



# UNIVERSIDAD DE LEÓN

ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIAL E INFORMÁTICA  
**Ingeniería Técnica Industrial**

PROYECTO FIN DE CARRERA

## **MUNDOS VIRTUALES EN CAD: DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE M.T. Y MODELIZADO EN REALXTEND**

*Virtual worlds in CAD: Desin of a medium tension  
solar energy system and implementation in  
RealXtend*

TUTOR: FERNANDO JORGE FRAILE FERNÁNDEZ  
AUTOR: ALFONSO HERRANZ OLAZÁBAL

*León, Diciembre de 2009*



# UNIVERSIDAD DE LEÓN



## ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIAL E INFORMÁTICA **Ingeniería Técnica Industrial**

PROYECTO FIN DE CARRERA:

### ***MUNDOS VIRTUALES EN CAD: DISEÑO Y MODELIZADO EN REALXTEND DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE M.T.***

Este Proyecto ha sido realizado por D. Alfonso Herranz Olazábal, de Dni 71449822-T, alumno de la Escuela de Ingenierías Industrial e Informática de la Universidad de León, al objeto de obtener el título de Ingeniero Técnico Industrial en la especialidad de Electricidad con Intensificación en Electrónica Regulación y Automatismos; siendo tutelado por D. Fernando Jorge Fraile Fernández.

Vº Bueno Tutor

Vº Bueno Oficina Técnica

D. F. Jorge Fraile Fernández

D. Manuel Castejón Limas

Autor

D. Alfonso Herranz Olazábal

## **Agradecimientos**

*Llegados a este punto, sólo hay dos personas a las que puedo agradecer haberme permitido llegar hasta aquí, y poder expresar mi trabajo y mi ilusión en algo como es este proyecto: mis padres.*

*Dedico este trabajo a mi madre, que en todo momento de mi vida me ha apoyado incondicionalmente, y a mi padre, que me ha enseñado pensar a su semejanza: con raciocinio, criterio propio, y sentido del humor.*



0. Introducción.....	4
0.1 Objetivo y enfoque del proyecto .....	4
0.2 La generación eléctrica solar: Antecedentes y Estudio del arte .....	4
0.2.1 La energía solar .....	4
0.2.1.1 El Sol: fuente de energía.....	4
0.2.1.2 Definiciones notables en el campo de la energía solar.....	6
0.2.1.3 La energía solar en la actualidad: Europa y España .....	7
1. Sistemas de generación eléctrica solar .....	12
1.1 Conceptos Generales .....	12
1.2 Sistemas aislados de la red eléctrica.....	13
1.2.1 Generalidades .....	13
1.2.2 Aplicaciones de los sistemas de generación aislados .....	14
1.3 Sistemas con conexión a la red eléctrica .....	15
1.3.1 Generalidades .....	15
1.3.2 Aplicaciones de los sistemas con conexión a red.....	17
1.4 Ventajas de los sistemas de generación fotovoltaica.....	20
2. Componentes de una instalación solar fotovoltaica .....	21
2.1 Células y paneles fotovoltaicos .....	21
2.1.1 Funcionamiento .....	21
2.1.2 Rendimiento .....	24
2.1.3 Tipos de células .....	25
2.1.4 Parámetros de una célula solar .....	26
2.1.5 Proceso de fabricación de las células .....	27
2.1.6 El módulo fotovoltaico .....	29
2.2 Acumuladores .....	31
2.2.1 Conceptos generales .....	31
2.2.2 Carga del acumulador .....	32
2.2.3 Dimensionado .....	33
2.2.4 Acumuladores de gel .....	34
2.2.5 Acumuladores de Níquel-Cadmio .....	35
2.2.5.1 Mejoras respecto a los acumuladores de plomo .....	35
2.2.5.2 Composición y funcionamiento de un acumulador de Ni-Cd: .....	36
2.3 Reguladores de carga.....	37
2.3.1 Conceptos generales .....	37
2.3.2 Regulador Shunt .....	38
2.3.3 Regulador Serie .....	39
2.3.4 Módulos fotovoltaicos autorregulados .....	40
2.4 Otros equipos para uso en la instalación .....	41
2.4.1 Sistemas de medida y control .....	41
2.4.2 Interruptores horarios .....	42
2.4.3 Desconectores .....	42
2.4.4 Temporizadores .....	43
2.4.5 Convertidores continua-continua.....	44
2.4.6 Convertidores de acoplamiento .....	45
2.4.7 Convertidores continua-alterna .....	47
2.5 Estructuras soporte para paneles fotovoltaicos.....	49
2.5.2 Tipos de estructura.....	51
2.5.3 Sombras entre filas de módulos fotovoltaicos.....	52
2.5.4 Efectos de los agentes atmosféricos .....	55
3. Diseño del parque solar .....	56
3.1 Anotaciones previas.....	56



3.2 Descripción de la instalación.....	57
3.2.1 Descripción esquemática de la instalación.....	57
3.2.2 Elementos reales elegidos en nuestra instalación.....	57
3.2.2.1 Parcela sobre la que se proyectará la instalación.....	57
3.2.2.2 Módulos seleccionados.....	59
3.2.2.3 Soporte de los paneles.....	60
3.2.2.4 Inversor.....	60
3.2.2.5 Centro de transformación.....	61
3.2.2.6 Punto de conexión.....	61
3.2.3 Estudio energético solar.....	62
3.2.3.1 Selección de fuentes de datos.....	62
3.2.3.2 Evaluación del recurso solar.....	62
3.2.3.3 Distancia entre filas y orientación de los módulos.....	64
3.2.3.4 Pérdidas por temperatura y sombreado.....	66
3.2.3.5 Rendimiento del sistema.....	66
3.2.4 Descripción de la instalación.....	68
3.2.5 Protecciones contra caída de rayos, sobretensiones y aislamiento.....	68
3.2.6 Equipo de Vigilancia de la instalación.....	71
3.2.7 Dispositivo contador de energía eléctrica.....	71
3.2.8 Centro de Transformación.....	72
3.2.8.1 Obra Civil.....	73
3.2.7.2 Características detalladas.....	75
3.2.8.3 Instalación eléctrica.....	76
3.2.8.4 Características de la paramenta de MT.....	76
3.2.8.4.1 Celdas: CGC.....	76
3.2.7.4.2. Características descriptivas de las celdas.....	77
3.2.8.4.3 Características descriptivas del cuadro de Baja Tensión.....	78
3.2.8.4.4 Características del material vario de M.T. en B.T.....	79
3.2.8.4.5 El transformador.....	80
3.2.8.4.5.1 Normas.....	81
3.2.8.4.5.2 Equipo de base.....	81
3.2.8.4.5.3 Accesorios opcionales.....	81
3.2.8.4.5.4 Ensayos.....	82
3.2.9 Puesta a tierra.....	82
3.2.9.1 Tierra de protección.....	84
3.2.9.2 Tierra de servicio.....	84
3.2.9.3 Puesta a tierra de las masas y dispositivos de corte por intensidad de defecto.....	84
4 Modelizado de la central en el entorno virtual de RealXtend.....	85
4.1 Anotaciones previas sobre la expresión gráfica.....	85
4.2 Objetivos de la parte gráfica del proyecto.....	86
4.3 RealXtend.....	86
4.3.1 ¿Qué es RealXtend?.....	86
4.3.2 Posibilidades en RealXtend.....	87
4.3.3 Características de RealXtend.....	87
4.3.4 Metodología para trabajar en RealXtend.....	88
4.4 Creación e importación del terreno.....	90
4.5 Creación de modelos 3D en Autocad 2007.....	92
4.5.1 Los módulos fotovoltaicos.....	92
4.5.2 El soporte de los módulos.....	94
4.5.3 El inversor.....	96



4.5.4 El centro de transformación.....	97
4.5.5 Punto de conexión a red y conductores .....	97



# **0. Introducción**

## **0.1 Objetivo y enfoque del proyecto**

En este proyecto se persiguen dos objetivos, diferenciados claramente y que hibridan dos campos que el autor ha considerado notables durante sus estudios de la carrera de ingeniero técnico industrial. Por un lado, se pretende realizar el diseño, lo mas fidedignamente posible, de una central fotovoltaica de conexión a red de 100 kW de potencia, incluyendo anexos de cálculos y planos, pero sin realizar un presupuesto real, por estar orientado este proyecto hacia la actividad docente. Por otro, y quizás de más importancia al estar este proyecto dentro del marco de la expresión gráfica, se pretende recrear la instalación diseñada en la primera parte del proyecto en un mundo virtual, usando el programa de libre distribución RealXtend.

El principal objetivo de este proyecto, paralelo a los dos previamente mencionados, es darle un uso práctico al modelado en tres dimensiones y al uso de un entorno virtual en un proyecto real de ingeniería, demostrando así que el uso de una presentación de estas características nos abre un mundo de posibilidades a la hora de la presentación de proyectos en la vida laboral.

## **0.2 La generación eléctrica solar: Antecedentes y Estudio del arte**

### ***0.2.1 La energía solar***

#### **0.2.1.1 El Sol: fuente de energía**

Aquí se enumeraran una serie de datos que pueden ayudarnos a entender la importancia del Sol como sistema generador de energía:

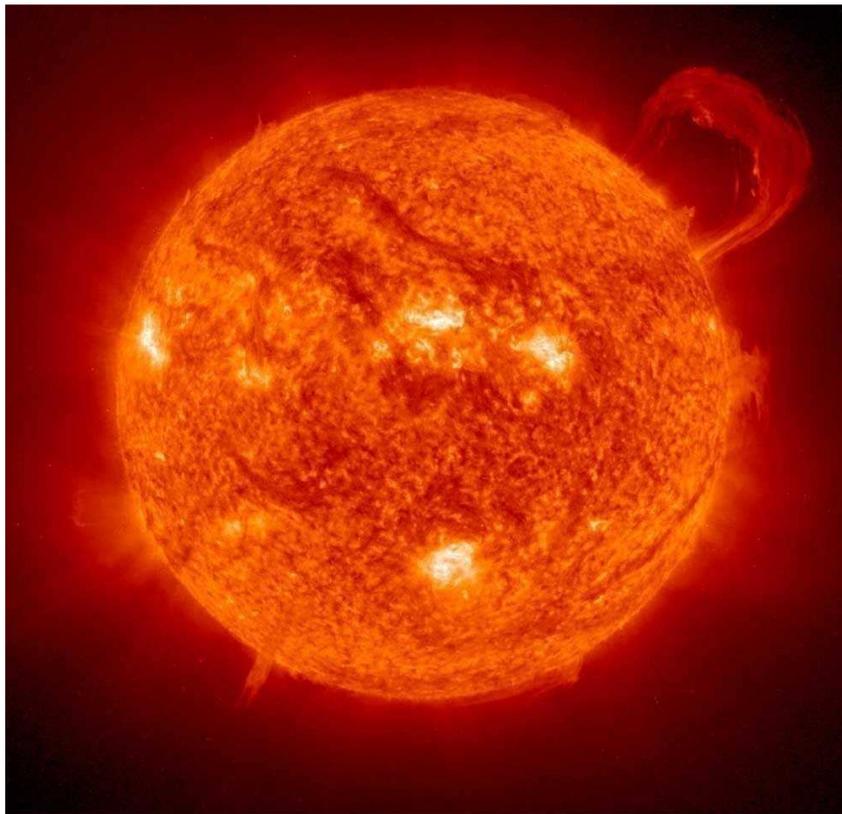
- El sol es una estrella que emite luz y calor. Es la única estrella del sistema solar, donde está situada la Tierra junto con otros planetas.

- El sol es una bola incandescente con un radio de unos 695.000 kilómetros (la tierra tiene un radio de 6.378 kilómetros) y con un periodo de rotación sobre su eje de 25 a 36 días (la Tierra da un giro completo sobre su eje en 1 día).

- Si consideramos como la unidad la masa de la Tierra, el sol tiene una masa de 332.830 veces la de la Tierra. En cuanto a su volumen, es 1.300.000 veces más voluminoso que la Tierra. Esa masa incandescente de plasma tiene una temperatura superficial de 6.000 °C. La Tierra tiene una masa superficial media de 10-20 °C.



- La temperatura en el centro del sol es de unos 15 millones de grados centígrados, mientras que en la Tierra la temperatura en el centro es de 5.000 °C.
- Parece ser que el Sol se formó hace unos 4.650 millones de años, y se calcula que desaparecerá dentro de 5.000 millones de años. Es decir que su vida total se estima en algo menos de 10.000 millones de años. Lógicamente, cuando se extinga el sol, también se extinguirá la vida en nuestro planeta.
- El Sol contiene el 98-99 por ciento de la materia del sistema solar, y es la fuente de calor y de luz de todos los planetas de dicho sistema.



**Figura 1:** Fotografía del sol realizada por el SOHO (Solar and Heliospheric Observatory)

La energía que recibimos del sol nos llega en forma de radiaciones compuestas por microelementos energéticos llamados fotones. Cuando los fotones interaccionan con la materia, le transfieren su energía según la fórmula:

$$E = h.c / \lambda$$

Siendo:

h: Constante de Planck

c: Velocidad de la luz

$\lambda$ : Longitud de onda



La energía que porta un fotón es de  $4 \times 10^{-19}$  Julios. Los paneles solares son capaces de absorber esta energía para producir electricidad o calor útil.

También se debe tener en cuenta el factor  $G_c$  que es la cantidad de energía que nos llega del Sol en la unidad de tiempo, por unidad de superficie normal a la **dirección** de radiación incidente en la superficie exterior de la atmósfera. Ésta no es una verdadera constante, varía ligeramente respecto a su valor central (se acepta  $I_{cs} = 1353 \text{ W/m}^2$ )

### 0.2.1.2 Definiciones notables en el campo de la energía solar

La radiación solar se valora en varias unidades físicas concretas.

**-Irradiancia:** Es la **potencia** de la radiación solar por unidad de superficie y se expresa en la unidad correspondiente del Sistema Internacional, el vatio dividido por metro cuadrado ( $\text{W/m}^2$ )

**-Irradiación:** Es la **energía** que incide por unidad de superficie en un tiempo determinado, y que se expresa en las unidades correspondientes del sistema internacional, es decir, en julios dividido por metro cuadrado [ $\text{J/m}^2$ ] o sus múltiplos (normalmente, el megajulio [MJ]). En este último caso y, por razones prácticas, también se emplea una unidad de energía muy frecuente en el mundo real, el [Kwh.] (kilovatio por hora) en lugar del julio y/o sus múltiplos.

$Irradiación = Irradiancia \cdot t$

El cambio es muy simple: 1 Kwh. = 3,6 MJ.

**-Irradiancia espectral:** Es la potencia radiante por unidad de área y de longitud de onda, cuya unidad es [ $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \mu\text{m})$ ]

**-Irradiancia directa:** Es la radiación que llega a un determinado lugar procedente del disco solar, y su unidad de medida es [ $\text{W}/\text{m}^2$ ].

**-Irradiancia difusa:** Es la radiación procedente de toda la bóveda celeste excepto la procedente del disco solar, y cuya unidad de medida es también [ $\text{W}/\text{m}^2$ ].

**-Irradiancia global:** Se puede entender como la suma de la radiación directa y difusa. Es el total de la radiación que llega a un determinado lugar en [ $\text{W}/\text{m}^2$ ].

**-Irradiancia circunsolar:** Es la parte de la radiación difusa procedente de las proximidades del disco solar en [ $\text{W}/\text{m}^2$ ].

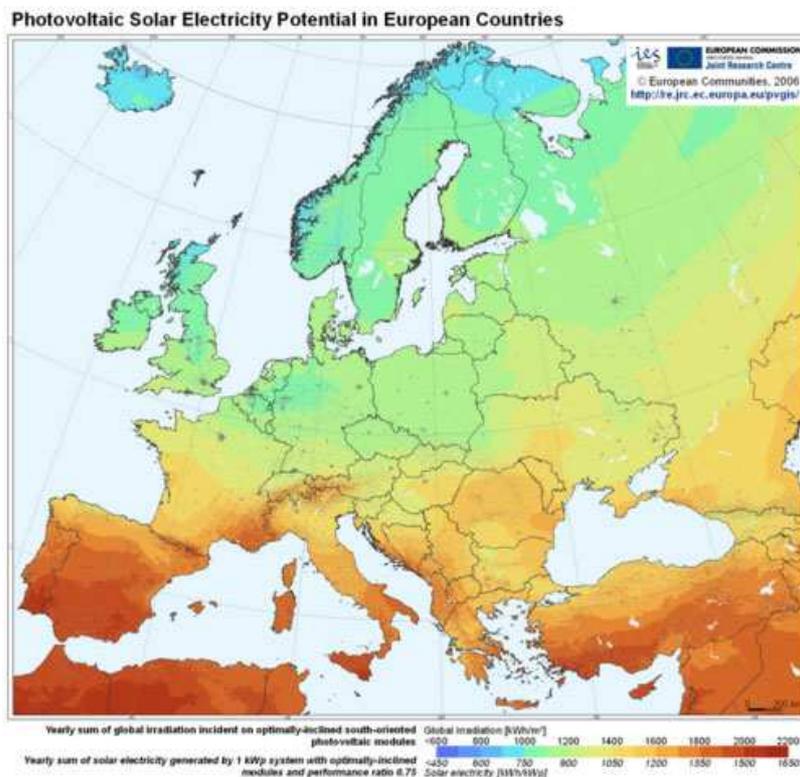
**-Radiación extraterrestre:** Es la radiación que llega al exterior de la atmósfera terrestre [ $\text{W}/\text{m}^2$ ]. Solo varía con la distancia entre la Tierra y el Sol.



### 0.2.1.3 La energía solar en la actualidad: Europa y España

La energía solar ofrece muchas aplicaciones y ventajas respecto a la energía convencional, ya que se trata de una fuente energética gratuita, limpia e inagotable. Sin embargo, su desarrollo está aún muy limitado en España, a pesar de ser el país europeo con mayor radiación solar. Algunas de las causas de la escasa implantación de este tipo de energía son la falta de concienciación ecológica y la necesidad de realizar una inversión inicial alta que no todo el mundo está dispuesto a asumir. No obstante, durante los últimos años los costes se han abaratado de manera importante y, además, las instalaciones solares cuentan con importantes ayudas y subvenciones por parte de las instituciones para intentar fomentar su consumo.

La energía solar es una de las fuentes de energía renovable que más desarrollo está experimentando en los últimos años y con mayores expectativas para el futuro. Cada año el sol arroja sobre la tierra cuatro mil veces más energía que la que se consume, lo que demuestra que esta fuente energética está aún infravalorada y sobre todo poco explotada en relación a sus posibilidades. El aprovechamiento de la energía solar consiste en captar por medio de diferentes tecnologías la radiación del sol que llega a la tierra con el fin de emplear esa energía para diferentes usos, como calentar agua, generar electricidad, etc.



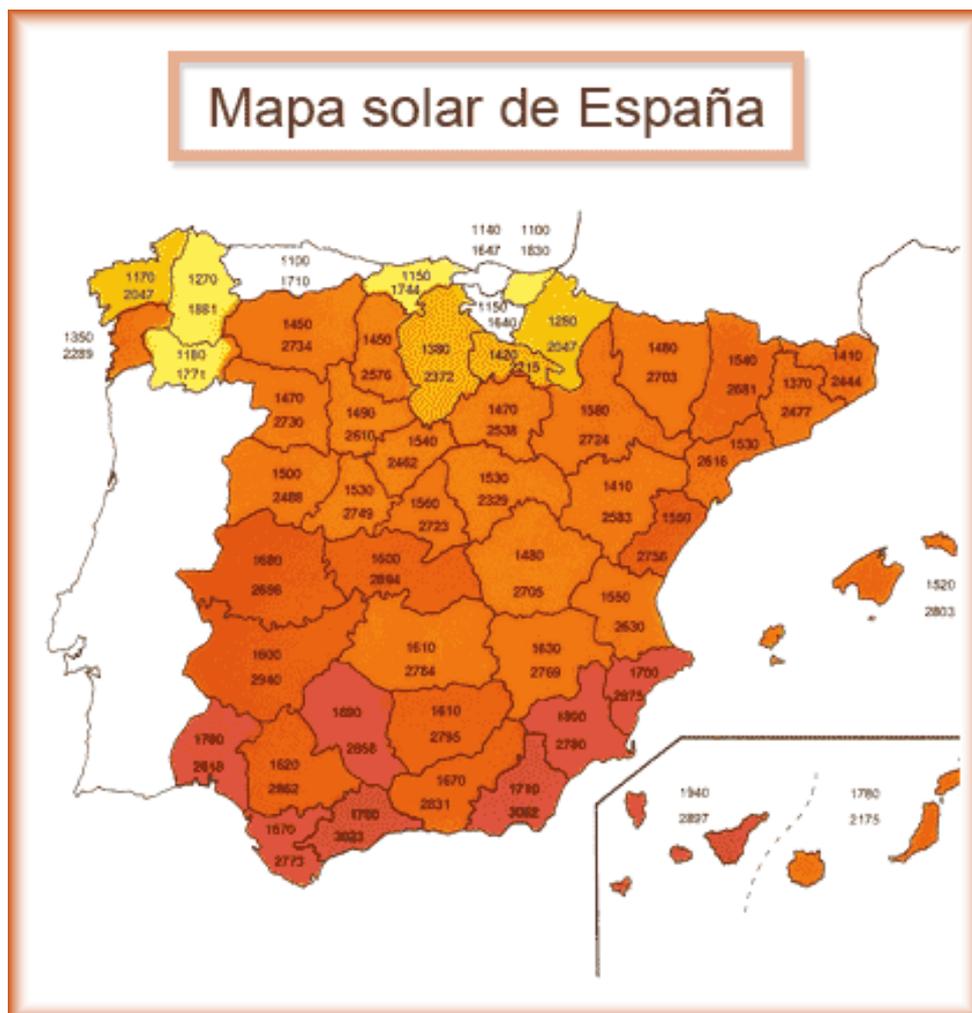
**Figura 2:** Mapa de irradiación solar en Europa (Fuente: Comisión europea de energía)

El uso del sol como fuente de energía no es algo nuevo, muchas culturas de la antigüedad en todo el mundo construían sus edificios basándose en la posición

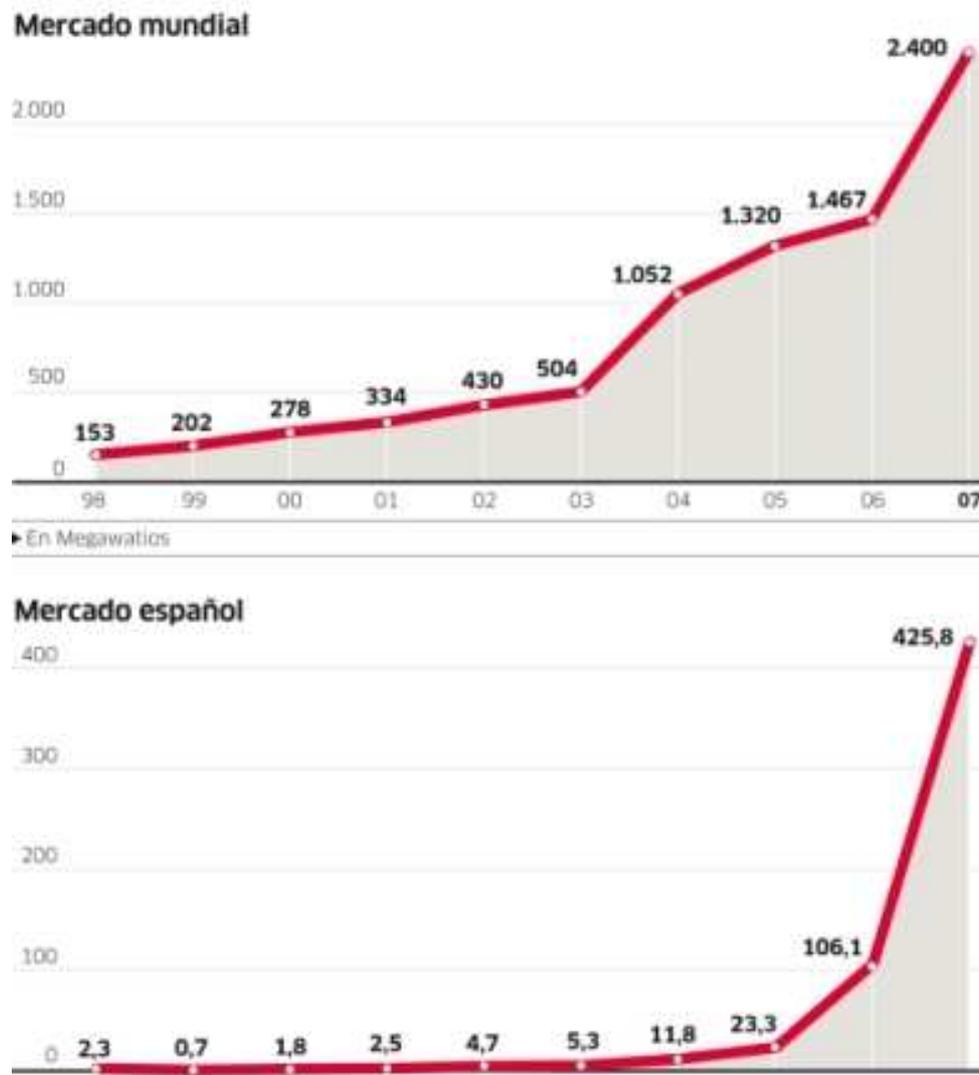


del sol para obtener mejores rendimientos. Sin embargo, el aprovechamiento del sol no es exclusivo de zonas con alta radiación solar. Alemania, por ejemplo, a pesar de contar con poca radiación solar, es el país con más instalaciones solares de toda Europa, con alrededor del 62% de toda la potencia solar instalada en el continente.

España es un país especialmente favorecido por la radiación solar gracias a su privilegiada situación y climatología. Según datos del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), la radiación solar global sobre superficie horizontal en España oscila entre 3,2 Kw/h/m<sup>2</sup>/día de la zona más septentrional del territorio hasta los 5,3 Kw/h/m<sup>2</sup>/día de la isla de Tenerife. Pero a pesar de ese elevado potencial solar, existen muy pocas instalaciones de captación solar en España, donde el ratio de superficie de captación solar térmica por cada mil habitantes está por debajo de la media europea, con sólo 8,7 metros cuadrados frente a 19,9 metros cuadrados por mil habitantes de Europa. A continuación se adjuntan imágenes que representan el nivel de radiación solar de España y su crecimiento del sector de la energía solar respecto al mundial.



**Figura 3:** Mapa que indica la radiación total anual media en kWh/ m<sup>2</sup> (Fuente: IDAE)

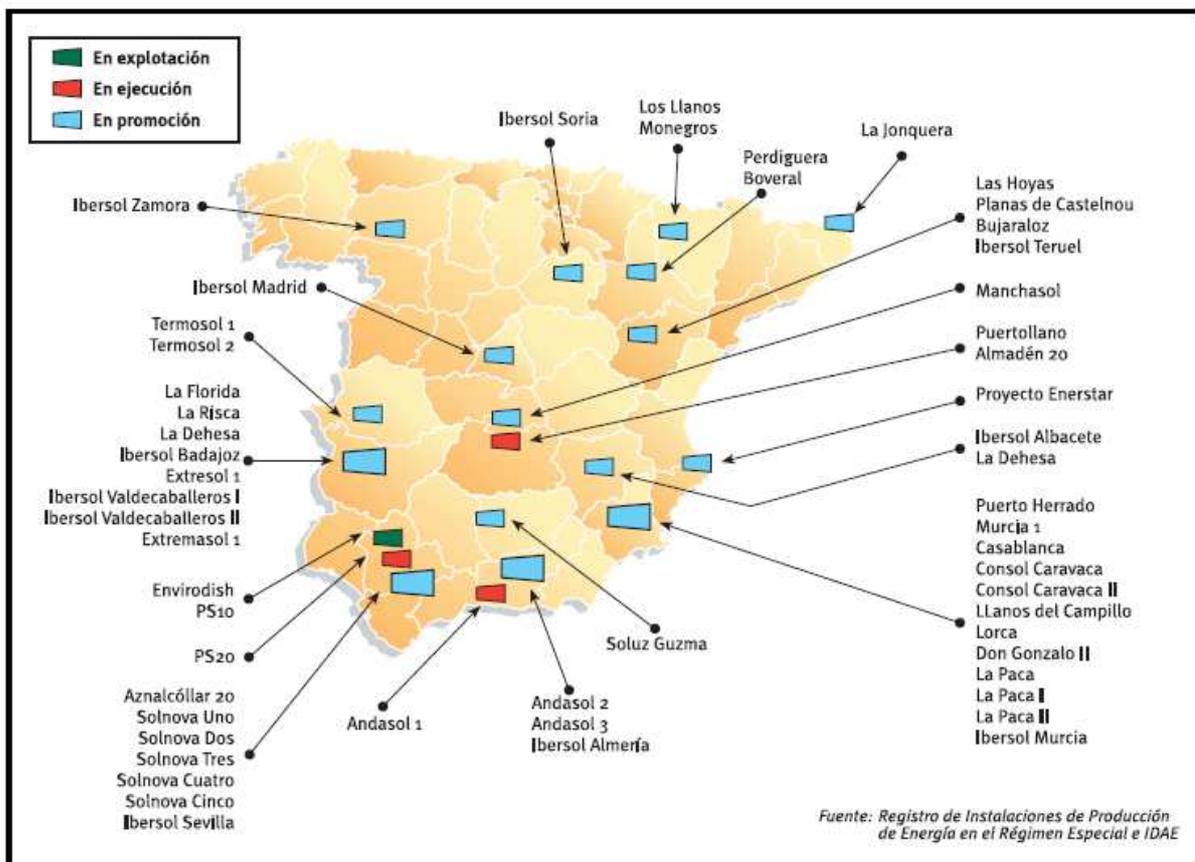


**Figura 4:** Crecimiento, en MW del mercado de energía solar español respecto al mercado mundial (Fuente: IDAE)

Las **ventajas de la energía solar** son numerosas respecto a las energías convencionales. En primer lugar es la fórmula energética más respetuosa con el medio ambiente y sus recursos son inagotables, por lo que reduce la dependencia energética de energías fósiles y contaminantes como el petróleo. Desde el IDAE señalan su alta eficiencia como otro importante beneficio, además de que su implantación no afecta a la calidad del aire ni de los suelos. Asimismo, se garantiza que las instalaciones solares son silenciosas, limpias y con una larga vida útil (entre 20 y 30 años dependiendo del tipo). Por último, facilita el autoabastecimiento y permite generar energía cerca de donde se necesita sin necesidad de costosas infraestructuras para su transporte.



Durante los últimos años la Unión Europea ha adoptado importantes decisiones sobre política energética, con el fin de reducir el consumo de energías contaminantes y apostar por el consumo de renovables como la energía solar. Así, la UE ha establecido como objetivo para el año 2010 que todos sus países miembros reduzcan al menos en un 15% las emisiones de gases causantes del efecto invernadero. También exige que todos los países deberán a producir el 20% del consumo de energía con renovables antes en el año 2020. A continuación se incluye una imagen que muestra los principales proyectos relacionados con la energía solar en España en el año 2007:



**Figura 5:** Proyectos de instalaciones fotovoltaicas en el año 2007. (Fuente: IDAE)

Para cumplir estas expectativas, España ha tenido que realizar un gran esfuerzo durante estos últimos cinco años, teniendo que incrementar su superficie de captación solar térmica hasta los 4.500.000 metros cuadrados, que supone un ratio de 115 metros cuadrados por cada mil habitantes. Según el Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, una cuarta parte de ese mercado podría corresponder a viviendas unifamiliares y el resto a viviendas multifamiliares y otras aplicaciones. En cuanto a las previsiones de crecimiento de las fotovoltaicas en España, el IDAE estimaba que el incremento de la potencia a instalar hasta el 2010 podría alcanzar los 135.000 kwp, entre instalaciones aisladas y conectadas a la red.



Pero de momento la situación en España no es muy buena, más aún si tenemos en cuenta las enormes posibilidades de un país con mucho sol. Los últimos datos recogidos por el IDAE en el 2001 calculaban que había unos 500.000 metros cuadrados instalados de captación solar térmica. Los expertos aquí consultados (IDEA y el EVE) creen que hay varias **razones que explican el escaso desarrollo de la energía solar en España:**

- Condiciones económico-financieras: se necesita hacer una inversión inicial elevada que no todo el mundo puede asumir.
- El período de amortización de la inversión es largo, unos diez años.
- Falta de concienciación ecológica y medioambiental.
- La sociedad española tiene poca información sobre el tema y no conoce todos los beneficios y usos de la energía solar.
- Ausencia de normativa necesaria para fomentar su uso.
- No se cuida lo suficiente la integración de la instalación solar en los edificios.
- En algunos casos la falta de espacio puede ser un inconveniente a la hora de la instalación.
- La normativa exigida en algunos casos puede retraer a algunos consumidores interesados: en las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red el propietario debe hacer declaración de IVA cada tres meses y darse de alta en el impuesto de actividades económicas, porque se vende energía a la compañía eléctrica.

En cuanto a la situación económica de la energía solar en España, hay varios aspectos importantes a tener en cuenta. La inversión inicial que requiere una instalación solar fotovoltaica es alta. Según cálculos hechos por el Ente Vasco de Energía, la instalación que requiere una vivienda tipo del País Vasco con un consumo medio anual de 9 kW/día podría rondar los 20.000 euros. Pero esta fuerte inversión se puede amortizar en un plazo aproximado de diez años, debido a las cuantiosas subvenciones y ayudas que las instituciones ofrecen por ser energía de origen renovable, y gracias también al sobreprecio que las compañías eléctricas pagan por la electricidad producida.

La vida útil de este tipo de instalaciones suele ser de unos 25 años, por lo tanto se pueden obtener beneficios durante aproximadamente quince años. Durante los últimos dos años las instalaciones solares se han abaratado más de un 20%, y de cara al futuro los expertos auguran que se mantendrá esa tendencia a la rebaja de los costes como consecuencia del aumento de instalaciones. Por otro lado, la regulación legislativa va a promover de forma decidida el uso de energías renovables, ya que según anuncian desde el EVE, hay en proyecto un nuevo código técnico de la edificación que contempla que ciertos edificios incorporen un sistema fotovoltaico y que algunas viviendas se construyan con un sistema solar térmico.



Los particulares que quieren instalar en sus viviendas una instalación solar cuentan con varios tipos de ayudas a fondo perdido, que oscilan entre el 40 y el 50% del coste total, además de créditos con un interés muy bajo o incluso cero. El gobierno central suele aportar una subvención del 20% además de ofrecer una bonificación de intereses. Pero las comunidades autónomas también ofrecen ayudas que pueden añadirse a las recibidas por las instituciones estatales. Así por ejemplo, la bonificación del Ente Vasco de Energía suele rondar el 22%, aunque en las instalaciones aisladas de red la subvención media llega hasta el 30% del coste total, porque se considera una necesidad que hay que cubrir. La única limitación que marca la legislación europea es que ninguna actividad con ánimo de lucro puede recibir más de un 51% de ayuda. Es el caso de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, objeto de estudio en este proyecto, en las que el propietario vende la energía producida a la compañía eléctrica.

# **1. Sistemas de generación eléctrica solar**

## **1.1 Conceptos Generales**

Es una fuente de energía que a través de la utilización de celdas fotovoltaicas convierte en forma directa la energía lumínica en electricidad.

La producción de electricidad mediante paneles solares es especialmente interesante en aquellos puntos de consumo aislados en los que resulta costoso instalar una línea eléctrica.

Son también interesantes las instalaciones solares eléctricas conectadas a la red, en las que el propietario vierte toda la electricidad generada a dicha red, vendiéndola con un precio sensiblemente mayor que el coste, de 0,08 Euros/kWh, de la electricidad adquirida, como consecuencia de la prima por kWh establecida por el Real Decreto 2818/1998.

Hay dos formas de utilizar la energía eléctrica generada a partir del efecto fotovoltaico:

- En instalaciones aisladas de la red eléctrica.
- En instalaciones conectadas a la red eléctrica convencional.

Mientras que en las primeras la energía generada se almacena en baterías para así disponer de su uso cuando sea preciso, en las segundas toda la energía generada se envía a la red eléctrica convencional para su distribución donde sea demandada.

