>177</b>
<b>total of year</b>	<b>312000</b>		<b>2120</b>	

- **E<sub>d</sub>**: Average daily electricity production from the given system (kWh)
- **E<sub>m</sub>**: Average monthly electricity production from the given system (kWh)
- **H<sub>d</sub>**: Average daily sun of global irradiation per square meter recieved by the modules of the given system (kWh/m<sup>2</sup>)
- **H<sub>m</sub>**: Average sum of global irradiation per square meter recieved by the modules of the given system (kWh/m<sup>2</sup>)



Il·lustració 2.2.1 Radiació en kWh/m<sup>2</sup>/mes

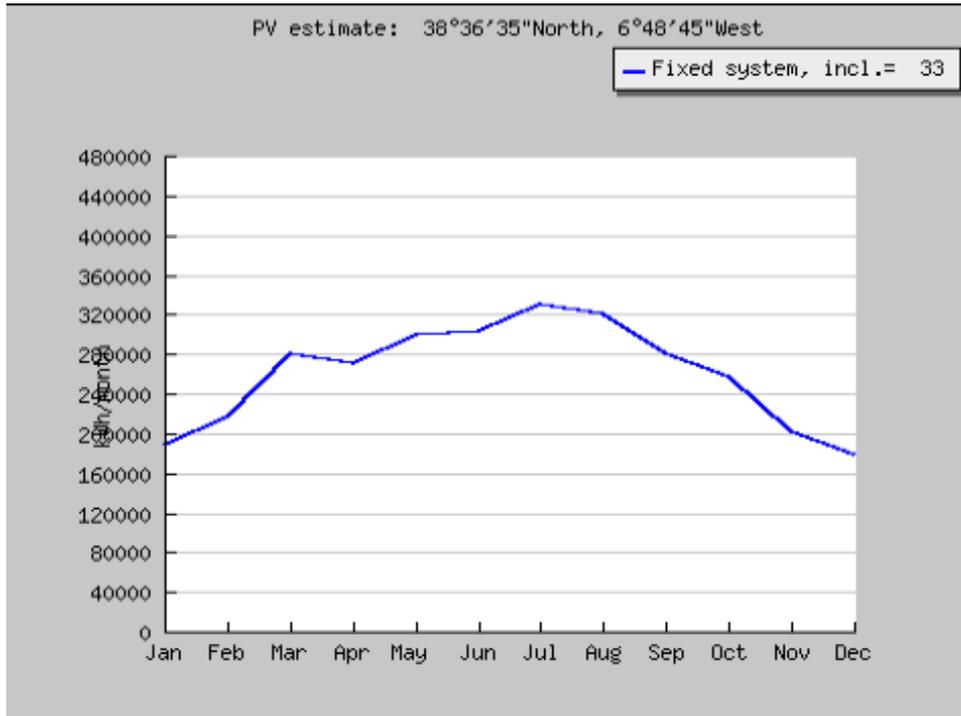


Ilustración 2.2.2 Radiación solar en kWh/mes

### 2.2.2 Radiación mensual

Después de introducir los datos al software PVGIS, los resultados obtenidos son los siguientes:

-Location: 38°36'25" North, 6°48'47" West, Elevation: 338 m a.sl.

-Optimal inclination angles is: 34 degrees

-Annual irradiation déficit due to shadowing (horizontal): 0,0%

Month	H <sub>h</sub>	H <sub>opt</sub>	H(34)	DNI
Jan	2300	3860	3860	3620
Feb	3360	5010	5010	4770
Mar	4840	6010	6010	5290
Apr	5660	6050	6050	5760
May	6880	6600	6600	7040
Jun	7870	7100	7100	8760
Jul	8190	7560	7560	9860
Aug	7160	7370	7370	8810
Sep	5410	6480	6480	6610

Oct	3970	5580	5580	5360
Nov	2660	4340	4340	4130
Dec	2080	3650	3650	3440
<b>Year</b>	<b>5040</b>	<b>5810</b>	<b>5810</b>	<b>6130</b>

- $H_h$ = Irradiation on horizontal plane (Wh/m<sup>2</sup>/day)

- $H_{opt}$ = Irradiation on optimally inclined plane (Wh/m<sup>2</sup>/day)

- $H(34)$ = Irradiation on plane at angle : 34 degrees (Wh/m<sup>2</sup>/day)

- $DNI$ = Direct normal irradiation (Wh/m<sup>2</sup>/day)

En la anterior tabla, podemos observar como el ángulo óptimo es el ángulo elegido después de calcularlo con el software, y es de 34º

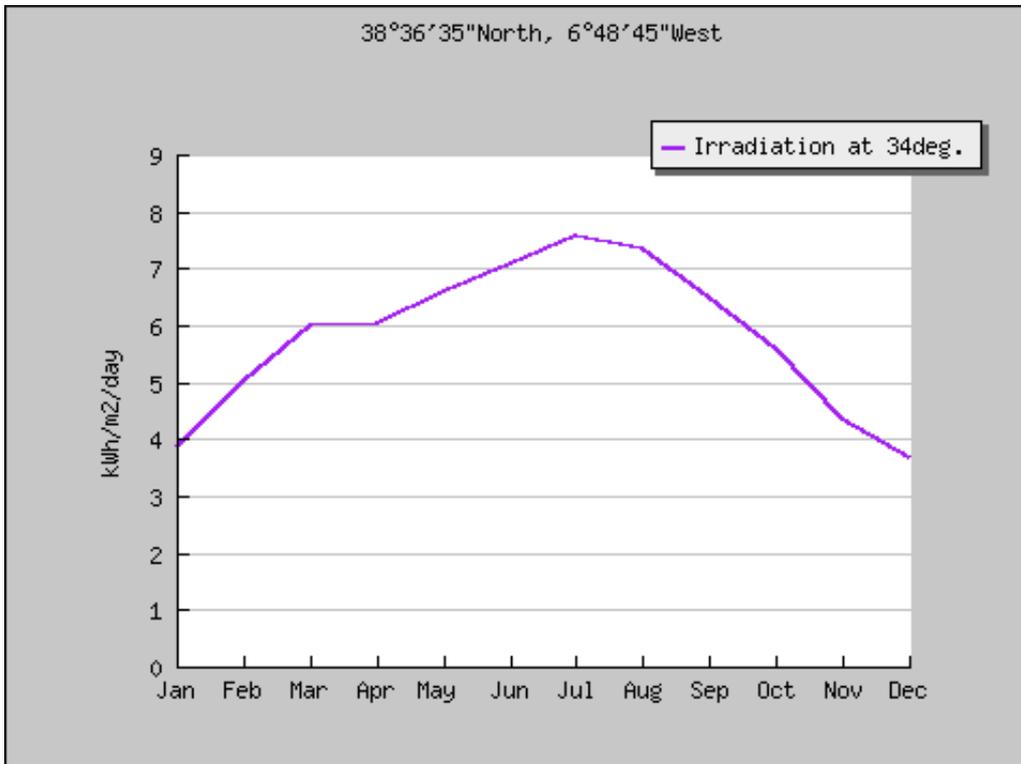


Ilustración 2.2.2 Irradiación en kWh/m<sup>2</sup> por día

### 3 Descripción de la instalación

La planta de generación eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica se ubicará en la localidad del Almendral (Badajoz)

La potencia de la instalación propuesta en corriente alterna es de 2000 kW, para la cual se emplearán 4 inversores XANTREX GT500E

La orientación del generador fotovoltaico será sur puro, con una inclinación de 34°. De esta manera se maximiza la energía solar incidente durante todo el año.

La conexión a la red convencional será trifásica. Se empleará un solo contador de energía de salida y las protecciones del sistema irán conforme al Real Decreto 1663/2000.

Por otra parte, y basándonos en este RD, se incluye también en la instalación un contador de energía de entrada al sistema fotovoltaico, con el objeto de descontar de la energía generada la que este pudiera consumir de la red convencional.

Los componentes básicos de la instalación serán:

DESCRIPCIÓN	Cantidad
Módulo fotovoltaico KYOCERA KD250 GH-4FB2	9000
Inversor XANTREX GT500E	4
Estructura soporte para módulos KD 250-	1
Centro de Transformación Ormazabal	1
Kit de instalación: cableado, caja de conexiones,...	1

### 3.1 Módulos fotovoltaicos

#### 3.1.1 Características del modulo fotovoltaico

Para la realización de este proyecto, se propone el uso de módulos módulo KYOCERA KD250 GH-4FB2 fabricados con células de silicio poli cristalino de elevado rendimiento.

-Características físicas del módulo KYOCERA KD250 GH-4FB2:

Anchura (mm)	990
Altura (mm)	1662
Grosor (mm)	46
Peso (Kg)	20

-Características eléctricas del módulo K KYOCERA KD250 GH-4FB2:

Tensión nominal (V)	29,8
Potencia máxima(W)	250
Corriente de cortocircuito (Isc) (A)	9,09
Tensión de circuito abierto (Voc) (V)	36,9
Corriente de máxima potencia (A)	8,39

No obstante, aunque el fabricante de los módulos, nos da unas especificaciones, se van hacer unos cálculos anexos de rendimientos, puesto que KYOCERA, ofrece un rendimiento del 90% para los primeros 10 años, y del 80% para el restante de años hasta llegar a los 25, que es la garantía que nos ofrece.

**-Densidad de recubrimiento del módulo:**

$$\beta_c = \frac{A_{celula}}{A_{modulo}} = \frac{(156 \cdot 156) \cdot 60}{1662 \cdot 990} = \frac{1460160}{1645380} = 0,887$$

siendo:

$\beta_c$  = densidad de recubrimiento del módulo

$A_{celula}$  = Superficie de las células

$A_{modulo}$  = Superficie del modulo

**-Eficiencia de la célula fotovoltaica:**

$$FF = \frac{V_{pm} \cdot I_{pm}}{V_{oc} \cdot I_{cc}} = \frac{29,8 \cdot 8,39}{36,9 \cdot 9,09} = 0,745$$

siendo:

$FF$  = Factor de forma

$V_{pm}$  = Tensión en punto de potencia máxima de la célula

$I_{pm}$  = Corriente en punto de potencia máxima de la célula

$V_{oc}$  = Tensión circuito abierto

$I_{cc}$  = Corriente de cortocircuito

$$\eta_{célula} = \frac{V_{oc} \cdot I_{cc} \cdot FF}{G \cdot A_{célula}} \cdot 100 = \frac{36,9 \cdot 9,09 \cdot 0,745}{1000 \cdot 1,46} \cdot 100 = 17,11 \%$$

siendo:

$\eta_{célula}$  = Rendimiento de la célula

$V_{oc}$  = Tensión circuito abierto

$I_{cc}$  = Corriente de cortocircuito

$FF$  = Factor de forma

$A_{célula}$  = Superficie de las células

$G$  = Irradiación global incidente en la célula ( 1000W/m<sup>2</sup>)

**-Eficiencia del módulo fotovoltaico:**

$$\eta_{módulo} = \eta_{célula} \cdot \beta_c \cdot 100 = 0,1711 \cdot 0,887 \cdot 100 = 15,09 \%$$

siendo:

$\eta_{módulo}$  = Rendimiento del módulo

$\eta_{célula}$  = Rendimiento de la célula

$\beta_c$  = densidad de recubrimiento del módulo

## 3.2 Inversor

### 3.2.1 Características del inversor

El inversor es la pieza clave de la generación fotovoltaica, siendo su potencia la que marca la potencia de la instalación completa.

Para la presente instalación, se ha optado por elegir uno del fabricante XANTREX.

En concreto, se van a instalar 4 inversores del modelo GT500E, para así poder satisfacer los 2 MW de potencia de la instalación.

-Parámetros a tener en cuenta para la selección del inversor GT500E:

Potencia máxima fotovoltaica (kWp)	560
Rango de tensiones de entrada CC MPPT(V)	450-800
Tensión máxima admisible CC (V)	880
Corriente de máxima admisible CC (A)	920
Corriente de máxima potencia (A)	1120

## 3.3 Dimensionamiento de la instalación.

Para el dimensionado del campo fotovoltaico conectado a red, vamos a usar los datos ofrecidos tanto por el servicio de meteorología, como los datos que nos facilitan los fabricantes tanto de los módulos como el de los inversores.

### 3.3.1 Potencia del parque

$$P_p = \frac{P_1}{\eta_p \cdot \eta_i} = \frac{2000kW}{0,9 \cdot 0,981} = 2272,21 kW$$

siendo:

$P_p$ = Potencia pico del parque

$P_1$ = Potencia a inyectar a la red

$\eta_p$ = Rendimiento medio del panel fotovoltaico

$\eta_i$ = Rendimiento del inversor

### 3.3.2 Número de inversores

$$N^{\circ} \text{inversores} = \frac{P_1}{P_{io}} = \frac{2000kW}{500kW} = 4 \text{ unidades}$$

siendo:

$P_{io}$  = Potencia de salida del inversor

$P_1$  = Potencia a inyectar a la red

### 3.3.4 Número de paneles por cada inversor

$$N^{\circ} \text{paneles} = \frac{P_p}{P_{pp}} = \frac{560 kW}{250W} = 2240 \approx 2250 \text{ paneles/inversor}$$

siendo:

$P_p$  = Potencia pico del inversor

$P_{pp}$  = Potencia pico de la placa fotovoltaica

\* Se ha optado por sobredimensionar el número total de paneles en 10 unidades por cada inversor, de esta manera aunque la instalación no funcione al 100%, se podrá obtener la potencia nominal.

### 3.3.5 Corrección de temperatura

El rendimiento energético de la instalación, en buena parte viene dado por el módulo fotovoltaico. Para determinar la temperatura de la célula, se utilizará la siguiente fórmula:

$$T_{op} = T_{amb} + \left( \frac{T_{ONC} - 20^{\circ}}{800} \right) \cdot G$$

$$T_{op} = -10 + \left( \frac{45 - 20}{800} \right) \cdot 200 = -3,75 \text{ }^{\circ}C$$

siendo:

$T_{op}$  = Temperatura de operación

$$T_{amb} = -10^{\circ}\text{C}$$

$T_{ONC}$  = Temperatura nominal de célula

G = Irradiación en condiciones más desfavorables

Para el anterior cálculo, hemos tenido en cuenta las condiciones más desfavorables, siendo éstas, datos facilitados por IDAE.

### 3.3.6 Dimensionamiento del generador fotovoltaico

Una vez conocidos el número de paneles y de inversores, el paso siguiente es saber el número de paneles interconectados en serie entre sí teniendo en cuenta las condiciones eléctricas de entrada, de salida y la morfología del terreno.

#### 3.3.6.1 Número de módulos por string en serie:

Para saber el número de módulos por string, seguiremos 2 criterios:

-1er criterio:

$$N_{\text{MODULOS STRING}} \cdot V_{OC}(T_{\min}) < V_{\text{max inversor}}$$

$$18 \cdot 40,71 < 800$$

$$732,38 < 800$$

En este primer criterio, únicamente nos aseguramos que el inversor soportará la tensión.

Para ello, primero calculamos los siguientes parámetros:

$$T_{op} = -10 + \left( \frac{45 - 20}{800} \right) \cdot 200 = -3,75^{\circ}\text{C}$$

siendo:

$T_{op}$  = Temperatura de operación ( $^{\circ}$ )

$$T_{amb} = -10^{\circ}\text{C}$$

$T_{ONC}$  = Temperatura nominal de célula ( $^{\circ}$ )

G = Irradiación en condiciones más desfavorables ( $\text{W}/\text{m}^2$ )

$$V_{OCT} = V_{OCT\ STC} \cdot (1 + \beta \cdot \Delta T)$$

$$V_{OCT} = 36,9 \cdot (1 + (-0,0036) \cdot (-3,75 - 25)) = 40,71\ V$$

siendo:

$V_{OCT}$  = Tensión circuito abierto con las condiciones más desfavorables (V)

$V_{OCT\ STC}$  = Tensión circuito abierto con las condiciones estándar (V)

$\beta$  = Coeficiente de temperatura tensión vacío (%/k)

$\Delta T$  = Diferencia entre temperatura de operación y la estándar.

-2o criterio:

El inversor trabaja con un rango mínimo y máximo de tensión de CC, así pues, las ecuaciones que tienen que cumplir son:

$$N_{\text{MODULOS STRING MAX pm}} = V_{\text{max pm inversor}} / V_{\text{pm}}(T_{\text{op}})$$

$$N_{\text{MODULOS STRING MIN pm}} = V_{\text{min pm inversor}} / V_{\text{pm}}(T_{\text{op}})$$

$$-N_{\text{modulos string max}} = \frac{V_{\text{max pm inversor}}}{V_{\text{pm}}(T_{\text{op}})} = \frac{800}{40,71} = 19\ \text{paneles}$$

$$-N_{\text{modulos string min}} = \frac{V_{\text{min pm inversor}}}{V_{\text{pm}}(T_{\text{op}})} = \frac{450}{40,71} = 11\ \text{paneles}$$

Así pues, con los datos obtenidos por los fabricantes tanto del inversor como de los módulos fotovoltaicos, existe un gran abanico de posibilidades, que tendremos en cuenta para hacer que la instalación sea lo más eficiente posible.

### 3.3.6.2 Número de módulos por string en paralelo:

Este cálculo de número de strings en paralelo, será de mucha importancia al igual que los anteriores, con el fin de no "destruir" el inversor.