Uno de los aspectos más importantes a tener en cuenta en el diseño de una instalación fotovoltaica es realizar una configuración adecuada para mejorar lo



máximo posible su rendimiento y eficiencia. En la actualidad, existen una amplia variedad de inversores por lo que podemos encontrar desde pequeñas potencias 2,5 kW hasta los 100 kW en un único inversor.

En las especificaciones técnicas del inversor se recogen importantes advertencias que hay que considerar durante el diseño y montaje de la instalación. El tipo de configuración de la instalación y su interconexión determina el número, rango de tensiones y potencia del inversor/es.

## 1.2 Sistemas aislados de la red eléctrica

### 1.2.1 Generalidades

Estos sistemas se emplean sobre todo en aquellos lugares en los que no se tiene acceso a la red eléctrica y resulta más económico instalar un sistema fotovoltaico que tender una línea entre la red y el punto de consumo. Como los paneles sólo producen energía en las horas de sol y la energía se necesita durante las 24 horas del día, es necesario un sistema de acumulación. Durante las horas de luz solar hay que producir más energía de la que se consume, para acumularla y posteriormente poder utilizarla cuando no se esté generando.



**Figura 6:** Sistema aislado de energía solar en Ruanda para abastecer una escuela rural



La cantidad de energía que se necesita acumular se calcula en función de las condiciones climáticas de la zona y el consumo de electricidad. De tal manera que en una zona donde haya muchos días soleados al año habrá que acumular poca energía. Si el periodo sin luz no es suficientemente largo, hay que acumular más energía.

El número de paneles a instalar debe calcularse teniendo en cuenta:

- La demanda energética en los meses más desfavorables.
- Las condiciones técnicas óptimas de orientación e inclinación, dependiendo del lugar de la instalación.

Para optimizar el sistema es necesario calcular correctamente la demanda con el fin de no sobredimensionar la instalación. Conviene utilizar aparatos e iluminación de bajo consumo, para que de esta manera el sistema sea más económico. Actualmente existe una gran variedad de estos productos de bajo consumo.

### ***1.2.2 Aplicaciones de los sistemas de generación aislados***

•**Aplicaciones espaciales:** Desde los orígenes de la aventura espacial los satélites y naves espaciales han utilizado paneles solares fotovoltaicos para alimentar sus equipos electrónicos.

•**Sector de gran consumo:** Calculadoras, relojes , etc.

•**Telecomunicaciones:** Existen multitud de equipos de telecomunicaciones situados en zonas de difícil acceso, alejados de la red eléctrica, alimentados por energía solar fotovoltaica. En estos casos, normalmente, la solución solar es la más económica y fiable. Son ejemplos característicos: repetidores de televisión, equipos de radio, antenas de telefonía móvil, etc..

•**Señalización:** La señalización marítima y terrestre es una de las grandes aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos. Así son numerosos los ejemplos en balizamiento de aeropuertos, señalización de carreteras y puertos, etc...

•**Bombeo:** Al estar los pozos alejados de la red eléctrica, el bombeo con energía fotovoltaica es una solución muy adecuada. Estas instalaciones se adaptan muy bien a las necesidades ya que en los meses más soleados, que es normalmente cuando más agua se necesita, es cuando más energía se produce. En estos sistemas el almacenamiento de energía suele ser en forma de energía potencial, bombeando el agua a depósitos elevados.

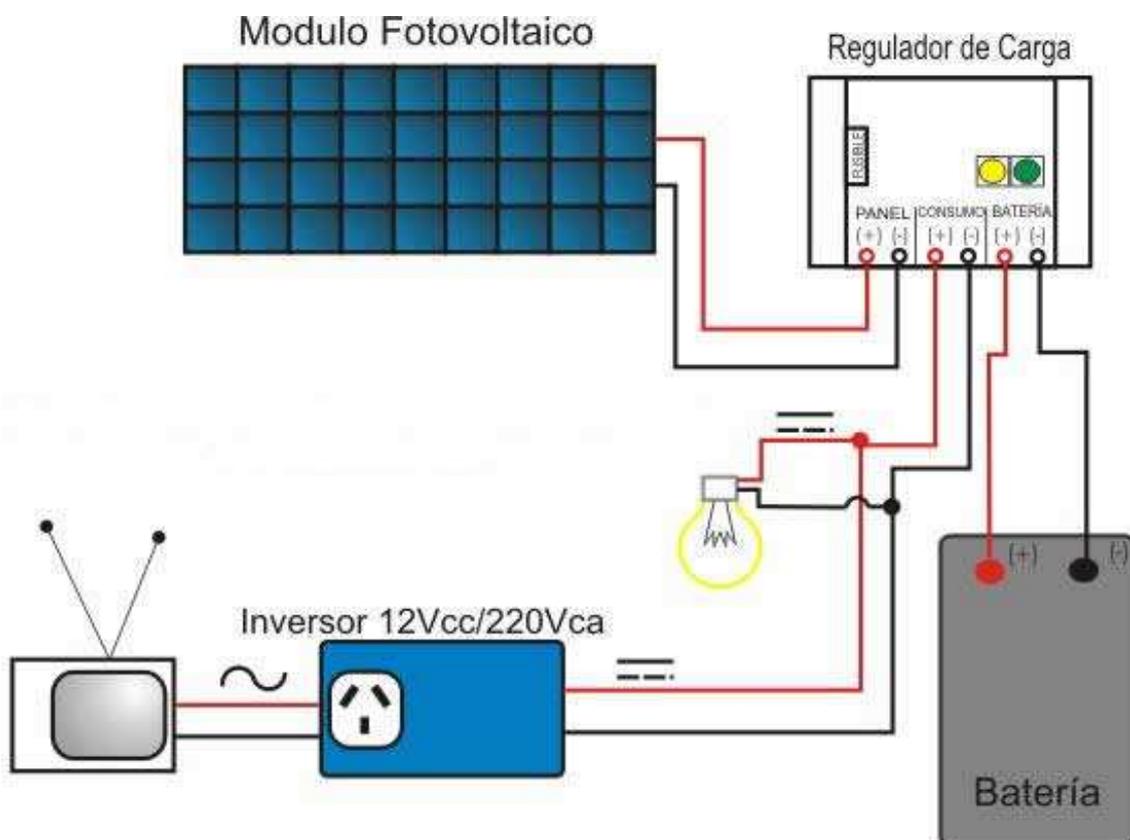
•**Zonas protegidas:** En parajes naturales, donde por motivos de protección ambiental se recomienda no instalar tendidos eléctricos aéreos, en ocasiones, resulta más rentable utilizar sistemas fotovoltaicos en lugar de tendidos subterráneos o grupos electrógenos que utilizan combustibles fósiles.



•**Electrificación de viviendas aisladas:** La distancia del punto de consumo a la red eléctrica puede hacer, en muchos casos, más rentable esta aplicación debido no solo al coste de instalar el tendido eléctrico sino también a la calidad del suministro eléctrico al evitarse cortes de electricidad, muy frecuentes en lugares aislados.

•**Alumbrado de calles y carreteras:** La posibilidad de utilizar sistemas de iluminación autónomos de fácil instalación y mínima obra civil hace que sea una solución adecuada en muchas ocasiones.

A continuación se adjunta una imagen en la que se presenta el esquema de una instalación aislada:



*Figura 7: Conexión de una instalación aislada (Fuente: ANPASOL)*

## 1.3 Sistemas con conexión a la red eléctrica

### 1.3.1 Generalidades

En los lugares que disponen de electricidad, la conexión a red de los sistemas fotovoltaicos contribuye a la reducción de emisiones de dióxido de carbono



(CO<sub>2</sub>) a la atmósfera. Esta aplicación se ajusta muy bien a la curva de demanda de la electricidad. El momento en que más energía generan los paneles, cuando hay luz solar, es cuando más electricidad se demanda. En España, la electricidad generada con sistemas fotovoltaicos goza de una prima que mejora su rentabilidad económica. Al instalar un sistema fotovoltaico conectado a la red, se dispone de una minicentral eléctrica que inyecta kWh verdes a la red para que se consuman allí donde sean demandados, lo que elimina las pérdidas en transporte de electricidad.

Para que estas instalaciones sean técnicamente viables es necesario:

- La existencia de una línea de distribución eléctrica cercana con capacidad para admitir la energía producida por la instalación fotovoltaica.
- La determinación, con la compañía distribuidora, del punto de conexión
- La determinación, con la compañía distribuidora, del punto de conexión
- Proyectar un sistema que incluya equipos de generación y transformación de primera calidad, con las protecciones establecidas y debidamente verificados y garantizados por los fabricantes, de acuerdo a la legislación vigente.
- Una instalación realizada por un instalador especializado.



**Figura 8:** Planta de energía solar fotovoltaica de la Base de la Fuerza Aérea de Nellis, Nevada (EE.UU.)

En las instalaciones conectadas a red, el tamaño de la instalación no depende del consumo de electricidad de la vivienda o edificio, lo que simplifica



enormemente su diseño. Para dimensionar la instalación es necesario conocer la inversión inicial, el espacio disponible y la rentabilidad que se quiere obtener ya que el consumo de electricidad es independiente de la energía generada por los paneles fotovoltaicos. El usuario sigue comprando la electricidad que consume a la distribuidora al precio establecido y además es propietario de una instalación generadora de electricidad que puede facturar los kWh producidos a un precio superior.

### **1.3.2 Aplicaciones de los sistemas con conexión a red**

#### **• Tejados de viviendas:**

Son sistemas modulares de fácil instalación donde se aprovecha la superficie de tejado existente para sobreponer los módulos fotovoltaicos. El peso de los paneles sobre el tejado no supone una sobrecarga para la mayoría de los tejados existentes. Una instalación de unos 3 kWp que ocupa cerca de 30 m de tejado, inyectaría a la red tanta energía como la consumida por la vivienda a lo largo del año.

Para ofrecer una solución más económica se están utilizando sistemas prefabricados que reducen notablemente el tiempo de realización de la instalación y aumentan su fiabilidad. Una vez terminada la instalación, el sistema fotovoltaico es un elemento más de la vivienda, aportando una fuente adicional de producción de electricidad y un gran valor ecológico añadido. Por sus características y la actual reglamentación en España, se prevé que sea la aplicación más extendida en los próximos años.



**Figura 9:** Instalación conectada a red en un tejado de vivienda privada



### • Integración en edificios:

En esta aplicación es prioritario el nivel de integración del elemento fotovoltaico en la estructura del edificio. Por integración fotovoltaica debemos entender la sustitución de elementos arquitectónicos convencionales por nuevos elementos arquitectónicos que incluyen el elemento fotovoltaico, y que por lo tanto son generadores de energía.

Tanto para aplicaciones aisladas de la red eléctrica, como para las conectadas a ella es necesario cuidar la incorporación de los sistemas fotovoltaicos al entorno, rural o urbano, pero es en las aplicaciones urbanas conectadas red, en las que se unen exigencias urbanísticas a las motivaciones medioambientales, donde la integración tiene más relevancia. La demanda de energía del sector terciario en la Unión Europea esta creciendo de forma significativa, por lo que la integración de sistemas fotovoltaicos en edificios, con aportaciones energéticas en las horas punta, contribuye reducir la producción diurna de energía convencional.

Las aplicaciones de integración en edificios más frecuentes son :

- Recubrimiento de fachadas
- Muros cortina
- Parasoles en fachada
- Pérgolas
- Cubiertas planas acristaladas
- Lucernarios en cubiertas
- Lamas en ventanas
- Tejas

Para conseguir una mejor integración del elemento fotovoltaico en los edificios es necesario tenerlo en cuenta desde el inicio del diseño del edificio. De esta manera se podrá conseguir mejorar el aspecto exterior y el coste del edificio al poderse sustituir elementos convencionales por los elementos fotovoltaicos .A veces es necesario sacrificar parte del rendimiento energético por mantener la estética del edificio.

En la siguiente página se adjunta una imagen del aula Pablo VI en el Vaticano, edificio diseñado por el arquitecto e ingeniero italiano Pier Luigi Nervi, en la que se puede observar como integrar una instalación fotovoltaica en un edificio sin el diseño artístico del mismo resulte dañado (esta instalación concretamente está formada por 2.400 módulos solares, que producen una energía de 300 Mw anuales – lo que evitará la emisión de 225.000 Kg. de anhídrido carbónico y producirá la energía equivalente a la de 80 toneladas de petróleo)



**Figura 10:** *Instalación integrada en el Aula Pablo VI diseñada por Nervi (Vaticano)*

#### • Huertas solares:

Una **huerta solar**, **parque solar** o **campo solar** es un recinto o espacio en el que pequeñas instalaciones fotovoltaicas de diferentes titulares comparten infraestructuras y servicios.

Como cálculo aproximado, cabe mencionar que con una hectárea de huerta solar (incluidos paneles, centros de transformación, inversores, caminos de acceso, vallado...) se puede suministrar la energía que consumen 100 familias. Se estima que para una instalación de 100 kW, la producción económica puede variar entre 72.000 y 86.000 dependiendo de la radiación solar. La inversión se puede autofinanciar con los propios ingresos, entre 12 y 17 años dependiendo de la carga financiera. Suelen contar con diferentes ventajas fiscales y administrativas tendentes a apoyar la implantación de estas instalaciones.

El concepto de huerta solar está evolucionando hacia el concepto de Red de Productores o Electranet. Electranet es una combinación de la libertad democrática de Internet aplicada a la energía eléctrica, es decir una red libre de productores de energía, por supuesto energía autóctona, renovable y más limpia. Las huertas solares, las cubiertas de paneles, las plantas de biomasa, los parques eólicos y cualquier iniciativa privada tiene derecho de acceso a la red eléctrica y esto ya tiene un soporte jurídico a nivel europeo.

La actual economía, dominada por un reducido grupo de grandes productores de energía, se está transformando hacia la libertad de producción energética



gracias al derecho de acceso a la red eléctrica por cualquier persona siempre que cumpla los niveles de seguridad requeridos.



*Figura 11: Huerta solar con seguidores de dos ejes situado en la provincia de Murcia*

## 1.4 Ventajas de los sistemas de generación fotovoltaica

Existen una serie de ventajas claramente apreciables en los sistemas fotovoltaicos:

- No consumen combustible.
- No producen polución ni contaminación ambiental.
- Son silenciosos, por lo que su instalación en una vivienda privada o un edificio de trabajo no produce alteraciones de carácter acústico.
- Tienen una vida útil superior a 20 años.
- Son resistentes a condiciones climáticas extremas (granizo, viento, temperatura y humedad)
- No poseen partes mecánicas, por lo tanto no requieren mantenimiento, excepto limpieza del panel.
- Permiten aumentar la potencia instalada mediante la incorporación de nuevos módulos, sin tener que rehacer la instalación por completo ni suponerla a un periodo extenso de paralización de la producción de energía eléctrica.



## 2. Componentes de una instalación solar fotovoltaica

### 2.1 Células y paneles fotovoltaicos

#### 2.1.1 Funcionamiento

Las células fotoeléctricas son dispositivos basados en la acción de radiaciones luminosas sobre ciertos materiales, normalmente metales. El efecto de esas radiaciones puede ser de tres tipos:

1) **Efecto fotoemisivo o fotoexterno:**

Provoca un arranque de electrones con liberación de los mismos.

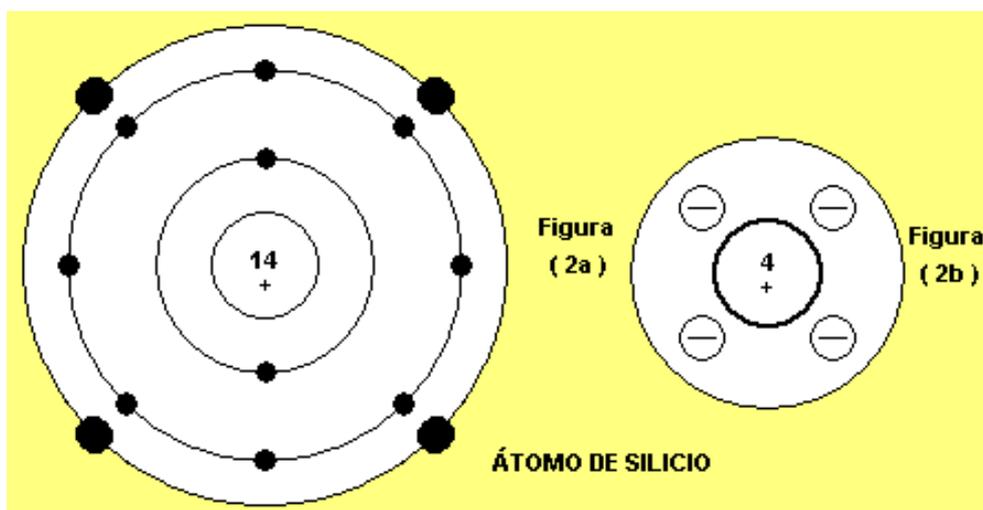
2) **Efecto fotoconductorivo o fotointerno:**

Modifica la conductividad eléctrica del material.

3) **Efecto fotovoltaico:**

Crea una fuerza electromotriz en el material.

Precisamente en este último apartado es donde se integran las células fotovoltaicas, que generan un paso de corriente proporcional al flujo luminoso que reciben. Los materiales usados para las células fotovoltaicas son los semiconductores, ya que la energía que liga a los electrones de valencia con su núcleo es similar a la energía de los fotones que constituyen la luz solar. Al incidir ésta sobre semiconductor (normalmente silicio), sus fotones suministran la cantidad de energía necesaria a los electrones de valencia como para que se rompan los enlaces y queden libres para circular por el semiconductor.



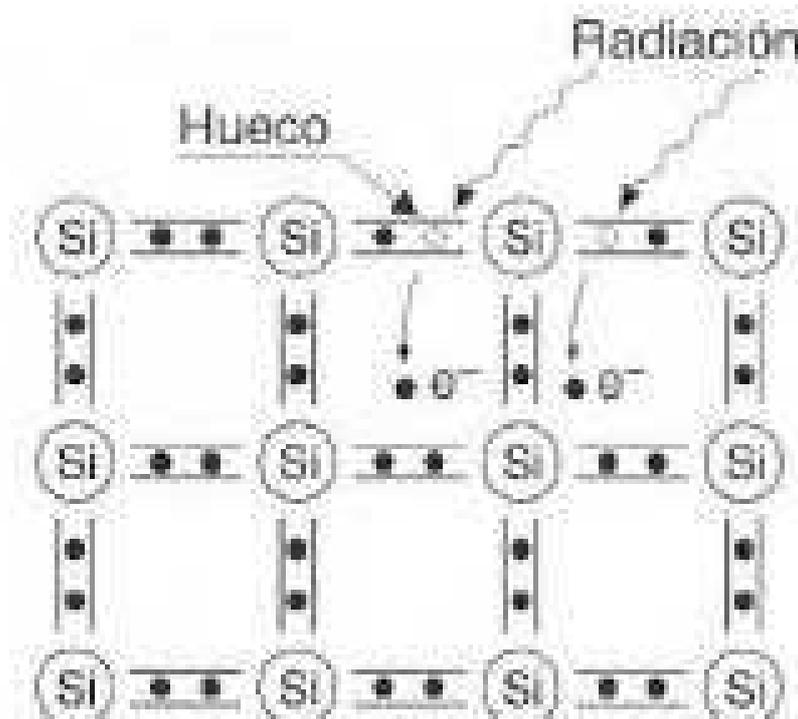
*Figura 12: Configuración electrónica del átomo de silicio*



Al lugar dejado por la ausencia del electrón liberado se le llama hueco, y dispone de carga eléctrica positiva. Estos huecos también se desplazan, ya que el electrón liberado es susceptible de caer en un hueco próximo, produciendo entonces un movimiento de estos huecos. Al hecho de que los electrones ocupen los huecos de otros electrones se le denomina *recombinación*.

Estos electrones libres y estos huecos creados en los puntos donde hay luz, tienden a difundirse hacia las zonas oscuras, con lo cual pierden su actividad. Sin embargo, al moverse ambas partículas en el mismo sentido, no producen corriente eléctrica, y antes o después se recombinan restableciendo el enlace roto. No obstante, si en algún lugar próximo a la región donde estas parejas de electrones y huecos han sido creados se formara un campo eléctrico en el interior del semiconductor, este campo separaría a los electrones de los huecos, haciendo que cada uno circule en dirección opuesta y, por consiguiente, dando lugar a una corriente eléctrica en el sentido del citado campo eléctrico.

Existen varias formas de crear un campo eléctrico de este tipo en el interior del semiconductor, pero todas ellas están basadas en el concepto de potencial de contacto y la afinidad que diferentes sólidos tienen por los electrones.



**Figura 13:** Desplazamiento electrónico en el silicio debido a la incidencia de radiación



En las células solares convencionales este campo eléctrico se consigue mediante la unión de dos regiones de un cristal de silicio que han sido tratadas químicamente de modo diverso.

Una de las dos regiones, la denominada  $n$ , ha sido *dopada* (impurificada) con fósforo. El fósforo tiene cinco electrones de valencia, uno más que el silicio, de manera que la región dopada con fósforo muestra una afinidad por los electrones menor que el silicio puro.

La otra región, denominada  $p$ , ha sido dopada con boro. El boro tiene sólo tres electrones de valencia, uno menos que el silicio, y por ello el silicio dopado con boro tiene una afinidad por los electrones superior al silicio puro. De esta manera, la unión  $p-n$  así formada presenta una diferencia de potencial  $V_e$  que hace que los electrones tengan menos energía en la zona  $n$  que en la zona  $p$ . Consecuentemente, un campo eléctrico dirigido de la zona  $n$  hacia la  $p$  tiende a enviar los electrones hacia la zona  $n$  y los huecos hacia la zona  $p$ .

La constitución de una célula de silicio convencional parte de una barra cristalina de silicio dopado con boro, que se corta en discos de un espesor 0.3 mm. Una de sus caras se dopa fuertemente con fósforo, mediante difusión a alta temperatura en una atmósfera gaseosa rica en el mismo, de forma que este elemento penetre en el silicio más concentrado que el boro que éste contenía, hasta  $L$  profundidad aproximada de 0.3 micras. Encima de esta capa se deposita una rejilla metálica conductora, y en la parte posterior una capa continua. Ambas sirven para facilitar la toma de contactos eléctricos con las dos regiones. Cuando inciden fotones sobre la capa superior de la célula, algunos enlaces se rompen, generándose entonces pares *electrón-hueco*.

Si esta generación se produce a una distancia de la unión menor que lo que se denomina *longitud de difusión*, antes o después estos portadores serán separados por el fuerte campo eléctrico que existe en la unión, moviéndose el electrón hacia la zona  $n$  y el hueco hacia la  $p$  y dando lugar, por consiguiente, a una corriente desde la zona  $n$  a la zona  $p$ .

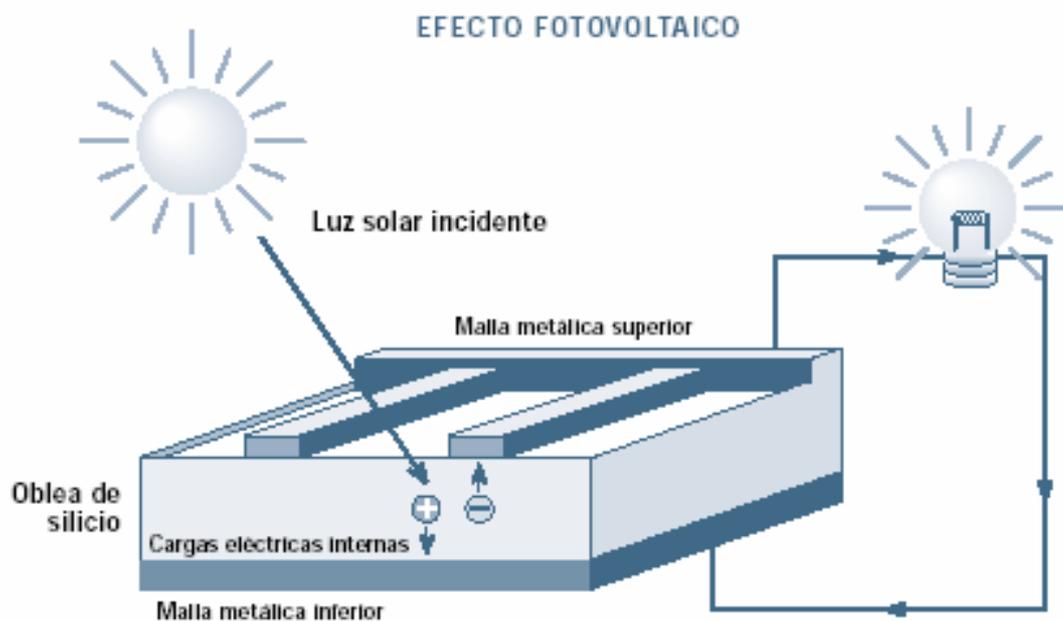


**Figura 14:** Generación de campo eléctrico producida en el silicio



Teniendo en cuenta lo anterior, para obtener un buen rendimiento en células solares, éstas deben estar constituidas por un material en el que la energía del enlace de sus electrones de valencia no sea ni muy baja, ya que se perdería buena parte de la energía del fotón, ni muy alta, pues entonces sólo los fotones más energéticos del espectro solar podrían romper los enlaces. El silicio, con 1.1 eV, es el material más usado. El arseniuro de galio, con 1.4 eV, tiene teóricamente mejores características pero es más caro.

El sulfuro de cobre, con 1.2 eV, es un material prometedor.



**Figura 15:** Efecto fotovoltaico en la oblea de silicio

### 2.1.2 Rendimiento

El rendimiento se define como el cociente entre la potencia eléctrica máxima que puede suministrar una célula fotovoltaica y la potencia luminosa que incide sobre su superficie.

El rendimiento obtenido en laboratorio sobre células de silicio monocristalino es del 22% - 24%, pero una vez que se pasa a su fabricación masiva éste baja a un valor aproximado del 15%, lo que quiere decir que, de cada 100 vatios que recibimos del Sol, tan sólo 15 se aprovechan para nuestro uso.

El hecho de este rendimiento tan bajo se debe fundamentalmente a los siguientes factores:

- Energía insuficiente de los fotones incidentes.



- b) Pérdidas por recombinación.
- c) Pérdidas por reflexión.
- d) Pérdidas por los contactos eléctricos.
- e) Pérdidas por resistencia serie.

### 2.1.3 Tipos de células

**a) Células de arseniuro de galio.**

Rendimiento cercano al 27% - 28%, tecnología poco avanzada y costes elevados.

**b) Células de sulfuro de cadmio y sulfuro de azufre.**

Bajos rendimientos. Posible alternativa de bajo coste en el futuro.

**c) Células bifaciales.**

Células activas en sus dos caras. Rendimiento cercano al 30% pero muy caras y complejidad en la instalación.

**d) Células de silicio amorfo.**

Posee la ventaja de que su espesor llega a ser 50 veces más fino que el equivalente en células de silicio monocristalino. Eficiencia en torno al 9%, pudiendo aumentar en las versiones multicapa. Costes muy económicos.

**e) Células de silicio policristalino.**

Rendimiento de hasta el 14%. Posibilidad de producirlas directamente en forma cuadrada, por lo que no es necesario el posterior mecanizado.

**f) Células de silicio monocristalino.**

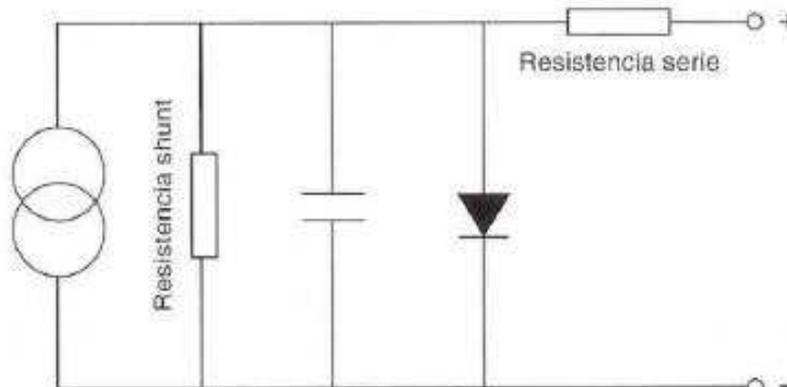
Son las más empleadas en la actualidad. No olvidemos que el silicio es el material más abundante en la Tierra después del oxígeno.



**Figura 16:** Célula de silicio monocristalino (Fuente: Eurofoton.com)



A continuación se muestra una representación eléctrica simplificada de una célula solar:

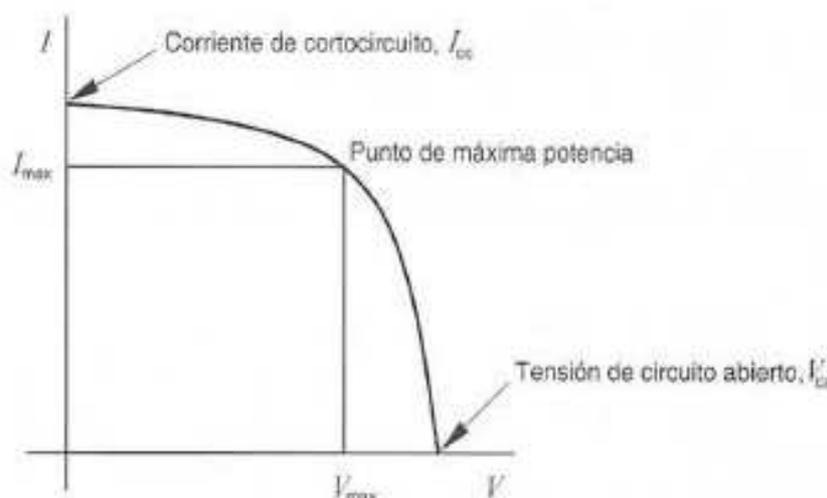


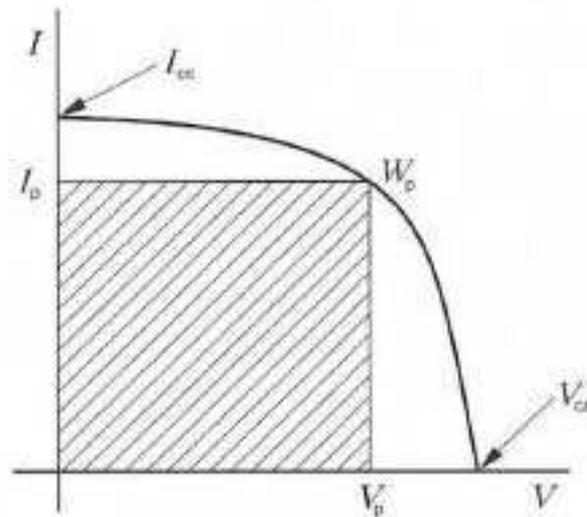
**Figura 17:** Esquema eléctrico de una célula solar

### 2.1.4 Parámetros de una célula solar

- **Intensidad de cortocircuito ( $I_{cc}$ ):** Es aquella que se produce a tensión cero.
- **Tensión de circuito abierto ( $V_{ca}$ ):** Representa la tensión máxima que puede dar una célula.
- **Potencia pico ( $W_p$ ):** Es la potencia eléctrica máxima que puede suministrar una célula.
- **Factor de forma (FF):** Nos da la calidad de la célula.  $FF = (I_p * V_p) / (I_{cc} * V_{ca})$
- **Rendimiento (h):** Cociente entre la potencia pico y la potencia de radiación incidente.

A continuación se adjuntan dos gráficas que relacionan estos parámetros:





**Figuras 18 y 19: Parámetros de una célula solar**

### 2.1.5 Proceso de fabricación de las células

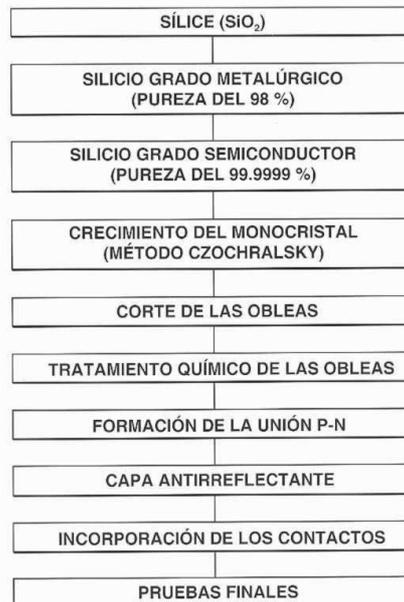
Se distinguen dos pasos: Elaboración y purificación del silicio y la propia fabricación de la célula. El silicio se obtiene principalmente de la sílice (óxido de silicio), de la que, por el método de reducción, se extrae el silicio llamado de grado metalúrgico, que dispone de una pureza del 98%, que al no ser suficiente ha de volver a purificarse hasta llegar a un grado de 99'9999%, obteniéndose el silicio de grado electrónico.

Una vez obtenido el material adecuado por su pureza, comienza propiamente el proceso de fabricación, que consiste en introducir el silicio al 99'9999 % en un crisol junto con impurezas de boro, para formar una masa fundida, llevando el conjunto a una temperatura de 1400°C aproximadamente. Una vez que todo el material se encuentra en estado líquido, se dispone de una varilla cuyo extremo tiene un germen de silicio que, al ponerse en contacto con la masa, da comienzo al proceso de solidificación del material. Esta varilla tiene un movimiento rotativo y lentamente ascendente, de tal forma que va solidificando un tocho metálico de un diámetro que corresponde a la velocidad de ascenso y giro que se ha imprimido a la varilla. Ésta es la razón por la cual la mayoría de las células solares tienen forma circular. En el caso de querer hacerlas cuadradas, tendríamos que cortar los cuatro trozos laterales hasta dejar el cuadrado inscrito en dicho círculo.

Una vez que se dispone del tocho de silicio monocristalino, se trocea en finas obleas que posteriormente se convertirán en células solares. El corte se realiza mediante sierras extremadamente precisas, obteniendo obleas de un espesor orden de 0'3 milímetros. En esta etapa se llega a desperdiciar en polvo hasta un 40 % del material, que puede ser nuevamente reciclado aunque con evidentes pérdidas económicas para el producto final.



La siguiente fase consiste en restablecer los efectos perniciosos que se han producido por el efecto del corte. Esto se realiza introduciendo las obleas en baños químicos que restauran la capa superficial dañada, preparándola para posteriores pasos.



**Figura 20:** Diagrama de flujo que representa el proceso de síntesis de las células solares

Los lingotes producidos por el método descrito anteriormente, denominado método Czochralsky, suelen tener una longitud de un metro, y diámetros comprendidos entre 20mm y 200mm. El tiempo invertido en la producción de uno de estos lingotes s puede llegar a ser de 8 horas.

Disponemos hasta ahora de una fina superficie de silicio dopado con una pequeña cantidad de boro. El siguiente proceso consiste en la propia creación de la célula, mejor dicho, de la unión  $p-n$  que formará la célula solar tal y cómo la podemos observar en la realidad. Para ello, se la introduce en hornos especiales a una temperatura entre  $800^{\circ}\text{C}$  y  $1000^{\circ}\text{C}$  durante un tiempo prefijado, y en una atmósfera que se encuentra cargada de átomos de fósforo y que se va difundiendo sobre la cara de la oblea que se quiere dopar con material  $n$ . La profundidad que alcanza la penetración de fósforo está en función de la temperatura del horno y de la duración del proceso. De esta forma, disponemos de una unión  $p-n$  creada en el interior de la oblea, que será capaz de producir corriente eléctrica al incidir radiación.

Después de los procesos descritos anteriormente, la célula presenta una superficie que rechaza aproximadamente el 33 % de la radiación que pueda llegarle, dado su aspecto metálico. Por este motivo se procede a la aplicación de una capa antirreflectante que disminuya el valor rechazado a tan sólo un 10 % - 12 %, aumentando de esta manera la eficiencia de la célula.

Para poder hacer útil la energía que proporciona la célula solar una vez que se ilumina, se la debe proveer de contactos eléctricos capaces de recolectar los



electrones que se liberan por acción de los fotones que contiene la luz. El diseño del dibujo sobre la superficie de la célula es muy importante, ya que cuantos más contactos se pongan, mayor cantidad de electrones serán capturados pero, en contrapartida, menor iluminación llegará a la superficie activa, debido a que estos contactos no son transparentes. Por tanto, se debe llegar a un compromiso entre las dos exigencias.

### **2.1.6 *El módulo fotovoltaico***

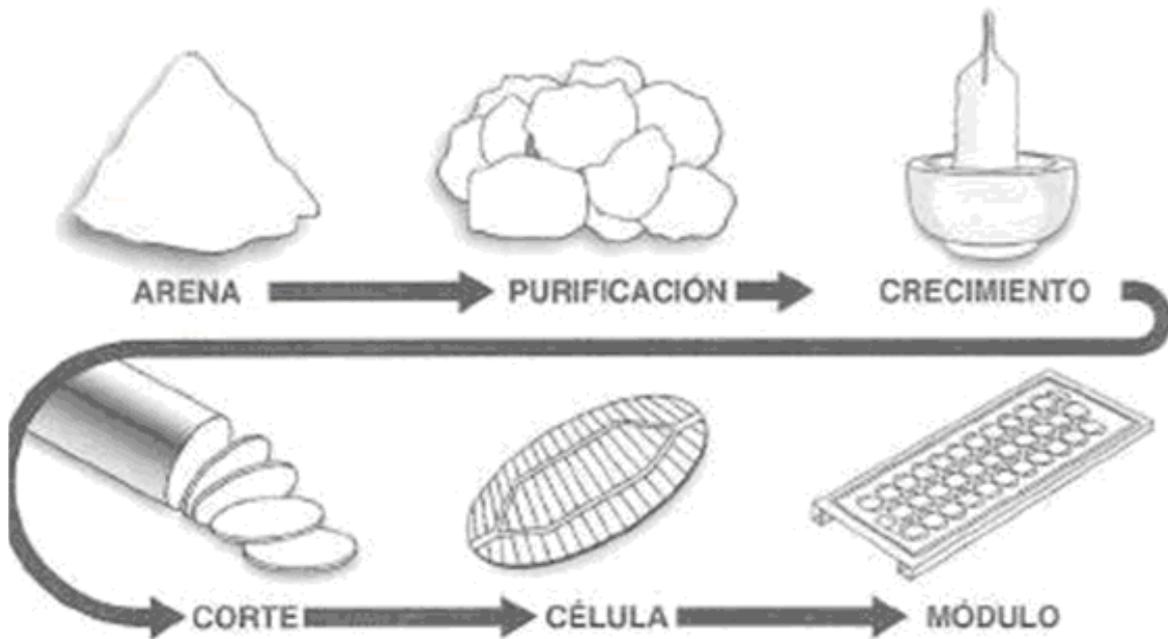
Las células se agrupan en lo que se denomina módulo o panel fotovoltaico, que no es otra cosa que un conjunto de células conectadas convenientemente, de tal forma que reúnan unas condiciones óptimas para su integración en sistemas de generación de energía, siendo compatibles (tanto en tensión como en potencia) con las necesidades y equipos estándares existentes en el mercado. Normalmente, se habla de paneles de 6 V, 12 V Y 24 V, si bien es cierto que su tensión está por encima de las mencionadas, oscilando las potencias producidas entre los 2.5 W y los 180 W.

Las células que integran un panel fotovoltaico deben estar comprendidas en un rango muy estrecho en cuanto a sus parámetros eléctricos, para evitar las descompensaciones que se producirían en el interior del módulo si unas generaran más corriente que las vecinas. Precisamente por este motivo son de suma importancia las pruebas finales de las células, dentro de su proceso de fabricación.

El módulo fotovoltaico consta de diversas capas que re cubren a las células por arriba y por abajo, con el fin de darles una protección mecánica, a la vez que además las protegen contra los agentes atmosféricos, especialmente el agua, que puede llegar a ser causante de la oxidación de los contactos, con lo cual las células quedarían inservibles para la producción de energía.

Los módulos fotovoltaicos tienen estructuras y formas muy variadas. Podríamos hacer una división general diciendo que un módulo puede estar formado por:

- Cubierta exterior
- Capa encapsulante anterior
- Células fotovoltaicas
- Capa encapsulante posterior
- Protección posterior
- Marco soporte
- Contactos eléctricos de salida



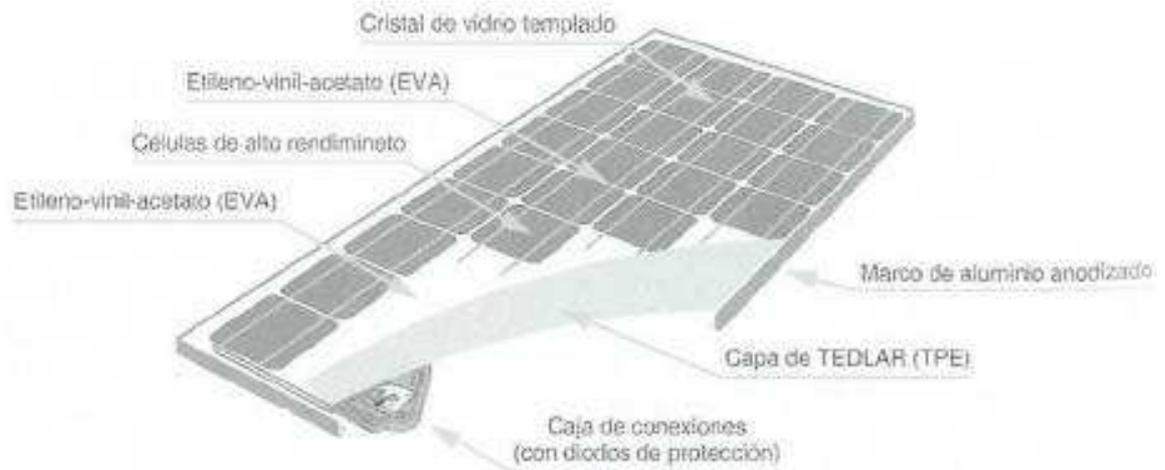
**Figura 21:** Proceso de fabricación de un módulo solar

Una vez que se dispone de las células solares debidamente seleccionadas y agrupadas, se interconexionan en serie para conseguir una tensión normalizada y, por tanto, fácil de trabajar con ella. Generalmente se dispone de un total de 30 a 36 células, número que variará en función del tipo y tensión de cada una.

Dispuesto el circuito eléctrico se depositan, por una parte, el cristal y una capa de encapsulante, y por la contraria, otra capa de encapsulante y la de protección posterior. Este conjunto es introducido en un horno especial para su laminación, donde se realizará el vacío para hacer desaparecer toda bolsa de aire que pueda quedar en el interior.

Seguidamente se va aumentando la temperatura, de tal forma que el encapsulante empiece a fundirse (ya que su punto de fusión es más bajo que el del resto de los materiales), rodeando totalmente a células y contactos, a la vez que hace de adhesivo con el cristal y la capa posterior, quedando el conjunto totalmente estanco. Una vez que todas estas capas han formado un bloque compacto, se aplica el marco soporte mediante goma butílica o silicona, para permitir sin problemas las dilataciones del conjunto por efecto del calor.

El proceso siguiente consiste en incorporar las bornas de conexión y realizar las pruebas finales del módulo, que permitirán clasificarlos por potencias para que, mediante algún código, puedan ser identificadas a la hora de su instalación y, al igual que las células, el conjunto de módulos presente características comunes que no permitan descompensaciones entre los grupos serie-paralelo.



**Figura 22:** Sección de un módulo fotovoltaico

## 2.2 Acumuladores

### 2.2.1 Conceptos generales

La misión principal del acumulador dentro de un sistema solar fotovoltaico consiste en suministrar energía tal y como es demandada por la carga, independientemente de la producción eléctrica del panel en ese preciso momento.

Cumple, por otra parte, una misión de fiabilidad, ya que también tiene la función de poder alimentar a la carga durante varios días, cuando la producción del panel es baja debido a las condiciones meteorológicas adversas.

El acumulador o batería es un dispositivo capaz de transformar una energía potencial química en energía eléctrica. Se compone esencialmente de dos electrodos sumergidos en un electrolito donde se producen las reacciones químicas en los procesos de carga o descarga. La capacidad de un acumulador se mide en amperios-hora (Ah), para un determinado tiempo de descarga, y se define como la cantidad de electricidad que puede obtenerse durante una descarga completa del acumulador plenamente cargado, siendo el producto de la intensidad de descarga por el tiempo que ésta actúa.

Al acumulador que ha de ser usado para aplicaciones solares se le debe exigir el cumplimiento de unas condiciones básicas, como son:

- Aceptar todas las corrientes de carga que suministre el panel solar.
- Mantenimiento nulo o mínimo.
- Fácil transporte e instalación.
- Baja autodescarga.



- Rendimiento elevado.
- Larga vida.

Se encuentran diferentes tipos de baterías en el mercado, pero fundamentalmente se pueden hacer dos grandes grupos: las de **níquel-cadmio** (Ni-Cd) y las de **plomo-ácido**. Las primeras presentan unas cualidades excepcionales, pero debido a su elevado precio se usan con menos frecuencia.

Por el contrario, las baterías de plomo-ácido en sus diferentes versiones son las más usadas para las aplicaciones solares, adaptándose a cualquier corriente de carga, y teniendo un precio razonable.

### **2.2.2 Carga del acumulador**

Todas las baterías están compuestas por elementos de 2 V nominales y una capacidad que dependerá del modelo y tipo de placas utilizadas. Después de su fabricación se venderán comercialmente como elementos sueltos para interconectar entre sí, o bien ya conectados y presentados como un bloque, en tensiones de 12 ó 24 V normalmente.

En un elemento de plomo-ácido la tensión varía según el estado de carga, el peso específico del electrolito y, desde luego, según esté sufriendo una carga o una descarga. El voltaje de circuito abierto en una batería cargada es de 2.14 V a 25°C y el peso específico de electrolito, de 1300.

Dado que todas las baterías sufren una autodescarga, necesitan una pequeña corriente de mantenimiento para conservarlas completamente cargadas incluso cuando no están trabajando. En la práctica esta corriente es suministrada por el panel, siendo el voltaje de alimentación de unos 0'2 V por encima del voltaje de circuito abierto del elemento acumulador. En definitiva, se necesita una *tensión de flotación* de 2.34 V para mantenerla completamente cargada.

Un elemento que ha sido descargado puede llegar a un estado de plena carga con la tensión mencionada anteriormente, pero tardaría bastante tiempo. Por lo tanto, para hacer que una batería cargue más rápidamente se necesitará un voltaje de carga mayor, que oscilará entre los 2.60 y 2.65 V/elemento, siendo el tiempo empleado función de la intensidad que se le pueda proporcionar.

Se ha de tener en cuenta que, aproximadamente entre los 2.35 V y los 2.40 V, el elemento acumulador empieza a gasificar. Este hecho no es demasiado perjudicial en las baterías de placas tubulares (ya que, de lo contrario, podría estratificarse el electrolito y dañar las placas), pero representa una pérdida de agua que debemos compensar realizando un mantenimiento periódico.

También es cierto que no podemos permitir una sobrecarga fuerte en el acumulador, ya que nos llevaría a una disminución de la vida útil del mismo, siendo por este motivo por el que se usan diversos dispositivos que anulan o limitan la corriente de carga del panel fotovoltaico, evitando así una sobrecarga en el acumulador. A estos dispositivos se les denomina reguladores de carga.



### 2.2.3 Dimensionado

Dado que en la mayoría de las aplicaciones fotovoltaicas va a ser preciso utilizar un acumulador, éste deberá cumplir unos requisitos básicos que aseguren el correcto funcionamiento del sistema. Éstos son:

- Garantizar el suministro en las horas en que no existe insolación.
- Asegurar la estabilidad de la tensión para el buen funcionamiento de los equipos que alimenta el grupo solar.
- Proveer de energía a la carga cuando se presentan días con bajo nivel de radiación.

El acumulador solar difiere de otros tipos de acumuladores básicamente por las bajas intensidades de descarga. Es normal especificar la capacidad de un acumulador solar en un tiempo de 100 horas, dado que en muchos casos se habla de autonomías de cinco o más días. Por tanto, la descarga se produciría en  $24 \times 5 = 120$  h. Por este motivo precisamente los acumuladores *de arranque* no prestan buenos servicios en aplicaciones fotovoltaicas, ya que su diseño se ha previsto para unas descargas fuertes durante corto tiempo y no para descargas pequeñas en un largo plazo.

Fundamentalmente, existen dos tipos de acumuladores idóneos para aplicaciones solares: los *estacionarios* de plomo-antimonio (Pb-Sb) y los de plomo-calcio (Pb-Ca). Los primeros se encuadran dentro del tipo de ciclo profundo, por lo que deben ser usados en aquellas aplicaciones en que la descarga pueda llegar a límites bajos de una forma obligatoria y, en general, donde el ciclo diario supere el 15% de la capacidad de la batería. No obstante, ofrecen un buen funcionamiento en todos los casos, presentan una vida elevada y en algunos modelos se incorpora una gran reserva de electrolito que hace su mantenimiento menos constante.

Otro tipo de acumulador solar es el constituido por una aleación en las placas de Pb-Ca. Estos acumuladores presentan en algunos de sus modelos la ventaja de no tener mantenimiento, hecho que es particularmente importante en aquellas instalaciones remotas o de difícil acceso. A diferencia de los estacionarios, que se presentan generalmente en elementos de 2 V, los de Pb-Ca suelen construirse en tipo monobloc de 12 V y con unas capacidades máximas de 150 Ah (a 100 h), lo que los hacen interesantes para pequeñas instalaciones donde el ciclo de descarga diario no supere el 10% y, en emergencias, el 50% como máximo.

Resumiendo, se puede decir que las baterías fotovoltaicas cuya aplicación se destine a descargas profundas deben ser, sin lugar a dudas, del tipo estacionario, al igual que en aquellos otros casos donde la capacidad sea elevada, pues si dispusiéramos una gran cantidad de pequeñas baterías disminuiríamos excesivamente la fiabilidad del conjunto. Por el contrario, si la instalación fotovoltaica es de pequeña dimensión o bien el mantenimiento es muy difícil, no sólo en el coste sino en facilidades de acceso, la decisión se decantaría hacia las baterías sin mantenimiento, cuidando siempre de que las



descargas no sean excesivamente profundas para evitar el envejecimiento prematuro del acumulador.

Los datos necesarios para un diseño adecuado del acumulador integrado en un sistema fotovoltaico serían los siguientes:

- Tensión de funcionamiento.
- Descarga máxima al final de los días de autonomía.
- Temperatura media de funcionamiento.
- Temperatura mínima.
- Días consecutivos en los que se pueden producir bajas temperaturas.
- Tipo de regulador usado.
- Facilidad de acceso de montaje y mantenimiento del acumulador en el lugar de la instalación.

## **2.2.4 Acumuladores de gel**

### ***Funcionamiento:***

A diferencia de las baterías de plomo-ácido, en las que se produce una pérdida de agua durante el ciclo de carga, en las baterías de gel se recombina el oxígeno liberado por las placas positivas con el hidrógeno, a través del electrolito, y por reacción electroquímica se convierte en agua. De esta manera se hace innecesaria la adición de agua durante toda la vida de la batería.

### ***Componentes:***

- *Placas positivas:* Constituidas por una serie de tubos de poliéster, material resistente al ácido y de alta porosidad, que sirven de soporte a una gran cantidad de materia activa formada por óxido de plomo de esmerada elaboración.

- *Placas negativas:* Son del tipo empastado, formadas por una rejilla de aleación de plomo que sirve de soporte eficaz a la materia activa por su especial diseño. Su rendimiento es equivalente al de las placas positivas a las que acompaña.

- *Separadores:* Son de plástico microporoso inalterable a la acción del ácido sulfúrico y de una elevada porosidad.

- *Terminales:* Por su diseño deben de eliminar toda posibilidad de corrosión y garantizar la absoluta estanqueidad entre el interior y exterior del elemento.



- *Recipiente y tapa*: De plástico de alta resistencia a impactos e inalterables al ácido. Deberían incorporar válvulas de seguridad para facilitar la salida de gases al exterior en caso de sobrepresión producida por una carga incorrecta.

- *Electrolito*: Constituido por una solución de ácido sulfúrico que se presenta en forma de gel debido a la adición de una sílice especial.



**Figura 23:** Acumulador de Gel

## **2.2.5 Acumuladores de Níquel-Cadmio**

### **2.2.5.1 Mejoras respecto a los acumuladores de plomo**

Los acumuladores de níquel-cadmio (Ni-Cd) o alcalinos se diferencian de los de plomo fundamentalmente por los cuatro motivos siguientes:

a) Puesto que el acumulador de Ni-Cd tiene una resistencia interna más baja, presenta una disponibilidad muy grande para soportar descargas elevadas y esto hace que su capacidad pueda ser menor para realizar el mismo trabajo que un acumulador de plomo. Si en una determinada aplicación fotovoltaica se necesitase, con batería de plomo, una capacidad de 200 Ah, de los cuales se descargarían 120 Ah (60 %), su equivalente en Ni-Cd necesitaría una capacidad total de unos 140 Ah, puesto que podría soportar descargas de hasta el 85 % - 90 % de su capacidad total.



b) La tensión por elemento en descarga se mantiene mucho más estable, y tan sólo al final de la descarga (85 % - 90 %) cae hacia valores más bajos que el nominal.

c) El acumulador de Ni-Cd presenta una vida mucho más larga que los de plomo, a igualdad de ciclos de trabajo.

d) Puede resistir temperaturas más bajas que el de plomo e incluso la congelación de su electrolito, ya que una vez que éste se deshiele, la batería podrá trabajar otra vez con normalidad. Como ejemplo, se puede decir que a una temperatura de  $-20^{\circ}\text{C}$ , la capacidad disponible es de 175 %, comparada con el 50 % de una de plomo.

La batería de Ni-Cd presenta, además, otras características: Puede soportar el cortocircuito sin que la batería se deteriore. También puede soportar la falta de agua de su electrolito, dejando tan sólo de funcionar temporalmente hasta que se le añada. En un acumulador alcalino el mantenimiento puede llegar a espaciarse hasta diez años si su construcción y características son las adecuadas. Este hecho, unas incalculables ventajas para la aplicación fotovoltaica en lugares remotos o difícilmente accesibles.

La autodescarga se sitúa entre el 0'1 % y 0'2 % diario, lo que representa del 3 % al 6 % mensual. Otra característica importante es la ausencia de gases corrosivos en la carga de los acumuladores, hecho que beneficia la inclusión de los mismos en el armario donde están los equipos electrónicos a los cuales puede alimentar.

La gran **desventaja** es su precio, que puede suponer hasta tres veces más que su equivalente en plomo.

### 2.2.5.2 Composición y funcionamiento de un acumulador de Ni-Cd:

La tensión de cada elemento de una batería de Ni-Cd es de 1.2 V nominales, en vez de los 2 V por elemento de plomo. Según esto, una batería de 12 V nominales tendrá que estar formada por diez elementos unidos en serie. El proceso electroquímico de un acumulador de Ni-Cd se basa en la construcción de una placa positiva, formada por hidróxido de níquel, y una negativa de óxido o hidróxido de cadmio. Estas dos placas se encuentran inmersas en un electrolito que forma parte del proceso químico como conductor, y que suele ser una disolución acuosa al 20 % de hidróxido de potasio con otros elementos. Durante la descarga el oxígeno pasa de la placa positiva a la negativa, dando lugar a óxido de cadmio. Es durante la carga cuando el oxígeno vuelve a pasar de la placa negativa a la positiva. El electrolito juega un papel de mero conductor, motivo por el que el electrolito apenas sufre, todo lo contrario que en las baterías de plomo, no siendo peligroso, ya que no es ácido y además no produce el típico fenómeno de la sulfatación.



Las materias activas se encuentran en las placas en forma de polvo, contenidas en bolsas de fleje de acero perforado. Las placas positivas y negativas están separadas de tal forma, que las burbujas de gas que se desprenden al final de la descarga ascienden libremente a lo largo de la placa ejerciendo una libre circulación del electrolito, lo que evita la formación de puentes entre las placas, que son la causa de su cortocircuito.

## 2.3 Reguladores de carga

### 2.3.1 Conceptos generales

Los módulos fotovoltaicos tienen una tensión nominal superior a la tensión nominal de las baterías o acumuladores usados en las instalaciones. Esto se debe a dos causas:

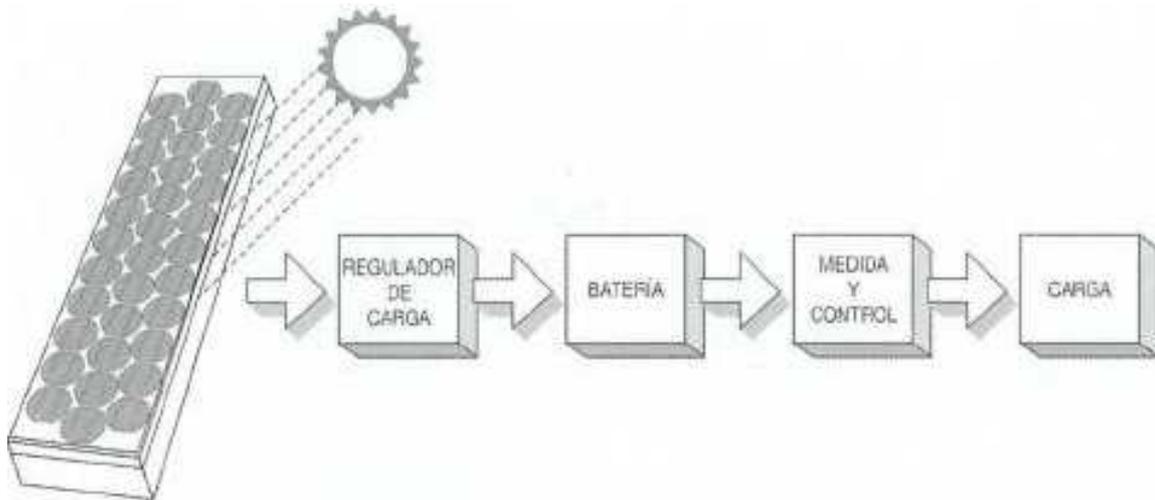
- La tensión nominal del panel debe ser más elevada, para paliar la disminución que se puede producir debido al aumento de temperatura.

- La tensión a circuito abierto del panel fotovoltaico debe ser siempre mayor que la tensión máxima de batería, para poder cargada adecuadamente. pues para alcanzar un pleno estado de carga en una batería de 12 V nominales, necesitamos una tensión mínima de 14 V (2.34 V por elemento de batería).

La misión del regulador se centra, pues, en evitar que, debido a una sobrecarga excesiva proporcionada por el panel, éste pueda en algún momento causar perjuicios al acumulador, acortando la vida del mismo.

En definitiva, **el regulador de carga es un equipo capaz de evitar la sobrecarga del acumulador** a la vez que **limita la tensión de la batería a unos valores adecuados para el mantenimiento**, en estado de flotación, del grupo de baterías.

Esta misión es sumamente importante, ya que trabajamos con una fuente de energía variable y estacional. Supongamos, por ejemplo, un consumo fijo durante todos los días del año. Si calculamos el número de módulos solares necesarios, lógicamente deberemos tomar como base la radiación invernal para asegurar el correcto funcionamiento del sistema en la peor época. Sin embargo, esto nos da pie para pensar que, cuando llegue el verano, el valor de la radiación pueda duplicarse, por lo que la producción sería el doble a la calculada para la estación invernal y, por el contrario, el consumo sería el mismo. De no existir un sistema regulador, se produciría un exceso de corriente que sería capaz de hacer hervir el electrolito, con la consiguiente pérdida de agua y deterioro del grupo acumulador, al no estar limitada la tensión.

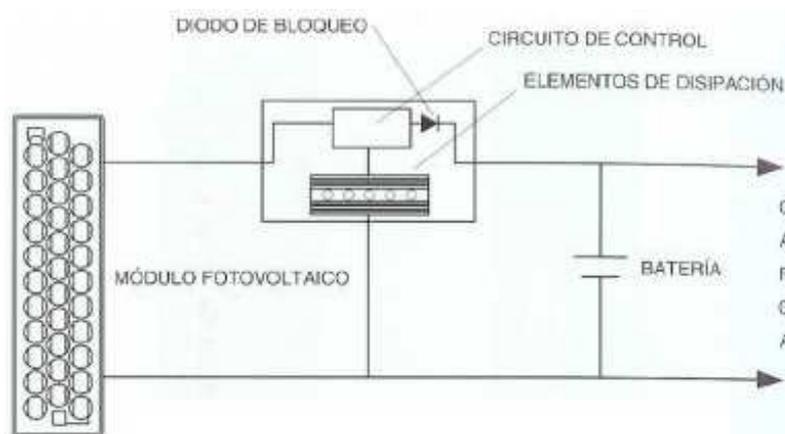


**Figura 24:** Emplazamiento del regulador de carga en el proceso generador

Habitualmente, el control del estado de carga de las baterías se realiza mediante la medida de la tensión en bornas, usando los datos proporcionados por los diferentes fabricantes, ya que existe una relación entre estos dos parámetros. Así, el circuito de control del regulador de carga sabe cuándo éste debe empezar a actuar limitando la corriente proporcionada por el grupo fotovoltaico.

### 2.3.2 Regulador Shunt

Los dispositivos de este tipo, colocados en paralelo con el grupo solar y el sistema de baterías, detectan la tensión de los bornes de la batería, y cuando ese potencial alcanza un valor establecido de antemano, crean una vía de baja resistencia a través del grupo solar, derivando con ello la corriente y apartándola de las baterías. Un diodo en serie, situado entre el regulador en derivación y la batería, impide que la corriente del acumulador retorne a través del regulador o del grupo solar. Como el sistema al que se está dando energía toma corriente de la batería, su tensión en los bornes descenderá hasta que se desconecte el regulador en derivación y se reanude la carga.



**Figura 25:** Esquema eléctrico de un regulador Shunt



Los reguladores del tipo shunt han de disipar toda la corriente de salida del grupo solar cuando el sistema de baterías alcanza el estado de plena carga. Esto resulta una tarea razonable cuando los sistemas eléctricos solares son pequeños, pero con los grandes sistemas se requieren disipadores térmicos de grandes dimensiones o disipadores menores múltiples, lo que conduce a problemas de fiabilidad y de coste elevado

Este tipo de reguladores, está hoy día en desuso, ya que el avance en los microprocesadores y la electrónica en general ha facilitado el diseño de equipos más compactos y con más prestaciones que las que ofrecían aquéllos, con un coste mucho más contenido y la posibilidad de alojarlos en cajas estancas, cosa que no se podía hacer en el caso de los reguladores shunt, puesto que disipan calor y en consecuencia debe dejarse una salida para su evacuación.

### **2.3.3 Regulador Serie**

Se basan en el concepto de regulación en serie, en la que el grupo solar se desconecta del sistema de baterías cuando se logra un estado de plena carga, por lo que es equivalente a un interruptor conectado en serie que proporciona una vía de baja resistencia desde el grupo solar al sistema de baterías durante la carga, y un circuito abierto entre el grupo y la batería cuando ésta se encuentra plenamente cargada.

En el regulador serie que utilice relé electromecánico no se disipa nada de energía en ninguno de los estados, porque cuando está en la posición *cerrado* no hay caída de tensión en el interruptor y cuando se encuentra en posición *abierto* no hay paso de corriente. La única potencia consumida es la requerida para el propio funcionamiento de los circuitos de control y, en su caso, la producida por la caída de tensión en el diodo de bloqueo, si se le dota de este elemento al regulador.

Hoy en día se emplean relés de estado sólido, que evitan los considerables tamaños y consumos de las bobinas que necesitaban para su funcionamiento los relés tradicionales, así como la destrucción prematura de sus contactos, especialmente en tensiones de trabajo de más de 24 V, debido a los arcos voltaicos que es capaz de producir la corriente continua en estos valores.

Se deduce, pues, que la calidad de un regulador serie está ligada a la calidad del relé que utiliza, que es lo que dará una vida prolongada a este equipo. Hoy en día, las **prestaciones mínimas exigibles a un regulador de carga tipo serie**, con uso en sistemas fotovoltaicos, son:

- Relé de estado sólido, de elevada fiabilidad de funcionamiento en el tiempo.
- Selección automática de la tensión de entrada, como mínimo en valores estándar de 12 V Y 24 V nominales.



- Sistema de regulación en fases diferenciadas, que nos proporcionen una carga adecuada de los acumuladores, evitando el "todo" o "nada" de los primeros reguladores serie.

- Variación de los niveles de carga con la temperatura, mediante un sensor externo o interno que modifique dichos niveles en función de la temperatura ambiente a que se encuentre el acumulador, asegurando de esta forma una carga adecuada a la batería y evitando la falta de carga o la sobrecarga por variaciones de la temperatura. Esta función es especialmente importante en países donde la diferencia de temperatura entre el invierno y el verano es considerable.

En resumen, los reguladores serie utilizados hoy en día para el control de carga de la batería de acumuladores nos aseguran un eficaz trabajo y una mayor vida de los sistemas fotovoltaicos. En la medida que el sistema de regulación realice fases de carga diferenciadas, podremos asegurar un mayor y mejor nivel de carga.

### **2.3.4 Módulos fotovoltaicos autorregulados**

También existen en el mercado fotovoltaico paneles solares que no necesitan usar regulador de carga. Este hecho proporciona múltiples ventajas en coste y fiabilidad, ya que tan sólo trabajan los dos elementos más robustos: **el panel y la batería.**

La curva de carga de un módulo fotovoltaico autorregulado tiene que cumplir el requisito básico de lograr un grado elevado de carga en la batería, disminuyendo entonces la corriente producida hasta un mínimo de mantenimiento. De esta forma, se consigue una carga adecuada sin producir evaporación de electrolito.

Para ello es necesario que la relación voltaje-corriente sea inversa, es decir, que una demanda de tensión en la batería que se produzca entre el 90% y el 100% de su estado de carga, haga trasladar el punto de trabajo del panel solar fuera del codo de su curva característica y, en consecuencia, se genere una corriente eléctrica cada vez menor que haga mantener automáticamente el nivel de carga idóneo. Si en ese momento conectáramos algún consumo a la batería, éste haría bajar su voltaje, con lo cual, el punto de trabajo volvería a desplazarse a lo largo de la curva hasta dar la máxima intensidad posible en función de la radiación solar en ese momento y la tensión a la que quedase la batería.

Habitualmente, el número de células que incorpora un módulo autorregulado se sitúa entre las 30 y las 32, dependiendo de la tensión generada por célula y tipo de curva. Debemos de tener en cuenta, a la hora de utilizar un sistema fotovoltaico autorregulado, que la capacidad del acumulador ha de estar en proporción con la potencia pico que sea utilizada en el sistema. Según esto, una proporción de 100 Ah de batería por cada 40 Wp de panel sería idónea. Como ejemplo práctico, podríamos suponer que en el caso de tener una



potencia total en módulos de 120 Wp a 12 voltios, la capacidad debería rondar los 300 Ah.

Existen determinados casos donde el panel autorregulado no es apropiado, como por ejemplo grandes instalaciones, lugares donde la temperatura pueda ser excesivamente alta y mantenida o, por el contrario, excesivamente fría y con elevada radiación, aplicaciones donde la capacidad de la batería sea muy pequeña, etc. Pero en definitiva, podemos afirmar que el panel autorregulado presenta unas notables ventajas en pequeñas instalaciones remotas donde el mantenimiento sea costoso, o en instalaciones de tipo doméstico, donde habitualmente el número de paneles solares utilizados no es excesivo.

## **2.4 Otros equipos para uso en la instalación**

### ***2.4.1 Sistemas de medida y control***

Son aquellos que nos dan una idea de las magnitudes eléctricas que rigen el sistema fotovoltaico. En general, si sólo disponemos de módulo solar, regulador de carga y acumulador, el sistema funcionará perfectamente, pero no podremos tener "noticia" de lo que ocurre con él. Por el contrario, con tan sólo un amperímetro y un voltímetro, empezaremos a hacernos una idea de a qué régimen carga el panel fotovoltaico, la tensión de la batería, la corriente consumida por los diferentes equipos conexonados, etc. En definitiva, una información de cómo se encuentra el sistema.

Son muchos los equipos del mercado que incluyen estas funciones, pero en la mayoría de los casos se encuentran incorporados al propio regulador.

Muchos de estos sistemas de medida llevan incorporada una alarma acústica, que nos avisa en el caso de producirse una descarga importante, indicándonos con antelación de un posible deterioro del subsistema de almacenamiento.

Otro tipo de alarmas son las que trabajan por alta y baja tensión de batería mediante relé libre de potencial. Este tipo de señales son introducidas en las instalaciones de telecomunicación a los sistemas de transmisión para dar señal de fallo en el centro de recepción de señales remotas, y de esta forma detectar posibles averías con anterioridad a que se produzcan. Una señal de alarma por alta tensión de batería, significa casi con toda seguridad un fallo en los sistemas de regulación, y la alarma por baja tensión de batería sería equivalente a lo comentado respecto a la alarma acústica. En ciertos equipos, además, en paralelo con la alarma de baja tensión, se suele añadir otro relé adicional que puede arrancar un equipo auxiliar de carga, como pudiera ser un grupo electrógeno, para recargar la batería o hacerse cargo de los consumos, con el fin de evitar la parada de la instalación.



## 2.4.2 Interruptores horarios

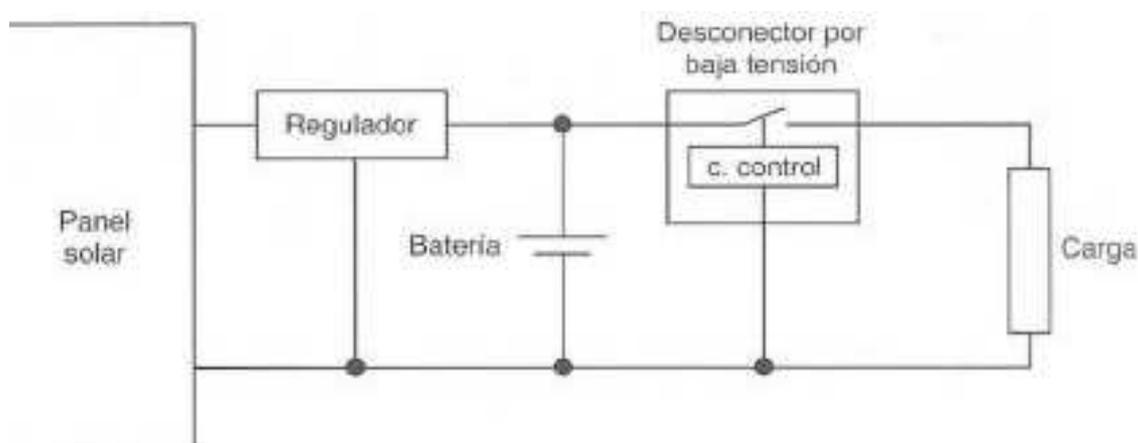
Estos aparatos son muy utilizados en aquellos casos donde necesitamos una serie de maniobras (conexiones y desconexiones) de una forma automática, dado que la instalación está normalmente desatendida, como p.ej. alumbrado público.

La gran ventaja de este tipo de interruptores horarios es que se encuentran en versiones de  $12V_{cc}$ ,  $24 V_{cc}$  y  $48 V_{cc}$  y la cadencia de tiempo entre maniobra y maniobra es de media hora, lo que da como resultado 48 maniobras diarias máximas. Algunos de estos modelos tienen la posibilidad de que al abrir un circuito se cierre otro, lo cual les confiere todavía más utilidad a estos equipos.

Existen en el mercado interruptores electrónicos que incorporan un sinfín de posibilidades de maniobras y selección de actuaciones, pudiendo accionar los circuitos por días, semanas o meses, de forma conjunta o independiente.

## 2.4.3 Desconectores

Existen muchos casos donde los sistemas fotovoltaicos están totalmente desatendidos, como pueden ser: repetidores de TV, equipos de toma de datos, sistemas de riego automático, etc. En todas estas utilizaciones no se usa un sistema acústico o visual de alarma por baja tensión, ya que nadie podría verlo ni escucharlo, y en algunos casos tampoco pueden acoplarse los sistemas con relé libre de potencial, pues se necesitaría un equipo transmisor independiente que podría ser costoso. Para este caso se han diseñado unos aparatos que en el momento que la tensión de batería se iguala a una tensión de referencia (previa mente ajustada), hacen que se abra un relé que interrumpe la alimentación de la carga conectada a la batería. Cuando la batería se ha recuperado, este contacto de relé vuelve a cerrarse, reanudándose la alimentación.