Así pues la disposición tendrá que cumplir la siguiente expresión:

$$N_{\text{STRINGS}} \cdot I_{\text{CC}} < I_{\text{max inversor}}$$

$$N_{\text{modulos string}} = \frac{I_{\text{cc max inversor}}}{I_{\text{cc}}} = \frac{1120}{8,39} = 133 \text{ filas}$$

siendo:

$I_{\text{cc max inversor}}$  = Máxima corriente de CC del inversor (A)

$I_{\text{cc}}$  = Corriente de máxima potencia de la célula (A)

Así mismo la instalación constará con un total de 9000 paneles fotovoltaicos, conectando a cada uno de los 4 inversores un total de 2250. Recibiendo cada inversor el mismo número de paneles.

Cada uno de los 2250 paneles, será configurado de la siguiente forma:

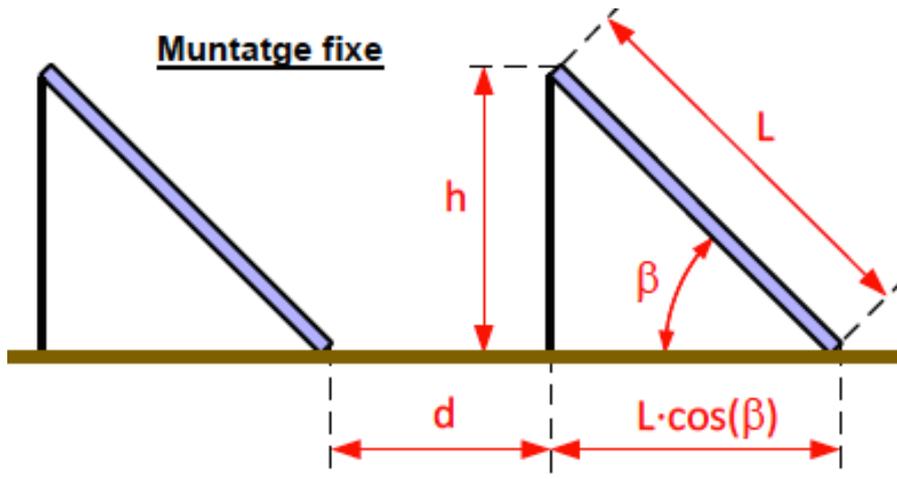
-Se formarán agrupaciones de 18 módulos de 250 Wp en serie, todas estas agrupaciones de 18 elementos en serie, se conectarán entre ellas en paralelo, formando un total de 125 ramas.

### 3.4 Distancia de separación entre strings:

Tal y como se detalla con anterioridad, las células fotovoltaicas van sujetas en soportes metálicos, y de montaje fijo.

Con el fin de maximizar el aprovechamiento solar, se han de establecer las distancias mínimas entre filas de placas para no provocar sombras ni pérdidas de espacio en la instalación.

La siguiente figura no dará una idea de las magnitudes deseadas.



Il·lustració 3.4 esquema de muntaje

Así pues, para el cálculo de distancia entre strings, utilizaremos la siguiente fórmula:

$$d = \frac{h}{\operatorname{tg}(90^\circ - 23,45^\circ - |\phi|)}$$

$$d = \frac{2069}{\operatorname{tg}(90^\circ - 23,45^\circ - |38,36|)}$$

$$d = 3860 \text{ mm}$$

siendo:

- $\phi$  = latitud geográfica ( $^\circ$ )
- $h$  = altura de la célula, teniendo en cuenta los grados de inclinación (mm)
- $d$  = distancia entre strings (mm)

### 3.5 Centro de transformación

La energía que se produce en el total de las células fotovoltaicas, se encuentra en baja tensión (400V). Con el fin de poder realizar la distribución de esta energía de la manera más eficiente posible, es necesario transformar dicha energía a media tensión.

Cuando se produce esta transformación, la tensión de aumenta hasta los 20 kV, y por el contrario, la corriente se reduce, con el fin de evitar perdidas por el efecto Joule.

El centro de transformación elegido, se trata de un modelo de hormigón prefabricado de la marca Ormazábal, en concreto el modelo OrmaSET.

Este modelo de centro de transformación, ya viene alojado en un edificio prefabricado de hormigón para su correspondiente protección.

Las características principales que nos interesan para el diseño de la instalación fotovoltaica son las siguientes:

Tensión asignada	24 kV
Intensidad asignada en el embarrado	400 A
Potencia	630 kVA
Tensión secundaria en vacío	420 V
Grupo de conexión	Dyn11
Tensión de cortocircuito	4%

La estructura interior del centro de transformación está compuestas por diferentes celdas, y cada una de ellas tiene una función diferente. No obstante, vamos a mencionar las indispensables para el funcionamiento del centro de transformación:

-Celda de medida:

En esta celda se aloja todo lo relacionado con la medida como el contador y el reloj. Para poder llevar a cabo las lecturas, se dispone de tres transformadores de intensidad y tres de tensión

-Celda de transformación:

El transformador de potencia está aquí alojado, por lo que debe estar bien aislado por si ocurre alguna avería.

-Celda de protección del transformador:

Esta celda alberga los interruptores, fusibles e interruptores automáticos para proteger al transformador.

### 3.6 Cableado eléctrico

Para el apartado del cableado eléctrico, se van a seguir las instrucciones marcadas por el Reglamento Eléctrico de Baja Tensión ( REBT). En este reglamento, se indican las dimensiones de los conductores a utilizar, la sección, el aislamiento y el tipo de instalación.

La instalación la podemos dividir respecto al cableado en 2 grupos bien diferenciados: cableado de corriente continua y cableado de corriente alterna.

Para dimensionar ambos cableados, se han de cumplir 2 criterios que marca el REBT:

-Criterio de caída de tensión: La caída máxima de tensión que se puede producir en el cable de CC es de 1,5 % y en el cable de CA es de 2%.

-Criterio térmico: Limita la máxima intensidad que puede circular por el cable. Se establece un margen de seguridad del 25%, por lo tanto el cable debe resistir una corriente de 1,25 la intensidad máxima.

### 3.6.1 Tramo de corriente continua:

El tramo de corriente continua se encuentra aguas arriba de los inversores. Es decir, desde los paneles fotovoltaicos, hasta los inversores, el cableado sólo transporta corriente continua.

La instalación está formada por un total de 9000 paneles fotovoltaicos, con un total de 125 ramas, formadas cada una por 18 paneles de 250 Wp, que entran a cada uno de los 4 inversores.

Los cables para el conexionado entre los paneles, son de muy pequeña distancia, puesto que los paneles están sujetos en estructuras muy próximas entre sí. Para este caso la sección utilizada será de 6 mm<sup>2</sup>.

#### \* Zona 1

##### -Criterio térmico:

Tal y como se ha explicado con anterioridad, el cableado ha de soportar un 125% de la corriente máxima que va a circular por el mismo.

La intensidad máxima que va a recorrer por el cable de cada rama, será la intensidad de cortocircuito del panel.

$$I_{CC} = 9,09 \text{ A}$$

$$I_{B1} = 9,09 \cdot 1,25 = 11,36 \text{ A}$$

Siendo:

- $I_{CC}$  = corriente de cortocircuito de los paneles

-  $I_{B1}$  = corriente calculada

Haciendo referencia al REBT ITC-07 se tomará sección para el cable de dicha zona:

$$S = 6 \text{ mm}^2$$

-Criterio de caída de tensión:

Tal y como se ha dicho en anterioridad, la caída de tensión, no ha de superar el 1,5%.

A cada uno de los inversores, les entran un total de 125 ramas, cada una con 18 paneles en serie.

$$V_{mpp} = 29,8 \text{ V}$$

$$18 \text{ módulos en serie} = 18 \cdot 29,8 = 536 \text{ V}$$

$$\Delta V = 536 \cdot 0,015 = 8,04 \text{ V}$$

Una vez calculado este valor se aplica la siguiente fórmula:

$$\Delta V = \frac{2 \cdot I_{mpp} \cdot \rho \cdot L}{S}$$

$$\Delta V = \frac{2 \cdot 9,09 \cdot \frac{1}{56} \cdot 22}{16} = 0,44 \text{ V}$$

Siendo:

- $\Delta V$  = caída de tensión (V)
- $\rho$  = resistividad (cobre =  $1/56 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$ )
- $L$  = longitud del cable (m)

Como se puede observar, la caída de tensión, no supera la máxima permitida, ambas calculadas anteriormente.

Antes de entrar al inversor, se ha de pasar el cableado por un cuadro de nivel compuesto por fusibles, para poder proteger los paneles en caso de fallo.

Para la simplificación de la instalación puesto que cuenta con 125 ramas, y habría que poner 125 fusibles, se van a colocar unas cajas de nivel cada 10 ramas, dejando la última caja con 5 ramas.

**\* Zona 2**

-Criterio caída de tensión:

Esta zona está comprendida desde la salida del cuadro de nivel 1 hasta el cuadro de nivel 2. Para dimensionar el cable que se necesita, vamos a aplicar los mismos criterios que en el apartado anterior, pero teniendo en cuenta que va a circular por los mismos una corriente modificada por un factor 10.

$$I_{B2} = 10 \cdot 9,09 = 90,9 \text{ A}$$

$$\Delta V = \frac{2 \cdot I_{mpp} \cdot \rho \cdot L}{S}$$

$$S = \frac{2 \cdot I_{mpp} \cdot \rho \cdot L}{\Delta V}$$

$$S = \frac{2 \cdot 90,9 \cdot \frac{1}{56} \cdot 50}{8,04}$$

$$S = 20,18 \text{ mm}^2$$

Siendo:

- $\Delta V$  = caída de tensión (V)
- $\rho$  = resistividad ( cobre =  $1/56 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$ )
- $L$  = longitud del cable (m)

-Criterio térmico:

$$I_{B,2} = 1,25 \cdot 90,9 = 113,62 \text{ A}$$

Según ITC-BT-07, la sección necesaria para soportar 113,62 A es de  $10 \text{ mm}^2$ .

Para asegurarnos del correcto funcionamiento de la instalación, vamos a optar por elegir la sección de  $25 \text{ mm}^2$  que es la más restrictiva.

Los cables irán dentro de tubos, que a su vez estarán enterrados a una profundidad de 0,7m bajo el suelo, siendo los tubos de un diámetro exterior de 90 mm según la ITC-BT-21.

**\* Zona 3**

-Criterio caída de tensión:

La zona 3, esta delimitada entre la salida del cuadro de nivel 2 y la entrada a cada uno de los inversores.

Para dimensionar el cable, vamos a proceder exactamente igual que en las otras dos zonas anteriores.

En esta zona, el cable que entra al inversor es el equivalente a 12 cables que entran al cuadro de nivel 2.

$$I_{B,3} = I_{B,2} \cdot 12 = 90,9 \cdot 12 = 1090,8 \text{ A}$$

Aplicando la fórmula para la caída de tensión:

$$\Delta V = \frac{2 \cdot I_{mpp} \cdot \rho \cdot L}{S}$$

$$S = \frac{2 \cdot I_{mpp} \cdot \rho \cdot L}{\Delta V}$$

$$S = \frac{2 \cdot 1090,8 \cdot \frac{1}{56} \cdot 3}{8,04}$$

$$S = 14,53 \text{ mm}^2$$

Siendo:

- $\Delta V$  = caída de tensión (V)
- $\rho$  = resistividad ( cobre =  $1/56 \text{ } \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$ )
- $L$  = longitud del cable (m)

-Criterio térmico:

$$I_B = 1,25 \cdot 1090,8 = 1363,5 \text{ A}$$

Según ITC-BT-07, no existe un conductor que pueda soportar la intensidad que necesitamos hacer pasar, así pues, se van a utilizar 3 cables por fase para que se pueda llevar a cabo la instalación.

$$I = \frac{1363,5}{3} = 454,5 A$$

Refiriéndonos de nuevo a la ITC-BT-07, la sección para un conductor XLPE como el que vamos a utilizar, con una corriente de 454,5 A, es de 185 mm<sup>2</sup>.

Los cables usados en esta zona, irán enterrados, en este caso se van a colocar una fase por tubo, siendo un total de 3 tubos enterrados, yendo la fase del neutro, enterrada con cualquiera de las anteriores.

### 3.6.2 Tramo de corriente alterna:

Se trata del tramo comprendido de aguas debajo de cada uno de los inversores.

La instalación consta con un total de 4 inversores trifásicos. De cada uno de los 4 inversores, saldrán 3 fases y 1 neutro, que serán transportados bajo tierra y bajo tubo.

Al igual que en el tramo de corriente continua, será necesario poner cajas de protecciones para proteger de posibles averías a la instalación, y se cumplirán los criterios térmicos y de caída de tensión.

-Criterio térmico:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi}$$

$$I = \frac{500 kW}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,99} = 729 A$$

$$I_B = 1,25 \cdot 729 = 911 A$$

-Siendo:

-  $I$  = intensidad (A)

-  $P$  = potencia del inversor

-  $U$  = tensión en el punto de conexión

-  $\cos \varphi$  = factor de potencia

El REBT no contempla un conductor que soporte ese valor de corriente, con lo que tendremos que instalar 3 conductores por fase tal y como nos pasaba en el apartado anterior.

$$I_{\text{conductor fase}} = \frac{911}{3} = 303 \text{ A}$$

Se instalará una terna de conductores de aluminio y el conductor neutro será de cobre.

Referenciando a las indicaciones de la ITC-BT-07, el conductor de aluminio ha de tener una sección nominal de  $150 \text{ mm}^2$  y el de tierra una de  $50 \text{ mm}^2$  (  $3 \times 150 \text{ Al} + 1 \times 50 \text{ Cu}$  ).

-Criterio de caída de tensión:

La caída de tensión no puede superar el 2%.

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

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot 303 \cdot 0,025 \cdot 0,99 \cdot 50}{150} = 1,36 \text{ V}$$

$$400 \cdot 0,02 = 8 \text{ V}$$

Se puede observar como la caída de tensión es de 1,36 V y no llega a ser el 2% de los 400 V, por lo que la sección hallada cumple con lo requerido.

### 3.6.3 Elección de los conductores

El tipo de cable escogido para la instalación, se trata de un cable de alta seguridad para baja tensión TOXFREE ZH RZ1-K. Estos cables tienen un aislamiento de 0,6 / 1kV y con un aislamiento de XLPE (polietileno reticulado).

Como características principales tenemos las siguientes:

- Conductores flexibles, clase 5.
- Temperatura mínima de servicio: -5°C
- Temperatura máxima del conductor: 90°C
- Libre de halógenos
- Respetuoso con el medio ambiente

## 4 Estudio energético y producción generada

### 4.1 Estudio energético.

Hay varios factores que pueden afectar al rendimiento total de la instalación y por consecuencia a la producción de la energía esperada.

El rendimiento global o "Performance Ratio" tiene unas pérdidas y eficiencias incluidas en el PR que son las siguientes:

<b>Pérdidas y eficiencias ( incluidas en el PR)</b>	<b>Valor (%)</b>
Pérdidas por dispersión de parámetros entre módulos (FD)	97
Pérdidas de tolerancia de potencia de los módulos ( $\pm$ 10% potencia nominal)	95
Perdidas por temperatura de funcionamiento de los módulos (FT)	97
Perdidas por caídas óhmicas conductores ( pérdidas efecto Joule) (FCCC, FCCA)	98
Perdidas angulares y espectrales	96
Perdidas por polvo y suciedad (FPOL)	97
Perdidas por sombras (FS)	97
Perdidas por error en el seguimiento del MPPT	98
Rendimiento del inversor (FINV)	90
Rendimiento del transformador	97
Disponibilidad del sistema	99

Con las pérdidas y eficiencias definidas, se puede calcular el PR( Performance Ratio) y el PRG (Performance Ratio Total).

$$PR = FCCA \cdot FCCC \cdot FT \cdot FD \cdot FINV$$

$$PRG = PR \cdot FPOL \cdot FS$$

	FS	FPOL	FCCC	FCCA	FD	FINV	FT	PR	PRG
Enero	0,97	0,97	0,98	0,98	0,97	0,9	0,93	0,77973916	0,73365657
Febrero	0,97	0,97	0,98	0,98	0,97	0,9	0,93	0,77973916	0,73365657
Marzo	0,97	0,97	0,98	0,98	0,97	0,9	0,93	0,77973916	0,73365657
Abril	0,97	0,97	0,98	0,98	0,97	0,9	0,92	0,77135486	0,72576779
Mayo	0,97	0,97	0,98	0,98	0,97	0,9	0,9	0,75458628	0,70999023
Junio	0,97	0,97	0,98	0,98	0,97	0,9	0,89	0,74620199	0,70210145
Julio	0,97	0,97	0,98	0,98	0,97	0,9	0,88	0,7378177	0,69421267
Agosto	0,97	0,97	0,98	0,98	0,97	0,9	0,87	0,7294334	0,68632389
Septiembre	0,97	0,97	0,98	0,98	0,97	0,9	0,87	0,7294334	0,68632389
Octubre	0,97	0,97	0,98	0,98	0,97	0,9	0,89	0,74620199	0,70210145
Noviembre	0,97	0,97	0,98	0,98	0,97	0,9	0,9	0,75458628	0,70999023
Diciembre	0,97	0,97	0,98	0,98	0,97	0,9	0,91	0,76297057	0,71787901
Anual	<b>0,97</b>	<b>0,97</b>	<b>0,98</b>	<b>0,98</b>	<b>0,97</b>	<b>0,9</b>	<b>0,0901</b>	<b>0,75598366</b>	<b>0,711</b>

#### 4.2 Producción energética esperada

Para el cálculo de la producción energética, se han de tener en cuenta los ratios de funcionamiento anteriores, y se puede medir esta energía de forma anual, mensual, diaria etc etc.