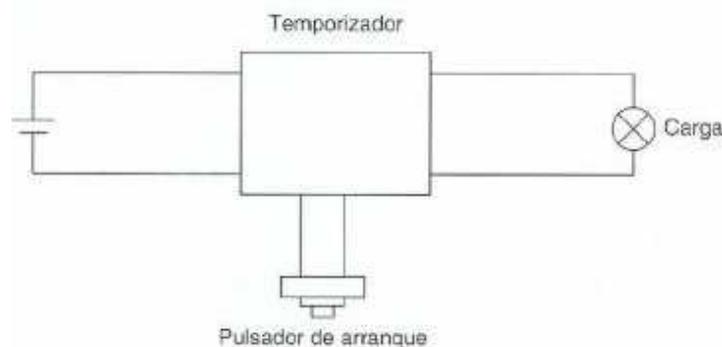
**Figura 26:** Esquema del conexionado del desconector



## 2.4.4 Temporizadores

Existen muchas instalaciones fotovoltaicas donde es preciso temporizar una carga durante un tiempo determinado. Generalmente son utilizados en la práctica dos tipos de temporizadores, uno que limita siempre el mismo tiempo de uso y otro en el que este tiempo puede ser variado a voluntad.

- Temporizador a tiempo fijo: Es un pequeño circuito, alimentado habitualmente a 12 V, 24 V o 48 V, que es actuado mediante un pulsador, dando en ese momento alimentación a la carga y temporizando su funcionamiento durante un tiempo, determinado en su diseño, pero siempre fijo para cada actuación.

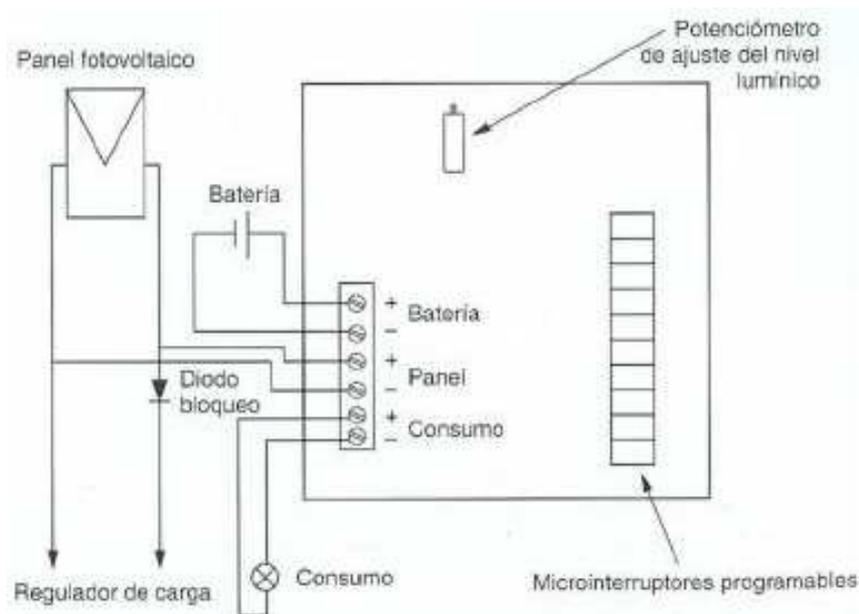


**Figura 27:** Esquema de un temporizador a tiempo fijo

- Temporizador a tiempo variable: En el temporizador a tiempo variable, el circuito ha sido diseñado para que los valores de tiempo se puedan modificar cómodamente. Estos cambios pueden ser accesibles mediante microinterruptores, puentes, potenciómetros, por programación con pulsadores o mezcla de estos sistemas.

Una de las aplicaciones del sistema de temporización a tiempo variable, son los controles de encendido y apagado de farolas fotovoltaicas. En estos sistemas el encendido de la luz se realiza usualmente cuando el Sol se oculta, y para ello se dispone de una fotocélula o un circuito adicional de detección de baja tensión del propio módulo fotovoltaico, que da la orden de cierre del circuito, empezando entonces la temporización del elemento lumínico empleado (generalmente lámparas de ahorro de energía tipo PL o lámparas de sodio a baja presión SOX).

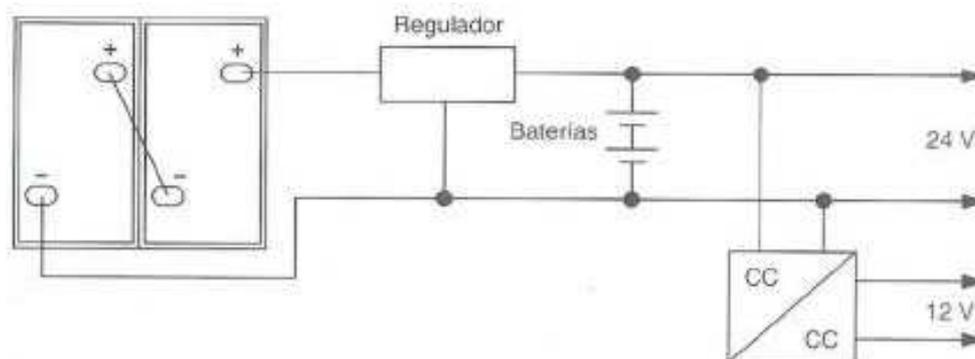
Hoy en día la industria fotovoltaica ofrece este tipo de temporizadores programables después de la puesta de sol con regulador incorporado, de tal forma que sólo necesitaríamos conectar el panel solar, la batería y el consumo, procediendo posteriormente al ajuste de la temporización deseada, así como al del nivel umbral al cual queremos que comience la temporización.



**Figura 28:** Esquema de un temporizador a tiempo variable

### 2.4.5 Convertidores continua-continua

Existen algunas aplicaciones en las que es preciso alimentar eléctricamente varios equipos, dándose el caso de no poder hacer coincidir las tensiones de funcionamiento. Para esos casos el uso de un convertidor continua-continua (cc/cc) se hace totalmente imprescindible, ya que sería una mala solución el tomar tensiones parciales del grupo de baterías, pues generaría pasos de corriente entre elementos que no favorecerían la vida de éstos.



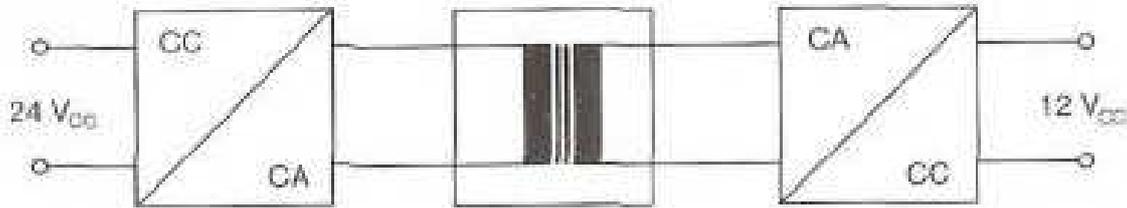
**Figura 29:** Grupo solar típico a 24V con una salida de 12V

Mediante el uso de convertidores cc/cc la descarga de la batería se hace por igual, a la vez que se consigue, en el equipo que usa el convertidor, una tensión totalmente estable que favorecerá el perfecto funcionamiento de éste.

En un convertidor cc/cc la corriente continua es transformada a corriente alterna mediante el uso de un inversor, y una vez que este cambio está realizado, elevamos o reducimos su voltaje mediante un transformador hasta el



valor adecuado, para volver a convertir a corriente continua. De esta forma conseguimos la tensión adecuada, con la ventaja del aislamiento galvánico que nos produce el transformador.



**Figura 30:** Transformador 24V/12V incorporado en el convertidor CC/CC

Hemos de tener en cuenta que en todo cálculo que realicemos con convertidores cc/cc, hay que aumentar las pérdidas por rendimiento del propio equipo convertidor para evitar quedarnos cortos en el cálculo del consumo.

Existen otro tipo de aparatos que cumplen la misión de disminuir la tensión de línea: *los estabilizadores*. Estos equipos electrónicos presentan una buena fiabilidad, tensión estable de salida y bajo precio respecto a los convertidores cc/cc descritos anteriormente, pero presentan el inconveniente de que el consumo en amperios del receptor es el mismo que el que se produce en la fuente primaria, y por lo tanto, el consumo real es elevado.

Así, si disponemos de una fuente de 24 V y deseamos alimentar una carga de 1A a 12 V, tenemos dos opciones: **utilizar un convertidor cc/cc o emplear un estabilizador electrónico**. Si usamos el convertidor, el consumo será de 12 W más el debido al rendimiento de éste, que si suponemos del 80 %, nos daría un consumo en la línea de 15 W ( $12 \text{ W}/0.8 = 15 \text{ W}$ ). Ahora bien, si utilizamos el estabilizador, el consumo sería de 24 W más el propio consumo interno del equipo, ya que lo único que hace es reducir la tensión, pero la intensidad consumida a 12 V es absorbida íntegramente de la línea de  $24 \text{ V} \times 1 \text{ A} = 24 \text{ W}$ . Vemos entonces la diferencia entre uno y otro equipo, que será sustancialmente más grande cuanto mayor sea el número de amperios consumidos por la carga.

#### 2.4.6 Convertidores de acoplamiento

Estos dispositivos consiguen aumentar de forma apreciable la intensidad eléctrica suministrada por el generador solar a la batería. Para comprender cómo se producen estos amperios adicionales es necesario realizar algunas consideraciones previas sobre los módulos fotovoltaicos y su funcionamiento directo sobre los acumuladores.

En sistemas autónomos con batería, hay una gran diferencia entre la potencia nominal del módulo y la potencia útil que realmente se aprovecha, ya que el módulo fotovoltaico, cuando trabaja a tensiones inferiores a su punto de máxima potencia, proporciona una intensidad prácticamente constante.



Tomemos como ejemplo un módulo cuyos datos en el punto de máxima potencia de su curva típica fueran: 53 W a 17.4 V y 3.05 A. Cuando lo conectáramos directamente a un acumulador cuya tensión entre bornas en ese momento fuera de 12 V, el módulo tendría que trabajar a 12 V. En estas condiciones, si dispusiéramos de radiación solar pico, el módulo fotovoltaico generaría una intensidad de 3.05 A. Si calculamos ahora la potencia que el módulo está entregando realmente en esta situación, nos daría:  $3.05 \text{ A} \times 12 \text{ V} = 36.6 \text{ W}$ .

Es decir, de los 53 W disponibles teóricamente del módulo, cuando se carga directamente una batería que tiene 12 V de tensión en sus bornas, la potencia aprovechada es de tan sólo 36.6 W, lo que supone casi un 31 % menos de lo que se podría esperar.

**¿Dónde están los 16.4 W que faltan hasta completar los 53 W máximos que puede dar este módulo a 100 mW/cm<sup>2</sup>?** Esta potencia no ha sido generada, ya que la curva característica de funcionamiento del módulo a 12 V proporciona los mismos 3.05 A que si se trabaja a 17.4 V.

Este exceso de tensión en los módulos es absolutamente necesario, ya que permite su funcionamiento en **situaciones particulares**, como:

- Si la temperatura ambiente a que está sometido el módulo es muy elevada, la tensión del mismo desciende.
- Si la tensión en bornas de la batería es alta el módulo debe continuar la carga, por lo que la corriente correspondiente al punto de trabajo del módulo debe ser suficiente.
- Las características del módulo deben ser tales que se puedan absorber con comodidad las posibles caídas que se produzcan hasta el acumulador debido a diodos de bloqueo, relés de los elementos de regulación, etc.

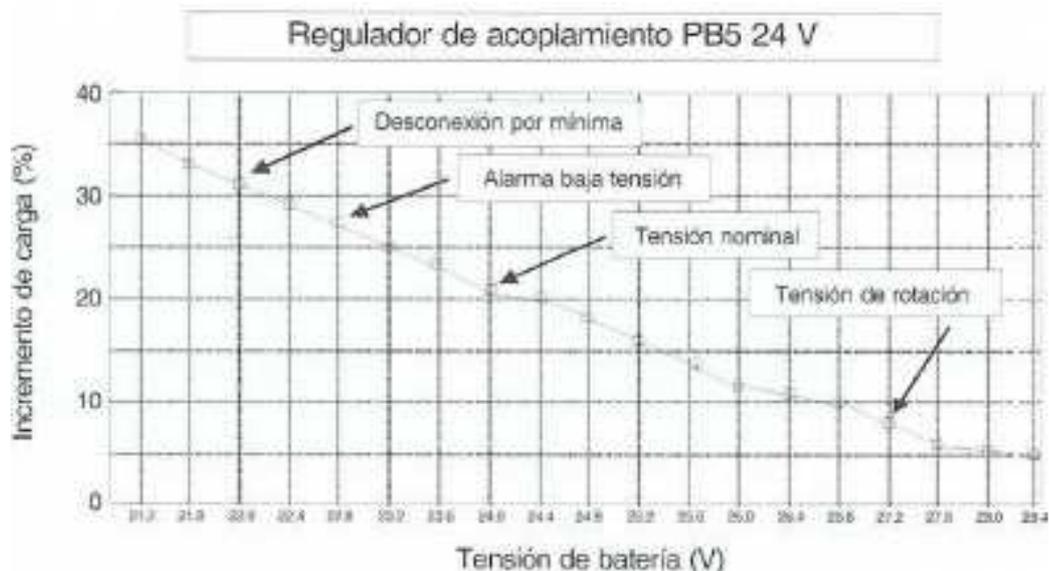
Por tanto, los módulos fotovoltaicos necesitan unas características *I-V* en exceso, que garanticen la carga en situaciones como las expuestas, aunque este exceso no sea aprovechado normalmente.

La instalación de un convertidor de acoplamiento permite el trabajo del módulo fotovoltaico a una tensión superior a la del acumulador, convirtiendo el exceso de tensión del panel en potencia disponible para contribuir a una mayor carga en amperios del acumulador, recibiendo este efecto el nombre de *ganancia*. Aprovecha, pues, la diferencia de tensiones de trabajo entre el módulo y el acumulador. Cuando la tensión de la batería es baja, dicha diferencia es mayor, y por lo tanto la ganancia aumenta. En cambio, a medida que el acumulador aumenta de tensión, se reduce la diferencia, y por lo tanto también la ganancia, si bien es cierto que en ese momento el aprovechamiento de los recursos del módulo es óptimo.

En términos generales, la ganancia de un convertidor de acoplamiento es tanto mayor cuanto más se necesita de su trabajo.



Estos equipos, dentro de una instalación solar, son intercalados entre el panel solar y el equipo de regulación, no necesitando ningún ajuste ni cuidado especial.



**Figura 31:** Curva característica de un regulador de acoplamiento

### 2.4.7 Convertidores continua-alterna

Los convertidores continua-alterna, llamados **inversores u onduladores**, son dispositivos que convierten la corriente continua de una batería en corriente alterna.

Un convertidor cc/ca consta de un circuito electrónico, realizado con transistores o tiristores, que trocean la corriente continua, alternándola y creando una onda de forma cuadrada. Este tipo de onda puede ser ya utilizada después de haberla hecho pasar por un transformador que la eleve de tensión, obteniendo entonces los denominados convertidores de onda cuadrada, o bien, si se filtra, obtener una forma de onda sinusoidal igual a la de la red eléctrica.



**Figura 32:** Esquema de bloques de un inversor CC/CA

Para muchas aplicaciones en energía solar, es suficiente utilizar convertidores de onda cuadrada, pues las cargas no son especialmente sofisticadas (luces incandescentes, pequeños motores, etc.) y presentan habitualmente un rendimiento más elevado, ya que al no existir filtro, las pérdidas son más pequeñas.



Si utilizamos convertidores cc/ca, debemos reflejar en los cálculos el rendimiento de este equipo y tener además muy en cuenta que el mismo puede disminuir a medida que utilizamos menos potencia de la nominal del equipo inversor. Por ejemplo, un convertidor de 1000 W que tenga un rendimiento ( $\eta$ ) del 90% significa que, si nosotros sacamos de ese equipo los 1000 W, él absorberá a la batería 1111 W, pues:

$$\eta = \text{Potencia de salida} / \text{Potencia de entrada}$$

luego:

$$\text{Potencia de entrada} = \text{Potencia de salida} / \eta = 1000 \text{ W} / 0.9 = 1111 \text{ W}$$

Ahora bien, si no exigimos del convertidor los 1000 W, sino que nuestra utilización se limita a 500 W, el rendimiento puede ser más bajo, ya que el consumo interior del equipo sería prácticamente el mismo. El valor de este rendimiento se debe buscar en los datos proporcionados por el fabricante, pues en muchas de las aplicaciones el consumo nominal del equipo será variable, por lo que tendremos que promediar este valor aproximándonos al rendimiento medio de las diferentes potencias consumidas.

La gama de convertidores en el mercado es amplia, tanto en onda cuadrada como en onda senoidal, y la decisión de utilizar uno u otro se deberá tomar en función del tipo de carga que se le conecte, aunque lógicamente, el que siempre alimentará correctamente la carga será el de onda senoidal que, en contrapartida, presenta un coste más alto.

Otra posibilidad de elección en los convertidores es el arranque automático, que consiste en un circuito adicional que al detectar la conexión de una carga, automáticamente da orden a la etapa de potencia del convertidor para su puesta en marcha. Una vez que la carga deja de consumir, el convertidor se para y tan sólo queda en funcionamiento el equipo detector, con un bajo consumo. Es muy interesante usar estos convertidores cuando los consumos se conectan y desconectan varias veces al día. Si, por el contrario, el uso fuera esporádico, convendría entonces utilizar uno de encendido manual, que reduciría el coste. Se debe tener en cuenta que los convertidores de arranque automático habitualmente necesitan una potencia de unos 20W aproximadamente para detectar su conexión. Por debajo de esta potencia el inversor no arranca.

Es cada día más frecuente y extendido el uso de inversores, salvando así las caras y tediosas instalaciones en corriente continua. En gran medida, este hecho se produce por la aparición de las lámparas fluorescentes de encendido electrónico, que representan un ahorro energético de hasta cinco veces con respecto a las de incandescencia.

Pueden encontrarse algunos modelos de inversores susceptibles de conectarse en paralelo, lo cual nos añade una ventaja adicional importante a la hora de ampliaciones en las instalaciones ya realizadas, al evitarnos prescindir del que ya teníamos, y simplemente añadiéndole otro más pasamos a tener el



doble de la potencia instalada en un principio. Por otra parte, en el caso de avería de uno de los equipos, siempre tendríamos un inversor en servicio que se hiciera cargo de las cargas esenciales.

Otra variante es el *inversor cargador*. Se trata de un inversor reversible, es decir, utilizando un símil, si la corriente circula de izquierda a derecha (de batería a consumo a través del inversor), nos convierte la corriente continua en alterna, como cualquier inversor convencional, y si ponemos una fuente de corriente alterna (usualmente un grupo electrógeno) en bornas de salida del inversor y la corriente va de derecha a izquierda, se comportará como un rectificador, cargando la batería. Esto representa una cierta ventaja en instalaciones que dispongan de grupo electrógeno, ya que ante una emergencia podremos cargar la batería usando un solo equipo (el inversor cargador), o bien, en utilizaciones de dicho grupo, aprovechar el remanente de energía para reponer carga en la batería. El único condicionante es que sólo puede hacer una de las dos cosas, o invierte y pasa de continua a alterna, o rectifica y pasa de alterna a continua, por lo que tendremos que cablear la instalación de tal forma que podamos usar estas dos funciones sin producir averías indeseadas.

## 2.5 Estructuras soporte para paneles fotovoltaicos

### 2.5.1 Conceptos generales

La estructura soporte, asegura el anclaje del generador solar y proporciona la orientación y el ángulo de inclinación idóneo para el mejor aprovechamiento de la radiación, siendo los encargados de hacer a los módulos y paneles fotovoltaicos resistentes a la acción ejercida por los elementos atmosféricos.

Supongamos que disponemos de una superficie de paneles de 1 m<sup>2</sup>, y en la zona donde están instalados pueden producirse vientos de 200 km/h. La fórmula que expresa la presión máxima del viento es:

$$p = F/S = 0'11 \cdot V^2$$

$$F = 0'11 \cdot V^2 \cdot S$$

Donde:

**F** es la fuerza del viento en kp

**V** es la velocidad del aire en m/s

**S** es la superficie receptora en m<sup>2</sup>

**p** es la presión del viento en kp/m<sup>2</sup>

Si aplicamos los datos anteriores, resulta:

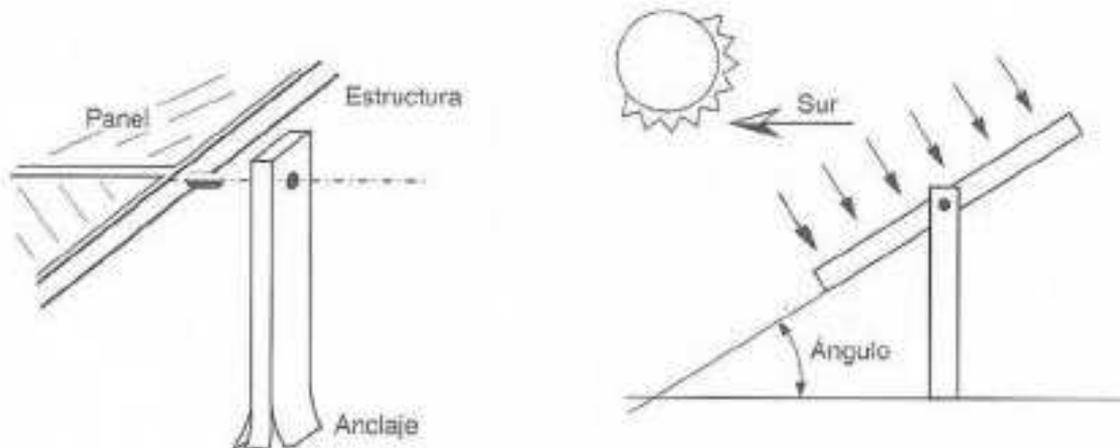
$$200 \text{ km/h} = 55'5 \text{ m/s}$$

$$F = 0'11 \cdot (55'5)^2 \cdot 1$$

$$F = 338.8 \text{ kp}$$



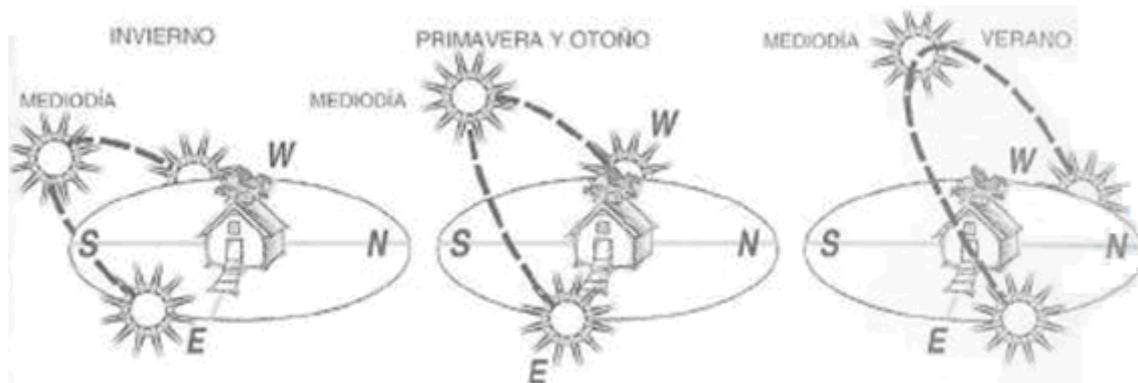
Lo que demuestra el efecto que puede hacer el viento sobre un grupo de módulos solares, y nos hace pensar en las graves consecuencias de un mal anclaje o un erróneo diseño de la estructura que soporta el conjunto.



**Figura 33:** *Detalle de unión panel-estructura de soporte y vista lateral del mismo*

También debemos tener cuidado con la nieve, lluvia, heladas, tipo de ambiente donde se encuentra la instalación, etc. Algunas de las acciones descritas (nieve, lluvia) afectan al emplazamiento y forma del soporte de sustentación, mientras que las heladas o determinados ambientes (por ejemplo, los cercanos a las costas) afectan más al tipo de materiales empleados para la construcción de las estructuras.

En cuanto a la orientación, ésta ha de ser siempre sur (si estamos en el hemisferio norte), pues es la única posición donde aprovechamos, de una forma total, la radiación emitida por el Sol a lo largo de todo el día. Tan sólo en circunstancias muy especiales podremos variar ligeramente la orientación hacia el poniente o el levante, como puede ser en el caso de existir un obstáculo natural (montaña, etc.) que durante un cierto período impida aprovechar la radiación directa del Sol. Entonces puede ser interesante orientar el panel solar unos grados hacia la derecha, si la sombra se produce a primeras horas de la mañana, para aprovechar al máximo el sol a su puesta, o bien, por el contrario, orientar el conjunto fotovoltaico hacia la izquierda si el obstáculo se encuentra al atardecer. Hemos de decir que esto no representa un incremento grande en cuanto a la potencia eléctrica generada, ya que la salida y la puesta de Sol son los momentos de radiación más débil. No obstante, puede notarse algo más en la estación estival, cuando el Sol tiene su mayor recorrido.

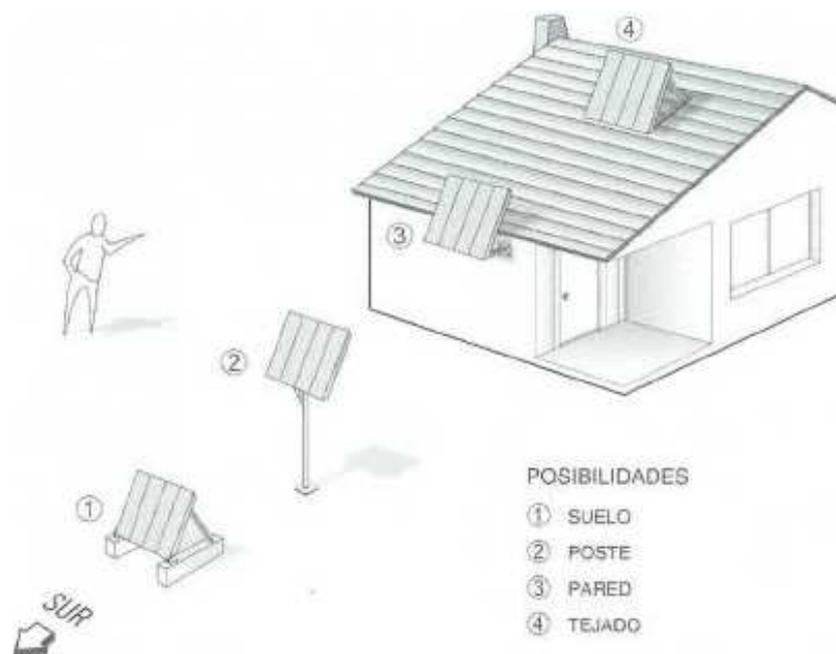


**Figura 34:** Esquema de la trayectoria solar diaria a lo largo de diferentes estaciones del año

En el esquema podemos observar el corto recorrido en invierno, a la vez que comprobamos que la trayectoria de la radiación es entonces más horizontal que en verano. Es ésta la causa por la que la inclinación de los paneles fotovoltaicos suele ser grande, de tal forma que aprovechemos lo más posible la escasa radiación invernal, haciendo incidir sus rayos normalmente. Como consecuencia, se produce una pérdida en verano que podría ser compensada, si así se diseña el soporte, variando la inclinación del conjunto a un ángulo de inferior valor, volviendo a hacer incidir los rayos solares en un ángulo lo más cercano a los  $90^\circ$  sobre la superficie del panel solar.

### 2.5.2 Tipos de estructura

En la siguiente página (figura 35) se representan cuatro formas típicas de colocar un grupo de módulos fotovoltaicos, que comentaremos seguidamente.



**Figura 35:** Posibilidades de colocación de paneles fotovoltaicos



**1 – Suelo:** Es la forma clásica. Muy robusta. En esta disposición la acción del viento es menor, pues a mayor altura, mayor es la fuerza del viento. Gran facilidad para su instalación, tanto de la propia estructura soporte como de los paneles fotovoltaicos. Como inconvenientes su excesiva accesibilidad y la mayor probabilidad de que puedan producirse sombras parciales. A la mayoría de estas instalaciones se las suele proteger por medio de un cerramiento metálico. El montaje de este tipo de sustentación del conjunto solar no es demasiado apropiado para aplicaciones en montaña, donde pueda producirse la presencia de nieve, que podría llegar a dejar inmersos en ella a los paneles.

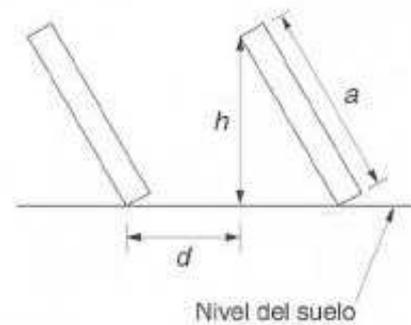
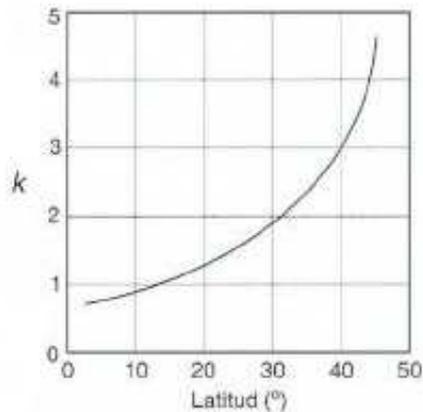
**2 – Poste:** Usado principalmente en instalaciones donde ya se disponga de un mástil. Las instalaciones recomendadas no deben ser muy grandes, contando con poco más de un metro cuadrado de superficie de módulos, ya que si ésta es mayor, nos obligaría a sobredimensionar e incluso arristrar el mástil, siendo posible entonces que otro sistema pudiera ser más económico y de más fácil montaje. Es muy utilizado en las instalaciones de repetidores, donde ya se dispone de una antena que puede hacer las veces de mástil.

**3 – Pared:** Consiste en acoplar la estructura a una de las paredes del recinto. Seguridad debido a la altura, estructura liviana. Puede este sistema adaptarse mediante tacos de expansión o bien realizando una pequeña obra donde se inserte la estructura. La acción del viento queda drásticamente disminuida. El inconveniente es que una de las fachadas dé al Sur. Cualquier variación presentará problemas accesorios.

**4 – Tejado:** La instalación en la cubierta de un edificio es uno de los métodos más usados a la hora de realizar el montaje de un equipo solar, ya que normalmente siempre podremos disponer del lugar adecuado para garantizar la perfecta orientación, además de suficiente espacio. Lo comentado para el caso de la instalación sobre el suelo, respecto a los problemas con la nieve, debe ser tenido también en cuenta en este caso.

### ***2.5.3 Sombras entre filas de módulos fotovoltaicos***

Se da el caso de que cuando existe un gran número de módulos fotovoltaicos a instalar y no se dispone de mucho espacio, es necesario juntar las filas de paneles y esto puede traer como consecuencia que (especialmente en invierno) se produzcan sombras de una a otra fila. La posibilidad de que en verano puedan darse sombra unas filas a otras es mucho menor, ya que el recorrido del Sol es más alto, y por lo tanto, la sombra arrojada por la fila precedente es más pequeña.



**Figuras 36 y 37:** Factor de corrección de sombras  $K$  según la latitud y distancia entre paneles para minimizar pérdidas por sombras,  $d$

La distancia mínima entre fila y fila está marcada por la latitud del lugar de la instalación, dado que el ángulo de incidencia solar varía también con este parámetro. Supongamos que debemos disponer una serie de módulos solares en fila, tal y como se representa en la **figura 37**, donde  $a$  es la altura de los módulos colocados en el bastidor,  $h$  la altura máxima alcanzada y  $d$  la distancia mínima entre fila y fila capaz de no producir sombras interactivas. Una vez que disponemos del valor  $a$ , y de la latitud del lugar, estamos en disposición de buscar el factor  $h$ . dado por la curva, y seguidamente trasladándonos a la tabla 1 (que podemos encontrar a continuación) donde quedan representados por un lado el valor de  $a$  y por otro el ángulo de inclinación que se va a dar al conjunto, obtener el valor de  $h$ . La fórmula que nos da la distancia  $a$ ; entre filas sucesivas de paneles será:  $d=k \cdot h$

Tabla 1. Valores de  $h$  ( $h = a \cdot \text{sen } \alpha$ )

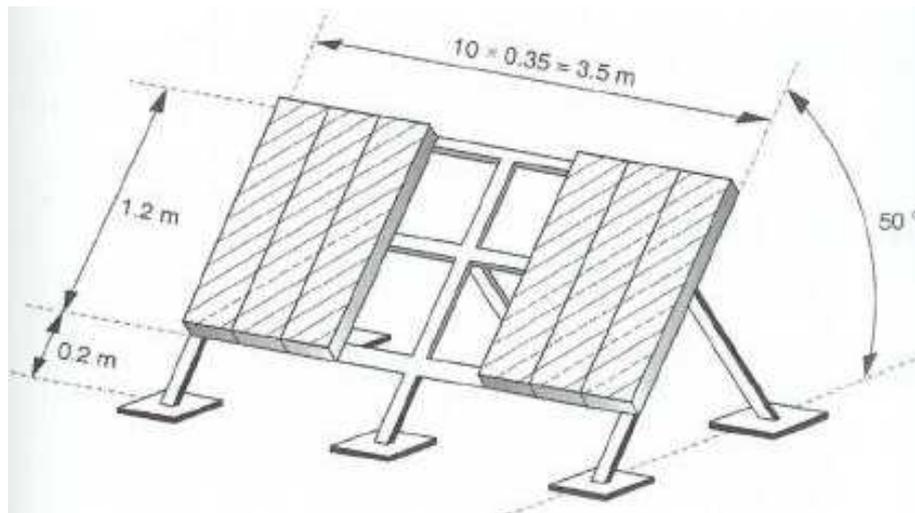
Ángulo de inclinación ▼	$a$		
	1.5 m	2.7 m	4 m
15°	0.38	0.69	1.03
20°	0.51	0.92	1.36
25°	0.63	1.14	1.69
30°	0.75	1.35	2.00
35°	0.86	1.54	2.29
40°	0.96	1.73	2.57
45°	1.06	1.90	2.82
50°	1.14	2.06	3.06
55°	1.22	2.21	3.27
60°	1.29	2.33	3.46
65°	1.35	2.44	3.62
70°	1.40	2.53	3.75
75°	1.44	2.60	3.86

**Tabla 1:** Valores que nos el valor  $a$  (cálculo de distancia mínima entre paneles)



Realicemos un ejemplo suponiendo que debemos disponer 30 módulos fotovoltaicos, de unas dimensiones de 35 cm x 120 cm cada uno, en tres filas consecutivas ocupando el menor espacio posible al disminuir al máximo la distancia entre las mismas. La latitud del lugar de ubicación es de 30° Norte.

El primer paso será distribuir los módulos en tres filas, realizando tres conjuntos de 10 módulos. Las dimensiones de los marcos soporte serán de 1.4 m x 3.5 m, tal y como se puede ver en la figura. La inclinación del conjunto será 50° sobre la horizontal para favorecer la radiación invernal.



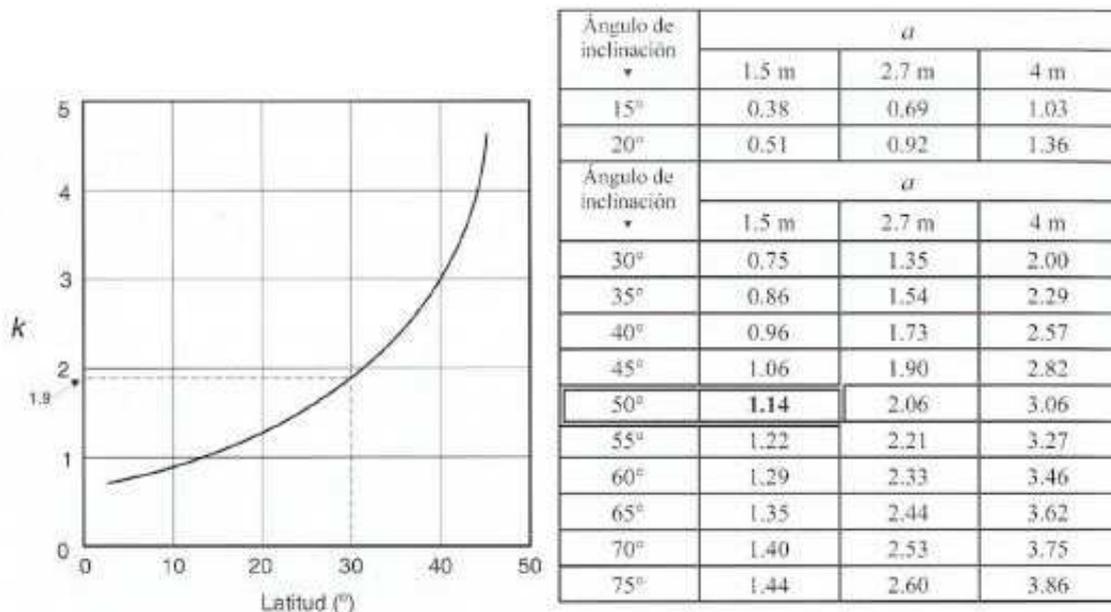
**Figura 38:** Ejemplo de cálculo de distancia mínima

Si observamos en la curva  $k$ -latitud (Figura 36), el valor de  $k$  para una latitud de 30° resulta ser de 1.9. Una vez conocido este valor y sabiendo que el de la variable  $a$  es, en este caso, de 1.4 m (resultado de sumar la altura del panel más los 20 cm de la pata de la estructura), buscaremos en la tabla 1 el valor de  $h$  en la columna de 1.5 m para 50° de inclinación y que resulta ser de 1.14 (tabla 1-bis).

Entonces, aplicando la fórmula  $d=k*h$  tenemos:

$$d= 1.9 \times 1.14 = 2.16 \text{ m}$$

Por lo tanto, la distancia mínima necesaria entre cada fila de paneles será de 2.16 m. De esta manera dispondríamos las tres filas de 10 módulos separadas un mínimo de 2.16 m entre ellas.



**Figura 39 y Tabla 1-bis:** Curva K-latitud de la figura 36 y tabla 1-bis (con el valor que buscamos recuadrado)

### 2.5.4 Efectos de los agentes atmosféricos

Los módulos solares, sus conexiones y estructuras soporte, se encuentran completamente a la intemperie, y esto requiere una cuidadosa selección de los materiales, tanto más cuanto más duras sean las condiciones atmosféricas que se presenten.

La primera regla para dimensionar y definir todos y cada uno de los elementos que formarán el conjunto fotovoltaico es obtener la mayor cantidad de datos de la Zona en cuestión: vientos (frecuencia e intensidad), temperaturas (máximas como mínimas), pluviometría, presencia de nieve en determinadas épocas del año, tipo de ambiente (si es o no corrosivo), nieblas, etc. Estos factores nos serán también muy útiles para el cálculo de los módulos fotovoltaicos, así como de la capacidad del acumulador. Si los vientos son fuertes, la estructura soporte de los módulos debe estar prevista para poder dejar un hueco entre módulo y módulo, con el fin de que el aire pueda circular entre ellos, ejerciendo menos presión que si los paneles fotovoltaicos quedan pegados unos a otros. Esta distancia puede estar alrededor de los dos centímetros.

Como ya se ha mencionado anteriormente, debemos tener muy en cuenta la posibilidad de que, si existen precipitaciones en forma de nieve, éstas pueden llegar a tapar los módulos solares. Para evitarlo elevaremos la base de la estructura lo suficiente como para permitir que la nieve se amontone sin perjudicar a la superficie captadora.

Es aconsejable, en todos los casos, la inserción de tirantes entre las patas de la estructura para obtener una mayor resistencia mecánica del soporte.



Hay que prestar especial atención a los ambientes marinos, esto es debido al alto poder corrosivo que poseen. Si la estructura está en contacto con el agua del mar (boyas de señalización, plataformas, etc.), el problema se agudiza, debiendo utilizarse en este caso el acero inoxidable o acero con doble galvanizado en caliente, para dotarle de un grosor mucho más elevado del que habitualmente se aporta para instalaciones en ambientes más benignos.

La lluvia sobre los componentes metálicos no representa en sí misma nada más que la posibilidad de un aumento de la velocidad de oxidación. Ahora bien, como se ha mencionado anteriormente, la instalación consta además de otros componentes como son las uniones eléctricas, cables de conexión, etc. Estos elementos deben ser estancos, con el fin de evitar posibles cortocircuitos producidos por el agua de lluvia. Es aconsejable que los módulos solares dispongan de una caja de conexiones estanca, o bien, si los terminales están desnudos, que queden protegidos después de realizar la conexión, mediante un capuchón de goma. Todos los conductores eléctricos deben estar suficientemente aislados, e incluso se podría recomendar el utilizar en las partes exteriores cables de manguera de doble capa bajo un tubo plástico resistente.

Debemos pensar que las instalaciones solares fotovoltaicas no siempre son definitivas e inamovibles. Por esta razón se debe prestar suma atención a las partes de amarre (tanto de paneles - estructura como de estructura - base de soporte), ya que en un determinado momento puede ser necesaria la sustitución de un módulo o la ampliación en tamaño del soporte fotovoltaico, por haber crecido la demanda de potencia. Por este motivo se han de usar buenos materiales en tornillería. Como último consejo, no debemos olvidar nunca el uso de silicona en todas aquellas uniones o puntos débiles frente al agua y la humedad, sellando de esta forma conexiones eléctricas, cajas, juntas, etc.

## **3. Diseño del campo solar**

### **3.1 Anotaciones previas**

Este es el primer apartado de más peso del proyecto, en el que se detalla, de forma clara y concisa, lo necesario para llevar a cabo una instalación solar fotovoltaica con conexión a red, de 100KW de potencia -concretamente un campo solar situado en una parcela privada-. Se han omitido tanto datos relacionados con trámites urbanísticos (relacionados con las tramitaciones relativas a modificaciones en el terreno, estudios de prevención de riesgos laborales o seguridad y salud), así como datos presupuestarios, por considerar éste un proyecto centrado plenamente en el ámbito docente y divulgativo, en el que estas cuestiones pueden considerarse superfluas.



## 3.2 Descripción de la instalación

### 3.2.1 Descripción esquemática de la instalación

Los sistemas fotovoltaicos conectados a red son soluciones alternativas reales a la diversificación de producción de electricidad, y se caracterizan por ser sistemas no contaminantes que contribuyen a reducir las emisiones de gases nocivos (CO<sub>2</sub>, SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>) a la atmósfera, utilizar recursos locales de energía y mano de obra y por tanto evitan la dependencia energética exterior.

Nuestra planta fotovoltaica de conexión a red presentará tres subsistemas diferenciados:

**Generador fotovoltaico:** El generador fotovoltaico está formado por la interconexión en serie y paralelo de un determinado número de módulos fotovoltaicos. Los módulos fotovoltaicos son los encargados de transformar la energía del sol en energía eléctrica, generando una corriente continua proporcional a la irradiancia solar recibida.

**Sistema de acondicionamiento de potencia:** Para poder inyectar la corriente continua generada por los módulos a la red eléctrica, es necesario transformarla en corriente alterna de similares condiciones a la de red. Esta función es realizada por dos componentes:

-*Inversor*; basándose en tecnología electrónica de potencia, transforma la corriente continua procedente de los módulos fotovoltaicos en corriente alterna de igual frecuencia que la de la red.

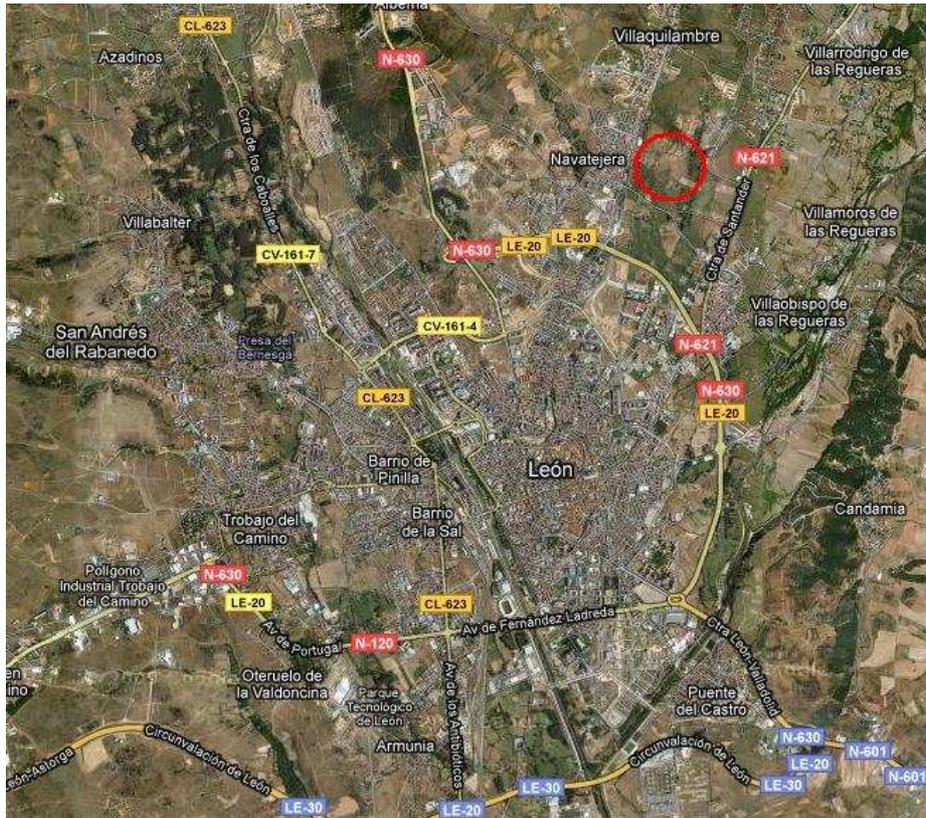
-*Transformador*; transforma la corriente alterna que sale del inversor adaptando la tensión a la de la red de distribución, pudiendo así, operar la instalación fotovoltaica en paralelo con ella.

**Conexión a red:** Para poder conectar la instalación fotovoltaica a la red en condiciones adecuadas de seguridad tanto para personas como para los distintos componentes que la configuran, ésta ha de dotarse de las protecciones y elementos de facturación y medida necesarios.

### 3.2.2 Elementos reales elegidos en nuestra instalación

#### 3.2.2.1 Parcela sobre la que se proyectará la instalación

Al no ser éste un proyecto real, para facilitar su comprensión y elaboración se ha supuesto una parcela vacía en Navatejera, León, cercana a un punto de conexión a la línea de media tensión de Iberdrola de la provincia de León (que tiene una tensión nominal de 20KV). Las imágenes de satélite de la situación de la misma, misma, así como de la situación de las líneas eléctricas de la zona, se adjuntan a continuación:



**Figura 40:** Imagen de satélite de la ciudad de León, y zona elegida



**Figura 40-bis:** Aumento de la figura 40 para mejor apreciación de la finca elegida



*Figura 41: Líneas eléctricas cercanas a la ciudad de León*

### 3.2.2.2 Módulos seleccionados

El módulo fotovoltaico que se va a utilizar es el SolarWorld-220 poly, que puede considerarse adecuado y puntero en tecnología en el momento de la ejecución de la instalación. El módulo proyectado debe cumplir con todas las especificaciones de calidad y seguridad requeridas a los módulos fotovoltaicos destinados a aplicaciones de conexión a red. Deberá ir provisto de diodos de protección accesibles para minimizar los efectos del punto caliente.

Las características técnicas principales del módulo fotovoltaico se expresan a continuación:

Potencia (Wp)	220 Wp
Intensidad de cortocircuito (A)	8,08 A
Tensión de circuito abierto (V)	36,6 V
Intensidad de máxima potencia (A)	7,54 A
Tensión de máxima potencia (V)	29,2 V

*Tabla 2: Características del SW-220 Poly*

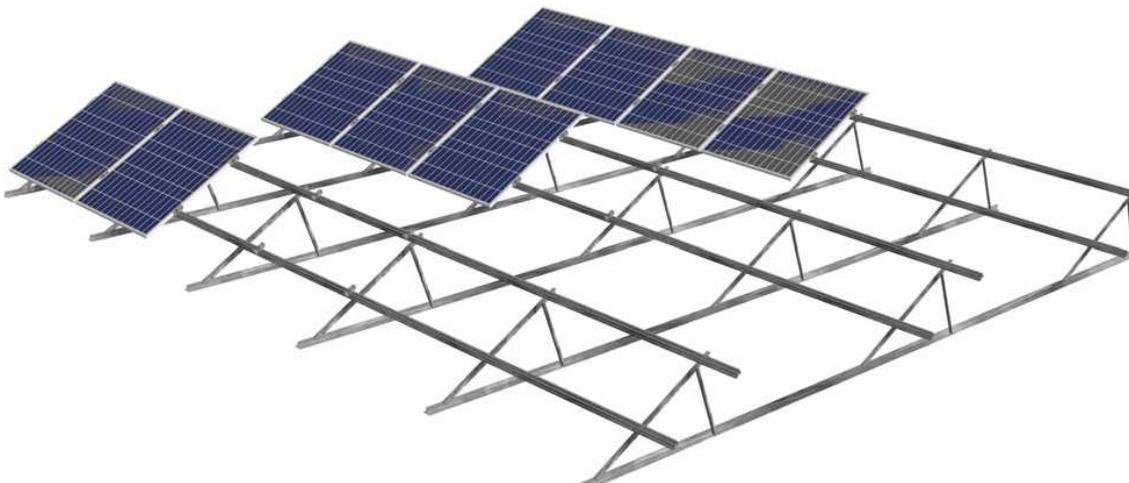


Para el proyecto considerado se ha diseñado un generador fotovoltaico constituido por un solo grupo de: 480 módulos fotovoltaicos SW-220 conectados en 30 paralelos (ramales) de series de 16 módulos; conectados al inversor que se describe en el siguiente apartado.

La conexión en paralelo de las distintas ramas del generador fotovoltaico se realizará en las denominadas cajas de paralelos string control. Estas cajas se caracterizan por proteger mediante fusibles las series de módulos y monitorizar el estado de funcionamiento de estas. Serán de intemperie (IP65) y presentan protección contra los rayos ultravioletas. Estos dispositivos actúan como elementos de protección para el campo fotovoltaico permitiendo aislar cada rama del resto del generador fotovoltaico.

### 3.2.2.3 Soporte de los paneles

Como soporte de los paneles se usará el siguiente modelo, con posibilidad de regulación de ángulo, obtenido de la página Eurofotón



*Figura 42: Soporte para los paneles, con posibilidad de regulación*

### 3.2.2.4 Inversor

Este elemento de la instalación se encarga de transformar la electricidad producida en los módulos (corriente continua) a la que se distribuye por las líneas (corriente alterna).

Al ser nuestra instalación ficticia de 100kW, en principio existirían dos opciones en cuanto a la elección del inversor: dos inversores de 50kW cada uno, o un solo inversor de 100kW.

**¿Qué ventajas nos ofrece cada opción?** El inversor único de 100kW nos supone un coste menor, así como una instalación eléctrica mas simplificada, pero corremos el riesgo de que si hay una avería en el inversor, la producción de energía se verá paralizada completamente. En cambio, si nos decantamos



por la pareja de inversores de 50kW, dividimos la instalación en dos subgrupos generadores (de 12 series de 20 módulos cada uno). Con esto estaremos aumentando el coste de la instalación, pero con el resultado de tener la garantía de que aunque uno de los dos inversores de la pareja deje de funcionar, la instalación seguirá operativa (al 50% de su capacidad de funcionamiento).

Nos hemos decantado por la opción de **un solo inversor de 100kW**, por ser esto mucho más sencillo para la instalación. El modelo elegido es el **Xantrex GT100E**, por ser un inversor de gran calidad, que será capaz de operar a la intensidad y tensión de salida que requerirá nuestra instalación. Su manual y especificaciones se adjuntan en los anexos, así como los cálculos que justifican que la elección de este inversor es apropiada para este proyecto.

### 3.2.2.5 Centro de transformación

Todos los detalles del centro de transformación se detallan más adelante, por ser de una complejidad avanzada. Cabe destacar que para colocar el transformador se ha optado por un centro de transformación prefabricado en el que colocar todos los elementos.

### 3.2.2.6 Punto de conexión

La planta se proyecta con un único centro de transformación bt/MT y un único punto de conexión y acceso a la red de distribución en MT de 20KV de Iberdrola que recorre el bernés y pasa por navatejera (lugar donde situamos la parcela). Supondremos que la compañía nos facilitará el punto de conexión en las cercanías de la finca, para simplificar el diseño.



### **3.2.3 Estudio energético solar**

#### **3.2.3.1 Selección de fuentes de datos**

Para efectuar un estudio del recurso solar disponible en el emplazamiento del proyecto, se han de considerar distintas posibles fuentes de datos y posteriormente elegir las más fiables y representativas de la zona a evaluar. En general, según su origen, existen dos tipos de datos: empíricos y experimentales.

Los datos empíricos son los obtenidos mediante modelos matemáticos basados, bien en la radiación teórica que incide en la tierra procedente del sol, o bien en la extrapolación de datos medidos directamente, con el apoyo de otras variables (pluviometría, evotranspiración, nubosidad, ...).

Los datos experimentales son los obtenidos directamente por las estaciones meteorológicas equipadas con piranómetros o pirheliómetros, que registran radiación solar incidente en el punto de situación de la estación.

Siempre que sea posible, ha de acudirse a datos experimentales medidos directamente, que recojan los efectos introducidos por los efectos locales, que no son tenidos en cuenta en los datos de origen empírico. En la selección de estaciones meteorológicas, han de seguirse ciertos criterios básicos, con las siguientes preferencias:

- Estaciones que midan con instrumentos adecuados y precisos (piranómetros).
- Estaciones automáticas que eliminen el efecto aleatorio de las lecturas manuales y proporcionen datos uniformes, sistemáticos y de buena calidad.
- Estaciones con accesibilidad a sus datos.
- Cercanía geográfica.

Para este proyecto, se han tenido en cuenta los datos publicados por CENSOLAR, las bases de datos climatológicos de Castilla y León publicados por el EREN y los datos y mapas publicados por la Comisión Europea mediante el sistema PVGIS vía internet.

#### **3.2.3.2 Evaluación del recurso solar**

Una vez obtenidos los datos de radiación, se ordenan y agrupan para obtener los valores de radiación promedio en los distintos meses del año, expresados en kWh/m<sup>2</sup> día, sobre un plano horizontal.



La energía anual incidente por metro cuadrado sobre la horizontal según esos datos es de 1480 kWh/m<sup>2</sup>.año, perteneciendo a la zona III de las cinco en que está dividida España a estos efectos.

El nº de horas de sol al año es de 2734 horas, encontrándose entre una de las provincias que más horas de sol tiene, además su temperatura no es demasiado elevada por lo las pérdidas que se producen por este factor tampoco lo son. Estos factores hacen de la provincia de León una zona atractiva para la instalación de sistemas solares en general y de los fotovoltaicos en particular.

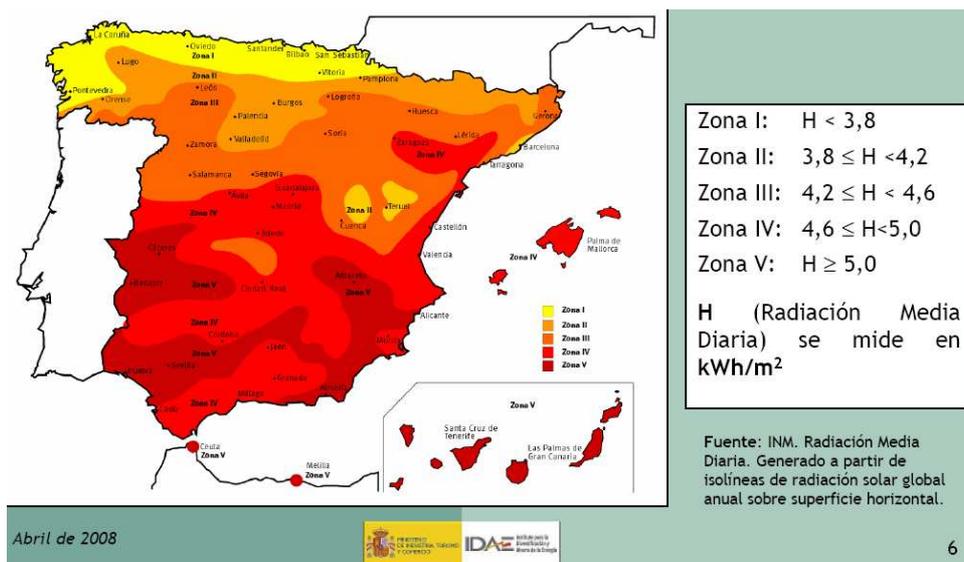


Figura 43: Mapa de zonas de radiación diaria

La radiación global sobre un plano horizontal se representa a continuación:

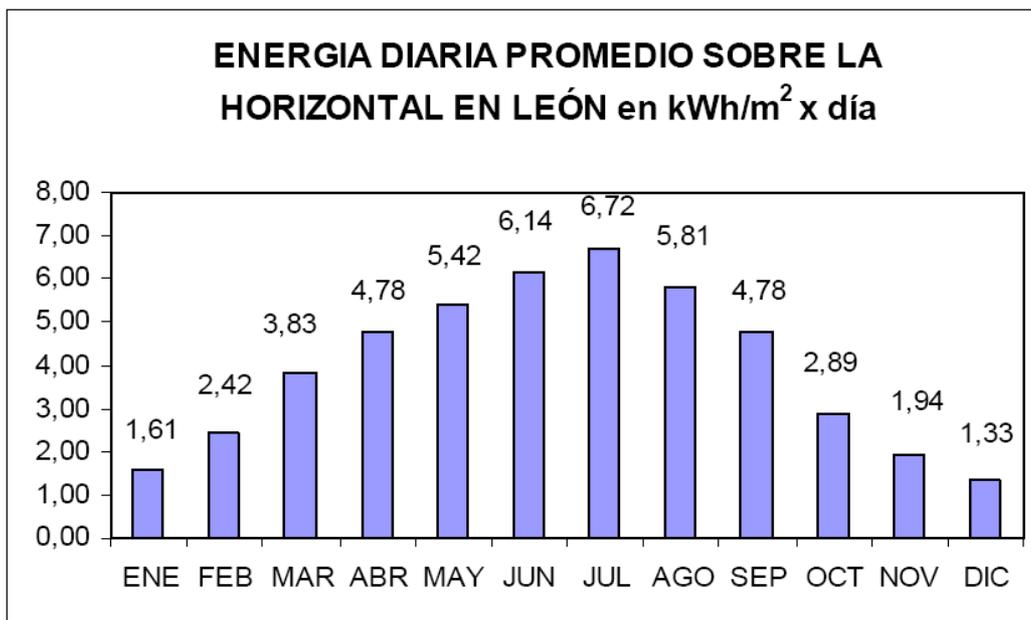


Figura 44: Radiación global sobre la horizontal de León



Para el cálculo de la inclinación de los módulos fotovoltaicos seguiremos el criterio aplicable a instalaciones operativas de los 365 días al año.

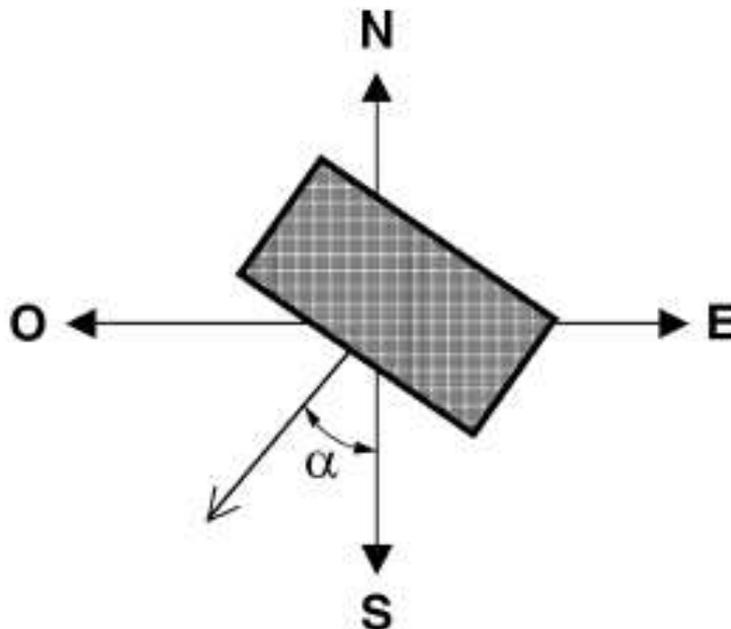
La inclinación más conveniente de los módulos se obtiene analizando la irradiación incidente sobre superficies con grados distintos de inclinación y eligiendo aquella para la cual la irradiación es mayor en cada época del año, de manera que así se optimice la generación energética.

Para calcular la energía que incidiría sobre un plano inclinado el ángulo óptimo se aplicarán unos coeficientes de corrección por inclinación óptima, obtenidos de la información publicada por las fuentes de datos, correspondientes a la ciudad de León.

La estructura de soporte de los paneles tendrá la posibilidad de ajustar su inclinación en función de la época del año para acercarse al ángulo de máximo aprovechamiento de la radiación solar.

### 3.2.3.3 Distancia entre filas y orientación de los módulos

Para mejor aprovechamiento de radiación solar, en general, los módulos estarán lo mas orientados al sur geográfico posible, es decir azimut ( $\alpha$ )=0°.



**Figura 45:** Representación de la orientación de los paneles y de su azimut

La inclinación mas conveniente depende de la época del año como se ha visto en el punto anterior, luego la estructura soporte deberá poder regularse ( $\beta$ ) entre 20° y 55° de inclinación respecto a la horizontal, en concreto para los distintos meses del año. Las inclinaciones aconsejables son las que figuran en la siguiente tabla (han sido halladas en el anexo de cálculos):

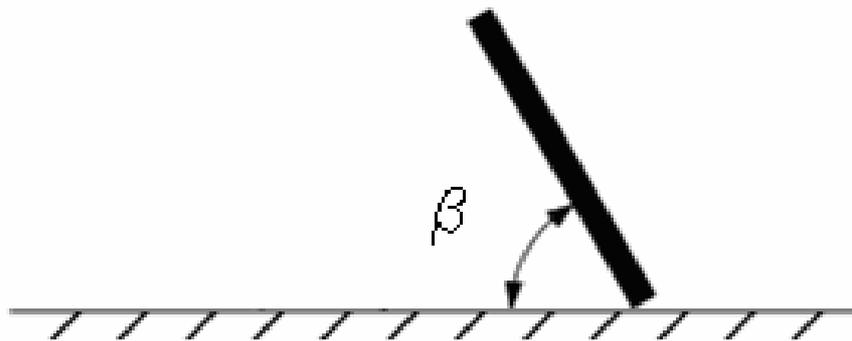


Mes	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
Inclinación ( $\beta$ )	55°	45°	30°	30°	20°	20°	20°	30°	45°	45°	55°	55°

**Tabla 3:** Ángulos de inclinación óptimos para los doce meses del año

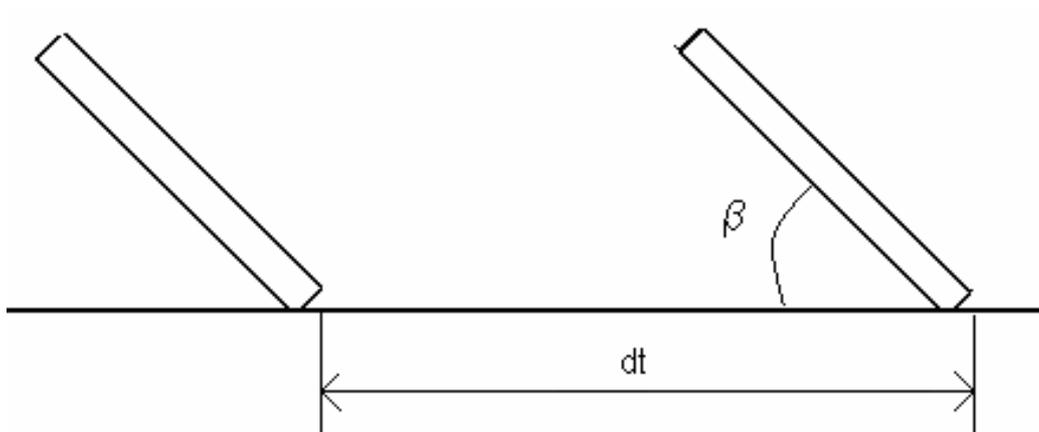
Operaremos a una inclinación fija de 34°, por ser la óptima para nuestra instalación fija. Los datos están en el anexo de cálculos

## Perfil del módulo



**Figura 46:** Inclinación del panel

La distancia mínima entre las filas de módulos será  $dt$ , medida sobre la horizontal, siendo en este caso de 5,10 m.



**Figura 46-bis:** Distancia entre paneles

La parcela es sustancialmente llana y los desniveles de tipo local que pudieran existir se compensarán con la nivelación de las zapatas de cimentación.



### 3.2.3.4 Pérdidas por temperatura y sombreado

Para evaluar la pérdida de rendimiento por temperatura, se ha utilizado la temperatura ambiente media en el aeropuerto de la Virgen del Camino (datos del INM).

Estos datos se han aplicado para el panel de proyecto, con (Temperatura de Operación Nominal de la Célula) TONC 46 °C y para distintos supuestos de radiación.

Para el emplazamiento del proyecto, de acuerdo con la irradiación anual prevista, se espera una radiación promedio durante las horas del sol sobre el plano de módulos, de 622 W/m<sup>2</sup>. Este valor de radiación promedio se utiliza para calcular la temperatura del panel tipo considerado, en cada mes del año y luego se obtiene el rendimiento final.

Las cifras resultantes del cálculo son las de la tabla 4, en la siguiente página.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Tpra. ambiente media durante las horas de sol °C	5	6	10	12	15	19	22	22	19	14	9	6
TONC °C	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
Irradiancia W/m <sup>2</sup>	622	622	622	622	622	622	622	622	622	622	622	622
T <sub>c</sub> °C	25,22	26,22	30,22	32,22	35,22	39,22	42,22	42,22	39,22	34,22	29,22	26,22
Rnto.	99,9%	99,6%	98,2%	97,5%	96,4%	95,0%	94,0%	94,0%	95,0%	96,8%	98,5%	99,6%

**Tabla 4:** Rendimiento debido a las pérdidas por temperatura

Los porcentajes de sombreado a lo largo del año varían en función del momento del año por el diferente recorrido solar y de la hora del día. Combinando estos factores, se obtiene la eficiencia del sistema en cada época del año. Las pérdidas debidas a sombras se estiman en un 1%.

### 3.2.3.5 Rendimiento del sistema

Para llevar a cabo el cálculo de la producción, se han de tener en cuenta las distintas pérdidas del sistema de generación y agruparlas en un coeficiente global denominamos Parámetro de Rendimiento PR o Performance Ratio.

Con los cálculos efectuados de cada una de las eficiencias que toman parte en el rendimiento global del sistema se obtiene la siguiente tabla para cada mes, usando la fórmula publicada por el ECA Instituto de Tecnología y Formación se obtiene el rendimiento final del sistema:

$$PR(\%) = (100 - A - P_{temp}) \times B \times C \times D \times E \times F.$$



Esa eficiencia mensual, se aplicará a la energía obtenida sobre el plano con la inclinación correspondiente a cada época del año.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Ptemp.	99,9%	99,6%	98,2%	97,5%	96,4%	95,0%	94,0%	94,0%	95,0%	96,8%	98,5%	99,6%
A1	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
A2	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
A3	2,2%	2,2%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,2%
A4	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
B	99,21%	99,21%	99,21%	99,21%	99,21%	99,21%	99,21%	99,21%	99,21%	99,21%	99,21%	99,21%
C	99,75%	99,75%	99,75%	99,75%	99,75%	99,75%	99,75%	99,75%	99,75%	99,75%	99,75%	99,75%
D	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%
E	96,0%	96,0%	96,0%	96,0%	96,0%	96,0%	96,0%	96,0%	96,0%	96,0%	96,0%	96,0%
F	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%
PR	77,79%	77,49%	76,46%	75,86%	74,96%	73,76%	72,86%	72,86%	73,76%	75,26%	76,76%	77,49%

**Tabla 5:** Rendimiento de la instalación

Haciendo la media entre los doce meses del año, podemos apreciar que el rendimiento de la instalación será del **75,44%**.

**Siendo:**

Ptemp: Rendimiento debido a las pérdidas por temperatura.

A1: Pérdidas por dispersión parámetros entre los módulos.

A2: Pérdidas por polvo y suciedad.

A3: Pérdidas reflectancia angular y espectral.

A3: Pérdidas por sombras.

B: Perdidas en el cableado de cc.

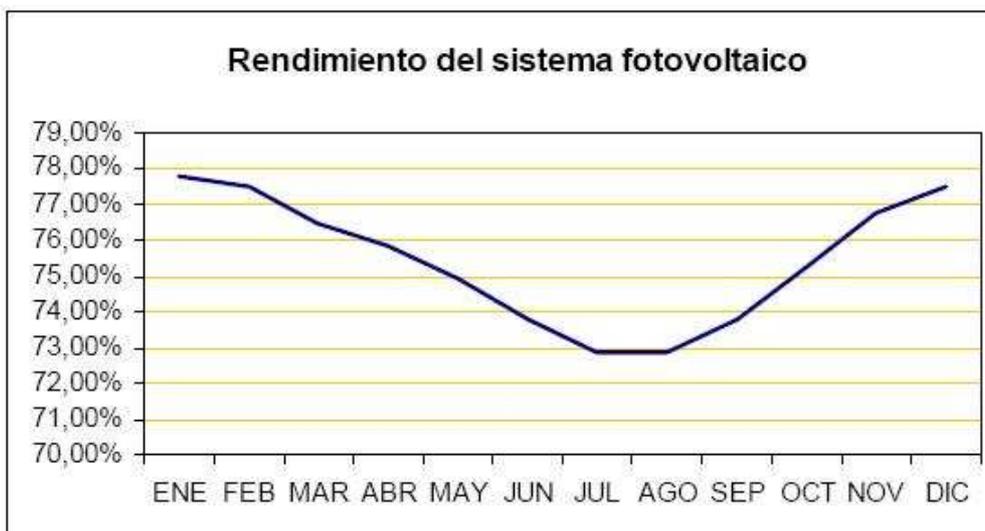
C: Pérdidas en el cableado de ca.

D: Pérdidas por disponibilidad de la instalación.

E: Eficiencia del inversor.

F: Pérdidas por no seguimiento del punto de máxima potencia.

PR: Rendimiento o Performance Ratio.



**Figura 47:** Rendimiento del sistema a lo largo del año



### **3.2.4 Descripción de la instalación**

Según los cálculos obtenidos en el Anexo de Cálculos, y el criterio propio del autor del proyecto, éstas son las características más notables de la instalación.

#### **-Características más importantes de la instalación:**

**Tipo de instalación :** Campo solar fijo

**Nº de módulos :** 480 módulos

**Potencia [Wp] :** 104002 Wp

**Intensidad [A] :** 240A

**Tensión [V] :** 585,6V

**Módulos por ramal :** 16

**Nº de ramales :** 30

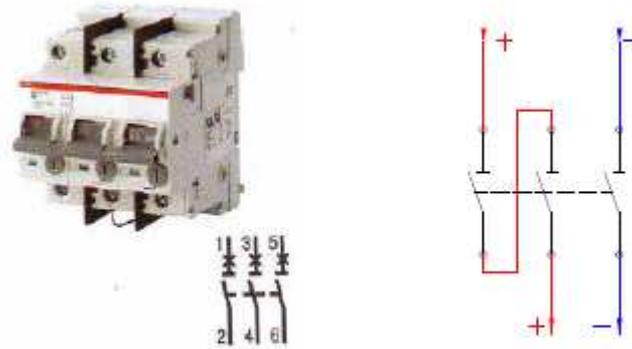
### **3.2.5 Protecciones contra caída de rayos, sobretensiones y aislamiento.**

En el cuadro de conexiones instalado a la salida del grupo generador se colocará un fusible tipo gG por cada conductor (positivo y negativo) que proviene de cada ramal, con una intensidad de corte 10 A. La protección contra rayos y sobretensiones se protegerá colocando en la parte de corriente continua del inversor un varistor por cada conductor, modelo Inprotec W440.