La ecuación que nos dará la cantidad de energía producida es la siguiente:

$$E_p = P_{GFV} \cdot \frac{H_{GIC}(AZ_N, \beta)}{G_{stc}} \cdot PR$$

Siendo:

- $E_p$  = Energía producida en el periodo (kWh/mes)

- $P_{GFV}$  = Potencia pico generador fotovoltaico (kWp)

- $H_{GIC}$  = Irradiación global incidente en el plano del generador en el periodo (kWh/m<sup>2</sup>)

- $G_{stc}$  = Irradiación en condiciones STC (1000W/m<sup>2</sup>)

- PR = Performance ratio

	Pgfv	Hgic	Dias del mes	Gstc	PRG	E prod
<b>Enero</b>	2000	3860	31	1000	0,733656572	175578,6908
<b>Febrero</b>	2000	5010	28	1000	0,733656572	205834,6878
<b>Marzo</b>	2000	6010	31	1000	0,733656572	273375,1118
<b>Abril</b>	2000	6050	30	1000	0,725767792	263453,7083
<b>Mayo</b>	2000	6600	31	1000	0,709990231	290528,0025
<b>Junio</b>	2000	7100	30	1000	0,702101451	299095,2179
<b>Julio</b>	2000	7560	31	1000	0,69421267	325391,3628
<b>Agosto</b>	2000	7370	31	1000	0,68632389	313608,8382
<b>Septiembre</b>	2000	6480	30	1000	0,68632389	266842,7284
<b>Octubre</b>	2000	5580	31	1000	0,702101451	242899,0178
<b>Noviembre</b>	2000	4340	30	1000	0,709990231	184881,4561
<b>Diciembre</b>	2000	3650	31	1000	0,717879011	162456,0202
<b>Anual</b>						<b>3.003.584,57</b>

## 5 Protecciones

### 5.1 Protecciones contra cortocircuitos

Los cortocircuitos se producen cuando dos o más conductores o de las diferentes partes de un circuito, están en contacto y tienen una diferencia de potencial.

Debido a que un cortocircuito puede causar varios daños importantes, es necesario equipar las instalaciones con fusibles, interruptores diferenciales o magnetotérmicos.

Los dispositivos de protección deben cumplir los siguientes requisitos:

1-) La energía de paso deberá ser menor que la  $I_{cu}$  ( Intensidad máxima soportada por el cable).

$$I^2 \cdot t \geq I_{cu}$$

$$I_{cu} = K^2 \cdot S^2$$

Siendo:

-  $I_{cu}$  = intensidad máxima que soporta el cable (A)

-  $K$  = valor de corrección

-  $S$  = sección del conductor ( $\text{mm}^2$ )

-  $t$  = tiempo (s)

2-) El poder de corte del mecanismo de protección (PdC) debe ser superior a la máxima intensidad que se espera que circule por ese punto de la instalación.

$$PdC \geq I_{cc}$$

## 5.2 Protecciones contra sobrecargas

Se entiende como sobrecarga a un exceso de intensidad durante un tiempo determinado en un circuito. Si la sobrecarga no se detecta a tiempo, puede causar un cortocircuito.

Los dispositivos de protección deben cumplir los siguientes requisitos:

$$1-) \quad I_{ca} \geq I_n \geq I_{cc}$$

Siendo:

-  $I_{ca}$  = intensidad máxima que soporta el conductor

-  $I_n$  = intensidad nominal del equipo de protección

-  $I_{cc}$  = intensidad de cortocircuito

$$2-) \quad I_{cd} \leq 1,45 \cdot I_{ca}$$

Siendo:

-  $I_{ca}$  = intensidad máxima que soporta el conductor

-  $I_{cd}$  = intensidad de ajuste del interruptor

## 5.3 Protecciones contra sobretensiones

Se denomina sobretensión, a todo aumento de tensión capaz de hacer peligrar el material o el correcto funcionamiento de la instalación.

Según el REBT, se contemplan tres tipos diferentes de sobretensiones:

- Sobretensión tipo rayo

- Sobretensión tipo maniobra

- Sobretensión a frecuencia industrial

La paramenta que se usa para proteger las sobretensiones son autoválvulas o pararrayos. Estos equipos han de ponerse lo más cerca posible de las partes a proteger. El principio de funcionamiento para llevar a cabo la protección de los equipos es derivar a tierra los excesos

de tensión. Esto puede producirse por ejemplo por la caída de un rayo. Es vital que esta sobretensión no alcance equipos como el centro de transformación y pueda averiarlo.

#### -Paramenta de corriente continua:

Toda la parte de la instalación que se encuentra aguas arriba del inversor, es la que trabaja con corriente continua.

Dentro de la zona de corriente continua, se encuentran los módulos fotovoltaicos. Para protegerlos, se van a disponer una serie de fusibles que tengan capacidad de extinguir una elevada corriente que pueda dañar al módulo en caso de cortocircuito o incluso que pueda causar daños a personas.

La instalación consta de dos cuadros de nivel, y cada uno de ellos requerirá de diferentes características de protección.

#### **\* Zona 1**

La corriente que circula por el cuadro de nivel 1 es la corriente de cortocircuito del módulo.

Para esta zona, debemos seleccionar un fusible que soporte una corriente un 30% superior a la que circulará.

$$I = 9,09 \cdot 1,3 = 11,82 \text{ A}$$

Los fusibles que se van a utilizar son de la marca DF Electric, y tienen las siguientes características:

- Fusible cilíndrico gG 10x38
- U = 500V
- Poder de corte: 120 kA

#### **\* Zona 2**

En esta zona de la instalación, tenemos en cuenta que circula la intensidad correspondiente al cuadro de nivel 2.

Es en este cuadro de nivel 2, donde se reúnen las corrientes provenientes de las 13 ramas de cada cuadro del nivel 1.

$$I = 9,09 \cdot 13 \cdot 1,3 = 141,84 \text{ A}$$

Los fusibles que se van a utilizar son de la marca DF Electric, y tienen las siguientes características:

-Fusible cilíndrico gG 22x58

-U = 690 V

-Poder de corte: 80 kA

#### -Paramenta de corriente alterna:

La parte de la instalación que se encuentra aguas debajo de los inversores, trabaja toda entera con corriente alterna. Del mismo modo que ocurre con la parte de corriente continua, la parte de corriente alterna, también ha de ser protegida para evitar posibles daños en la instalación.

Los equipos de protección son los siguientes:

#### **-Interruptor magnetotérmico:**

El interruptor magnetotérmico es un dispositivo capaz de interrumpir la corriente eléctrica de un circuito cuando esta sobrepasa ciertos valores máximos, previamente definidos.

Su funcionamiento se basa en dos de los efectos producidos por la circulación de corriente eléctrica por cualquier circuito: el magnetismo y la térmica. El dispositivo consta de 2 partes, un electroimán y una lámina bimetálica, conectadas en serie y por las que circula la corriente que va hacia la carga.

Los interruptores magnetotérmicos están dotados de poder de corte, por lo tanto puede abrir o cerrar el circuito en condiciones de carga y cortocircuito.

Las características principales son:

-Intensidad nominal: Corriente que circula por el interruptor en condiciones normales de funcionamiento de la instalación.

-Poder de corte: Intensidad máxima que el disyuntor puede interrumpir.

-Curva de disparo: Se trata de curvas intensidad frente a tiempo que muestran el tiempo de actuación del disyuntor frente a la sobrecorriente.

La intensidad máxima sin disparo debe ser 1,13 veces la intensidad nominal y el tiempo de no fusión superior a 1 hora. La intensidad mínima de desconexión segura debe ser inferior a 1,45 veces la intensidad nominal y el tiempo de fusión segura menor de 1 hora.

En cuanto a la elección del interruptor que se va a instalar en la instalación tenemos que tener en cuenta la intensidad nominal.

El interruptor magnetotermico que se va a utilizar es de la marca Legrand, y tienen las siguientes características:

-DPX-H 3P3R 1000 A interruptor magnetotérmico.

-U : 400 V

-Poder de corte: 70 kA

-I: 1000 A

#### **-Interruptor diferencial:**

Este dispositivo electromecánico se coloca en las instalaciones con el fin de proteger a las personas de las derivaciones causadas por faltas de aislamiento entre conductores activos y tierras o masa de los aparatos. Es un interruptor que tiene la capacidad de detectar la diferencia entre la corriente de entrada y salida en un circuito. Cuando esta diferencia supera un valor determinado ( sensibilidad), para el que está calibrado ( 30mA, 300mA etc), el dispositivo abre el circuito.

El uso de interruptor diferencial es obligatorio para instalaciones fotovoltaicas según RD 1663/2000

En el caso del interruptor diferencial, se ha elegido un modelo de la marca Siemens, con las siguientes características:

-Sentron VL 1250 es el modelo elegido

-I: 1000 A

-Intensidad de respuesta de los disparadores de cortocircuito instantáneo: 11.000 A

-Poder de corte: 50kA

#### **-Autovalvula:**

Cuando se producen sobretensiones en el circuito se utilizan unos equipos de protección denominados autoválvulas o descargadores que se encargan de derivar dichas sobretensiones a tierra y evitar así el deterioro de los aislamientos.

Las características principales son:

-Tensión asignada ( $U_r$ ) : Se trata de la característica más significativa de la autoválvula. Es el valor de sobretensión en kV eficaces que soporta durante 10s.

-Tensión de servicio continuo: Se trata de la tensión eficaz que puede soportar de forma continua a frecuencia industrial un pararrayos.

-Tensión residual ( $U_{res}$ ) : Se trata del valor de cresta de la tensión que aparece entre los dos terminales del pararrayos cuando pasa por el la corriente de descarga.

## 6 Análisis financiero

El mercado de la venta de energía eléctrica mediante producción fotovoltaica lleva desde su implantación un constante cambio de precios, tarifas, modificaciones de leyes y demás trabas.

Prácticamente se podría hacer un proyecto nuevo y entero para poder explicar la evolución del mercado fotovoltaico desde el año 2003 hasta el 2014.

Para el análisis financiero, se ha decidido tomar por referencia el precio medio del MWh durante el año 2014 dentro del "pool eléctrico" de España, que fue de 49 €/MWh, y se ha aplicado una subida del índice Precios de Consumo de un 2%.

INGRESOS					
Año	Rendimiento paneles(%)	Energía producida(kWh)	€/kWh	Modificación IPC	Ingresos (€)
1	1	3003584,57	0,0490	0,02	147175,64
2	0,99	2973548,72	0,0500	0,02	148617,97
3	0,98	2943512,88	0,0510	0,02	150059,11
4	0,97	2913477,03	0,0520	0,02	151498,45
5	0,96	2883441,19	0,0530	0,02	152935,34
6	0,95	2853405,34	0,0541	0,02	154369,11
7	0,94	2823369,50	0,0552	0,02	155799,06
8	0,93	2793333,65	0,0563	0,02	157224,45
9	0,92	2763297,80	0,0574	0,02	158644,55
10	0,91	2733261,96	0,0586	0,02	160058,55
11	0,9	2703226,11	0,0597	0,02	161465,66
12	0,89	2673190,27	0,0609	0,02	162865,03
13	0,88	2643154,42	0,0621	0,02	164255,79
14	0,87	2613118,58	0,0634	0,02	165637,03
15	0,86	2583082,73	0,0647	0,02	167007,82
16	0,85	2553046,88	0,0659	0,02	168367,18
17	0,84	2523011,04	0,0673	0,02	169714,12
18	0,83	2492975,19	0,0686	0,02	171047,59
19	0,82	2462939,35	0,0700	0,02	172366,51
20	0,81	2432903,50	0,0714	0,02	173669,77
21	0,8	2402867,66	0,0728	0,02	174956,21
22	0,79	2372831,81	0,0743	0,02	176224,64
23	0,78	2342795,96	0,0758	0,02	177473,83
24	0,77	2312760,12	0,0773	0,02	178702,50
25	0,76	2282724,27	0,0788	0,02	179909,32
		<b>66078860,54</b>			<b>4100045,23</b>

La financiación de la instalación se va hacer mediante el banco y con fondos propios.

El banco proporcionará el 95% de la financiación , mientras que el otro 5% que supone un total de 111.207 €.

La devolución del préstamo, se establece en 9 años, con un interés del 10%.

Para establecer la cuota del préstamo, se ha utilizado la siguiente fórmula:

$$cuota = C_0 \cdot \frac{i \cdot (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$

Siendo:

- $C_0$  = cantidad nominal del préstamo

-  $i$  = tipo de interés correspondiente al periodo considerado

-  $n$  = duración de la operación en años

$$cuota = 2112948,2 \cdot \frac{0,1 \cdot (1 + 0,1)^9}{(1 + 0,1)^9 - 1} = 366893,46$$

Así pues, la cuota que tenemos que pagar por la instalación es de 366.893,46 €

Por último, el TIR es de un 37% y el VAN es de 318.397,03 €, así que podemos asegurar que el proyecto es viable.

Año	Ingresos (€)	Seguro	Amortización (€)	Mantenimiento (€)	Impuesto fotovoltaica (%)	Otros	Flujo efectivo neto
1	147175,64	7600	88966,24	2000	7	1200	38307,11
2	148617,97	7676,00	88966,24	2024,00	7	1213,20	39548,47
3	150059,11	7752,76	88966,24	2048,29	7	1226,55	40787,68
4	151498,45	7830,29	88966,24	2072,87	7	1240,04	42024,16
5	152935,34	7908,59	88966,24	2097,74	7	1253,68	43257,30
6	154369,11	7987,68	88966,24	2122,91	7	1267,47	44486,44
7	155799,06	8067,55	88966,24	2148,39	7	1281,41	45710,94
8	157224,45	8148,23	88966,24	2174,17	7	1295,51	46930,10
9	158644,55	8229,71	88966,24	2200,26	7	1309,76	48143,22
10	160058,55	8312,01	88966,24	2226,66	7	1324,16	49349,54
11	161465,66	8395,13	88966,24	2253,38	7	1338,73	50548,31
12	162865,03	8479,08	88966,24	2280,42	7	1353,46	51738,73
13	164255,79	8563,87	88966,24	2307,79	7	1368,34	52919,98
14	165637,03	8649,51	88966,24	2335,48	7	1383,40	54091,20
15	167007,82	8736,00	88966,24	2363,51	7	1398,61	55251,52
16	168367,18	8823,36	88966,24	2391,87	7	1414,00	56400,01
17	169714,12	8911,60	88966,24	2420,57	7	1429,55	57535,72
18	171047,59	9000,71	88966,24	2449,62	7	1445,28	58657,68
19	172366,51	9090,72	88966,24	2479,02	7	1461,17	59764,88
20	173669,77	9181,63	88966,24	2508,76	7	1477,25	60856,25
21	174956,21	9273,44	88966,24	2538,87	7	1493,50	61930,72
22	176224,64	9366,18	88966,24	2569,34	7	1509,93	62987,17
23	177473,83	9459,84	88966,24	2600,17	7	1526,53	64024,42
24	178702,50	9554,44	88966,24	2631,37	7	1543,33	65041,27
25	179909,32	9649,98	88966,24	2662,95	7	1560,30	66036,50
<b>4100045,23</b>							<b>1316329,34</b>

## 7 Conclusiones

Con lo expuesto en el presente proyecto, Memoria, Planos, Pliego de Condiciones, Estudio de Seguridad, se considera suficiente para llevar a cabo la obra de la planta de generación eléctrica. No obstante ante situaciones imprevistas, la dirección de obra puede tomar decisiones diferentes a las expuestas en el proyecto.

## 8 Bibliografía

[www.meteosat.es](http://www.meteosat.es)

[www.idae.es](http://www.idae.es)

[www.ree.es](http://www.ree.es)

[www.kyocera.es](http://www.kyocera.es)

[www.xantrex.com](http://www.xantrex.com)

[www.ormazabal.com](http://www.ormazabal.com)

[www.wikipedia.es](http://www.wikipedia.es)

[www.epsevg.upc.edu](http://www.epsevg.upc.edu)

[www.redsolar.net](http://www.redsolar.net)

[www.energias-renovables.com](http://www.energias-renovables.com)

[www.icaen.es](http://www.icaen.es)

[www.solarweb.com](http://www.solarweb.com)

[www.asif.org](http://www.asif.org)



## 2 PLIEGO DE CONDICIONES

## 2.1 Objeto

Precisar las condiciones técnicas que permitan realizar el proyecto, los trabajos de diseño, de conexión con la línea eléctrica, así como todos los trabajos necesarios para la implantación, puesta en marcha y completa legalización de la planta fotovoltaica.

Especificar los medios materiales, servicios y personal técnico y no técnico que se consideren necesarios para ejecutar el proyecto en su totalidad.

Pretende servir de guía para los instaladores, definiendo las especificaciones mínimas a seguir para asegurar su calidad en beneficio del operario y de la propia instalación.

Este pliego de condiciones es de aplicación en su integridad a la instalación solar fotovoltaica situada en “El Almendral” , Badajoz, destinada a la producción de electricidad para ser vendida tanto a la red de distribución como a particulares.

## 2.2 Disposiciones preliminares

La legislación que deberemos de tener como punto de referencia para la realización del proyecto es la siguiente.

-**Real Decreto 1955/2000**, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

-Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (RD 842/2002), ver las Instrucciones Complementarias, ITC 40 y la Nota de Interpretación Técnica de la equivalencia de la separación Galvánica de la Conexión de Instalaciones generadoras en Baja Tensión .

-Código Técnico de la Edificación (RD 314/2006).

-Real Decreto 647/2011, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética.

-Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción eléctrica de pequeña potencia.

-Real Decreto 1544/2011 sobre tarifas de acceso a productores, en régimen ordinario y especial.

-Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

-Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2012 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

-Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de pre asignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

-Real Decreto 1718/2012, de 28 de diciembre, por el que se determina el procedimiento para realizar la lectura y facturación de los suministros de energía en baja tensión con potencia contratada no superior a 15 kW.

-Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

-Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

-Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero

-Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial

-Orden HAP/703/2013, de 29 de abril, por la que se aprueba el modelo 583 «Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica. Autoliquidación y Pagos Fraccionados», y se establece la forma y procedimiento para su presentación

Suspensión del procedimiento de pre-asignación de retribución para instalaciones

En virtud del artículo 4 del Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, queda suspendido el procedimiento de inscripción en el Registro de preasignación previsto en el artículo 4.1 del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de las solicitudes de instalaciones de tecnología fotovoltaica que hubieran sido presentadas a las convocatorias correspondientes a 2012.

Del mismo modo, queda sin efecto la celebración de las convocatorias de preasignación correspondientes al año 2012 y sucesivos.

También se seguirá en todo lo posible otras normas como las UNE de la asociación española de normalización y certificación (AENOR), normas NTE del ministerio de obras públicas y urbanismos y otras de organismos internacionales como las CEN o ISO.

## 2.3 Descripción de la obra

### 2.3.1 Módulos

Los módulos serán suministrados sobre palees en cajas de embalaje con material de protección de poliuretano, para su traslado con carretilla hidráulica.

Los paneles se almacenarán depositándolos sobre suelo plano y a cubierto. En caso de almacenaje exterior, los palees se cubrirán para protegerlos del agua de la lluvia.

En el caso de que los módulos, una vez desembalados y previamente a su montaje sobre los perfiles de apoyo, deban ser dejados de forma interina a la intemperie, se colocarán con un ángulo mínimo de inclinación de 20º y máximo de 80º, con la cubierta de cristal orientada hacia arriba. Se evitará la posición horizontal y vertical.

### 2.3.2 Inversores

Serán suministrados en sus cajas de embalaje con sus correspondientes protecciones contra posibles golpes.

Se almacenarán depositándolos sobre suelo plano y a cubierto en lugar próximo a su colocación.

Se instalarán próximos al cuadro de contadores, a una altura prudencial de manera que la ventilación de los mismos no quede obstruida y con una separación adecuada para que puedan ser manipulados en caso de averías.

### 2.3.3 Cableado de circuitos y demás elementos

Serán todos ellos de primera calidad, evitando que en el almacenamiento de espera para su instalación estén expuestos a daños por golpes o descubiertos de su embalaje de fábrica.

### 2.3.4 Hormigón

El hormigón empleado como base de sustentación de los módulos será el de las características especificadas en mediciones.

El árido empleado será limpio, suelto y áspero, exento de sustancias orgánicas o partículas terrosas, para lo cual si es necesario se tamizará y lavará convenientemente con agua potable.

El cemento debe ser lento, marca de fábrica y perfectamente seco. Su peso específico debe ser como mínimo de  $3,05 \text{ kg/dm}^3$  y la finura de molido del 5% en el tamiz de 900 mallas y del 20% en el de 4900.

### 2.3.5 Materiales de acero

Los materiales de acero empleados serán de buena calidad sin deformaciones, roturas ni otros defectos. No se admitirán empalmes ni acopladuras en las piezas que formen parte de las estructuras, tanto del soporte-colector como de los redondos para armar el hormigón.

El límite elástico será de  $24 \text{ kg/mm}^2$  como corresponde a los aceros tipo A-41.

## 2.4 Condiciones de materiales y equipos

### 2.4.1 Materiales

Todos los materiales serán de buena calidad y de reconocida casa comercial. Tendrán las dimensiones que indiquen los documentos del proyecto y fije la dirección facultativa.

### 2.4.2 Reconocimiento de los materiales

Los materiales serán reconocidos en obra antes de su empleo por la dirección facultativa, sin cuya aprobación no podrán ser empleados en la obra.

El contratista proporcionará a la dirección facultativa muestra de los materiales para su aprobación. Los ensayos y análisis que la dirección facultativa crea necesarios, se realizarán en laboratorios autorizados para ello.

Los accesorios, cajas, bornes, pequeño material y equipos serán de buena calidad y estarán igualmente exentos de defectos, tanto en su fabricación como en la calidad de los materiales empleados.

## 2.5 Ejecución de obra

### 2.5.1 Generalidades

Las obras se ejecutarán de acuerdo con lo expuesto en el presente proyecto y a lo que dictamine la dirección facultativa.

El replanteo de las instalaciones se ajustará por el director de la obra, marcando sobre el terreno claramente todos los puntos necesarios para la ejecución de la obra en presencia del contratista y según el proyecto.

El contratista facilitará por su cuenta todos los elementos que sean necesarios para la ejecución de los referidos replanteos y señalamiento de los mismos, cuidando bajo su responsabilidad de la invariabilidad de las señales o datos fijados para su determinación.

Si el contratista causara algún desperfecto en las propiedades colindantes, tendrá que restaurarlas a su cuenta, dejándolas en el estado que las encontró al dar comienzo las obras de la instalación solar.

La instalación se construirá en su totalidad utilizando materiales y procedimientos de ejecución que garanticen las exigencias del servicio, durabilidad y mantenimiento.

Se tendrán en cuenta las especificaciones dadas por los fabricantes de cada uno de los componentes.

A efectos de las especificaciones de montaje de la instalación, éstas se complementarán con la aplicación de las reglamentaciones vigentes que tengan competencia en el caso.

Es responsabilidad del suministrador comprobar la calidad de los materiales, cuidando que se ajusten a lo especificado en estas normas y el evitar el uso de materiales incompatibles entre sí.

El suministrador será responsable de la vigilancia de sus materiales durante el almacenaje y el montaje hasta la recepción provisional.

Especial cuidado se tendrá con materiales frágiles y delicados, como paneles fotovoltaicos, luminarias, mecanismos, equipos de medida etc etc, que deberán quedar debidamente protegidos.

Durante el montaje, el suministrador deberá evacuar de la obra todos los materiales sobrantes de trabajos efectuados con anterioridad, en particular de retales de conducciones y cables.

Asimismo, al final de la obra, deberá limpiar perfectamente todos los equipos (captadores, inversores, etc), cuadros eléctricos, instrumentos de medida, etc, de cualquier tipo de suciedad, dejándolos en perfecto estado.

La instalación de los equipos, cables, cajas, bornes y pequeño material, permitirá su posterior acceso a los mismos a efectos de su mantenimiento, reparación o desmontaje.

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo un grado de aislamiento eléctrico básico clase II en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento.

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

El funcionamiento de la instalación fotovoltaica, no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

Asimismo, el funcionamiento de esta instalación no podrá originar condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

Todos los elementos metálicos que no estén debidamente protegidos contra la oxidación por el fabricante, serán recubiertos con dos mandos de pintura antioxidante.

### 2.5.2 Montaje de estructura soporte

La estructura soporte de módulos resistirá, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve.

La estructura y el sistema de fijación de los módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Se pondrán sujeciones para el módulo fotovoltaico, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo del módulo.

El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

La tornillería será realizada en acero inoxidable, cumpliendo la norma MV-106. Como la estructura será galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos en superficie plana (suelo) incluyendo todos los accesorios y bancadas y/o anclajes necesarios.

La instalación permitirá el acceso a los captadores de forma que su desmontaje sea posible en caso de rotura, pudiendo desmontar cada captador con el mínimo de actuaciones sobre los demás.

La estructura soporte será calculada según la norma MV-106 para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve etc.

Será del tipo galvanizado en caliente y cumplirá las normas UNE 37-501 y UNE 37-508, con un espesor mínimo de 80 micras para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

### 2.5.3 Inversores

El inversor tendrá que ser adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que los generadores fotovoltaicos puedan proporcionar a lo largo de cada día.

Tendrá un rendimiento mínimo del 90%

Deberán trabajar conectados por su lado DC a un generador fotovoltaico, y por su lado AC a un transformador que adapta la tensión a la red y permite el aislamiento galvánico entre ambas partes ( de acuerdo al Real Decreto 1663/2000 de 29 de septiembre).

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Auto conmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética ( ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango
- Temperatura de inversión elevada
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como micro cortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red etc.

Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

El inversor dispondrá de un sistema de refrigeración por convección y ventilación forzada. Estará a su vez diseñado para controlar la potencia suministrada en función de la temperatura interna.

Permitirá la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de resistencia de aislamiento, pérdida de tensión ( $1,10 \cdot U_m - 0,85 \cdot U_m$ ) o frecuencia de red (51,0-49,0 Hz).

Dispondrá de un microprocesador encargado de garantizar una curva senoidal con una mínima distorsión. La lógica de control empleada garantizará además de un funcionamiento automático, el seguimiento del punto de máxima potencia y evitará las posibles pérdidas durante el periodo de reposo.

Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA. Podrá ser externo al inversor.

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

-El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superior a las CEM. Además soportará picos de magnitud un 30% superior a las CEM durante periodos de hasta 10 segundos.

-Los valores de eficiencia al 25% y 100% de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 90% y al 92% respectivamente.

-El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5% de su potencia nominal.

-A partir de potencias mayores del 10% de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

El inversor tendrá un grado mínimo IP21.

Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre -10°C y 50°C de temperatura, y entre 0% y 85% de humedad relativa.

La vida útil garantizada para los inversores deberá ser de 20 años, al igual que los paneles fotovoltaicos.

#### 2.5.4 Generadores fotovoltaicos

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, así como presentar un certificado oficial correspondiente.

El generador fotovoltaico debe garantizar su resistencia a la intemperie y un elevado grado de aislamiento entre sus partes eléctricas, una garantía de materiales de 5 años, una garantía de funcionamiento al 90% de 10 años, y una garantía de funcionamiento al 80% durante los primeros 20 años.

El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación. En caso de variaciones respecto de las características, con carácter excepcional, deberá presentarse en la Memoria, y deberá ser aprobada por IDEA.

Las células serán de silicio cristalino, texturadas y con capa anonizada, con contactos redundantes, múltiples en cada célula.

-Los módulos deberán llevar los diodos de bypass para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP 65.

-Los marcos laterales serán de aluminio anodizado

-La cara frontal será de vidrio templado de alta transmisividad y la posterior protegida con tedlar de varias capas.

-La sección del cable será entre 4 y 10 mm<sup>2</sup>.

-Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del  $1 \pm 5\%$  de los correspondientes valores nominales de catálogo.

-Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquier de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

Se valorará positivamente una alta eficiencia de las células.

La estructura del generador se conectará a tierra.

El terminal de conexión será una bornera atornillable con posibilidad de soldadura y multicontacto opcional.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios ( fusibles, interruptores, etc) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

### 2.5.5 Sistema de monitorización

El sistema de monitorización, proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

-Voltaje y corriente DC a la entrada del inversor.

-Voltaje de fase/es en la red, potencia total de salida del inversor.

-Temperatura de los módulos en integración arquitectónica, y siempre que sea posible, en potencias mayores de 5 kW.

Los datos se presentarán en forma de medidas horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación se hará conforme al documento JRC-Ispra "Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants- Document A" Report EUR16338 EN.

### 2.5.6 Cableado y canalización

Se construirán las arquetas o cajas de conexión necesarias para la unión eléctrica de las distintas partes de los circuitos, así como sus correspondientes canalizaciones, según lo estipulado en el RBT vigente.

Las interconexiones entre los módulos de cada grupo se harán a través de las cajas de conexiones estancas de cada módulo.

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Los conductores de la parte de CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 % y los de la parte de CA para que la caída de tensión sea inferior del 1% teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

Se incluirá toda la longitud de cable CC y CA . Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con norma UNE 21123.

### 2.5.7 Conexión a red

Todas las instalaciones cumplirán lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red de baja tensión, y con el esquema unifilar que aparece en la resolución de 31 de mayo de 2001.

El punto de conexión a la red de distribución se realizará teniendo en cuenta la capacidad de transporte de la línea, la potencia instalada en los centros de transformación y las distribuciones en diferentes fases de generadores en régimen especial provistos de inversores monofásicos.

La conexión a la red de la instalación será trifásica, siguiendo los requerimientos exigidos por la compañía eléctrica distribuidora, así como lo establecido en la legislación vigente.

En el caso de que la línea de distribución se quede desconectada de la red, bien sea por trabajos de mantenimiento requeridos por la empresa distribuidora o por haber actuado

alguna protección de la línea, las instalaciones fotovoltaicas no deberán mantener tensión en la línea de distribución.

### 2.5.8 Protecciones

Todas las instalaciones cumplirán lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000,(artículo 11) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red de baja tensión, y con el esquema unifilar que aparece en la resolución de 31 de mayo de 2001.

El cuadro eléctrico constará de una pletina de cobre para su puesta a tierra y del resto de elementos de la instalación con cable de cobre desnudo de  $35\text{mm}^2$  de sección.

Se dotará de protecciones de cabecera a todas las instalaciones y se retrasará su actuación con respecto a de las protecciones de cada línea de generación con el fin de aislar la zona del fallo.

El conjunto de protecciones que se instalarán será:

- Interruptor General Manual: será un interruptor magneto térmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la distribuidora en el punto de conexión. Será accesible a la empresa distribuidora en todo momento.

- Interruptor automático diferencial: cuyo fin será proteger las personas en caso de desviación de algún elemento de la parte de continua de la instalación. Deberán cumplir con las características exigidas por la norma UNE 20283, llevar impresa la marca de conformidad a Norma UNE y haya dado conformidad la dirección facultativa.

- Interruptor automático de la Interconexión: para la conexión-desconexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o de frecuencia de red.

- Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia ( 51 y 49) Hz y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um).

- El rearme del sistema de conmutación y por tanto, de la conexión con la red de baja tensión será automático, una vez restablecida la tensión de red. El estado del contador deberá señalizarse con claridad en el frontal del equipo.

- En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia ( 51 y 49 Hz) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um) serán para cada fase.

### 2.5.9 Puesta a tierra de instalaciones fotovoltaicas

Todas las instalaciones cumplirán lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000,(artículo 12) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red de baja tensión.

Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Solicitud y de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con REBT.

La red de tierras se hará a través de picas de cobre de configuración redonda, alta resistencia y máxima rigidez. Se realizará una instalación de puesta a tierra constituida por un cable de cobre desnudo enterrado de 35mm<sup>2</sup> de sección y picas de 2 metros de longitud y 14 mm de diámetro mínimo.

Para la conexión de los dispositivos al circuito de puesta a tierra, será necesario disponer de bornas o elementos de conexión que garanticen una unión perfecta, teniendo en cuenta los esfuerzos dinámicos y térmicos que se producen en caso de cortocircuito.

Para la puesta a tierra de la instalación se seguirá lo señalado en las instrucciones MI.BT.18

### 2.5.10 Armónicos y compatibilidad electromagnética

Todas las instalaciones cumplirán lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000,(artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red de baja tensión.

## 2.6 Medición y abono de las obras

### 2.6.1 Replanteo

Todas las operaciones y medios auxiliares que se necesite para los replanteos serán de cuenta del contratista, no teniendo por este concepto derecho a indemnización de ninguna clase. El contratista será el responsable de los errores que resulten de los replanteos con relación a los planos acotados que el director de la obra facilite a su debido tiempo.

### 2.6.2 Medidas

Todas las instalaciones cumplirán lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000,(artículo 10) sobre medidas y facturación de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red de baja tensión.

Los consumos eléctricos en el mismo emplazamiento que la instalación fotovoltaica, se situarán en circuitos independientes de los circuitos eléctricos de la instalación fotovoltaica y

de sus equipos de medida. La medida de tales consumos se realizará con equipos propios e independientes, que servirán de base para su facturación.

### 2.6.3 Abono de las obras

Se abonarán al contratista las obras que realmente ejecuta con sujeción al proyecto aprobado, las modificaciones debidamente autorizadas y que se introduzcan, y las ordenes que le hayan sido comunicadas por el director de la obra.

Si en virtud de alguna disposición del director de la obra, se introdujera alguna reforma en la misma que suponga aumento o disminución del presupuesto, el contratista queda obligado a ejecutarla con los precios que figuran en el presupuesto del contrato y de no haberlos se establecerán previamente.

El abono de la obra se efectuará en la recepción de la misma.

### 2.6.4 Comienzo de las obras

El contratista deberá comenzar las obras a los treinta días de la firma del contrato y en su ejecución se ajustará a los planos que le suministre el director de la obra.