**Figura 48:** Varistores como los usados en la instalación

Se colocará un interruptor de corriente continua en la caja de conexiones ajustado a la tensión e intensidad del grupo fotovoltaico. Éste tipo de interruptor está adecuado para trabajar con tensiones de corriente continua hasta 750V, y con una intensidad nominal de funcionamiento de 10A. Como en corriente continua, se utilizan los conductores (positivo y negativo) teóricamente utilizaríamos un interruptor bipolar, pero el fabricante recomienda utilizar para tensiones superiores a los 500V, un interruptor de 3 polos, y realizar la siguiente conexión:



**Figura 49:** Interruptor de corriente continua S503UCB10

Se instalarán como medida de protección de la instalación un sistema de vigilancia continua del aislamiento dando órdenes adecuadas a los elementos de maniobra (Interruptor INFAC 800M).

Con el FAC3/800I se permite prevenir de posibles descargas eléctricas al personal de la instalación y mantenimiento. Su función de rearme permite restablecer el servicio una vez la falta de aislamiento ha desaparecido.



**Figura 50:** Vigilante del aislamiento FAC3/800I

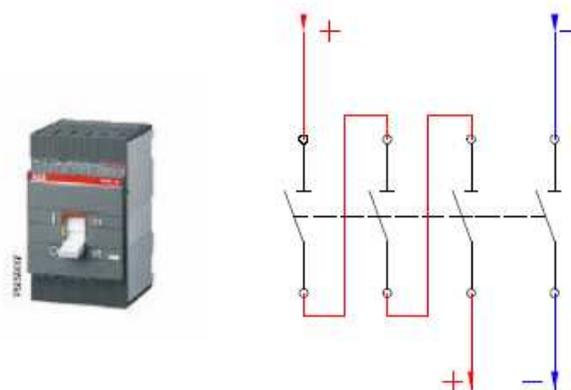
El otro dispositivo que se conecta en serie con la línea del generador es un INFAC 800 M (Interruptor de continua para instalaciones FV). Éste dispositivo al recibir la orden de cortocircuito procedente del FAC3/800I, desconecta el inversor de los paneles solares y cortocircuita la entrada de potencia. Con esto se previene de posibles descargas eléctricas al personal de la instalación y mantenimiento.



**Figura 51:** Interruptor de corriente continua INFAC3800/L

Otro sistema interesante en éste tipo de instalaciones fotovoltaicas, es el *Buscador Seguidor en Fallo*, que analiza que subgrupo o grupos de placas presenta fallo de aislamiento. Cuando el Vigilante de Aislamiento FAC3 detecta fallo de aislamiento, indica al BSF (Buscador Seguidor en Fallo) que inicie el ciclo de búsqueda. El BSF cortocircuita inicialmente todos los INFAC (Interruptores de Continua). Al cabo de pocos segundos, procede a quitar el cortocircuito del primer subgrupo y verificar si reaparece el fallo de aislamiento. Si no surge el fallo, lo deja funcionando y si se presenta lo vuelve a cortocircuitar. Realiza el mismo proceso con el siguiente subgrupo hasta que haya realizado la prueba con todos. Al final del ciclo quedarán cortocircuitados los subgrupos que tuvieran fallo de aislamiento.

Antes del inversor, colocaremos un interruptor general que pueda servir para desconectar la instalación en caso de necesidad. En éste caso, tendremos que utilizar un interruptor de caja moldeada, debido a que no existen interruptores modulares que puedan soportar la intensidad nominal de entrada al inversor. El modelo seleccionado es un ISOMAX S3N 160, el fabricante recomienda que para tensiones de corriente continua entre 500 y 750V, conectar 3 polos en serie, como indica la figura 45.



**Figura 52:** Interruptor de corriente continua ISOMAX S3N 160 de 4p



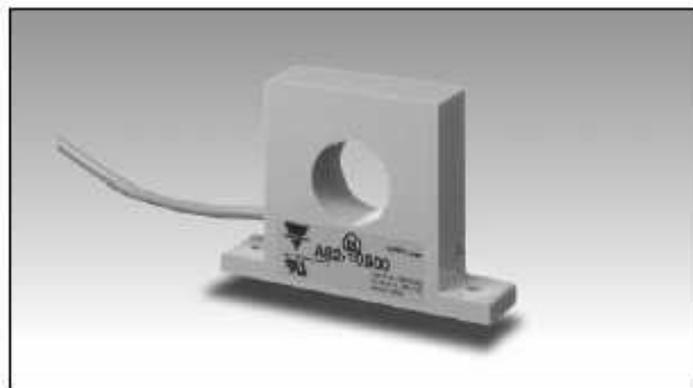
### 3.2.6 Equipo de Vigilancia de la instalación

Instalaremos un dispositivo que nos permita conocer en cada momento el estado de la instalación, como son la tensión y la intensidad de cada fase, así como el  $\cos \phi$ , y la potencia de generación.



**Figura 53:** Analizador de energía eléctrica WM12-DIN

Éste indicador multifunción para sistemas trifásicos con teclado de programación incorporado, permite visualizar las principales variables eléctricas. Además dispone de una salida serie opcional RS485 para registrar datos. Como observación, decir que las entradas de intensidad deben conectarse sólo mediante transformadores de intensidad. La conexión directa dañaría el equipo.



**Figura 54:** Transformador de intensidad A 82-10/20 250

### 3.2.7 Dispositivo contador de energía eléctrica

No debemos olvidar que el objetivo final de todo este despliegue de medios es vender un producto: **energía eléctrica**. La instalación debe ser de suficiente calidad como para que la energía que vendemos a la compañía, en este caso IBERDROLA, pueda ser transmitida a los consumidores sin desviarnos del nivel de calidad establecido por el ente regulador.

Pero para que se pueda producir esta transacción y, por lo tanto, obtener beneficios, se debe instalar un dispositivo que estará en todo momento



precintado excepto para los representantes de la compañía a la que vendemos la energía eléctrica (para que no se falseen datos). El dispositivo elegido para este proyecto es el **TARCON C500**.

Los modelos TARCON C500 se fabrican para la medición de la energía en modo unidireccional, existiendo modelos para la medida bidireccional. Para la medida de la energía reactiva, efectúa la discriminación entre CAPACITIVA e INDUCTIVA. Dispone además hasta de 6 máxímetros, según el modelo y discriminación aplicada. Se fabrican modelos de clase 1 y clase 0,5 en Activa, siendo la clase para Reactiva de 2 y 1 respectivamente.

#### Características:

- Sistema Totalmente electrónico, sin partes móviles. Sistema de conexión a 4 hilos. Tensiones: 63.5 / 110/220/380 VAC.
- Medida de corriente a través de secundario de transformador de intensidad/ 5 A Cargabilidad 400%. Medida directa 20 80)A
- Display LCD con dígitos de gran medida, (12 mm.) y gran contraste.
- Visualización de energías / máximas en 8 dígitos.
- Programables de 1 a 3 decimales.
- Registros de energías totales, y de 12 Meses / Periodos, con indicación de fecha / hora de cierre.
- Registros de potencias máximas para los 12 Meses / Periodos, con indicación de fecha / hora y tarifa aplicada.
- Registro de los últimos 10 cortes de alimentación (mayores de 0,5segundos).



**Figura 54: Dispositivo TARCON C500**

### **3.2.8 Centro de Transformación**

El centro de transformación tipo compañía, tiene la misión de suministrar energía, sin necesidad de medición de la misma. La energía será suministrada



por la compañía Iberdrola a la tensión trifásica de 20 kV y frecuencia de 50 Hz, realizándose en la acometida mediante cables subterráneos.

El tipo general de equipos de MT usados en este proyecto son los **CGC** (**CGC**: Celdas Compactas para MT, incorporan tres funciones por cada módulo (2 posiciones de línea y 1 de Protección) en una cuba llena de gas SF6, en la cuál se encuentran los aparatos de maniobra y el embarrado.)

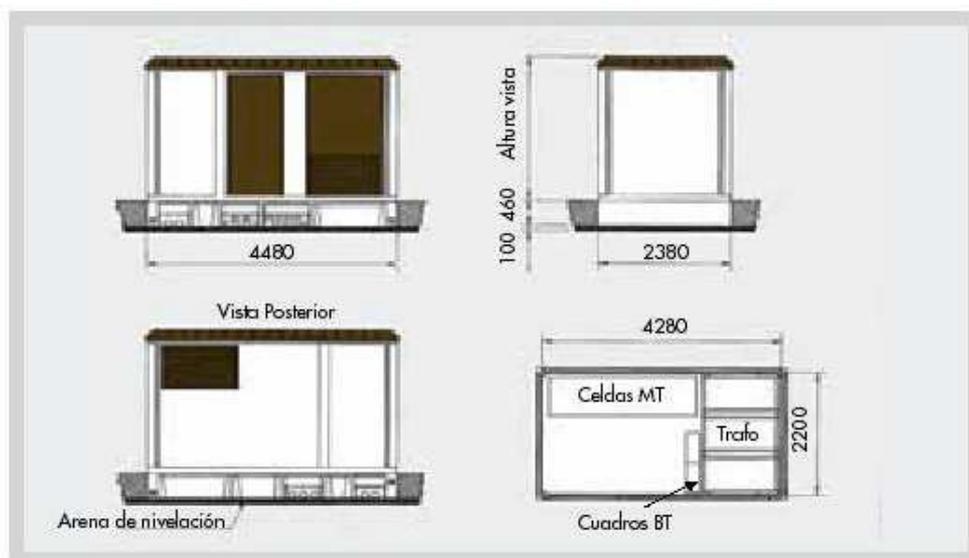
### 3.2.8.1 Obra Civil

El Centro de Transformación a instalar en este proyecto es un centro prefabricados tipos PFU-4 de Ormazabal, y consta de una única envolvente, en la cual se encuentra toda la paramenta eléctrica, máquinas y otros equipos. Para el diseño de estos Centros de Transformación se han tenido en cuenta todas las normativas de aplicación.

#### • Descripción

Los Centros de Transformación PFU, de superficie y maniobra interior (tipo caseta), constan de una envolvente de hormigón, de estructura monobloc, en el interior del cual se incorporan todos los componentes eléctricos, desde la paramenta de MT, hasta los cuadros de BT, incluyendo los transformadores, dispositivos de control e interconexiones entre los diversos elementos.

La principal ventaja que presentan estos Centros de Transformación es que tanto la construcción como el montaje y equipamiento interior pueden ser realizados íntegramente en fábrica, garantizando con esto una calidad uniforme y reduciendo considerablemente los trabajos de obra civil y montaje en el punto de instalación.



**Figura 55:** Centro prefabricado PFU-4



### • **Envolvente**

La envolvente de estos centros es de cemento armado vibrado. Se compone de dos partes: una que aglutina el fondo y las paredes, que incorpora las puertas y rejillas de ventilación natural, y otra que constituye el techo.

Las piezas construidas en hormigón ofrecen una resistencia característica de 300 kg/cm<sup>2</sup>. Además, disponen de una armadura metálica, que permite la interconexión entre sí y al colector de tierras. Esta unión se realiza mediante manguitos de cobre, dando lugar a una superficie equipotencial que envuelve completamente al centro. Las puertas y rejillas están aisladas eléctricamente, presentando una resistencia de 10 kiloOhmios respecto a la tierra de la envolvente.

Las cubiertas están formadas por piezas de hormigón con inserciones en la parte superior para su manipulación. En la parte inferior de las paredes frontal y posterior se sitúan los orificios de paso para los cables de MT y BT. Estos orificios están semiperforados, realizándose obra la apertura de los cuales sean necesarios para cada aplicación. De igual forma, dispone de unos orificios semiperforados practicables para las salidas a las tierras exteriores. El espacio para el transformador, diseñado para alojar el volumen de líquido refrigerante de un eventual derramamiento, dispone de dos perfiles en forma de "O", que se pueden deslizar en función de la distancia entre las ruedas del transformador.

### • **Placa piso**

Sobre la placa base y a una altura de unos 400 mm se sitúa la placa piso, que se sustenta en una serie de soportes sobre la placa base y en el interior de las paredes, permiten el paso de cables de MT y BT a los cuales se accede a través de unas troneras cubiertas con losetas.

### • **Accesos**

En la pared frontal se sitúan las puertas de acceso de peatones, las puertas del transformador (ambas con apertura de 180°) y las rejillas de ventilación. Todos estos materiales están fabricados en chapa de acero.

Las puertas de acceso disponen de un sistema de cierre con objeto de garantizar la seguridad de funcionamiento para evitar aperturas intempestivas de las mismas del Centro de Transformación. Para lo cual se utiliza una cerradura de diseño **ORMAZABAL** que anclan las puertas en dos puntos, uno en la parte superior y otro en la parte inferior.

### • **Ventilación**

Las rejillas de ventilación natural están formadas por laminas en forma de V invertida, diseñadas para formar un laberinto que evita la entrada de agua de lluvia en el Centro de Transformación y se completa cada rejilla interiormente con un malla mosquitera.



### • **Acabado**

El acabado de las superficies exteriores se efectúa con una pintura acrílica rugosa de color blanco en las paredes y marrón en el perímetro de la cubierta o techo, puertas y rejillas de ventilación.

### • **Calidad**

Estos edificios prefabricados tienen que estar acreditados con el certificado UNESA de acuerdo a la RU 1303A.

### • **Iluminación**

El equipo va provisto de iluminación conectado y gobernado desde el cuadro de BT, el cual dispone de un interruptor para realizar dicho cometido.

### • **Cimentación**

Para la ubicación de los Centros de Transformación PFU es necesaria una excavación, de las dimensiones de la cual variaran en función de la solución adoptada para la red de tierras, sobre el fondo de las cuales se extiende una capa de arena compactada y nivelada de 100 mm de espesor.

## 3.2.7.2 Características detalladas

- N° de transformadores: 1
- N° reserva de celdas: 1
- Tipo de ventilación: Normal
- Puertas de acceso peatones: 1 puerta de acceso.
- Dimensiones exteriores: Se ven en el cuadro siguiente

CENTROS HASTA 24 kV		PFU-4
Dimensiones exteriores	Longitud [mm]	4460
	Anchura [mm]	2380
	Altura [mm]	3045
	Superficie [m <sup>2</sup> ]	10,7
	Altura vista [mm]	2585
Dimensiones interiores	Longitud [mm]	4280
	Anchura [mm]	2200
	Altura [mm]	2355
	Superficie [m <sup>2</sup> ]	9,4
Dimensiones excavación	Longitud [mm]	5260
	Anchura [mm]	3180
	Profundidad [mm]	560
	Peso [kg]	12000

**Tabla 6:** Dimensiones del centro prefabricado PFU-4



### 3.2.8.3 Instalación eléctrica

La red de la cual se alimenta el Centro de Transformación es del tipo subterráneo, con una tensión de 20 kV, nivel de aislamiento según la MIE-RAT 12, y una frecuencia de 50 Hz.

La potencia de cortocircuito en el punto de acometida, según los datos suministrados por la compañía eléctrica, es de 500 MVA, el que equivale a una corriente de cortocircuito de 11,5 kA eficaces

### 3.2.8.4 Características de la paramenta de MT

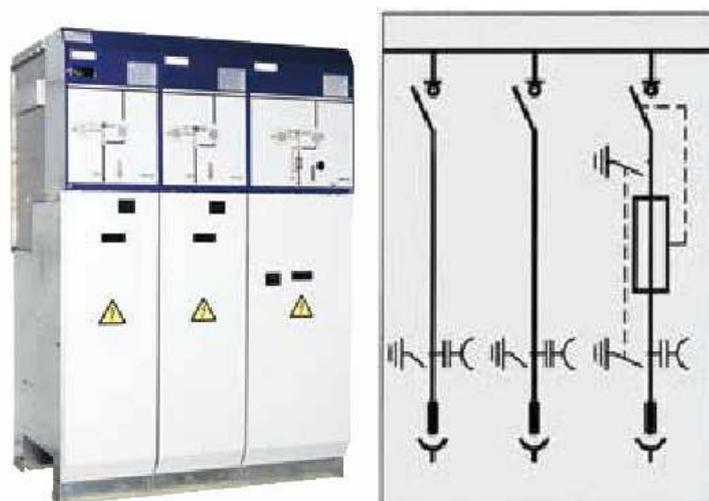
Características generales de los tipos de paramenta empleados en la instalación:

#### 3.2.8.4.1 Celdas: CGC

Las celdas CGC forman un sistema de equipos modulares de reducidas dimensiones para Media Tensión, con una función específica por cada módulo o celda. Cada función dispone de su propia envolvente metálica que alberga una cuba llena de gas SF<sub>6</sub>, en la cual se encuentran los aparatos de maniobra y el embarrado.

La prefabricación de estos elementos, y los ensayos realizados sobre cada celda fabricada, garantizan su funcionamiento en diversas condiciones de temperatura y presión. Su aislamiento integral en SF<sub>6</sub> les permite resistir en perfecto estado la polución e incluso la eventual inundación del Centro de Transformación, y reduce la necesidad de mantenimiento, contribuyendo a minimizar los costes de explotación.

El conexionado entre los diversos módulos, realizado mediante un sistema patentado, es simple y fiable, y permite configurar diferentes esquemas para los Centros de Transformación con uno o varios transformadores, seccionamiento, medida, etc. La conexión de los cables de acometida y del transformador es igualmente rápida y segura.



**Figura 56:** Celdas CGC y su esquema eléctrico



### • Cuba

La cuba, de acero inoxidable, contiene el interruptor, embarrado y portafusibles, y el gas SF<sub>6</sub> se encuentra en su interior a una presión absoluta de 1,3 bares (salvo para celdas especiales usadas en instalaciones a más de 2000 metros de altitud).

El sellado de la cuba permite el mantenimiento de los requisitos de operación segura durante toda la vida útil de la celda, sin necesidad de reposición de gas. Para la comprobación de la presión en su interior, se puede incluir un manómetro visible desde el exterior de la celda.

La cuba cuenta con un dispositivo de evacuación de gases que, en caso de arco interno, permite su salida hacia la parte trasera de la celda, evitando así su incidencia sobre las personas, cables o la paramenta del Centro de Transformación.

El embarrado incluido en la cuba está dimensionado para soportar, además de la intensidad asignada, las intensidades térmica y dinámica asignadas.

### • Conexión de los cables

La conexión de los cables se realiza desde la parte frontal mediante unos pasa tapas estándar.

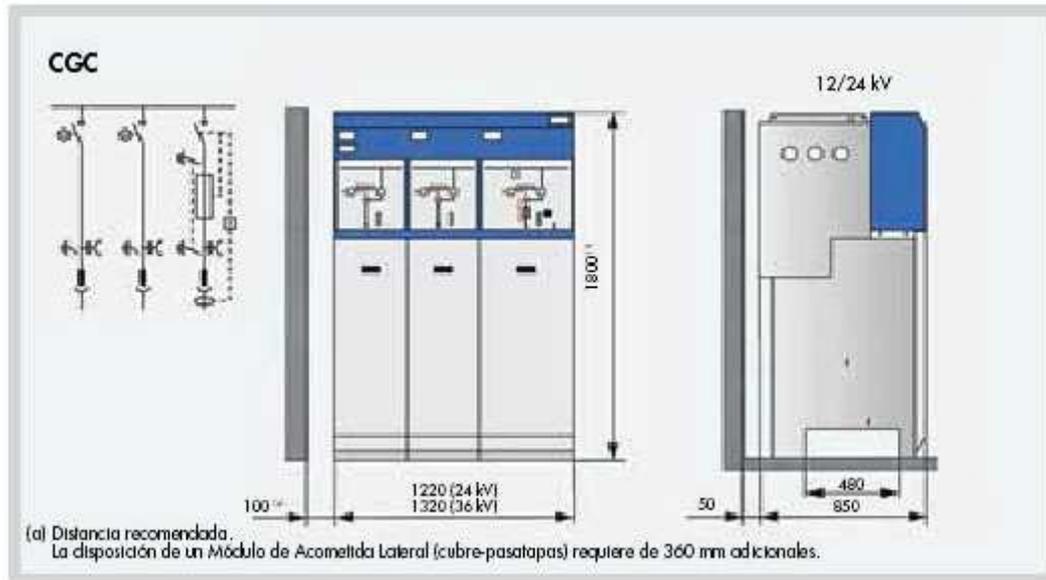
### • Características de la paramenta de Baja Tensión.

Cuadros de BT, que tienen como misión la separación en distintas ramas de salida, por medio de fusibles, de la intensidad secundaria de los transformadores.

#### 3.2.7.4.2. Características descriptivas de las celdas

CELDA COMPACTA	
	CGC-24
<b>Características eléctricas</b>	
Tensión asignada [kV]	24
Intensidad asignada [A]	400/630
Intensidad asignada en la derivación [A] (posición de fusibles)	200
Intensidad de corta duración (1 ó 3 s) [kA]	16/20
Nivel de aislamiento:	
Frecuencia industrial (1 min)	
a tierra y entre fases [kV]	50
a la distancia de seccionamiento [kV]	60
Impulso tipo rayo	
a tierra y entre fases [kV] <sup>CRESTA</sup>	125
a la distancia de seccionamiento [kV] <sup>CRESTA</sup>	145
Capacidad de cierre [kA] <sup>CRESTA</sup> (posiciones en línea)	40/50
Capacidad de cierre [kA] <sup>CRESTA</sup> (posición de fusibles)	2,5
Capacidad de corte	
Corriente principalmente activa [A]	400/630
Corriente capacitiva [A]	31,5
Corriente inductiva [A]	16
Falta a tierra I <sub>ca</sub> [A]	63
Falta a tierra $\sqrt{3}$ I <sub>ca</sub> [A]	31,5
Capacidad de ruptura de la combinación interruptor-fusibles [kA]	20
Corriente de transferencia (UNE-EN 60420) [A]	600
<b>Características físicas</b>	
Ancho [mm]	1220
Alto [mm]	1800 <sup>(1)</sup>
Fondo [mm]	850
Peso [kg]	405 <sup>(2)</sup>

**Tabla 7:** Características de la celda compacta



**Figura 57:** Características constructivas de las celdas

#### 3.2.8.4.3 Características descriptivas del cuadro de Baja Tensión

El Cuadro de Baja Tensión (CBT), tipo UNESA AC-4, es un conjunto de paramenta de BT la función de la cual es recibir el circuito principal de BT procedente del transformador MT/BT y distribuirlo en un número determinado de circuitos individuales.

La estructura del cuadro AC-4 de PRONUTEC está compuesta por un bastidor de chapa blanca, en el cual se distinguen las siguientes zonas:

- **Zona de acometida, medida y de equipos auxiliares**

En la parte superior del módulo AC-4 existe un compartimiento para la acometida al mismo, que se realiza a través de un pasamuros tetrapolar, evitando la penetración del agua al interior. Dentro de este compartimiento, existen cuatro platinas deslizantes que hacen la función de seccionador.

El acceso a este compartimiento es por la vía de una puerta abisagrada en dos puntos. Sobre ella se montan los elementos normalizados por la compañía suministradora.

- **Zona de salidas**

Está formada por un compartimiento que aloja exclusivamente el embarrado y los elementos de protección de cada circuito de salida. Esta protección se encomienda a fusibles de la intensidad máxima más adelante citada, dispuestos en bases trifásicas pero maniobradas fase a fase, pudiéndose realizar las maniobras de apertura y cierre en carga.



#### 3.2.8.4.4 Características del material vario de M.T. en B.T.

El material vario del Centro de Transformación es aquel que, aunque forma parte del conjunto del mismo, no se ha descrito en las características del equipo ni en las características de la paramenta.

- **Interconexiones de MT:**

*Puentes MT Transformador* : Cables MT 18/30 kV

Cables MT 18/30 kV del tipo RHZ11, unipolares, con conductores de sección y material 1x150 mm<sup>2</sup> Al.

La terminación al transformador es ELASTIMOLD de 36 kV del tipo cono difusor y modelo OTK.

En el otro extremo, en la celda, es ELASTIMOLD de 36 kV del tipo enchufable con codo y modelo M-400-LR

- **Puentes BT Transformador**

Puentes transformador-cuadro

Juego de puentes de cables de BT, de sección y material 1x150 mm<sup>2</sup> Al (Etileno-Propileno) sin armadura, y todos los accesorios para la conexión, formados por un grupo de cables en la cantidad 3 fases + 1 neutro.

- **Defensa de transformadores**

- Protección física transformador
- Protección metálica para defensa del transformador.

- **Equipos de iluminación**

Iluminación Edificio de Transformación: Equipo de Iluminación.

Equipo de alumbrado que permita la suficiente visibilidad para ejecutar las maniobras y revisiones necesarias en los centros.

Equipo autónomo de alumbrado de emergencia y señalización de la salida del local.

- **Medida de la energía eléctrica**

Al tratarse de un Centro de Distribución público, no se efectúa medida de energía en MT.

- **Relés de protección, automatismos y control**

Este proyecto no incorpora automatismos ni relees de protección.



#### 3.2.8.4.5 El transformador

El transformador elegido para el Centro de Transformación, es un transformador en baño de aceite gama integral serie 35 kV de la marca MERLIN GERIN, con una potencia de 250 kVA



**Figura 58:** Transformador en aceite MERLIN GERIN

La gama está constituida por transformadores **según las siguientes especificaciones:**

- \* Transformadores trifásicos, 50 Hz, para instalación en interior o exterior indistintamente.
- \* En baño de aceite.
- \* Refrigeración natural de tipo:
  - ONAN (aceite), KNAN (silicona).
- \* Herméticos y de llenado integral.
- \* Gama de potencias de 25 a 2500 kVA.
- \* Nivel de aislamiento hasta 36 kV.
- \* Devanados AT/BT en aluminio o cobre.
- \* Devanado BT:
  - Hasta 160 kVA inclusive, formados por una sola bobina construida en hélice, con conductor de sección rectangular aislado con papel.
  - A partir de 160 kVA, arrollamientos en espiral, con conductor en banda aislado con papel epoxy entre espiras.
- \* Devanado AT:
  - Bobinado directamente sobre el arrollamiento BT.
  - Bobinado tipo continuo por capas, intercalando aislante y canales de refrigeración.



- \* Circuito magnético de chapa de acero al silicio de grano orientado, laminada en frío y aislada por carlite.
- \* Aislamiento clase A.
- \* Tapa empernada sobre cuba.
- \* La protección superficial se realiza por un revestimiento de poliéster, aplicado después de un tratamiento superficial adecuado de la chapa reforzando la adherencia y asegurando una protección anticorrosiva óptima.
- \* Acabado en color tipo 8010-B10G según UNE 48103, denominado “azul verdoso muy oscuro”.
- \* Régimen de funcionamiento normal:
- \* Altitud inferior a 1000 metros.
- \* Temperatura ambiente máxima: 40 °C.
- \* Calentamiento arrollamientos/aceite inferior a 65/60 K.

#### 3.2.8.4.5.1 Normas

La construcción del transformador está regulada según la norma UNE 21428.

#### 3.2.8.4.5.2 Equipo de base

- Conmutador de 5 posiciones para regulación, enclavable y situado en la tapa (maniobrable con el transformador sin tensión); este conmutador actúa sobre la tensión más elevada para adaptar el transformador al valor real de la tensión de alimentación.
- 3 bornes MT según norma UNE 20176.
- 4 bornes BT según norma UNE 20176.
- 2 cáncamos de elevación y desencubado.
- Placa de características.
- Orificio de llenado con rosca exterior M40 \_ 1,5, provisto de tapa roscada.
- Dispositivo de vaciado y toma de muestras en la parte inferior de la cuba.
- 4 ruedas bidireccionales orientables a 90o atornilladas sobre dos perfiles en el fondo de la cuba, para transformadores de potencia superior o igual a 50 kVA.
- 2 tomas de puesta a tierra, situadas en la parte inferior, con tornillo M10, resistente a la corrosión.
- Una funda para alojar un termómetro.

#### 3.2.8.4.5.3 Accesorios opcionales

Se pueden incorporar, como opción, los siguientes accesorios:

- 3 bornes enchufables MT (partes fijas), según norma UNE 21116.
- Pasabarras BT para transformadores de 250 a 1000 kVA.
- Armario de conexiones.



- Cajas cubrebornes de AT y/o BT.
- Dispositivos de control y protección:
  - . Relé de protección.
  - . Termómetro de esfera de dos contactos.

#### 3.2.8.4.5.4 Ensayos

El transformador ha sido sometido a los siguientes ensayos denominados de rutina o individuales:

\* Ensayos de medidas:

- Medida de la resistencia óhmica de arrollamientos.
- Medida de la relación de transformación y gdc.
- Medida de las pérdidas y de la corriente de vacío.
- Medida de las pérdidas debidas a la carga.
- Medida de la tensión de cortocircuito.

\* Ensayos dieléctricos:

- Ensayo por tensión aplicada a frecuencia industrial.
- Ensayo por tensión inducida.

\* Ensayos de tipo:

- De calentamiento.
- Con impulso tipo rayo.
- Nivel de ruido.
- De características del aceite.

### **3.2.9 Puesta a tierra**

Respecto a la puesta a tierra el RD 1663/2000, donde se fijan las condiciones técnicas para la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de BT, la puesta a tierra se realizará de forma que no altere la de la compañía eléctrica distribuidora, con el fin de no transmitir defectos a la misma.

La rigidez dieléctrica de ésta separación galvánica será como mínimo de 2500V.

Asimismo, las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento electrotécnico para baja tensión.

Por ello, se realizará una única toma de tierra conectando directamente a la barra principal de tierra de la instalación, tanto la estructura soporte del generador fotovoltaico, como la borna de puesta a tierra del inversor, con el fin de no crear diferencias de tensión peligrosas para las personas. En nuestra parcela supondremos un valor normal para la resistividad del terreno de 150 Ohmios-metro (en la realidad tendríamos que medirlo con un telurómetro)



Para la correcta derivación de las faltas o corrientes no deseadas, las líneas de puesta a tierra cumplirán con las siguientes condiciones:

- Formar una línea eléctricamente continua sin intercalar seccionadores, fusibles o interruptores.
- Únicamente se podrá instalar un elemento de desconexión manual en los puntos de puesta a tierra que permita medir la resistencia de puesta a tierra.

La ITC-BT-40, las centrales de instalaciones generadoras deberán estar provistas de sistema de puesta a tierra que, en todo momento aseguren que las tensiones que se puedan presentar en las masas metálicas de la instalación no superen los valores establecidos en la MIE-RAT 13 del reglamento sobre condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.

Toda instalación eléctrica debe disponer de una protección o instalación de tierra diseñada de forma que, en cualquier punto accesible del interior o exterior de la misma donde las personas puedan circular o permanecer, éstas queden sometidas como máximo a las tensiones de paso y contacto, durante cualquier defecto en la instalación eléctrica.

El **procedimiento para realizar la instalación de tierras** será el siguiente:

- Investigación de las características del suelo.
- Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y del tiempo máximo correspondiente de eliminación del defecto.
- Diseño preliminar de la instalación de tierra.
- Cálculo de la resistencia del sistema de tierra.
- Cálculo de las tensiones de paso en el exterior y en el acceso al CT.
- Comprobar que las tensiones de paso en el exterior y en el acceso son inferiores a los valores máximos definidos en la ITC 18 del RBT.
- Investigación de las tensiones transferibles al exterior por tuberías, raíles, vallas, conductores de neutro, blindajes de cables, circuitos de señalización y de los puntos especialmente peligrosos, y estudio de las formas de eliminación o reducción.
- Corrección y ajuste del diseño inicial estableciendo el definitivo.

Una vez construida la instalación de tierra, se harán comprobaciones y verificaciones in situ.

El sistema de tierras estará formado por varios electrodos de Cu en forma de varilla y por el conductor que los une. Dicho conductor, que también será de Cu, tendrá una resistencia mecánica adecuada y ofrecerá una elevada resistencia a la corrosión. Los empalmes y uniones con los electrodos deberán realizarse con medios de unión apropiados que, aseguren la permanencia de la unión, no experimenten al paso de la corriente calentamientos superiores a los del conductor y estén protegidos contra la corrosión galvánica. Se instalarán dos circuitos de puesta a tierra independientes que deberán estar separados una distancia de 7.16 m.



### **3.2.9.1 Tierra de protección**

Todas las partes metálicas no unidas a los circuitos principales de todos los aparatos y equipos instalados en el Centro de Transformación se unen a la tierra de protección: envolventes de las celdas y cuadros de BT rejillas de protección, carcasa de los transformadores, etc. , así como la armadura del edificio (si este es prefabricado). No se unirán, por el contrario, las rejillas y puertas metálicas del centro, si son accesibles desde el exterior. La P.A.T (Puesta a Tierra) de protección según Anexo de Cálculos, tendrá una configuración en anillo rectangular, con 8 picas de 2 m, y una resistencia de puesta a tierra de 12.75  $\Omega$

### **3.2.9.2 Tierra de servicio**

Con objeto de evitar tensiones peligrosas en BT, debido a faltas en la red de MT, el neutro del sistema de BT se conecta a una presa de tierra independiente del sistema de MT, de tal forma que no exista influencia en la red general de tierra, para lo cual se emplea un cable de cobre aislado. La configuración de la P.A.T de servicio, según el Anexo "Cálculos", será de 3 picas alineadas de 2 m de profundidad, separadas 3 m entre si, y cuyo valor será 20,25  $\Omega$ .

### **3.2.9.3 Puesta a tierra de las masas y dispositivos de corte por intensidad de defecto**

La intensidad de defecto, umbral de desconexión de los interruptores diferenciales, será como máximo de 300 mA y la resistencia de puesta a tierra, medida en la puesta en servicio de la instalación, será como máximo de 30  $\Omega$ . También se admitirán interruptores diferenciales de intensidad máxima de 500 mA o 1 A, siempre que la resistencia de puesta a tierra medida en la puesta en servicio de la instalación sea inferior o igual a 5  $\Omega$  y a 1  $\Omega$ , respectivamente. En cualquier caso, la máxima resistencia de puesta a tierra será tal que, a lo largo de la vida de la instalación y en cualquier época del año, no se puedan producir tensiones de contacto mayores de 24 V en las partes metálicas accesibles de la instalación (soportes, cuadros metálicos, etc.).

La puesta a tierra de los soportes se realizará por conexión a una red de tierra común para todas las líneas que partan del mismo cuadro de protección, medida y control. En las redes de tierra, se instalará como mínimo un electrodo de puesta a tierra cada 5 soportes de luminarias, y siempre en el primero y en el último soporte de cada línea.

Los conductores de la red de tierra que unen los electrodos deberán ser:

- Desnudos, de cobre, de 35 mm<sup>2</sup> de sección mínima, si forman parte de la propia red de tierra, en cuyo caso irán por fuera de las canalizaciones de los cables de alimentación.



El conductor de protección que une cada soporte con el electrodo o con la red de tierra, será de cable unipolar aislado, de tensión asignada 450/750 V, con recubrimiento de color verde-amarillo, y sección mínima de 16 mm<sup>2</sup> de cobre. Todas las conexiones de los circuitos de tierra se realizarán mediante terminales, grapas, soldadura o elementos apropiados que garanticen un buen contacto permanente y protegido contra la corrosión.

Los dispositivos de protección contra sobretensiones de origen atmosférico deben seleccionarse de forma que su nivel de protección sea inferior a la tensión soportada a impulso de la categoría de los equipos y materiales que se prevé que se vayan a instalar.

## **4 Modelizado de la central en el entorno virtual de RealXtend**

### **4.1 Anotaciones previas sobre la expresión gráfica**

Este es el segundo apartado de más peso del proyecto, y el último de la memoria. En él se pretenderá reflejar, de manera resumida, el trabajo necesario para transportar el diseño de la central del apartado 3 a un mundo virtual.

Hay varias cosas que tener en cuenta sobre este apartado. En primer lugar, que todo este proyecto se ha planeado desde el marco de la expresión gráfica. Todos los cálculos y estudios realizados en apartados previos son sólo un marco de situación que el autor ha considerado imprescindible para poder realizar correctamente el diseño en el espacio de la instalación.

A menudo nos encontramos con que en el estudio de la expresión gráfica durante la carrera se nos provee de modelos sobre los que trabajar, piezas como un conjunto adaptador de una manguera, un cuerpo de bomba, etc. Pero a la hora de trabajar en las asignaturas de dibujo que el autor ha cursado no ha podido evitar fijarse en que los alumnos acaban asociando la expresión gráfica inconscientemente con la parte de la ingeniería que se cursa en la especialidad de estructuras.

En este proyecto se pretende, como ya se dijo en la introducción, dar una aplicación de la expresión gráfica como es el entorno virtual en tres dimensiones a un proyecto de una envergadura considerable, una central fotovoltaica.