El contratista se sujetará a las leyes, reglamentos, normas y ordenanzas vigentes, así como los que se dicten durante la ejecución de las obras.

### 2.6.5 Responsabilidades en la ejecución

El contratista es el único responsable de la ejecución de las obras que haya contratado. No tendrá derecho a indemnización alguna por el mayor precio a que pudieran costarle los materiales ni por las erradas maniobras que cometiese durante la construcción, siendo todas ellas de su cuenta y riesgo e independientemente de la inspección del director de la obra.

Será asimismo responsable ante los tribunales de los accidentes que por su inexperiencia o descuido ocurran en la construcción de la instalación, en cuyo caso, si no fuese persona competente en los trabajos, tendrá obligación de hacerse representar por otra que tenga para ello los debidos conocimientos.

## 2.7 Recepción y pruebas

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este

documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su interpretación.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales ( módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

La dirección de obra, podrá inspeccionar todos los materiales y/o equipos tanto en fábrica como en obra y es obligación de adjudicatario tomar las medidas oportunas para facilitar los ensayos y pruebas de funcionamiento.

La dirección de obra, podrá designar los laboratorios que estime oportunos para la ejecución de ensayos.

Todos los gastos necesarios para la realización de los ensayos y pruebas de funcionamiento serán por cuenta del adjudicatario, los cuales estarán incluidos en la oferta económica y relacionados en el Plan de Control de Calidad.

La dirección de obra, podrá pedir ensayos y pruebas complementarias a las presentadas en el Plan de Control de Calidad, cuyo importe correrá a cargo del adjudicatario hasta un límite máximo de presupuesto de adjudicación.

El técnico o técnicos que designe como responsable de calidad en obra, tendrá libre acceso a las mismas, así como la fábrica que el adjudicatario emplee para la fabricación de los materiales.

En el caso de que el representante de la dirección de obra no esté presente en el ensayo, el adjudicatario le proporcionará toda la información relativa, incluyendo los respectivos protocolos y resultados.

Los ensayos y pruebas no tendrán en ningún caso carácter destructivo. No obstante, los daños que puedan ocasionarse como consecuencia de los mismos, serán de cuenta del adjudicatario.

La inspección no eximirá al adjudicatario de sus garantías y de la responsabilidad del funcionamiento satisfactorio de la obra en su conjunto.

Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia con lo indicado con anterioridad en este proyecto, serán las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas, para comprobar su calibración, rendimiento y funcionamiento. A las mismas asistirán los representantes y el adjudicatario que firmarán el correspondiente certificado.

- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.

- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.

- Determinación de la potencia instalada, de acuerdo con el procedimiento en los anexos.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la recepción provisional de la instalación. No obstante, el acta de recepción provisional no se formará hasta haber realizado las pruebas de recepción comprobando el funcionamiento de todas las instalaciones

de forma conjunta y conectadas a la red eléctrica cumpliendo con las especificaciones contenidas en el proyecto de construcción, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

-Que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 360 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado.

-Entrega de toda la documentación requerida en este proyecto.

-Retirada de la obra de todo el material sobrante.

-Limpieza de zonas ocupadas, con transporte de todos los deshechos a vertedero.

Durante todo este periodo el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo los módulos fotovoltaicos que será de ocho años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional .

No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se aprecia que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto vicios ocultos.

## 2.8 Mantenimiento

Se definen tres vertientes de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

-Mantenimiento preventivo

-Mantenimiento predictivo

-Mantenimiento correctivo

Plan de mantenimiento predictivo y preventivo: descripción detallada de los equipos a instalar, operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil incluye:

-La visita a la instalación en los plazos indicados y pactados con anterioridad, y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.

-El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.

-Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del periodo de garantía.

-Las actuaciones llevadas a cabo deberán quedar anotadas en el libro de registro, que deberán encontrarse disponible en la misma planta.

-el tiempo máximo de respuesta será de 18 horas a partir del aviso de avería.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá al menos una visita semestral para:

-Comprobación de las protecciones eléctricas.

-Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.

-Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas etc.

-Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de toma de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

Realización de un informe técnico de cada una de las visitas en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias ocurridas.

Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento ( nombre, titulación, y autorización de la empresa).

Con independencia del programa de mantenimiento preceptivo durante el periodo de garantía, se implantará un programa de mantenimiento integral que entrará en vigor una vez expirado éste, de duración prevista de cinco años, con periodicidad anual y renovable anualmente, que se valorará de forma independiente. Tal programa presentará al menos:

-Mantenimiento predictivo: procedimientos

-Mantenimiento preventivo: programa y procedimientos

-Mantenimiento correctivo: procedimientos, medios y tiempos de respuesta.

## 2.9 Garantías

### 2.9.1 Plazo de garantía

El suministrador garantizará la instalación durante un periodo mínimo de tres años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía será de diez años.

Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración del total de dichas interrupciones.

La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamientos, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

Asimismo se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

Si en un plazo razonable, el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministro no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo o contratar a un tercero para realizar las oportunas reparaciones, sin perjuicio de la ejecución del aval prestado y de la reclamación por daños y perjuicios en que se hubiere incurrido el suministrador.

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador.

Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación, lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.

Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el lugar de la instalación, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 15 días naturales.

Al cumplirse el plazo de garantía, se procederá a la recepción definitiva, mediante las pruebas consiguientes. Si los resultados fueran satisfactorios, se levantará acta en la que se hará constar el resultado de las demás pruebas unificadas durante el período de garantía.

## 2.10 Disposiciones finales

### 2.10.1 Condiciones de contratación

Todos los materiales utilizados en el montaje de la instalación corresponden a los de mayor fiabilidad de los que se encuentran en el mercado, cumpliendo a su vez, todas y cada una de las condiciones de trabajo a que éstos se someten

Se aplicarán todas las prescripciones generales de la instalación previstas en el RITE.

### 2.10.2 Ejecución del proyecto

La casa constructora encargada de la ejecución del presente proyecto deberá tener en cuenta todas las normas que sobre el montaje existan. Todas las obras deberán ser realizadas por personal cualificado.

El plazo de ejecución será fijado en las bases de contratación.

Una vez terminado el montaje se efectuarán los siguientes controles:

- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Determinación de la potencia instalada.

Antes de dar por finalizada la ejecución del proyecto se someterá a la instalación a una prueba en iguales condiciones a las que van a ser empleada normalmente.

### 2.10.3 Condiciones facultativas

La dirección del montaje estará realizada en su totalidad por la persona firmante de este proyecto.

La instalación de los elementos se adecuará totalmente a los planos y documentos del presente proyecto.

Si hubiera necesidad de variar algún punto de este proyecto, será el director del montaje, el único autorizado para ello.

La interpretación del proyecto en toda su amplitud correrá a cargo del técnico, al que la casa constructora deberá obedecer en todo momento. Si hubiese alguna diferencia en la interpretación de las condiciones del citado proyecto, la casa constructora deberá aceptar y obedecer la opinión del técnico.

La casa constructora será la única responsable de las indemnizaciones a que hubiera lugar por el sobreprecio que pudiera costarle la instalación de los elementos del proyecto y por las erradas maniobras que pudieran cometer durante la realización del mismo.

La propia casa constructora, abonará una determinada cantidad por cada día de retraso en la entrega de la instalación totalmente terminada.

Asimismo no podrá en ningún caso traspasar este contrato ni dar su trabajo a otra persona, sin previa autorización de la dirección técnica.

### 2.10.4 Tramitación

Serán por cuenta del contratista los trámites necesarios entre los organismos interesados para la legalización de la instalación.

Todos los gastos, incluidas las copias del proyecto que se produzcan, serán también por su cuenta.

Será responsable de cualquier demora que dé lugar los fallos en esta tramitación.

El presupuesto del proyecto será válido por un periodo máximo de 30 días, transcurridos los cuales aplicará sobre la totalidad de éste, el incremento o la disminución en porcentaje igual al que el estado publique en concepto de incremento de precios, no pudiendo sobrepasar en ningún caso el índice de fluctuación oficial.

Al precio indicado en el presupuesto se le repercutirá el IVA correspondiente.

El adjudicatario no podrá ceder ni traspasar a otra persona física o jurídica la contrata, sin la plena ni expresa autorización de la administración.



## 3 ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

## 3.1 Memoria del plan de Seguridad y Salud

### 3.1.1 Objeto

Este plan de Seguridad y Salud establece las condiciones relativas a la prevención de accidentes y enfermedades profesionales durante la ejecución de los trabajos que abarca el proyecto, así como los derivados de las actividades de reparación, conservación, entretenimiento y mantenimiento, y las características de las instalaciones preceptivas de higiene y bienestar para los trabajadores.

Este plan se redacta de acuerdo con el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en las obras de construcción.

Tiene por finalidad dar unas directrices básicas a las empresas contratistas para cumplir sus obligaciones en el campo de la prevención de riesgos laborales.

El plan de Seguridad y Salud se redacta considerando los riesgos que a priori pueden surgir en el transcurso de esta obra. Esto no quiere decir que no aparezcan otros riesgos, los cuales deberán ser estudiados y ampliados mediante anexos durante el transcurso de la obra, en el momento en que se detecten.

### 3.1.2 Obligación de la empresa

Las obligaciones que debe cumplir la empresa constructora en materia de seguridad y salud son las siguientes:

Deberá elaborar una memoria en la que se recojan:

- Los riesgos a los que están expuestos.
- Las normas de seguridad que deben aplicar para evitar los riesgos.
- Equipos de protección individual.
- Medios de protección colectiva.

Todo ello, correspondiente a los trabajos que van a realizar; teniendo en cuenta los medios humanos y materiales con los que cuentan.

Esta memoria será presentada **antes del comienzo de los trabajos**, al coordinador de seguridad y salud, para su aprobación e inclusión en el plan de seguridad y salud de la obra.

La empresa antes del comienzo de los trabajos comunicará el nombramiento de un responsable en la obra de vigilar el cumplimiento por parte de sus trabajadores de las medidas preventivas establecidas en el plan.

La empresa acreditará la formación e información de todos sus trabajadores, en materia de seguridad y salud, de acuerdo con los trabajos que ejecute cada uno de ellos.

### 3.1.3 Características de la obra

La obra consiste en la ejecución y puesta en marcha de la instalación solar fotovoltaica conectada a red de 2 MW en el suelo de la Parcela nº 35 del polígono 11 de Almendral (Badajoz).

Las principales unidades de obra, para la ejecución total del parque son las siguientes:

- Obra civil.
- Montaje de los paneles solares fotovoltaicos y demás infraestructura ( estructuras, inversores..)
- Instalación de conductores y tirado de cableado.
- Puesta en marcha de la instalación solar fotovoltaica.

De este modo, se pretende que los trabajos objeto de este plan, se lleven a cabo con las condiciones de máxima seguridad para los trabajadores, al ser las propias empresas encargadas de la elaboración de los trabajos, las que adopten las medidas preventivas que mejor se ajusten a su método de trabajo.

#### 3.1.3.1 Descripción de los trabajos realizados

La obra consiste en la instalación y montaje de 9000 paneles solares fotovoltaicos y 4 inversores, junto con la paramenta que conlleva.

Los módulos fotovoltaicos y los inversores llegarán a la parcela del polígono en transporte de camión, procediéndose a su descarga y acopio, para su posterior montaje, el cual se detallará en cada una de sus fases en la memoria descriptiva

Los paneles serán soportados por una estructura metálica diseñada específicamente para su sustento.

#### 3.1.3.2 Plazo de ejecución

El plazo de ejecución previsto para esta obra es de 35 días laborables.

#### 3.1.3.3 Número de trabajadores estimado

Se ha estimado que el número máximo de trabajadores que se encuentren simultáneamente en esta obra será de 28 trabajadores.

#### 3.1.3.4 Accesibilidad

El acceso de la maquinaria a los lugares donde se ejecutarán las obras, ha sido clasificado como fácil.

#### 3.1.3.5 Unidades de obra

La obra se divide en las siguientes fases:

- Transporte de materiales hasta y dentro de la finca en la que se ubicará la instalación y descarga.
- Colocación de elementos auxiliares.
- Colocación de los módulos.
- Montaje de los inversores.
- Instalación de cajas de medida y protección.
- Trabajos de cableado.
- Pruebas y puesta a punto.

#### 3.1.3.6 Maquinas y herramientas

Está prevista la utilización de la maquinaria que a continuación se relaciona:

- Camiones furgonetas
- Herramientas eléctricas.
- Herramientas manuales.

#### 3.1.4 Formación

Se implantará formación en materia de Seguridad y Salud a todo el personal que tome parte de los trabajos.

Dicha formación habrá de ser específica sobre las unidades de obra que cada uno vaya a ejecutar y deberá consistir en una explicación de los riesgos a los que se encuentran expuestos, los métodos de trabajo más seguros que deben aplicarse y las protecciones colectivas e individuales que disponen.

Se explicará también a los trabajadores qué deben hacer en el caso de que suceda un accidente laboral.

### 3.1.5 Botiquines

Se dispondrá de un botiquín conteniendo el material sanitario especificado a continuación:

- Un frasco de agua oxigenada.
- Un frasco de alcohol 96º.
- Un frasco de tintura de yodo.
- Un frasco de mercurocromo.
- Un paquete de gasas esterilizadas.
- Un paquete de algodón hidrófilo.
- Un rollo de esparadrapo.
- Un paquete de tiritas.
- Un torniquete
- Analgésicos
- Jeringuillas desechables.
- Unas tijeras.

#### 3.1.5.1 Asistencia a accidentados

Se colocarán en lugares visibles listas con los teléfonos y direcciones de los centros asignados para urgencias, ambulancias, taxis, etc. para garantizar un rápido transporte de los posibles accidentados a los centros de asistencia.

Como mínimo, deben figurar en los carteles los datos de:

- Servicio de urgencia.
- Ambulancia.
- Policía.
- Bomberos
- Taxis.

### 3.1.6 Prevención de daños a terceros

Se señalizará, de acuerdo con la normativa vigente, tomándose las adecuadas medidas de seguridad que cada caso requiera.

Se señalizarán los accesos a la obra y se prohibirá el paso a toda persona ajena a la misma, colocando en su caso, si es posible los cercamientos necesarios.

### 3.1.7 Medidas de seguridad en las unidades de obra

A continuación se van a analizar trabajos previstos para cada una de las unidades de la obra. Los capítulos de *Maquinaria-herramientas y maquinaria* son comunes para cada una de las fases de la obra.

#### 3.1.7.1 Transporte y descarga de materiales

Esta labor es realizada por un transportista que respetará las normas de seguridad previstas en este capítulo y si el transportista pertenece a una empresa deberá asumir estas medidas en una carta que se le facilitará, siempre que acceda a la obra para efectuar descarga de material.

En esta fase se utilizará camión y herramientas manuales diversas, por lo que además de las medidas preventivas estimadas, debemos tener en cuenta las normas de seguridad para la maquinaria empleada

##### Riesgos más frecuentes:

- Caídas al mismo nivel.
- Caídas a distinto nivel.
- Atropellos.
- Golpes en las extremidades.
- Atrapamiento o aplastamiento por desplome de materiales.

##### Normas básicas de seguridad y protecciones colectivas:

-Todos los trabajadores tendrán conocimiento de los riesgos a los que están expuestos, debiendo utilizar los equipos de protección individual para minimizar dichos riesgos.

-La descarga se efectuará en lugares estimados para tal fin, intentando que estos sean nivelados.

-Cuando el camión esté maniobrando para realizar la descarga, debe ser guiado por una persona desde el exterior.

-Antes de llevar a cabo el desatado de la mercancía se debe hacer un reconocimiento, para comprobar si se ha movido la carga.

-El desatado de las eslingas debe realizarlo, la persona que efectuó el transporte.

-Todos los trabajadores que participen en la descarga, deben de ser avisados, cuando se desaten las eslingas.

-Se cuidará durante todo el desarrollo de esta fase el orden y la limpieza del lugar de trabajo.

#### Protecciones personales:

-Calzado de seguridad

-Guantes de cuero

-Ropa de trabajo

### **Colocación de paneles solares fotovoltaicos y demás infraestructura**

En esta fase se colocan todos los elementos, que deben estar dispuestos en los diferentes tramos, así como los elementos de protección colectivas necesarias para la realización de los trabajos y posteriores reparaciones.

En esta fase sólo se utilizará diversa herramienta manual

#### Riesgos más frecuentes:

-Caídas al mismo nivel.

-Caídas a distinto nivel.

-Sobreesfuerzos.

#### Normas básicas de seguridad y protecciones colectivas

-Los trabajos que sean realizados por más de una persona, serán ejecutados de forma coordinada.

-La herramienta manual utilizada estará dentro de contenedores, dispuestos para tal fin y cada vez que se utilice se retornará a su sitio, cuidando su limpieza.

-El lugar de trabajo se mantendrá en un correcto estado de orden y limpieza y libre de posibles obstáculos causantes de caídas al mismo nivel.

#### Equipos de protección individual

-Calzado de seguridad

-Ropa de trabajo

-Guantes de seguridad

### **Pruebas y puesta a punto**

Estos trabajos consisten en verificar el funcionamiento de la instalación una vez que se ha finalizado el cableado y conexionado.

La maquinaria utilizada para estos trabajos son herramientas manuales y aparatos de medición.

### **Riesgos más frecuentes:**

- Caídas al mismo nivel.
- Caídas a distinto nivel.
- Caídas de objetos.
- Golpes y cortes.
- Contactos eléctricos, directos e indirectos.