Cabe destacar que la memoria de este trabajo sobre papel no le hace justicia, debido a que es en la defensa del proyecto donde se presentará, con todo lujo de detalles, el modelizado de la central en tres dimensiones.



No obstante, se incluirán todas las capturas de pantalla posibles, así como una descripción detallada de las herramientas informáticas usadas y del proceso a seguir, por si pudiera servir de referencia a futuros proyectos de la escuela.

## 4.2 Objetivos de la parte gráfica del proyecto

Durante el planteamiento de este proyecto, el tutor del mismo, D. Jorge Fraile, planteó al alumno autor del mismo una cuestión que cabe resaltar en este apartado: en el mundo actual de la ingeniería a la hora de estudiar un proyecto, prácticamente el ingeniero solo se centra en el tema monetario. Nadie puede negar que eso es extremadamente importante, pero cuando tu estás estudiando una ingeniería, el tema presupuestario es lo que menos importa. El alumno necesita ver y entender las cosas a un nivel mucho más básico que ese.

Con este proyecto se ha pretendido establecer unas referencias visuales claras a la hora de entender el diseño de una central fotovoltaica, y con una interfaz sencilla, como la que provee el programa RealXtend, de manera que alguien interesado en el proyecto, aun sin ser experto en materia de expresión gráfica (por ejemplo, un inversor que tiene por que estar metido en el mundo del diseño técnico), sea capaz de ver el futuro de un proyecto sobre un entorno virtual sólido.

## 4.3 RealXtend

### 4.3.1 ¿Qué es RealXtend?

RealXtend es una aplicación basada en OpenSim (un simulador de mundos virtuales que podemos encontrar en la red), pero que nos permite crear un servidor en una red local gratuitamente, por lo que es la herramienta adecuada para trabajar en este proyecto. RealXtend tiene como claro referente el programa SecondLife, una comunidad de pago con millones de usuarios en todo el mundo, entorno en el que se han dado desde mítines políticos, hasta simulado conciertos o emplazamientos reales como embajadas y universidades.

Las posibilidades de una herramienta de estas características en el mundo en que vivimos, en el que toda la información tiende a informatizarse, y el soporte electrónico adquiere importancia a cada día que pasa, son infinitas. Con un servidor de RealXtend aplicado al mundo de la ingeniería podremos desde dar una conferencia virtual a gente de todo el mundo, hasta recrear un edificio o instalación (como es el caso) para que futuros inversores o estudiantes se hagan una idea real de su emplazamiento en el mundo real.



**Figura 59:** Página web de RealXtend (realxtend.org)

### 4.3.2 Posibilidades en RealXtend

Desde el punto de vista de este proyecto se ha trabajado con lo que los desarrolladores llaman ModRex, un conjunto que hibrida los conceptos de RealXtend con un programa que ya existía anteriormente, el OpenSim. Concretamente hemos trabajado con el standalone-server, que solo sirve tal como se ha configurado para entrar en el servidor desde la misma computadora desde la que se mantiene activo el mismo, o una que este conectada a esta por LAN (Local area network).

Aunque en este proyecto se ha trabajado con el servidor antes mencionado, existe la posibilidad de configurar un servidor para que se pueda acceder a el a traves de Internet o intranet, lo cual aumenta exponencialmente la utilidad de esta herramienta de diseño gráfico.

### 4.3.3 Características de RealXtend

RealXtend tiene una serie de características notables que lo convierten en una elección más atractiva para nuestro proyecto que Second Life (el programa referente en lo que a este tipo de trabajos se refiere) – principalmente el aspecto económico – RealXtend es gratuito mientras que en SecondLife pagas por poseer terrenos, por mantenerlos, etc.

- a) Podemos usar el cliente para conectarnos con el servidor de RealXtend sin tener que configurar ningún parámetro.
- b) Almacenaremos los terrenos y objetos en nuestro propio PC.
- c) Podemos crear un avatar personalizado.



- d) Podemos trabajar con megaprims (de más de 10 metros – son prims de gran tamaño), creando objetos que por ejemplo en Second Life no se permite.
- e) La característica más importante: RealXtend permite que trabajemos con modelos en un programa de diseño (en nuestro caso será autocad2007) para posteriormente subir los modelos al simulador.

#### **4.3.4 Metodología para trabajar en RealXtend**

Para construir nuestra central fotovoltaica (cuyo dimensionado se detalla en el apartado 3 de este proyecto) en el entorno de RealXtend, hemos tenido que seguir una serie de pasos que se explicarán a continuación.

**1.- Creación de un terreno** propicio para situar la central fotovoltaica a partir de un Modelo Digital de Elevaciones (MDE) y su importación al entorno de RealXtend. Un MDE es un archivo que consiste en una matriz de elevaciones del terreno sobre el nivel medio del mar calculadas en intervalos regulares a partir de la carta topográfica de la misma escala. En nuestro caso, necesitamos un archivo que tenga un tamaño de 256x256 píxeles, debido a que RX interpreta cada píxel como un metro sobre el terreno y las regiones en RX son de 256x256 metros.

En este caso, a partir del MDE original se realizan particiones en Image composer o Photoshop de 256x256 píxeles y se importa la partición correspondiente a la situación de la Escuela. El MDE puede ser importado en RX en diversos formatos (r32, ter, jpg, tif, etc.) y para su creación pueden ser utilizadas diferentes aplicaciones gráficas como el Gimp, el Photoshop, el Image composer o el L3DT o Terragen.

**2.- Elaboración de modelos 3d en Autocad 2007:** A partir de las medidas reales obtenidas de las hojas de componentes, calculadas y dispuestas en el anexo de planos, se han generado modelos en tres dimensiones de todos los elementos que van a formar parte de la instalación, concretamente: módulos solares, soportes para los módulos, conductores, inversor y centro de transformación, así como el punto de conexión a la red trifásica de media tensión.

**3.- Generación de Meshes de tipo OGRE:** Debido a que los sólidos 3D de Autocad están en un formato ininteligible para RealXtend, es necesaria su transformación al formato MESH de tipo OGRE. OGRE es un motor de renderizado 3D orientado a escenas. Trata un objeto como una malla en tres dimensiones, y la obtención de este tipo de malla 3D es un proceso complejo que puede ser realizado de diversas formas. La metodología utilizada en nuestro proyecto para realizar la generación de Meshes tipo OGRE es la que se describe en la siguiente página.

-Con los modelos 3D de AutoCAD, con extensión .dwg, empieza el tratamiento del modelo en 3DstudioMax 2009. Para ello se



importa el modelo 3D de AutoCAD a 3Dstudio, se le asigna un material, y se guarda el archivo con extensión .max.

- El siguiente paso es abrir el archivo .max en 3Dstudio, y sin realizar modificación alguna, se realiza la exportación del archivo a extensión .3ds, y se guarda el archivo en la carpeta de una aplicación llamada "3ds2mesh-1.1", que nos servirá para convertir el modelo de 3Dstudio a un modelo OGRE que es el que reconoce RX.

- Seguidamente ejecutamos el exportador a OGRE llamado 3ds2mesh-1.1 desde un entorno MSDOS. Con ello conseguimos exportar un archivo con extensión .3ds a 2 archivos, un archivo con extensión .mesh, que es la forma del modelo con el que hemos trabajado hasta ahora y ya podemos cargar en RX, y otro archivo con extensión .material, que es el material o la textura asignada anteriormente en 3Dstudio, pero con una extensión que ya reconoce RX.

**4.- Importación de los Ficheros de Meshes y de Materiales en el inventario de RealXtend:** Para terminar abrimos RX y realizamos la carga (upload ) del archivo.mesh. Nuestro modelo se guarda en nuestro inventario de RX y ya se puede utilizar en cualquier momento.

**5.- Asignación de Meshes a Prims y su visualización en el entorno virtual:** Para que se visualicen correctamente las meshes 3D en las posiciones exactas del mundo virtual es necesario insertar una prim y asociarla la mesh correspondiente. El proceso se realiza ejecutando la opción "construir" para crear una prim y colocarla en la posición conveniente a una escala 1:1 en todas las coordenadas para que no se deforme; después de asociar a la prim la mesh correspondiente, ya tenemos nuestro modelo en el visor de RX, tras lo cual debemos asignarle la misma mesh en la ventana de colisiones para que la misma se materialice, esto es, tenga la característica de solidez de un objeto, ya que de otro modo el avatar se encontraría con un objeto fantasma.

**6.- Asignación de texturas a las caras de las meshes para conseguir una apariencia fotorrealista lo más próxima a la realidad física:** Para conseguirlo hay dos procedimientos que pueden llevarse a efecto. El primero consiste en aplicar las características del material asignado en 3DStudio cargando el fichero .material generado en pasos anteriores junto al archivo .mesh y asignarlo mediante la herramienta "material", que se encuentra dentro de la barra de herramientas "construir". Una segunda forma sería la aplicación de una textura tomada de una imagen fotográfica en formato .jpg. Según la textura necesitada en cada momento se asignará de una manera o de otra, cuyo proceso será descrito con más detalle en siguientes capítulos.

También sería posible programar "scripts" si fuera necesario, para poder interactuar con los objetos (por ejemplo abriendo puertas).



## 4.4 Creación e importación del terreno

La creación de un terreno propicio para la construcción de la central, se realiza a partir de un Mapa Digital de Elevaciones (MDE), que es matriz de elevaciones del terreno sobre el nivel medio del mar calculadas en intervalos regulares a partir de la carta topográfica de la misma escala.

Para definir una región en RealXtend es necesario crear un fichero gráfico de 256x256 píxeles en el que la información correspondiente a la elevación de ese punto se toma del valor correspondiente al color del mismo. En el caso de un fichero en escala de grises, el color negro corresponde a una altura de 0 metros, mientras que el color blanco se refiere a una altura de 255 metros, obteniéndose en los diferentes tonos de gris valores intermedios.

El primer paso, por tanto, consistiría en la obtención del MDE a partir de la cartografía disponible, bien en formato papel o en formato digital. Dependiendo del tipo de información cartográfica será necesario aplicar los procedimientos más convenientes para la transformación de los datos de partida en un fichero de imagen con el MDE que sea capaz de importarse en RX. Entre estos procedimientos podemos destacar la digitalización de mapas en papel y/o la transformación entre formatos realizada en aplicaciones de Sistemas de Información Geográfica como ArcGis o Idrisi, o en programas gráficos como Gimp.

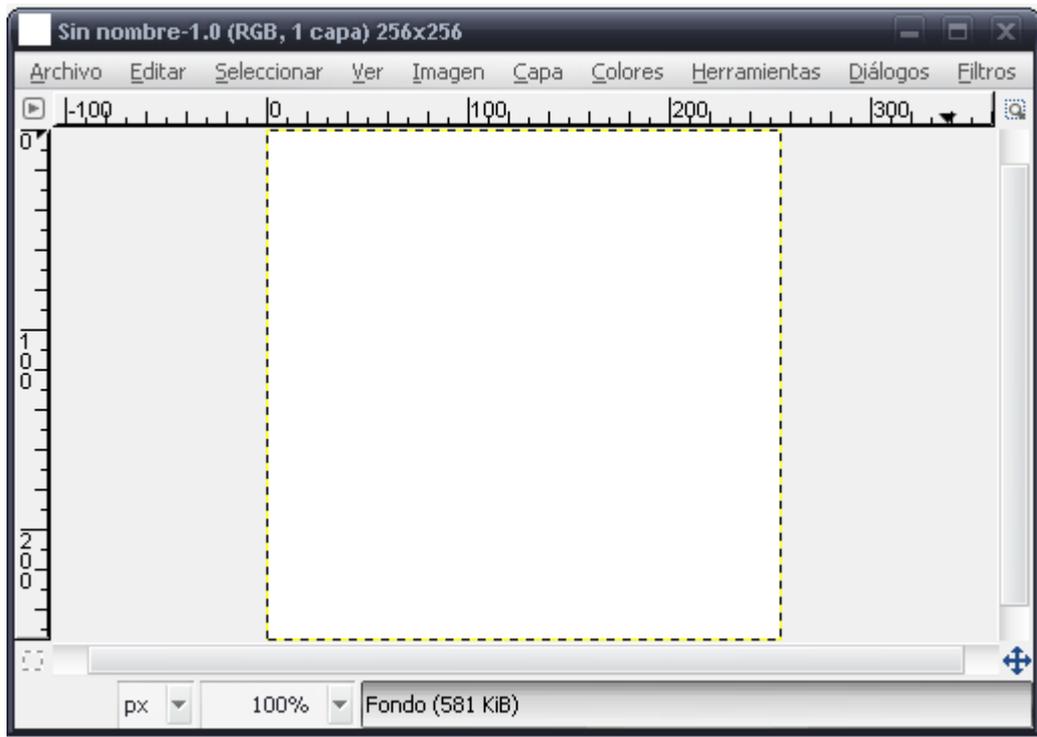
Pero en nuestro caso, como va ser un terreno llano, no es necesario conseguir el MDE con la orografía natural, por lo que simplemente con un programa de tratamiento de gráficos como puede ser Gimp, Illustrator o Image composer, se crea un archivo con el formato adecuado (en nuestro caso, de tipo png) para poder importarlo en un programa de renderizado como puede ser Terragen o L3DT.

Así, se ha creado con Gimp un archivo de 256x256 píxeles porque RX interpreta cada píxel como un metro en el terreno, y la región o isla donde se va a instaurar nuestro terreno es de 256x256 metros.

A los píxeles del referido fichero se le han aplicado los colores convenientes para determinar la forma del suelo. Se ha decidido tomar el color blanco de fondo, para poder adaptar posteriormente la altura del terreno con facilidad en el propio RX.

Las coordenadas del punto medio del cuadrado tienen que ser calculadas teniendo en cuenta dos particularidades que aparecen al importar el terreno en RX y al importar posteriormente las meshes.

Cuando se carga el terreno en RX, el servidor le aplica una simetría utilizando como eje de simetría una línea paralela al Eje X del Sistema de Coordenadas del mundo virtual que pasa por las coordenadas (128,128). Por lo tanto es necesario tener en cuenta esta cuestión a la hora de diseñar el terreno. Por otro lado, al asociar una mesh a una prim también se aplica una simetría a esta última. En este caso es una simetría central respecto al centro de gravedad de la prim.



**Figura 60:** Creación de un bloque de 256x256 pixels en GIMP

Más adelante, con herramientas de exportación a L3DT habría que transformar el archivo de terreno a un formato .RAW, que es el que entiende el servidor de RealXtend. Cabe notar que en RealXtend el nivel del suelo está en la coordenada Z=22, dato que hay que tener en cuenta a la hora de situar todos los objetos.



**Figura 61:** Textura del terreno en RealXtend



## 4.5 Creación de modelos 3D en Autocad 2007

Una vez que hemos creado el terreno sobre el que se va a situar la instalación, el siguiente paso es la creación de los modelos 3D que se van a convertir finalmente, en objetos en RealXtend.

Al ser esta una instalación ficticia, no disponemos de planos reales. De lo que si disponemos son de los que acompañan a este proyecto en el apartado de planos del mismo, dibujados por el autor de proyecto a fin de que el proyecto se ajuste fidedignamente a los cánones impuestos por la escuela para un proyecto fin de carrera.

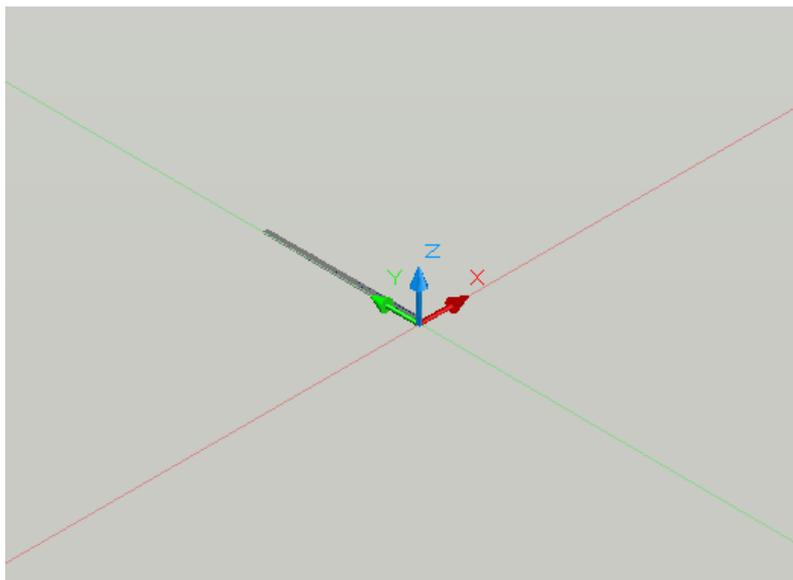
Se debe resaltar que gran parte de este apartado de trabajo se ha realizado siguiendo el proyecto fin de carrera de Francisco Fresnadillo Cantoral, que actualmente cursa los estudios superiores de Ingeniero Industrial con el autor y que para su proyecto fin de carrera realizó un paseo virtual por el interior del EIII de León. Agradecer por tanto, su aportación y su descripción minuciosa sobre la metodología de exportación de modelos a RealXtend.

La forma de llevar a cabo esta parte del proyecto ha sido la siguiente: se ha empezado a diseñar en Autocad 3D uno por uno los elementos que forman parte de la instalación. Se detallará lo mas importante a continuación.

### 4.5.1 Los módulos fotovoltaicos

El procedimiento que se ha usado es el siguiente:

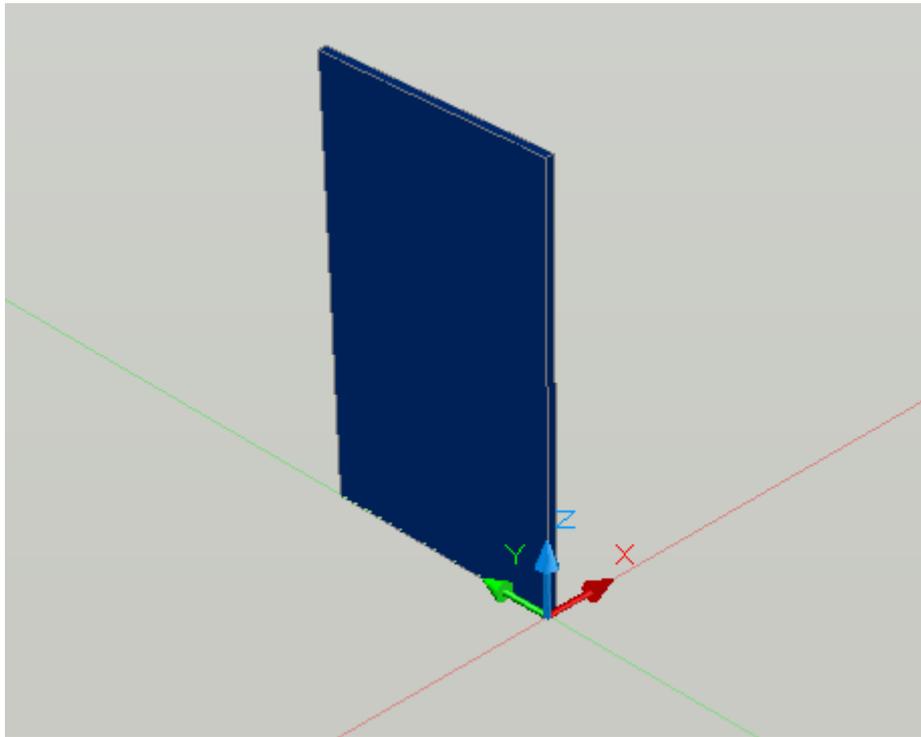
Primero se ha creado una base de dimensiones 1.001x0.034 (la anchura y profundidad del panel), como vemos en la figura 61.



**Figura 61:** Base del módulo fotovoltaico

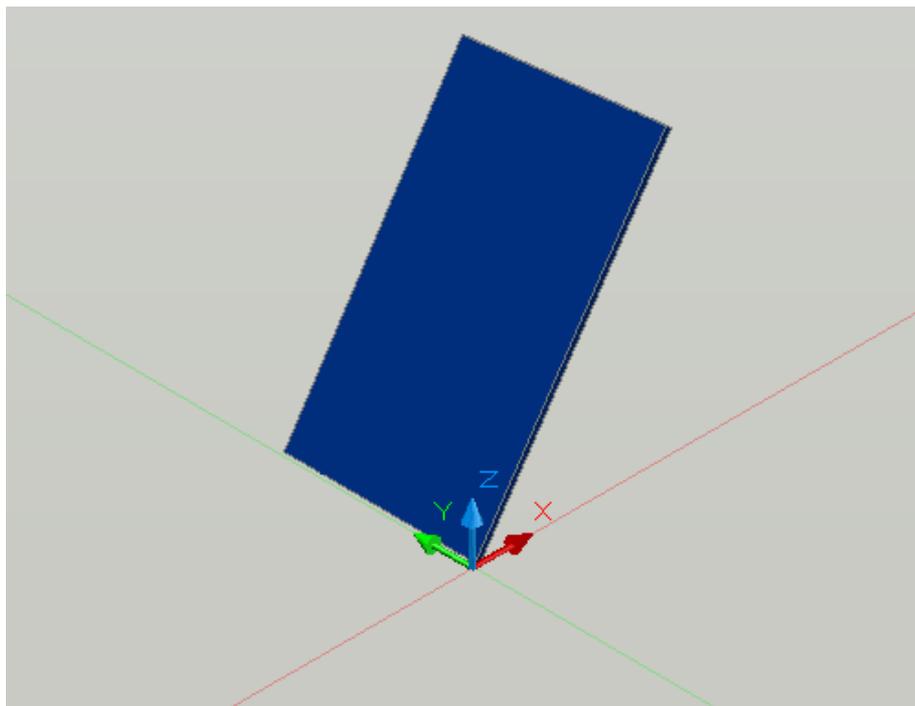


A continuación con la herramienta extrusión le damos una altura de 1.675m, creando así el prisma que formará el panel



**Figura 62:** Módulo fotovoltaico

Por último, para crear este elemento, lo giramos usando la herramienta giro 3d. Usamos como punto base el (0.034,500.5,0), y giraremos sobre el eje Y a una inclinación de  $34^{\circ}$ , que es a la que se va a representar la instalación.



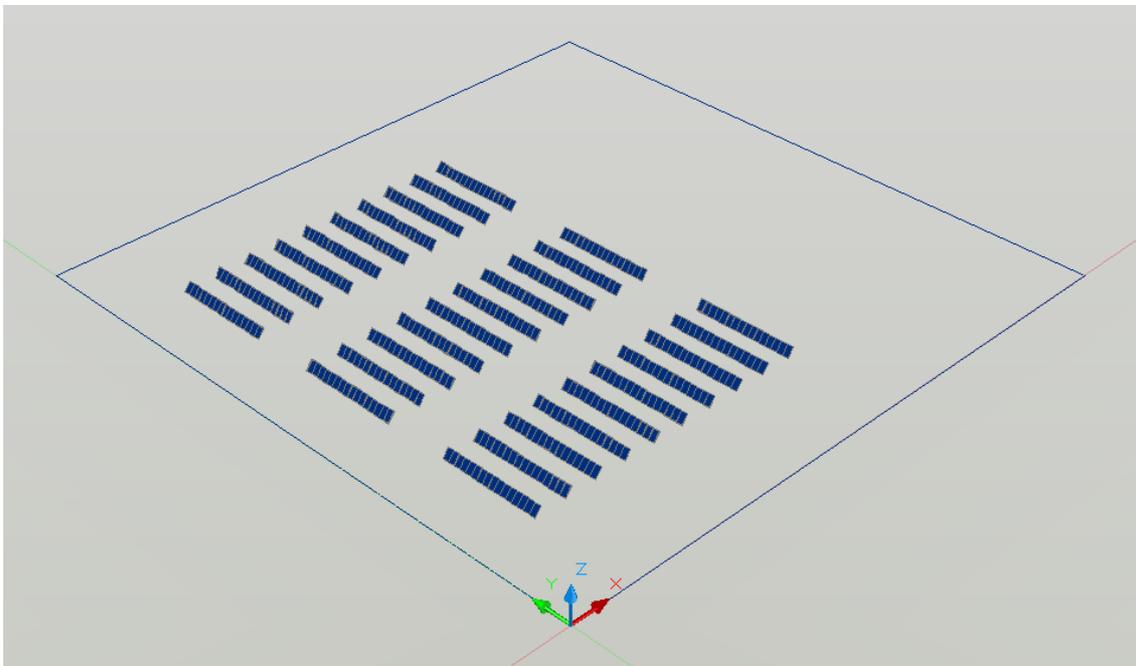
**Figura 63:** Panel en el que ya se ha realizado el giro de  $34^{\circ}$



A continuación solo queda agruparlos en ramales de 16 elementos, y posteriormente en 3 subgrupos generadores de 10 ramales cada uno, quedando finalmente de la siguiente forma situados en la finca.

Cabe anotar que como medidas de separación de los límites de la finca se han elegido 10 metros en el eje X y 16 en el eje Y para la colocación del primer módulo, y 10 metros de separación entre un subgrupo y otro. Teniendo en cuenta que las dimensiones de la finca son de 100x100 metros, es espacio más que suficiente para permitir el acceso a todos los paneles por los operarios de la instalación, y que todavía quede espacio para el inversor y el centro de transformación.

La distancia entre filas de cada subgrupo es de 5.10 metros, datos que obtenemos en el anexo de cálculos para minimizar pérdidas por sombras.



**Figura 64:** Esquema final de la colocación de todos los módulos

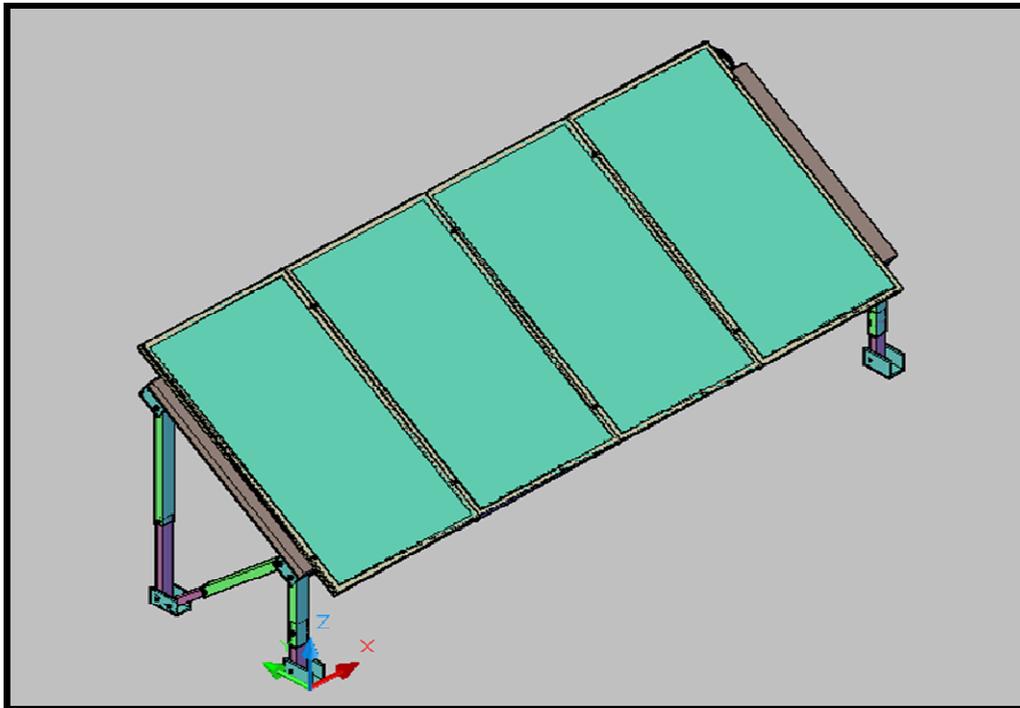
#### **4.5.2 El soporte de los módulos**

Hemos dibujado el soporte de los módulos a partir de la información dada por la página [eurofoton.com](http://eurofoton.com), ajustándolos a  $34^{\circ}$ , pues como hemos dicho antes es la inclinación a la que representaremos los paneles.

Cabe destacar que estos soportes son sencillos, pensados para acoplar los necesarios en serie y soportan módulos fotovoltaicos de hasta 28Kg, no teniendo problema nosotros en este aspecto pues el SW-220 poly tiene un peso de 22Kg.

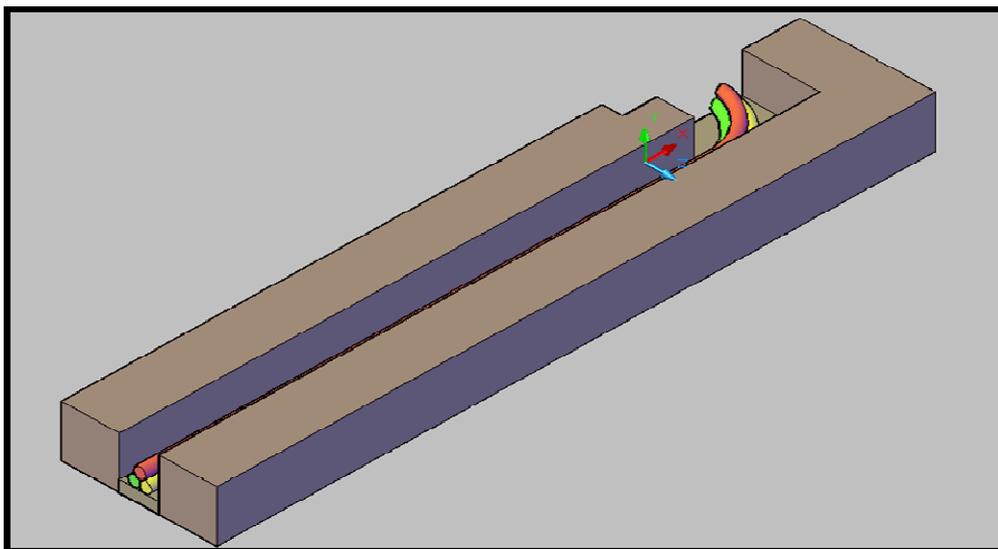


Los puntos donde se anclará el soporte son a 338 mm desde el comienzo de la base del panel el primer anclaje, y a 1338 mm el segundo. A 1338 mm, donde parte el segundo anclaje, estará colocada la estructura cilíndrica que deriva el peso del panel hacia tierra. En la siguiente figura (figura 65) se puede apreciar la construcción de una unidad del soporte en Autocad, posteriormente se extruirá e incorporará a la estructura de los paneles.



**Figura 65:** Soporte (gris) y panel colocado encima (azul), ambos a 34°

#### 4.5.3 Canalizaciones

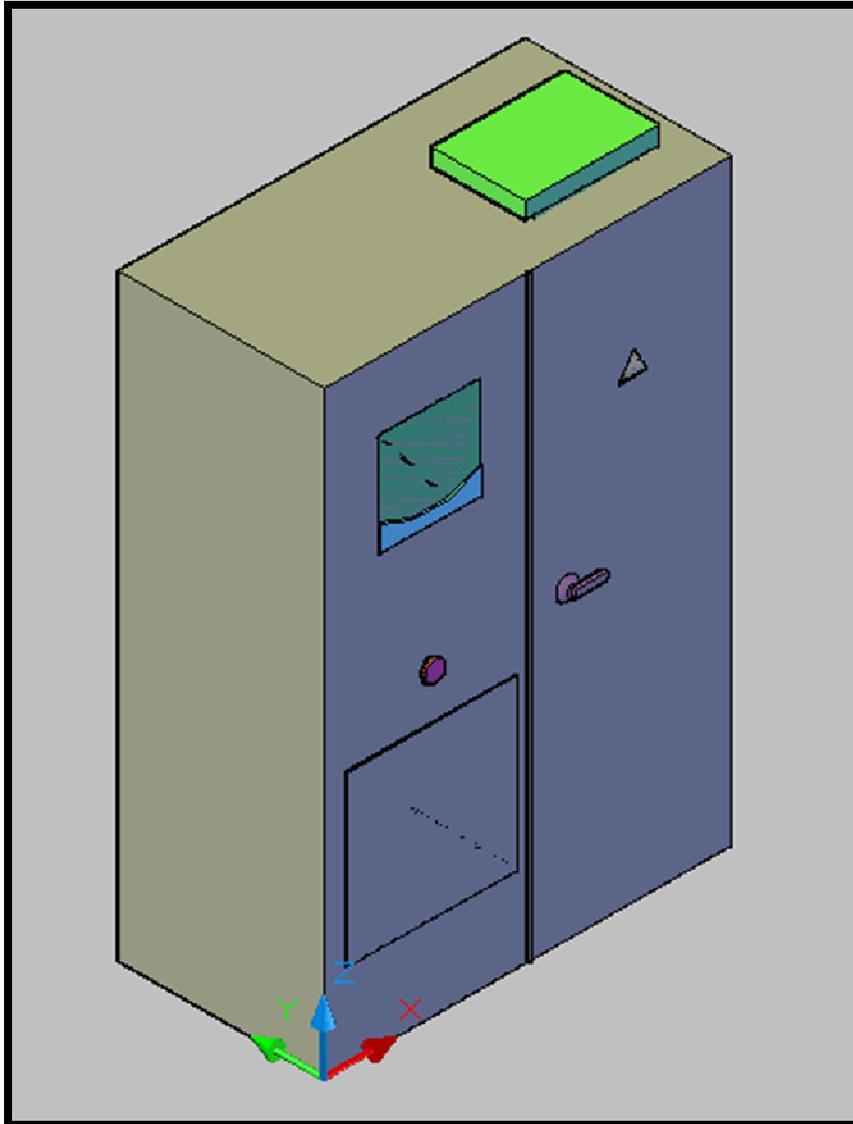


**Figura 66:** Canalización de media tensión



#### 4.5.4 El inversor

El inversor tiene unas dimensiones y formas que podemos mirar en su manual de especificaciones. El proceso de dibujo del mismo será pasar esas dimensiones a Autocad y convertirlo en sólido 3d igual que los anteriores objetos.

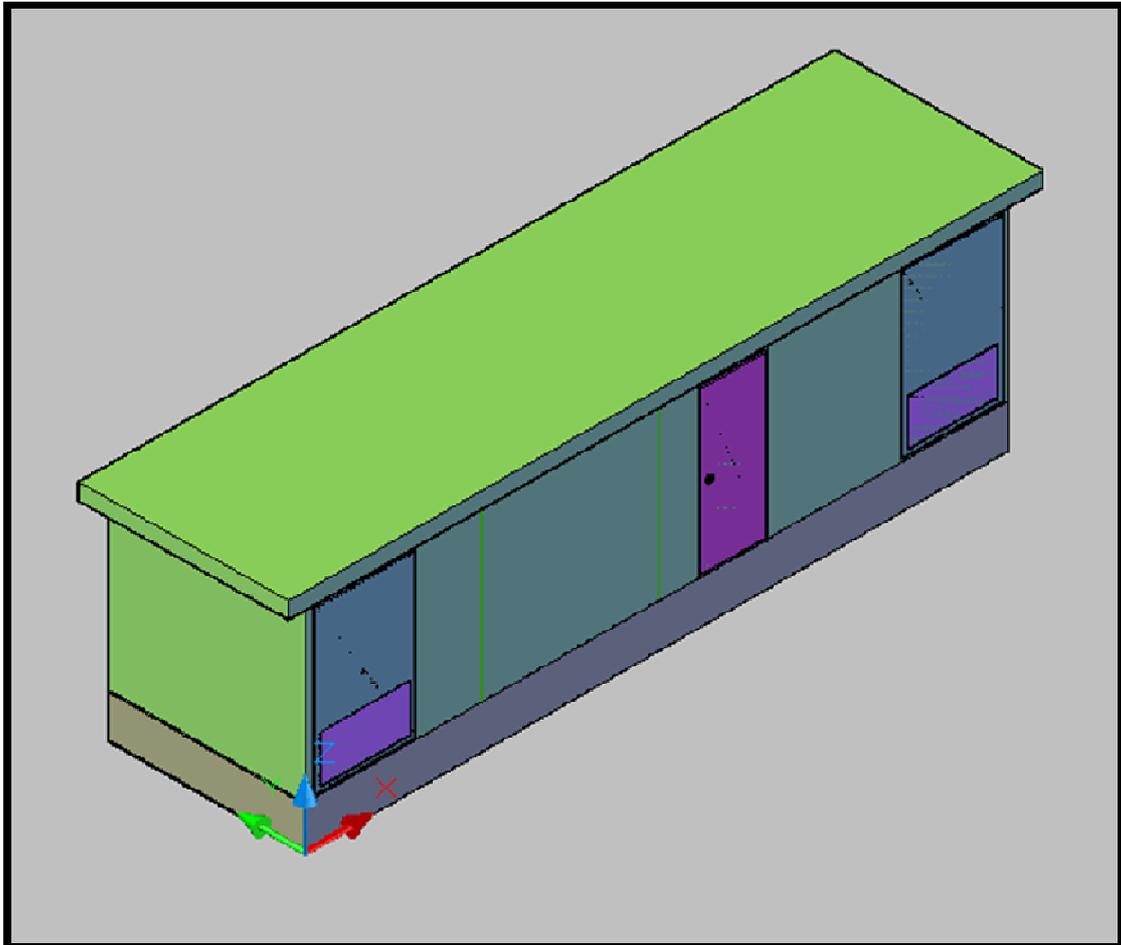


**Figura 67:** Inversor en Acad3d



#### **4.5.5 El centro de transformación**

Al estar el transformador ubicado dentro de un centro prefabricado, la figura que tendremos que representar es el centro en si. En el apartado de planos vendrá una representación más exhaustiva del interior del centro de transformación.