### **Normas básicas de seguridad y protecciones colectivas**

-Para la realización de estos trabajos es necesaria la autorización específica correspondiente.

-Los trabajadores contarán en todo momento con una linterna.

-Los trabajadores conocerán los riesgos a los que se encuentran expuestos y utilizarán los equipos de protección individual necesarios para minimizar los riesgos.

-No se realizarán estos trabajos en presencia de aparato eléctrico.

-Las inspecciones y pruebas deben realizarse con los órganos móviles correctamente protegidos.

### **Equipos de protección**

- Ropa de trabajo
- Guantes de trabajo
- Calzado de sistema

## 3.1.8 Maquinaria y máquinas-herramientas

### **Máquinas-herramientas**

En este apartado se consideran globalmente los riesgos de prevención que atañen a la utilización de pequeñas herramientas accionadas por energía distinta de la humana: taladros, llaves neumáticas , etc.

#### Riesgos más frecuentes

- Cortes y golpes.
- Proyección de partículas.
- Contactos eléctricos.
- Ruidos.

#### Normas básicas de seguridad y prevenciones colectivas

-Las máquinas-herramientas eléctricas estarán protegidas eléctricamente mediante doble aislamiento.

-Los motores eléctricos de las máquinas-herramientas estarán protegidos por la carcasa y resguardos propios de cada aparato, para evitar los riesgos de atrapamiento o de contacto con la energía eléctrica.

-Las máquinas en situación de semiavería se entregarán para su reparación.

-Las máquinas-herramientas no protegidas eléctricamente mediante el sistema de doble aislamiento, tendrán sus carcasas de protección de motores eléctricos etc, conectadas a la red e tierras en combinación de los disyuntores diferenciales del cuadro eléctrico general de la obra.

-En ambientes húmedos la alimentación para las máquinas-herramientas no protegidas con doble aislamiento, se realizará mediante conexión a transformadores de 24V.

-Se prohíbe el uso de máquinas-herramientas al personal no autorizado para evitar accidentes por impericia.

-Se prohíbe la anulación de toma de tierra de las máquinas herramientas sino están dotadas de doble aislamiento.

-Se prohíbe dejar las herramientas eléctricas de corte o taladro, abandonadas en el suelo, o en marcha aunque sea con movimiento residual.

#### Equipos de protección individual

- Casco de seguridad.
- Guantes de seguridad.
- Guantes de goma.

- Botas de goma.
- Botas de seguridad.

### **Herramientas manuales**

#### Riesgos más frecuentes

- Golpes y cortes en las manos y los pies.
- Proyección de partículas.

#### Normas básicas de seguridad y protecciones colectivas

- Cada herramienta manual se utilizará para aquellas tareas para las que ha sido concebida.
- Antes de su uso se revisarán, desechándose las que no se encuentren en buen estado de conservación.
- Se mantendrán limpias de aceites, grasas y otras sustancias resbaladizas.
- Para evitar caídas, cortes o riesgos análogos, se colocarán en portaherramientas, recipientes o estantes adecuados.
- Durante su uso se evitará su depósito arbitrario por los suelos.
- Los trabajadores recibirán instrucciones concretas sobre el uso correcto de las herramientas que hayan de utilizar.

#### Equipos de protección personal

- Cascos de seguridad.
- Botas de seguridad.
- Guantes de seguridad.
- Gafas de seguridad.

### 3.1.9 Medios auxiliares

#### **Escaleras de mano**

Este medio auxiliar suele ser objeto de prefabricación rudimentaria, lo cual es una práctica contraria a la seguridad, y por lo tanto debe ser impedida.

#### Riesgos más frecuentes

- Caídas a distinto nivel.
- Deslizamiento por incorrecto apoyo.
- Vuelco lateral por apoyo irregular.
- Rotura por defectos ocultos
- Los derivados de los usos inadecuados o de los montajes peligrosos.

#### Normas básicas de seguridad y protecciones colectivas

##### a) De aplicación al uso de escaleras de madera:

- Las escaleras de madera tendrán los largueros de una sola pieza, sin defectos ni nudos que puedan mermar su seguridad.
- Los travesaños de madera estarán ensamblados.
- Las escaleras de madera estarán protegidas de la intemperie mediante barnices transparentes, para que no oculten los posibles defectos.

##### b) De aplicación al uso de escaleras metálicas:

- Los largueros serán de una sola pieza y carecerán de deformaciones o abolladuras que puedan mermar su seguridad.
- Las escaleras metálicas estarán pintadas con pintura antioxidación que las preserven de las agresiones de la intemperie o serán de material inoxidable.
- Las escaleras metálicas no estarán suplementadas con uniones soldadas.

##### c) Para el uso general de escaleras de mano, independientemente de los materiales de los que estén hechas:

- Se prohíbe la utilización de escaleras de mano para salvar alturas superiores a 5 m.
- Las escaleras de mano estarán dotadas en su extremo inferior de zapatas antideslizantes de seguridad.
- Las escaleras de mano estarán firmemente amarradas en su extremo superior al objeto o estructura al que dan acceso.
- Las escaleras de mano sobrepasarán en 1 m la altura a salvar.

-Las escaleras de mano se instalarán de tal forma que su apoyo inferior diste de la proyección vertical del superior 1/4 de la longitud del larguero entre apoyos.

-Se prohíbe transportar pesos a mano iguales o superiores a 25 kg sobre las escaleras de mano.

-Se prohíbe apoyar la base de las escaleras de mano sobre lugares u objetos poco firmes que pueden mermar su estabilidad.

-Se prohíbe la utilización al mismo tiempo de la escalera por dos o más personas.

-El ascenso y descenso y el trabajo sobre las escaleras de mano se efectuará frontalmente, es decir, mirando hacia los peldaños que se están utilizando.

Protecciones individuales:

- Casco de seguridad.
- Botas de seguridad.
- Calzado antideslizante.
- Cinturón de seguridad

## 3.2 Pliego de condiciones

### 3.2.1 Disposiciones legales de aplicación

Son de obligado cumplimiento, las disposiciones vigentes que afecten a la Seguridad y Salud en el trabajo, contenidas en:

DISPOSICIÓN	RANGO	FECHA	BOE FECHA
Ley de Prevención de Riesgos Laborables	Ley 31/95	8/11/95	10/11/95
Reglamento de los servicios de Prevención	R.D 39/97	17/1/97	31/1/97
Disposiciones mínimas de señalización de Seguridad y Salud en los lugares de trabajo	R.D 485/97	14/4/97	23/4/97
Disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en los lugares de trabajo	R.D 486/97	14/4/97	23/4/97
Disposiciones mínimas de Seguridad y Salud relativas a la Manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorsolumbares, para los trabajadores	R.D 487/97	14/4/97	23/4/97
Disposiciones mínimas de Seguridad y Salud relativas a la Utilización por los trabajadores de los equipos de protección individual.	R.D 773/97	30/5/97	12/6/97

Disposiciones mínimas de Seguridad y Salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo	R.D 1215/97	18/7/97	7/8/97
Disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en las obras de construcción	R.D 1672/97	24/10/97	25/10/97
Reglamento de recipientes a presión	R.D 1244/79	4/4/79	29/5/79
Estatuto de los Trabajadores	Real Decreto Legislativo 1/1995	24/3/95	23/3/95
Modelo de Libro de Incidencias correspondientes a las obras en las que sea obligatorio un Estudio de Seguridad e Higiene en el Trabajo	OM	20/9/86	
Requisitos y datos que deben reunir las comunicaciones de apertura previa o reanudación de actividades de los centros de trabajo.	OM	6/10/86	
Señalización, balizamiento, defensa, limpieza y terminación de obras fijas en vías fuera de poblado	OM	31/8/87	18/9/87
Convenio colectivo Provincial de la Construcción			
Repertorio de recomendaciones prácticas de la Organización Internacional del Trabajo. (OIT)			
Convenios de la O.I.T, ratificados por España que afectan a Seguridad y Salud en el Trabajo			
Requisitos y datos que deben reunir las comunicaciones de apertura previa o reanudación de actividades de los centros de trabajo.			

### 3.2.2 Normas referentes a personal en obra

En cada grupo o equipo de trabajo, el Contratista deberá asegurar al presencia constante de un encargado o capataz, responsable de la aplicación de las normas contenidas en este Plan.

El encargado o capataz, deberá estar provisto siempre de una copia de tales normas, así como de todas las autorizaciones escritas eventuales recibidas del Coordinador de Seguridad y Salud o/y Director de la Obra.

Será el encargado de hacer cumplir todas las normas y medidas de seguridad establecidas para cada uno de los tajos.

Hará que todos los trabajadores a sus órdenes utilicen los elementos de seguridad que tengan asignados y que esta utilización sea correcta.

No permitirá que se cometan imprudencias, tanto por exceso como por negligencia o ignorancia.

Se encargará de que las zonas de trabajo estén despejadas y ordenadas, sin obstáculos para el normal desarrollo del trabajo.

Designará las personas idóneas para que dirijan las maniobras de los vehículos.

Dispondrá las medidas de seguridad que cada trabajo requiera, incluso la señalización necesaria.

Ordenará para la actividad en caso de observar riesgo de accidente grave e inminente.

Los trabajadores deberán trabajar provistos de ropa de trabajo, cascos y demás prendas de protección que su puesto de trabajo exija.

Accederán al puesto de trabajo por los itinerarios establecidos.

No se situarán en el radio de acción de máquinas en movimiento.

No consumirán bebidas alcohólicas durante las horas de trabajo.

### 3.2.3 Normas de señalización.

Los accesos al centro de trabajo deberán estar convenientemente señalizados de acuerdo con la normativa existente.

La señalización de Seguridad y Salud deberá emplearse cuando sea necesario:

- Llamar la atención de los trabajadores sobre la existencia de determinados riesgos, prohibiciones u obligaciones.

- Alertar a los trabajadores cuando se produzcan situaciones de emergencia.

- Facilitar a los trabajadores la localización e identificación de los medios e instalaciones de protección, evacuación, emergencia o primeros auxilios.

- Orientar o guiar a los trabajadores que realicen maniobras peligrosas.

### 3.2.4 Condiciones de los medios de protección.

Todas las prendas de protección individual o elementos de protección colectiva tendrán fijado un periodo de vida útil, desechándose a su término.

Cuando por las circunstancias del trabajo se produzca un deterioro más rápido en una determinada prenda o equipo, se repondrá ésta, independientemente de la duración prevista o de la proximidad de la fecha de sustitución.

Toda prenda o equipo de protección que haya sufrido un trato límite, es decir, el máximo para el que fue concebido ( por ejemplo, por un accidente) será desechada y reemplazada al momento.

Aquellas prendas que por su uso hayan adquirido más holguras o tolerancias de las admitidas por el fabricante serán repuestas inmediatamente.

El uso de una prenda o equipo de protección nunca representará un riesgo en sí mismo.

## Protecciones Personales

Todos los equipos de protección individual deben cumplir lo establecido en el Real Decreto 773/1997 de 30 de mayo sobre *disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual*. De este modo, todos deben cumplir las condiciones que establece su correspondiente normativa de comercialización ( RD 1407/92 y posteriores modificaciones) y, por tanto, llevar el marcado CE e ir acompañados de la información necesaria para su adecuado uso y mantenimiento.

En la obra, las normas de uso y mantenimiento deben ser comunicadas a los usuarios o mantenedores a los que incumban.

### **Protecciones colectivas**

Los elementos de protección colectiva se ajustarán a las características fundamentales siguientes:

#### **-Señales**

Estarán de acuerdo con el Real Decreto 485/1997 de 14 de abril sobre *disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo*.

#### **-Vallas autónomas de limitación y protección**

Tendrán como mínimo 90 cm de altura, estando construidas con tubos metálicos.

Dispondrán de patas para mantener su verticalidad. Las patas serán tales que en caso de caída de la valla, no supongan un peligro en sí mismas al colocarse en posición aproximadamente vertical.

#### **-Escaleras de mano**

Cumplirán con las normas establecidas en el capítulo correspondiente de la memoria de este plan.

#### **-Extintores**

Serán adecuadas en agente extintor y tamaño al tipo de incendio previsible, y se revisarán cada 6 meses como máximo.

### **3.2.5 Organización de la prevención de la obra.**

El contratista debe haber establecido un sistema de prevención de riesgos laborales en su empresa, optando por alguna de las posibilidades que le ofrece la ley:

- Designar uno o varios trabajadores para ocuparse de las actividades de prevención.
- Constituir un servicio de prevención propio.
- Concertar dicho servicio con una entidad especializada ajena a la empresa.

El contratista constituirá un Comité de Seguridad y Salud en su empresa cuando el número de trabajadores supere los 50 o cuando así los disponga el Convenio Colectivo Provincial. El

comité de Seguridad y Salud se debe reunir, al menos una vez al trimestre. Sus funciones están detalladas en el artículo 39 de la Ley 31/1995 de 8 de noviembre de Prevención de Riesgos Laborales.

El contratista deberá adoptar medidas de información e instrucciones adecuadas respecto a los riesgos ( comunicación del Plan de Seguridad y Salud, medidas de emergencia a aplicar, etc) a todos los subcontratistas y a los trabajadores autónomos.

El contratista deberá impartir formación e información sobre los riesgos del trabajo, generales y de cada puesto en concreto, a sus trabajadores.

El contratista deberá designar a un responsable de seguridad y salud en la obra, que vigile el cumplimiento de todas las medidas establecidas en este Plan de Seguridad y Salud y que actúe de interlocutor permanente ante el coordinador de Seguridad y Salud.

El contratista deberá someter a sus trabajadores a reconocimiento médico cuando entren a trabajar en su empresa y, después, una vez al año.

### **Actuaciones en caso de accidente**

En el Plan de Seguridad y Salud se indicará como mínimo:

- Dirección y teléfono del lugar al que deben ir normalmente los accidentados.
- Teléfonos de ambulancias próximas.
- Teléfono de la Policía o Guardia Civil.
- Teléfono de bomberos más próximos.
- Teléfono de paradas de taxis más próximas.

Cuando ocurra algún accidente que precise de asistencia médica, aunque sea leve, el Jefe de Obra de la contrata principal realizará una investigación:

- Nombre del accidentado.
- Fecha, hora y lugar del accidente.
- Descripción del accidente.
- Causas del accidente.
- Medidas preventivas para evitar su repetición.
- Plazos para la implantación de las medidas preventivas.

### **Libro de incidencias**

Con fines de seguimiento y control del Plan de Seguridad y Salud en la obra, existirá un *Libro de Incidencias*, habilitado al efecto y facilitado por:

- el Colegio profesional al que pertenezca el técnico que haya aprobado el Plan de Seguridad y Salud.

- o la Oficina de Supervisión de Proyectos o equivalente, cuando se trate de obras de las Administraciones públicas.

El libro de incidencias estará en poder del Coordinador de Seguridad y Salud o de la dirección facultativa, en caso de que ejerza las funciones de Coordinación de Seguridad y Salud. Tendrán acceso a él la Dirección Facultativa, los contratistas, subcontratistas y autónomos, los representantes de los trabajadores y los técnicos de seguridad y salud de las Administraciones públicas, quienes podrán hacer anotaciones.

Efectuada una anotación, el coordinador de seguridad y salud, está obligado a remitir una copia a la Inspección de Trabajo en un plazo de 24 horas. Todas las anotaciones se deben notificar al contratista afectado y a los representantes de sus trabajadores.

### 3.2.6 Instalaciones de higiene y bienestar.

#### **Vestuarios, comedores, duchas y lavabos**

Puesto que los trabajadores han de llevar ropa especial para realizar su trabajo, deberán tener a su disposición vestuarios adecuados de fácil acceso, de dimensiones suficientes y dotados de asientos y de instalaciones que les permitan poner su ropa a secar.

Cada uno dispondrá de una taquilla cerrada con llave.

El número de aparatos sanitarios será de un inodoro o placa turca por cada 25 trabajadores y un lavabo y una ducha por cada 10.

## 4 PRESUPUESTO

#### 4.1 Obra de construcción.

En el apartado de obra de la construcción, se han englobado tanto los movimientos de tierras, como el excavado de las zanjas y el vallado de seguridad.

El terreno es óptimo, puesto que a penas tiene inclinación, y los movimientos de tierra serán mínimos. El coste de este apartado asciende a un total de 8.750 €.

Posteriormente se realizarán las zanjas para introducir en ellas los tubos de distribución de la energía, alcanzando un total de 2.780 €.

Por último y como parte de la obra de construcción, se pondrá un vallado de seguridad alrededor de toda la instalación para evitar que tanto personas como animales pasen a la zona de trabajo. El precio del vallado asciende a 11.650 €.

#### 4.2 Instalación eléctrica.

La instalación eléctrica supone el grueso del total del presupuesto de la instalación fotovoltaica.

Aunque existen fabricantes chinos para los módulos fotovoltaicos, los cuales ofrecen unos precios muy por debajo del resto de fabricantes, se ha optado por buscar un fabricante de renombre internacional, el cual ha facilitado los 9000 paneles por un total de 1.935.000 €.

Otra pieza clave sino la más importante, es el inversor, que es el elemento que limita el total de energía producida, en el caso que nos importa, el precio asciende a 92.000 € para los 4 inversores que se necesitarán.

El centro de transformación de la marca Ormazabal, tiene un precio de 24.000 €.

Las estructuras metálicas para soportar las placas solares tienen un precio total de 12.000 €.

El resto de la instalación eléctrica, que supone el cableado y los elementos de protección tanto de contactos directos como indirectos, tanto de la parte de corriente continua tanto como la de alterna suma un total de 57.760 €.

#### 4.3 Seguridad e iluminación

La instalación necesita de luz artificial para poder trabajar en caso de ausencia de sol, al igual que de un circuito cerrado de cámaras de vigilancia, puesto que el total de los elementos supone una cuantía muy importante de dinero, y las cámaras servirán como elemento disuasorio para posibles ladrones como para vigilancia.

A parte de la seguridad respecto a robos, en este apartado se ha dimensionado el coste del plan de Seguridad y Salud por el que se dan las directrices para minimizar los accidentes de trabajo, y en el caso que los haya, saber como actuar.

El total de este apartado es de 47.460 €.

#### 4.4 Ingeniería y dirección de obra.

Supone un total de 32.750 € y engloba los apartado de topografía, dirección de obra y la licencia de obra.

#### 4.5 Presupuesto total.

<b>PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN</b>			
<b>Uds</b>	<b>Concepto</b>	<b>Precio Ud(€)</b>	<b>Importe (€)</b>
1	Movimientos de tierra		8750
1	Excavación de zanjas		2780
1	Vallado de seguridad		11650
<b>Total Obra de construcción</b>			<b>23180</b>
9000	Paneles fotovoltaicos	215	1935000
1	Centro de transformación	24.000	24000
4	Inversores	23000	92000
1	Estructura de acero galvanizado y su montaje		12000
44	Cajas String	125	5500
4	Cajas distribución string	160	640
500	Fusible gG 10x38	12	6000
48	Fusible gG 22x58	23	1104
	Cable RV 0,6/1KV 6mm de sección		8735
	Cable RV 0,6/1KV 35mm de sección		6545
	Cable RV 0,6/1KV 3 x 185 mm de sección		7654
	Cable RV 0,6/1KV 3 x ( 3 x 150 Al + 50 Cu)		18698
	Varios		2890
<b>Total Instalación eléctrica</b>			<b>2120766</b>
8	Camaras de vigilancia	756	6048
1	Plan de Seguridad y Salud		38000
20	Focos externos de 1500 W	171	3420
<b>Total Seguridad e iluminación</b>			<b>47460</b>
1	Licencia de obra		12500
1	Estudio topográfico		6250
1	Dirección de obra		14000
<b>Total Ingeniería y dirección de obra</b>			<b>32750</b>
<b>TOTAL</b>		<b>2.224.156 €</b>	

## 5 ANEXOS

## 5.1 Características del módulo fotovoltaico



We care! Since 1975.

# POLYCRYSTALLINE SOLAR MODULES

KD145 · KD195 · KD220 · KD245 · KD250 · KD255



„Apurweitz Haus, Germany“

## CUTTING-EDGE TECHNOLOGY

### Cell:

- 156 mm × 156 mm
- Polycrystalline, 3-busbar
- >16% efficiency
- Embedded in EVA film
- Silicon nitride texturing: Minimisation of light reflectivity, homogenous coloration

### Frame:

- Aluminium, **black** anodised and coated
- **Screwed** and also adhered
- Load capacity: **5,400 N/m<sup>2</sup>** (IEC standard: 2,400 N/m<sup>2</sup>)
- Interior drainage openings to protect against frost damage
- Flexible assembly (horizontal and upright)
- Approved for module inlay systems
- 60-cell modules: reinforced with two support bars on the rear side – minimises the risk of micro-cracks (µ-cracks); mech. load capacity of **8,000 N/m<sup>2</sup>**, tested by TÜV Rheinland according to IEC 61215 (IEC standard: 2,400 N/m<sup>2</sup>)

### Junction box:

- Incl. bypass diodes
- **Encapsulated**, prevents penetration of moisture
- Highest fireproof class SWA in accordance with UL94
- pre-configured with connection wires and SMA plug connectors

### Anti-reflective glass:

- Enhances transmittance, maximizes conversion efficiency
- For module types: KD250RH-4FB2, KD255AH-4FB2

### Service:

- Professional Europe-wide customer service in Esslingen (Germany) **(Service tested by TÜV)**
- Individual maintenance service increases life expectancy of the photovoltaic system

## COMPANY

### Competence and stability:

Founded in 1959 in Kyoto, Japan, Kyocera is now a globally active, financially powerful corporation with 228 subsidiaries.

### Quality:

Kyocera Solar, a pioneer in the photovoltaic sector and collaborator in groundbreaking photovoltaic solutions since 1975, is one of the leading manufacturers of solar energy systems. Kyocera was the first company to introduce the series production of polycrystalline silicon solar cells and the patented 3-busbar cell technology in mass production.

### Verified longevity:

The reliability and longevity of the products have been verified by proven long-term solutions. For example, systems installed in Japan and Sweden have been providing excellent yields since 1984.

## Kyocera photovoltaic modules meet the highest standards



Salt mist corrosion test, severity 6 according to IEC 61701  
Identified haloterm test (27.2 mbc, 35 mm) according to IEC 61215 (IEC standard: 23 mbc, 25 mm)



Kyocera is ISO 9001, ISO 14001 and OHSAS 18001 certified and registered.

ELECTRICAL PERFORMANCE						
PV Module Type	KD145GH-4PU KD145GH-4YU	KD195GH-4PU KD195GH-4YU	KD235GH-4PU KD235GH-4YU	KD245GH-4F82 KD245GH-4Y82	KD255GH-4F82 KD255GH-4Y82 KD255AH-4F82	KD255GH-4F82 KD255GH-4Y82 KD255AH-4F82
<b>At 1000 W/m<sup>2</sup> (STC)<sup>(1)</sup></b>						
Maximum Power [W]	145	195	230	245	250	255
Maximum System Voltage [V]	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Maximum Power Voltage [V]	17.9	23.8	26.6	29.8	29.8	30.4
Maximum Power Current [A]	8.11	8.21	8.28	8.23	8.39	8.39
Open Circuit Voltage [V <sub>oc</sub> ] [V]	22.3	29.5	33.2	36.9	36.9	37.6
Short Circuit Current [I <sub>sc</sub> ] [A]	8.78	9.09	8.98	8.91	9.09	9.09
Efficiency [%]	14.4	14.7	14.8	14.8	15.1	15.4
<b>At 800 W/m<sup>2</sup> (NOCT)<sup>(2)</sup></b>						
Maximum Power [W]	104	140	158	178	180	184
Maximum System Voltage [V]	16.3	21.3	24.0	26.8	26.8	27.4
Maximum Power Current [A]	6.46	6.58	6.63	6.58	6.72	6.72
Open Circuit Voltage [V <sub>oc</sub> ] [V]	20.4	27.0	30.4	33.7	33.7	34.4
Short Circuit Current [I <sub>sc</sub> ] [A]	7.11	7.33	7.27	7.21	7.36	7.36
NOCT [°C]	45	45	45	45	45	45
Power Tolerance [%]	+5/-5	+5/-5	+5/-3	+5/-3	+5/-3	+5/-3
Maximum Reverse Current I <sub>r</sub> [A]	15	15	15	15	15	15
Series Fuse Rating [A]	15	15	15	15	15	15
Temperature Coefficient of V <sub>oc</sub> [%/K]	-0.38	-0.36	-0.36	-0.36	-0.36	-0.36
Temperature Coefficient of I <sub>sc</sub> [%/K]	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
Temperature Coefficient of Max. Power [%/K]	-0.48	-0.46	-0.46	-0.46	-0.46	-0.46
Reduction of Efficiency (from 1000W/m <sup>2</sup> to 200W/m <sup>2</sup> ) [%]	4.9	5.0	6.0	6.6	6.7	6.3
<b>DIMENSIONS</b>						
Length [mm]	1500 (+2.5)	1338 (+2.5)	1500 (+2.5)	1662 (+2.5)	1662 (+2.5)	1662 (+2.5)
Width [mm]	868 (+2.5)	890 (+2.5)	890 (+2.5)	890 (+2.5)	990 (+2.5)	890 (+2.5)
Depth (incl. Junction Box) [mm]	46	46	46	46	46	46
Weight [kg]	12.5	16	18	20	20	20
Cable [mm]	(+1010 (-) -840	(+1020 (-) -840	(+1120 (-) -900	(+1190 (-) -980	(+1190 (-) -980	(+1190 (-) -980
Connection type	PV-23 (3Wx)	PV-03 (3Mx)	PV-03 (3Wx)	PV-03 (3Mx)	PV-03 (3Mx)	PV-23 (3Wx)
Junction Box [mm]	123+91.6+16	123+91.6+16	123+91.6+16	123+91.6+16	123+91.6+16	123+91.6+16
Number of bypass diodes	2	3	3	3	3	3
IP Code	IP65 / IP67	IP65 / IP67				
<b>CELLS</b>						
Number per Module	36	48	54	60	60	60
Cell Technology	polycrystalline	polycrystalline	polycrystalline	polycrystalline	polycrystalline	polycrystalline
Cell Shape (square) [mm]	156+156	156+156	156+156	156+156	156+156	156+156
Cell Bonding	3-busbar	3-busbar	3-busbar	3-busbar	3-busbar	3-busbar
<b>GENERAL INFORMATION</b>						
Performance Guarantee	10 <sup>(1)</sup> / 25 years <sup>(2)</sup>	10 <sup>(1)</sup> / 25 years <sup>(2)</sup>				
Warranty	10 years <sup>(1)</sup>	12 years <sup>(1)</sup>	10 years <sup>(1)</sup>	10 years <sup>(1)</sup>	10 years <sup>(1)</sup>	10 years <sup>(1)</sup>

(1) Electrical values under standard test conditions (STC) (irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, air mass AM 1.5 and cell temperature of 25°C)  
 (2) Electrical values under normal operating cell temperature (NOCT) (irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>, air mass AM 1.5, and wind of 1 m/s) and ambient temperature of 30°C

(1) 10 years or 80% of its nominal (global) power<sup>(2)</sup> under standard test conditions (STC)  
 (2) 25 years or 80% of its nominal (global) power<sup>(2)</sup> under standard test conditions (STC)  
 (3) In the case of Europe

Your local Kyocera dealer:



**KYOCERA** Fineceramics GmbH  
Solar Division  
Fritz-Mueller-Strasse 27  
73730 Esslingen | Germany  
Tel: +49 (0)711-93 93 49 99  
Fax: +49 (0)711-93 93 48 61  
E-Mail: solarg@kyocera.de  
www.kyocerasolar.eu

## 5.2 Características del inversor

**Smart choice for power**

**GT500E  
Grid Tie Inverter**



**xantrex**

CE

The Xantrex GT500E Grid Tie Inverter is based on a reliable platform that is used in grid-connect photovoltaic and wind turbine applications in North America and Europe. Easy to install and operate, the GT500E automates start up, and shut down. It incorporates advanced Maximum Power Point Tracking Technology to maximize the energy harvested from a PV array. To minimize power losses during the conversion process, the inverter's switching technology uses insulated gate bi-polar transistors. Multiple inverters can be paralleled for large power installations. Designed for European PV installations, the GT500E meets all applicable CE requirements.

**Features**

- ▶ Digital Signal Processor (DSP) based controls with self-diagnostics
- ▶ LCD display with keypad for display of operating status and for access of user-changeable settings
- ▶ Inverter shut off and disconnects
- ▶ Over- and under-voltage and frequency protection, shutting down the inverter
- ▶ Anti-islanding protection - prevents back-feeding inverter-generated power to the grid in the event of a utility outage
- ▶ User definable power tracking allows the user to match the inverter to the array, as well as to adjust delay periods to customize system shutdown sequences
- ▶ Isolation protection
- ▶ DC and AC over voltage protection
- ▶ Graphical user interface software for real time communications, monitoring, and control

**Options**

- ▶ Remote monitoring and faults notification via telephone modem or web server
- ▶ Data acquisition and logging
- ▶ Warranty extensions

**Xantrex Technology Inc.**

Headquarters  
8999 Nelson Way  
Burnaby, British Columbia  
Canada V5A 4B5  
800 670 0707 toll free  
604 420 1591 Fax

Europe  
Edifici Diagonal 2A,  
C/ Constitució 3, 4<sup>ta</sup>  
08960 Sant Just Desvern  
Barcelona, Spain  
+34 93 470 5330 Tel  
+34 93 473 6093 Fax  
europe@xantrex.com

**www.xantrex.com**

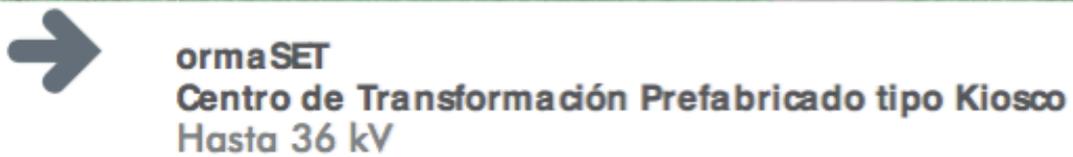
Smart choice for power

xantrex

### 500 kW Three-Phase Inverter

Electrical Specifications	
Nominal power rating (AC)	500 kW
Nominal AC voltage	315 V
Nominal AC frequency	50 Hz (optional 60 Hz)
Line power factor	> 0.99 above 20% rated power
AC current distortion	< 3% THD at rated power
Max AC line current	500 A
Stand-by low losses	< 100 W
Night consumption	< 100 W
Min DC voltage for feed-in	450 V
Suggested PV power	560 kWp
Max DC current	1120 A
Max open circuit voltage	880 V
Power tracking window range	450 V - 800 V
Max efficiency	98.52%
European efficiency	97.93%
General Specifications	
Ambient temperature range	-10° - 45°C
Enclosure environmental rating	IP23
Enclosure	Rittal TS Series
Weight	1270 kg
Dimensions (H x W x D)	211,2 x 340,6 x 60,5 cm
Altitude	up to 1500 m without de-rating
Relative humidity	0 - 95% non-condensing
Features and Options	
Cooling method	Forced convection cooling
Protective functions	AC over/under voltage, AC over / under frequency, over temperature, AC and DC over current, DC over voltage
User display standard	LCD, 4 line, 20 character with keypad
Disconnects (AC and DC)	Integral to inverter assembly
Communications software	Graphical user interface software for real time communications and control
Data acquisition and logging	Adjustable
Interfaces	Webserver or telephone modem for remote system monitoring and fault notification
Combiner boxes	Optional feature (Information on request)
Container solution	Optional feature (Information on request)
Approvals and Safety	
The GTS50 complies with applicable European Directives	
The GTS50 complies with the requirements of VDEW	
Note: Specifications subject to change without notice	

## 5.3 Características del centro de transformación



## CENTRO DE TRANSFORMACIÓN PREFABRICADO tipo KIOSCO

ORMASET



### PRESENTACIÓN

El **ormaset** de Ormazabal es un **Centro de Transformación Prefabricado**, tipo kiosco, de instalación en **superficie** y **maniobra exterior**, de **reducido impacto visual**, **construido de serie**, **ensayado** y **suministrado de fábrica como una unidad**.

Se caracteriza por incorporar un equipo eléctrico de **Media Tensión de Ormazabal de hasta 36 kV y 1000 kVA**, con dos accesos independientes desde el exterior tanto a la zona de celdas, como a la zona del cuadro de **Baja Tensión** y el **Transformador**.

El **cuidado diseño exterior** y sus **reducidas dimensiones** minimizan su **impacto visual**, siendo indicado su uso cuando el **espacio disponible es limitado**, principalmente en **zonas residenciales**.



### COMPOSICIÓN

Los **Centros de Transformación Prefabricados ormaSET** presentan la siguiente configuración máxima:

- **Equipo eléctrico:**
  - Aparamento de **Media Tensión** con aislamiento integral en gas: **CGMCOSMOS** (hasta 24 kV) o **CGM.3** (hasta 36 kV). Configuraciones estándar:
    - 24 kV: 3 funciones de línea y 1 de protección con fusibles (3LP).
    - 36 kV: 2 funciones de línea y 1 de protección con fusibles (2LP).
  - **Unidades de protección, control y medida** (telemando, teledida, control integrado, telegestión, etc.), de **Ormazabal**.
  - **Transformador de distribución de Media Tensión de hasta 1000 kVA**.
  - Aparamento de **BT**: cuadro de **Baja Tensión** con unidad de control y protección.
  - **Interconexiones de MT y BT**.
  - **Conexión de circuito de puesta a tierra**.
  - **Alumbrado y servicios auxiliares**.
- **Envolvente monobloque de hormigón armado más cubierta amovible.**

Nota: Para otras configuraciones y/o valores consultar a nuestro Departamento Técnico-Comercial.



### CARACTERÍSTICAS

Los **Centros de Transformación Prefabricados** son **productos**, **construidos de serie**, **ensayados** y **suministrados como una unidad**.

- **Elevada seguridad** para las personas frente a **contactos directos accidentales**, **tensiones de paso y de contacto**.
- **Reducido impacto ambiental, visual y acústico**.
- **Integración estética con el entorno**.
- **Equipamiento eléctrico:**
  - **Montaje íntegro en fábrica**.
  - **Reducido tamaño y versatilidad**.
  - **Idoneidad para su aplicación en esquemas de distribución pública hasta 36 kV**.
  - **Sustitución del equipo de forma rápida y sencilla**.
- **Envolvente prefabricada de hormigón:**
  - **Reducidas dimensiones (idóneo para espacios limitados)**.
  - **Cuerpo de construcción monobloque con cubierta amovible**.
  - **Bajo riesgo de vertidos de los aislantes a la vía pública** (foso de recogida dieléctrico líquido, con revestimiento resistente y estanco).
  - **Elementos de protección cortafuegos: lecho de guijarros sobre el foso**.
- **Ventilación por circulación natural de aire, a través de rejillas**.
- **Accesos de peatón:**
  - **Puerta de acceso independiente a la zona de MT** con dos hojas con fijación a 90° y 180°.
  - **Puerta de acceso independiente a la zona de BT** con dos hojas con fijación a 90° y 180°.
- **Entrada / salida de cables de MT y BT:**
  - **A través de orificios semiperforados en la base del edificio**.
  - **Entrada auxiliar de acometida de Baja Tensión**, situada en lateral de la envolvente. Permite la entrada de cables, provenientes de un grupo electrógeno, para alimentar a través del cuadro de baja tensión a clientes en situaciones de incidencia.

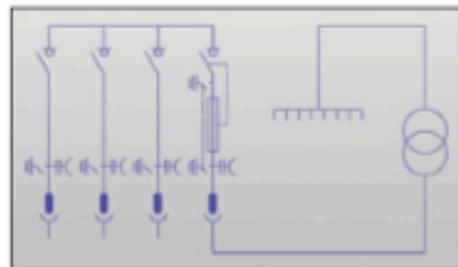


CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS		
	ormaSET-24	ormaSET-36
Tensión asignada [kV]	24	36
Frecuencia [Hz]	50	50
<b>Transformador</b>		
Potencia [kVA]	≤1000	≤1000
<b>Aparato MT</b>		
Intensidad asignada [A]		
En Barras	400/630	400/630
En Derivación	400/630 (I) 200 (P)	400/630 (I) 200 (P)
Intensidad de corto duración [kA]	16 / 20	16 / 20
<b>Nivel de aislamiento</b>		
Frecuencia Industrial [kV]	50 / 60	70 / 80
Impulso tipo rayo [kV] CRESTA	125 / 145	170 / 195
<b>Quadro de Baja Tensión</b>		
Tensión asignada [V]	420	420
Intensidad asignada [A]	≤1600	≤1600

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS	
	ormaSET
Longitud [mm]	3475
Anchura [mm]	2070
Altura [mm]	2350
Altura vista [mm]	1500
Peso* [kg]	<7300

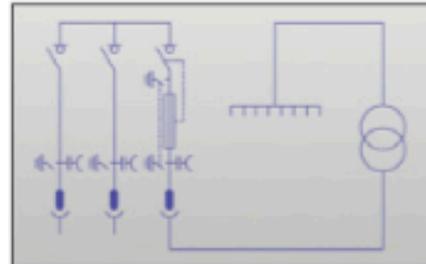
(\*) Peso sin incluir transformador

Nota: Para otras configuraciones y/o valores consultar a nuestro Departamento Técnico-Comercial.



### NORMAS APLICADAS

- IEC / UNE-EN 62271-202: Aparato de Alta Tensión: Centros de Transformación prefabricados.
- Bajo demanda:
  - Normas particulares de Compañía Eléctrica.
  - Reglamentaciones locales vigentes.

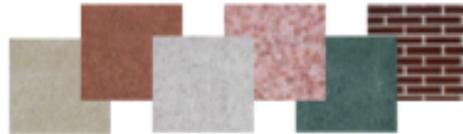




## INTEGRACIÓN EN EL ENTORNO

El ormaSET ofrece una escasa altura que le confiere una gran capacidad de armonización estética al entorno, integración y mimetización, especialmente en núcleos urbanos. Una mejor adaptación al entorno se consigue mediante la amplia variedad de acabados superficiales exteriores disponibles (colores, texturas y relieves).

*Nota:* Para una completa información sobre acabados superficiales exteriores consultar a nuestro Departamento Técnico-Comercial.



## INSTALACIÓN

El ormaSET se suministra totalmente montado de fábrica, con lo que el proceso de instalación se reduce únicamente a la colocación del edificio en la excavación, y a la posterior conexión de los cables de MT y BT.

La facilidad de instalación, sus reducidas dimensiones y peso así como su carácter recuperable, facilitan su utilización tanto en aplicaciones permanentes como en usos temporales.

*Nota:* Para la realización de la excavación solicitar la documentación técnica necesaria a nuestro Departamento Técnico-Comercial. Es obligatoria la realización, por parte del instalador, del proyecto que contemple el estudio del sistema de puesta a tierra.



## APLICACIONES

Los Centros de Transformación ormaSET son:

- Seguros
- Respetuosos con el Medio Ambiente
- Sostenibles
- Ergonómicos



Sus principales aplicaciones se dan en:

- **Distribución:**
  - Distribución pública y privada.
  - Entornos urbanos y residenciales.
  - Entornos industriales.
  - Zonas con espacio restringido o reducido.
  - Instalaciones con telemando incorporado, telemidada y/o telegestión.
  - etc.



## CENTROS DE TRANSFORMACIÓN ORMAZABAL

Ormazabal presenta una amplia gama de productos que se adaptan a las necesidades más usuales, ofreciendo en cada caso la mejor combinación en relación a:

- La seguridad de las personas y bienes.
- Respeto al medio ambiente.
- Calidad y robustez.

Considerando, además, aspectos esenciales relativos a:

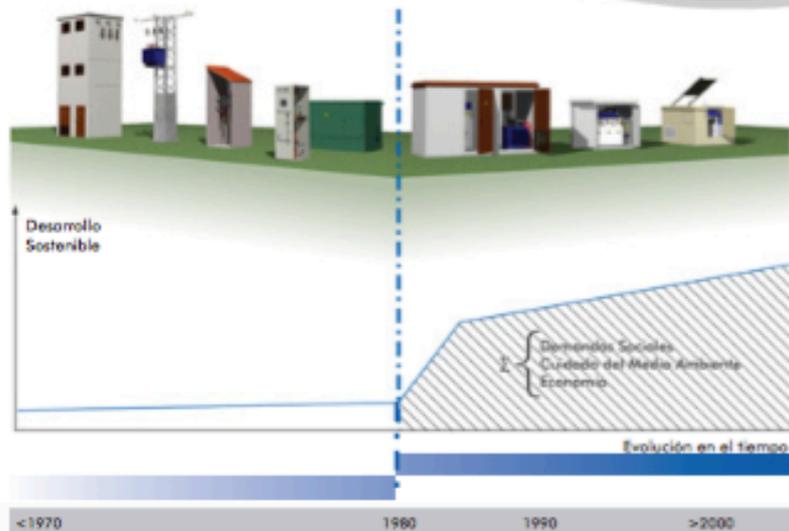
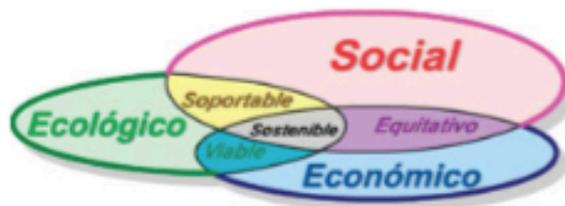
- Volumen, impacto visual y estética.
- Adaptabilidad a los diferentes esquemas eléctricos de distribución.



## COMPROMISO CON EL DESARROLLO SOSTENIBLE

Ormazabal apuesta por el desarrollo sostenible para la mejora de sus soluciones.

Sostenibilidad entendida como el mejor compromiso entre la satisfacción de las demandas sociales, el cuidado del medio ambiente y la economía.



## 6 PLANOS



## 7 ESTUDIO AFECCIONES MEDIOAMBIENTALES

## 7.1 Introducción

Los módulos fotovoltaicos son un instrumento de producción de energía, ya que producen mucha más de la que consumen, y la obtienen de una fuente inagotable y no contaminante como es el Sol. Los principales consumos energéticos, se producen en la propia fabricación del módulo y de la estructura de montaje, siendo favorable su balance energético con un periodo de recuperación energético o pay-back energético entre 0,3 y 0,4 años.

Para los sistemas conectados a red eléctrica, tal y como es este, el elemento fundamental es el inversor, que debe ser suficiente para no generar inconvenientes a la red, por lo que deberá cumplir una serie de condiciones técnicas para evitar averías y que su funcionamiento no disminuya la seguridad ni provoque alteraciones en la red eléctrica superiores a las admitidas.

## 7.2 Aspectos medioambientales

La energía solar fotovoltaica, como fuente renovable, representa una fórmula energética radicalmente más respetuosa con el medioambiente que las energías convencionales debido a que se dispone de recursos inagotables, a escala humana, para cubrir las necesidades energéticas. Un elemento específico favorable a la energía solar fotovoltaica es que su aplicación suele tener lugar en el ámbito local, lo que hace innecesaria la creación de infraestructuras de transporte energético desde los puntos de producción a los de consumo.

Las principales cargas ambientales se producen en las operaciones extractivas de las materias primas, aunque la mayor parte de las células fotovoltaicas que se fabrican en la actualidad son de silicio, material obtenido a partir de la arena y por tanto muy abundante, y del que no se requieren cantidades significativas, así como en el proceso industrial de fabricación de las células y módulos fotovoltaicos y de la estructura de montaje.

En la fase de uso, las cargas ambientales son prácticamente despreciables y no implican emisiones de productos tóxicos, ya que sólo suponen ligeras tareas manuales de limpieza y supervisión.

En la fase de eliminación de los módulos la menos estudiada, ya que se trata de sistemas relativamente recientes y para los que no se han establecido vías claras de retirada. Por lo general, cuando un módulo se daña, vuelve al productor para su reparación reutilización o desechado.

El vidrio y el aluminio, podrían reutilizarse, o al menos incorporarse a los cauces de reciclado, al igual que el cadmio, aunque en este caso no existen procesos sistemizados.

En el medio físico no existen afecciones ni sobre la calidad del aire ni sobre los suelos, no provocándose ruidos ni afectándose tampoco a la hidrología existente, aunque hay que tener especial cuidado con los impactos que se puedan derivar de una mala gestión de módulos fotovoltaicos una vez agotada su vida útil, implementando estrategias de reciclado y reutilización de los materiales que constituyen el módulo fotovoltaico.

El principal impacto sobre el medio físico es el del efecto visual sobre el paisaje, susceptible de ser enmascarado o reducido en la mayoría de las instalaciones, para lo cual debe buscarse una integración respetuosa con el medio ambiente y los edificios. Respecto al medio biótico, no existen efectos significativos sobre flora y fauna

### 7.3 Evaluación de las emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas por la energía solar fotovoltaica

La creciente preocupación por las consecuencias ambientales, sociales y económicas del cambio climático, y su reflejo en los compromisos derivados de los acuerdos alcanzados en Kioto, junto al hecho de que la producción y el consumo de energía son los principales responsables de las emisiones de gases de efecto invernadero, sitúan al sector energético como la clave para alcanzar los objetivos y a la eficiencia energética y el desarrollo de las energías renovables como los principales instrumentos para conseguirlos.

De los seis gases o grupos de gases de efecto invernadero contemplados en protocolo de Kioto, el CO<sub>2</sub> representa por sí solo las tres cuartas partes del total, y más del 90% de aquél es de origen energético. De ahí la gran importancia de las políticas capaces de limitar las emisiones de CO<sub>2</sub> para cualquier estrategia de limitación de gases de efecto invernadero y el destacado papel que juega en ella el desarrollo de las energías renovables, como sucede igualmente en otros importantes objetivos de protección medioambiental.

En el caso del CO<sub>2</sub>, la actuación rápida cobra mayor importancia por el largo plazo que transcurre entre la adopción de medidas y su incidencia efectiva sobre las emisiones.

Para muchos problemas medioambientales hay tratamientos de final de proceso relativamente rápidos o se pueden combatir con modificaciones de la tecnología actual, como ocurre con la disminución de emisiones de SO<sub>2</sub> o la eliminación del plomo en las gasolinas, pero no ocurre lo mismo con el CO<sub>2</sub>, para cuyas emisiones, inherentes a la utilización de combustibles fósiles, no existe actualmente ninguna tecnología viable capaz de absorberlas.

Por tanto, la única forma actual de limitar las emisiones de CO<sub>2</sub> es a través de la modificación de estructuras, procesos, equipos y comportamientos relacionados con la utilización de la energía. La larga vida útil de las inversiones en el sector energético hace que las estrategias relativas al CO<sub>2</sub> tengan unos plazos de aplicación mucho más largos que las aplicadas a otros problemas medioambientales. Y es aquí donde la planificación del desarrollo a largo plazo de las energías renovables, y en consecuencia, de las instalaciones fotovoltaicas, juegan un papel decisivo

## 7.4 Balance medioambiental de la instalación fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica ayuda a disminuir problemas medioambientales como:

- Efecto invernadero ( provocado por emisiones de CO<sub>2</sub>)
- Lluvia ácida ( provocada por la emisiones de SO<sub>2</sub>)

La siguiente tabla recoge el resumen de la aportación del sistema a la conservación del medio ambiente:

	Energía TOTAL generada(kWh)	CO2 (tn)	SO2 (Kg)
<b>Enero</b>	175578,69	184,77	517,93
<b>Febrero</b>	205834,69	216,61	607,18
<b>Marzo</b>	273375,11	287,69	806,42
<b>Abril</b>	263453,71	277,25	777,15
<b>Mayo</b>	290528,00	305,74	857,01
<b>Junio</b>	299095,22	314,76	882,29
<b>Julio</b>	325391,36	342,43	959,86
<b>Agosto</b>	313608,84	330,03	925,10
<b>Septiembre</b>	266842,73	280,82	787,15
<b>Octubre</b>	242899,02	255,62	716,52
<b>Noviembre</b>	184881,46	194,56	545,37
<b>Diciembre</b>	162456,02	170,96	479,22
<b>AÑO</b>	<b>3003584,57</b>	<b>3160,89</b>	<b>8860,13</b>

Las referencias utilizadas en los cálculos son las siguientes:

(\*)Electricidad solar ( ingeniería de los sistemas fotovoltaicos)- Eduardo Lorenzo ( Ed ProgenSA)

## 7.5 Análisis del ciclo de vida de la generación eléctrica mediante tecnología fotovoltaica, frente a otras tecnologías.

En el siguiente apartado, se va a hacer una comparativa sobre los costes medioambientales y del ciclo de vida de las diferentes tecnologías para la generación eléctrica.

El documento facilitado por IDEA, aunque data del año 2000, nos dará un idea sobre los costes medioambientales.

Como paso intermedio para la determinación de los impactos medioambientales, se evalúan los impactos durante las siguientes fases:

- Extracción de recursos
- Preparación de los materiales
- Transporte asociado
- Ingeniería civil e instalaciones
- Producción de energía
- Generación de corrientes residuales
- Deposito de residuos

Es decir, el método evalúa los impactos asociados a un producto desde el principio hasta el final del proceso que lleva a su obtención.

Las categorías de impacto ambiental que se consideran en este estudio para la comparación de los diferentes sistemas de producción eléctrica son los siguientes:

- Calentamiento global
- Disminución de la capa de ozono
- Acidificación
- Eutrofización
- Emisión de metales pesados
- Sustancias carcinógenas
- Niebla de invierno
- Niebla fotoquímica
- Radiaciones ionizantes
- Generación de residuos
- Residuos radiactivos
- Agotamiento de recursos energéticos



Matriz impactos ambientales

El análisis realizado valora los impactos en términos de *ecopuntos de impacto* a los que se llega tras las fases de clasificación, caracterización, normalización y evaluación, y que permiten comparar el impacto global ( por agregación de los impactos parciales-suma de categorías anteriores), producido cada uno de los sistemas energéticos en la producción de un kWh, de esta forma, un proceso o sistema más contaminante o de mayor impacto ambiental que otro tendrá asociado un número mayor de ecopuntos.

	Lignito	Carbón	Petróleo	Gas natural	Nuclear	Fotovoltaico	Eólico	Minihidráulica
<b>TOTAL (Ecopuntos)</b>	<b>1.735</b>	<b>1.356</b>	<b>1.398</b>	<b>267</b>	<b>672</b>	<b>461</b>	<b>65</b>	<b>5</b>
Calentamiento Global	**	**	**	**				
Disminución Capa de Ozono			***		*	*		
Acidificación	***	**	**			*		
Eutrofización	**	**	**	**				
Metales pesados		***	**			*		
Sustancias Carcinógenas		*	***			*		
Niebla de Invierno	***	*	**			*		
Niebla Fotoquímica		*	***	*		*		
Radiaciones Ionizantes					***			
Residuos	***	**						
Residuos Radiactivos					***			
Agotamiento Recursos Energéticos			*	**	**			

Tabla de ecopuntos totales por sistemas

(Contribución de cada sistema a cada uno de los impactos)

\*\*\* Sistema contribuye en más de 50% a dicho impacto

\*\* Sistema contribuye menos de 50% pero más de 15%

\* Sistema contribuye entre un 5 y un 15%

Los sistemas no marcados tienen una contribución nula o inferior al 5%