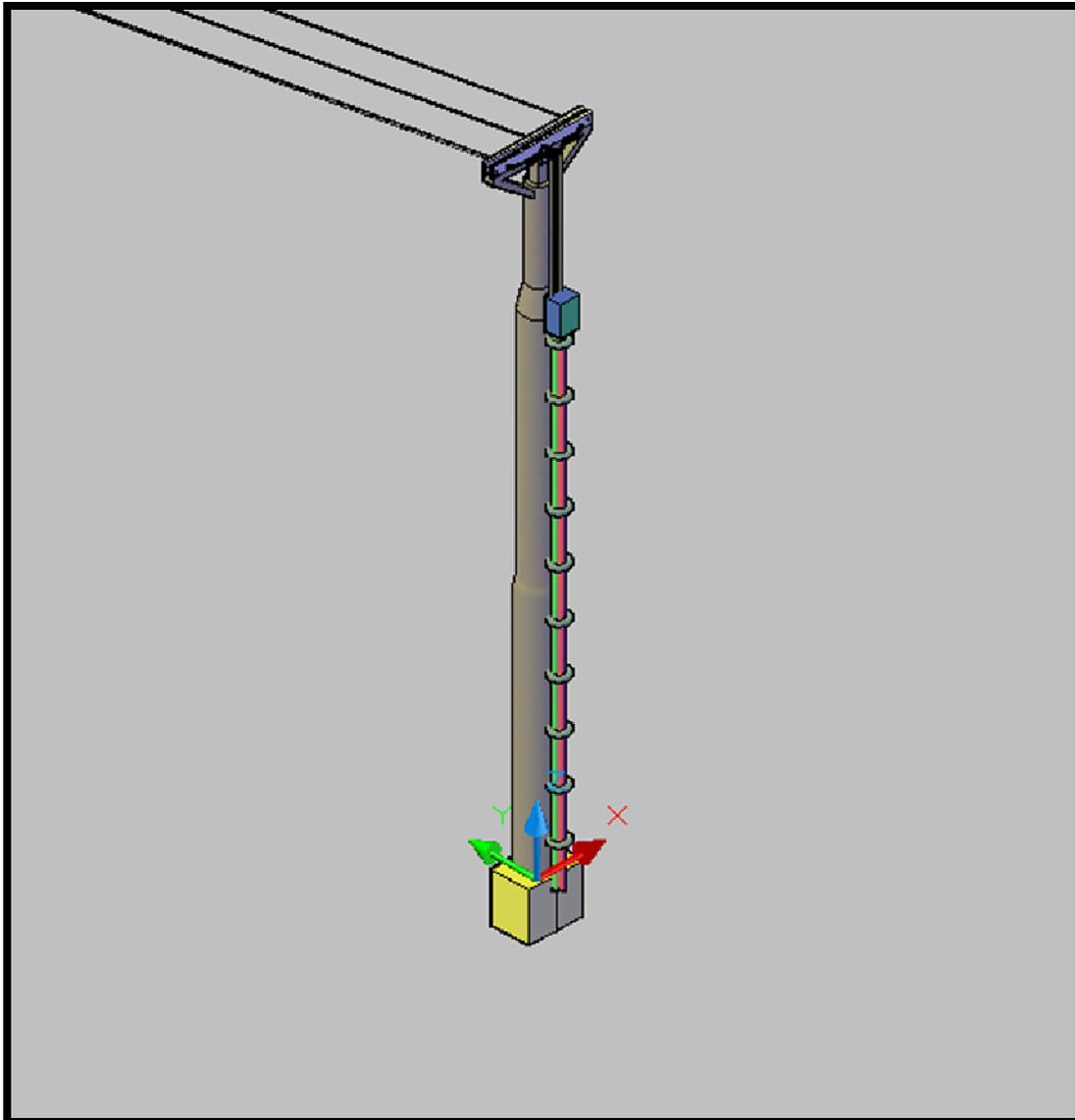


**Figura 68:** Representación, en Autocad3D, del centro de transformación



### **4.5.6 Punto de conexión a red y conductores**

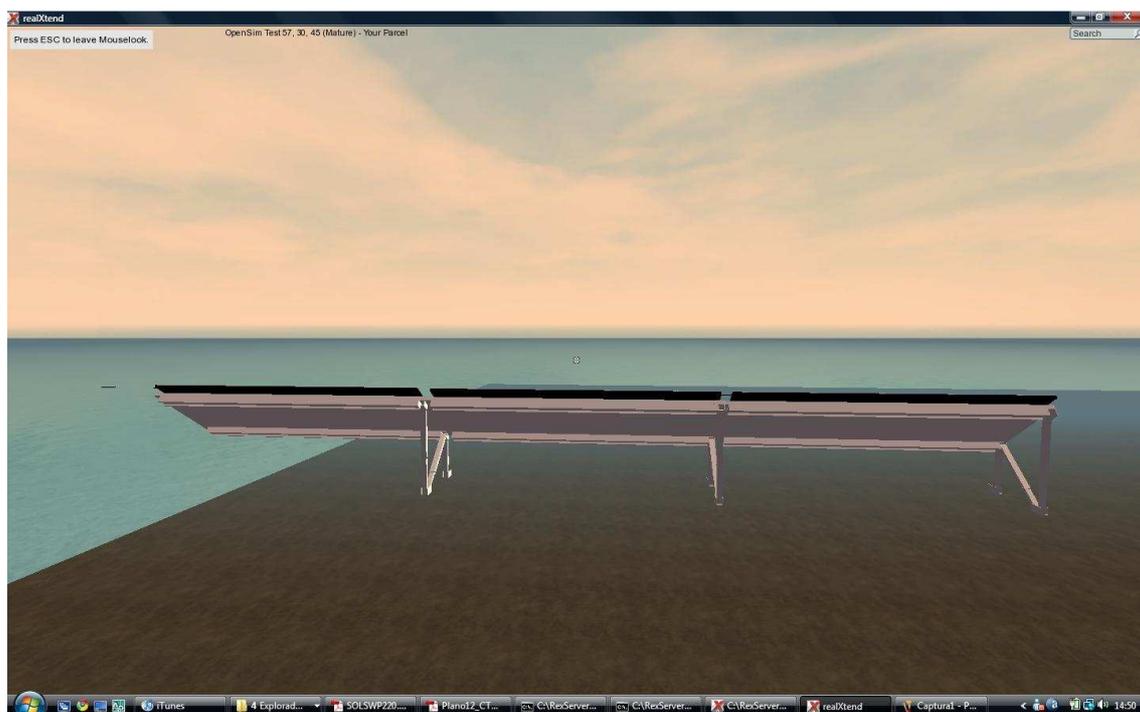
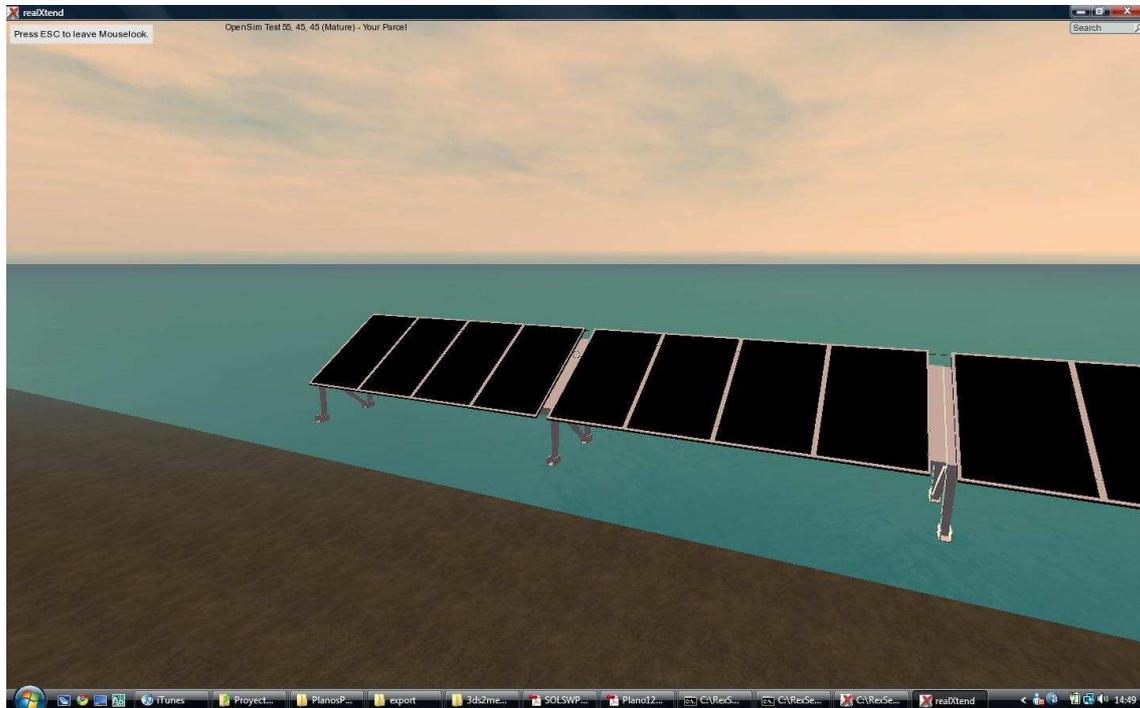
A continuación se puede ver una representación en Autocad 3D del poste de acometida

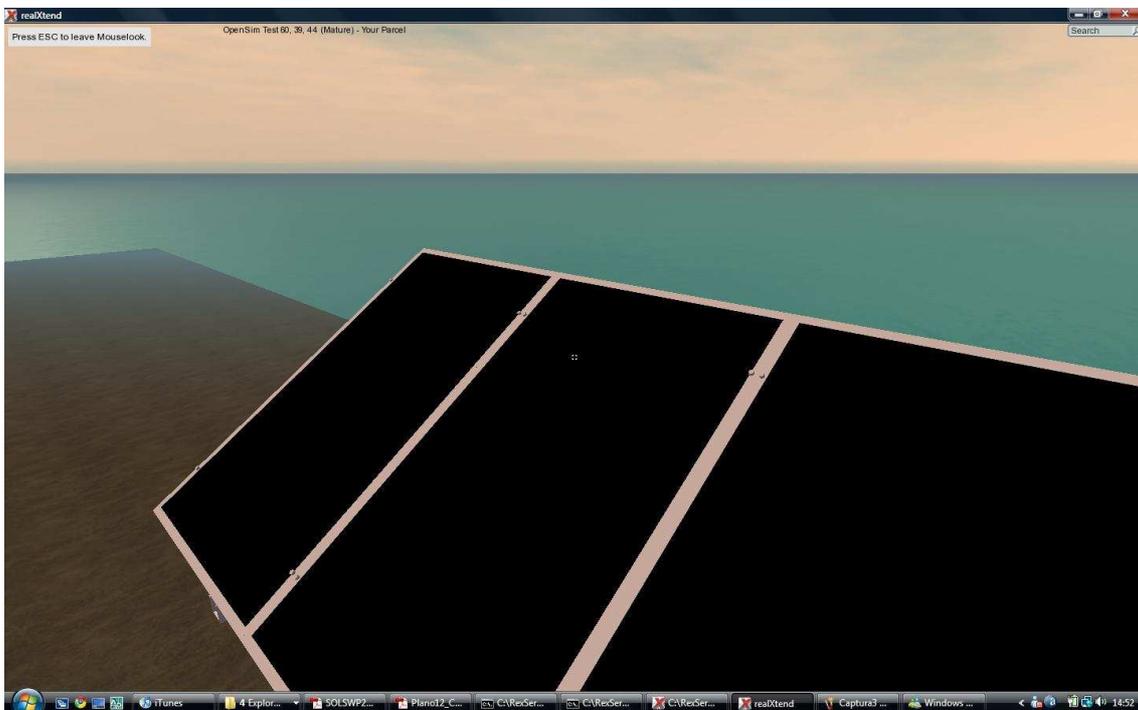


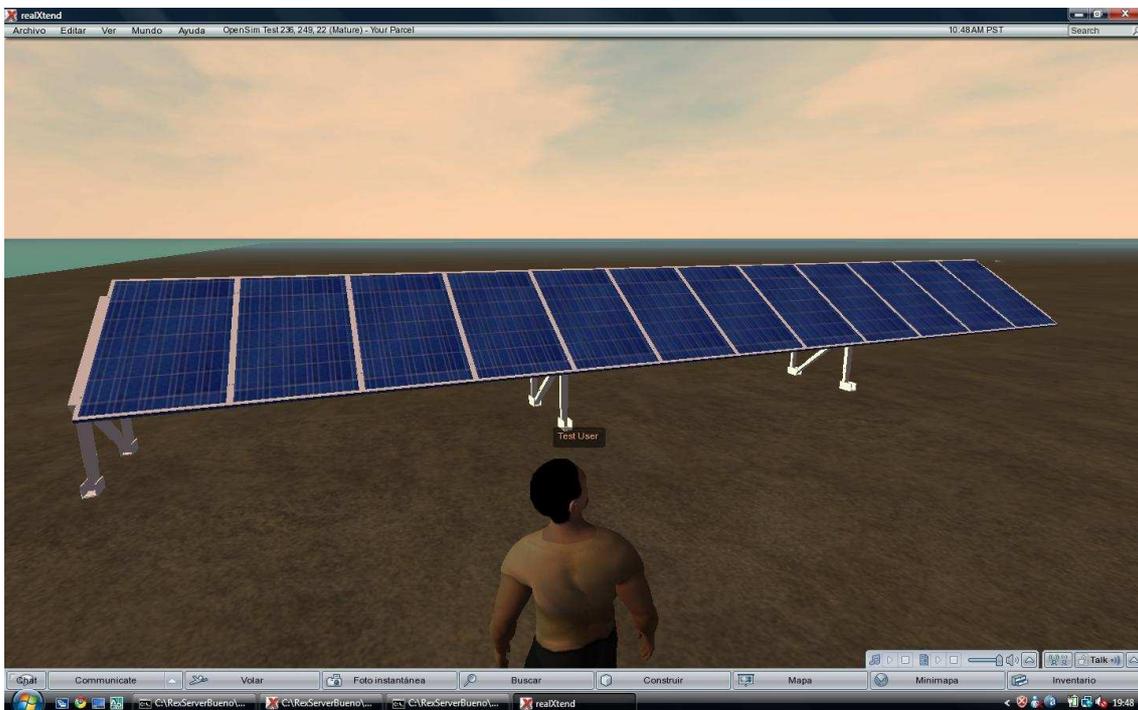
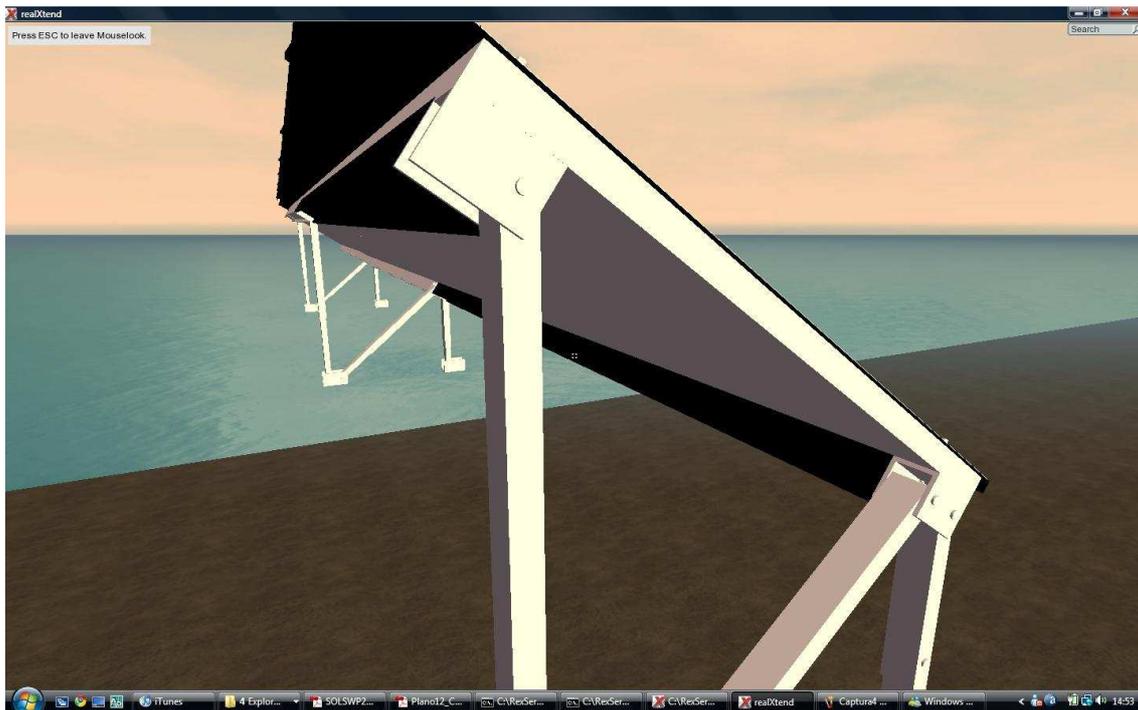


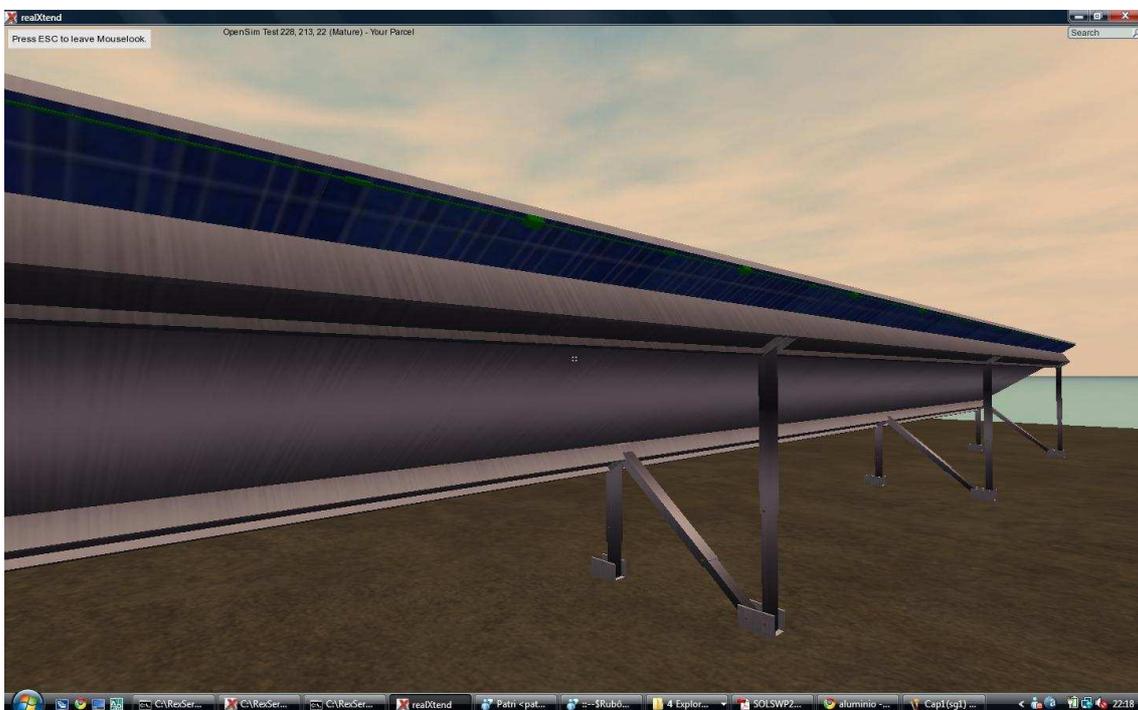
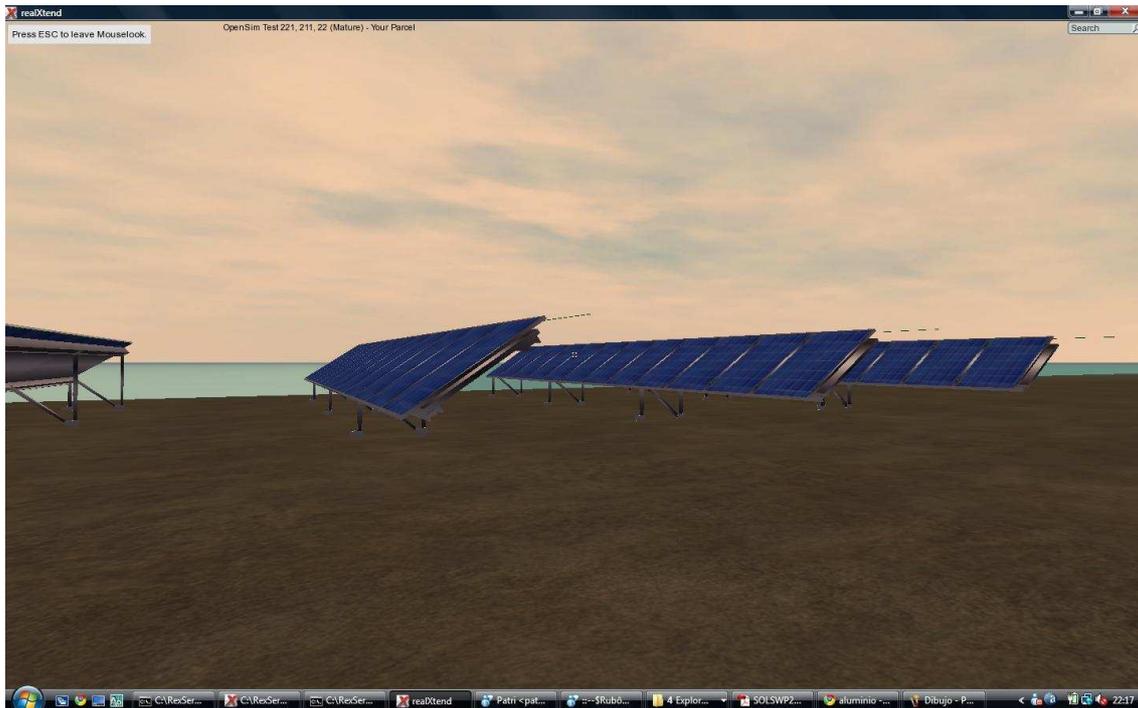
### 4.3 Capturas de pantalla de RealXtend

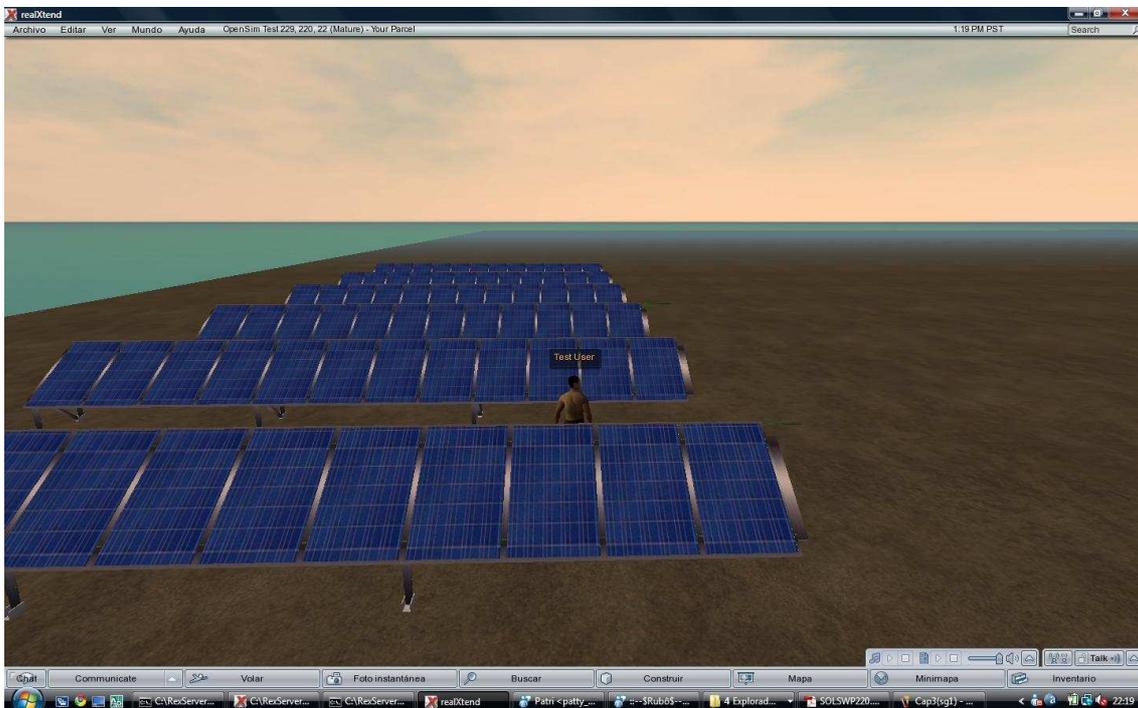
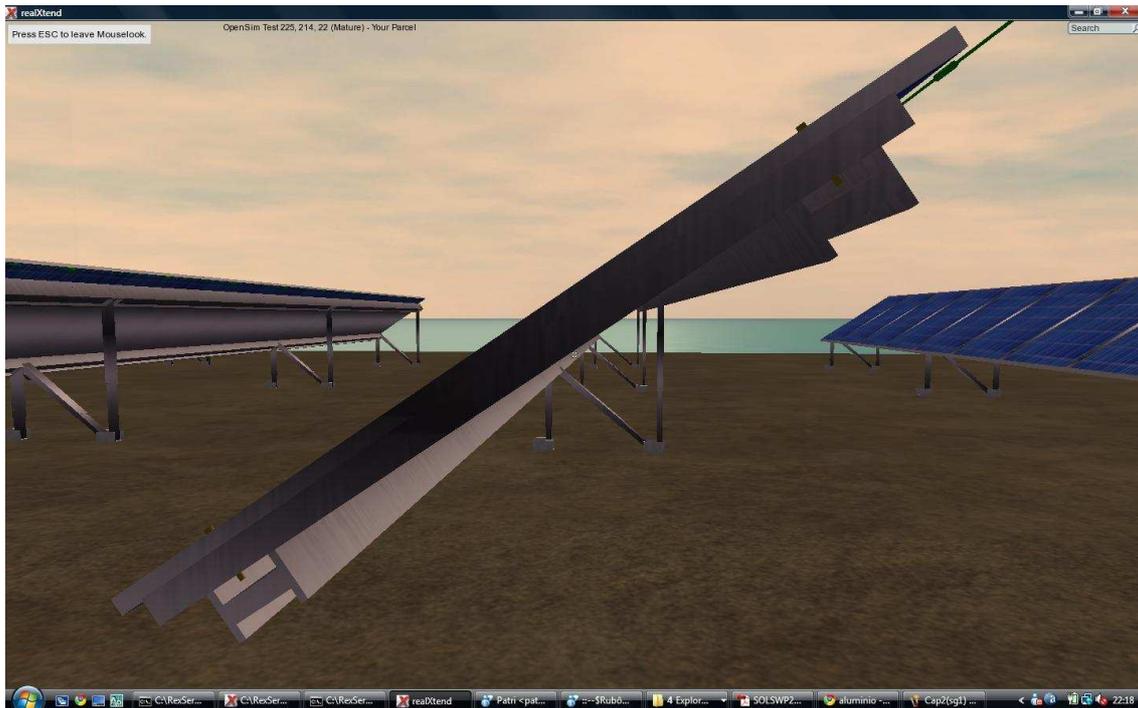
A continuación se muestra un conjunto de capturas de pantalla del trabajo en RealXtend

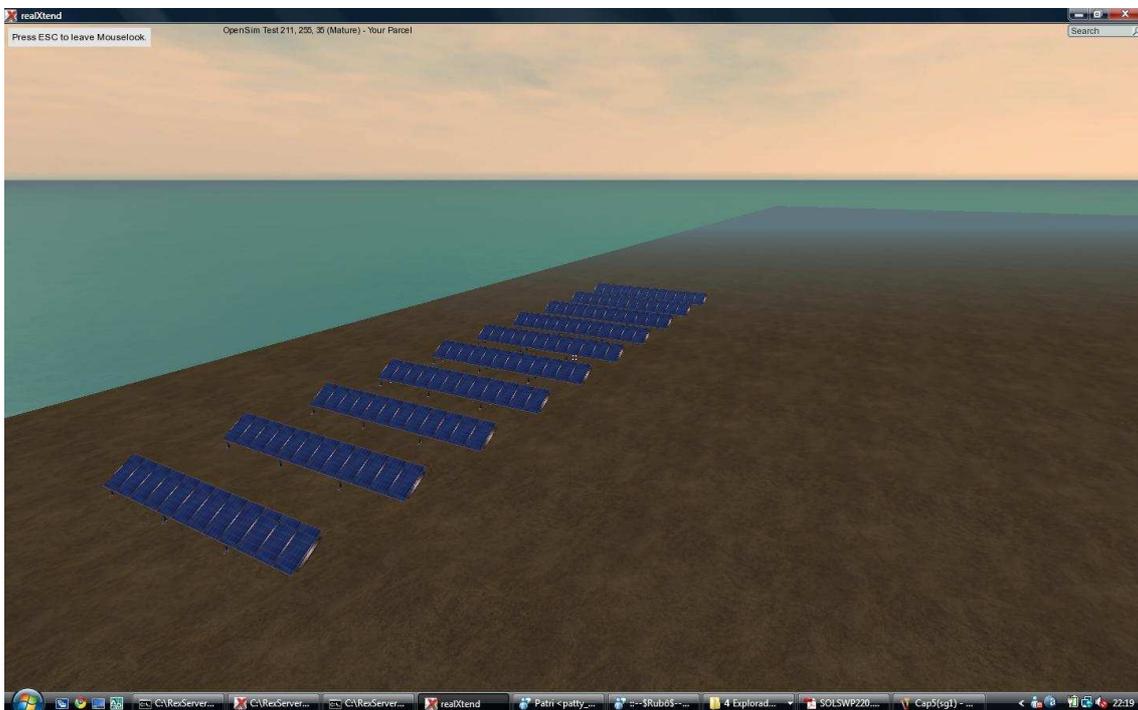


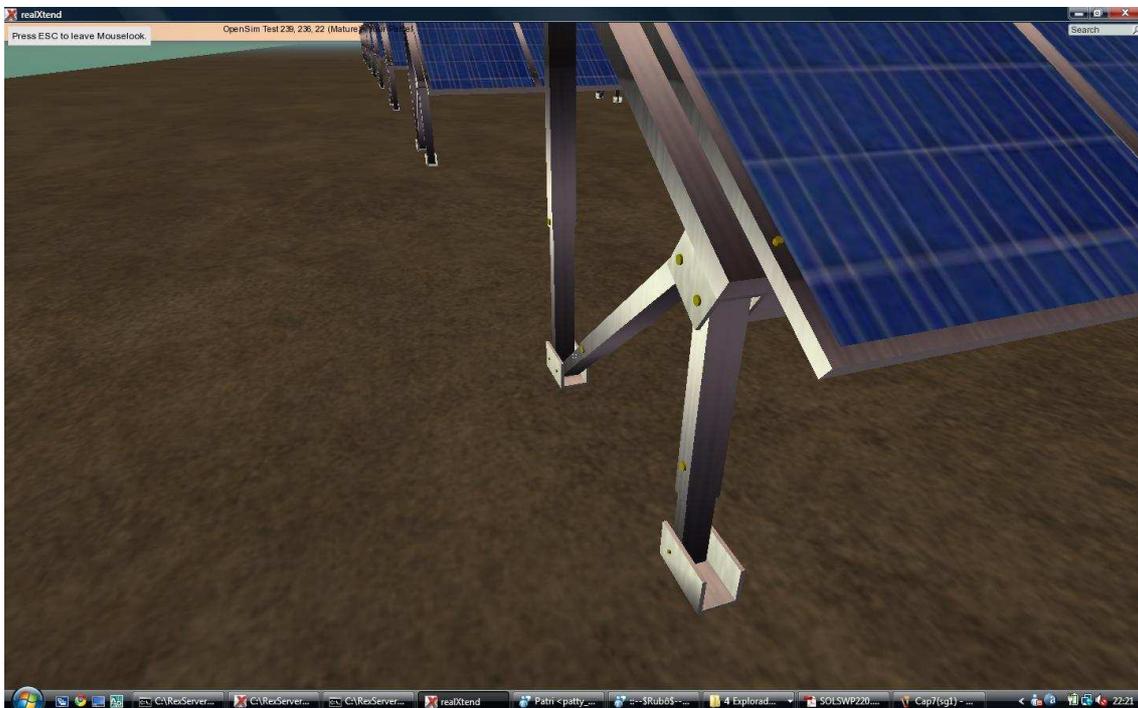
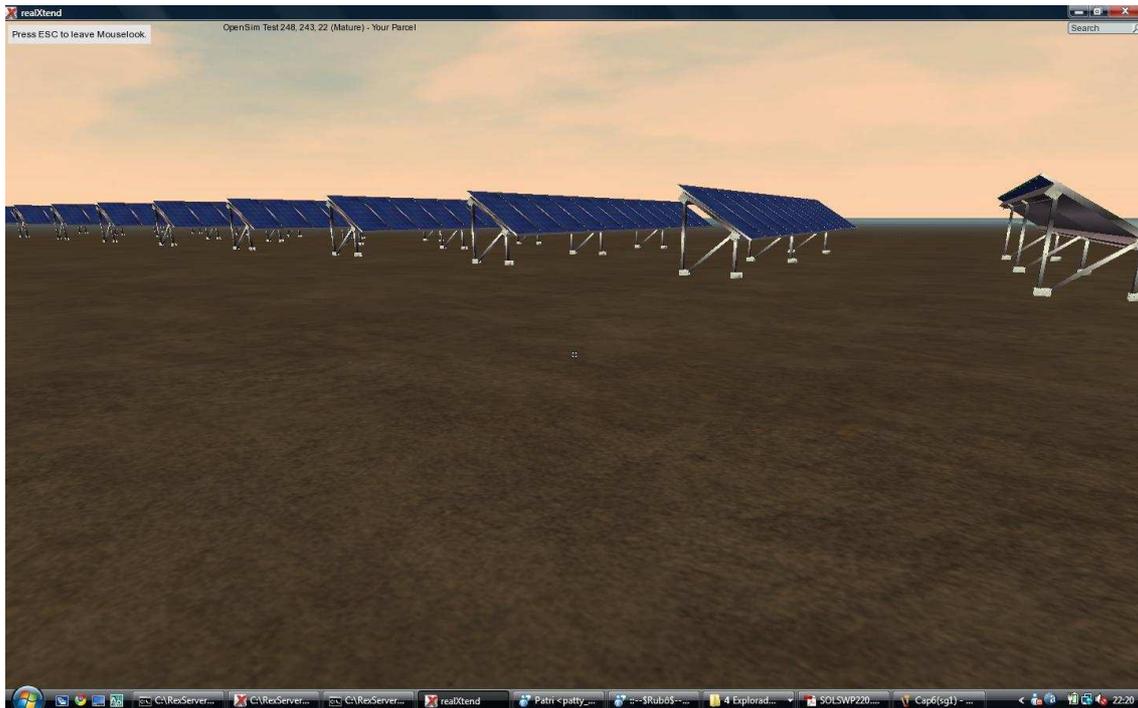


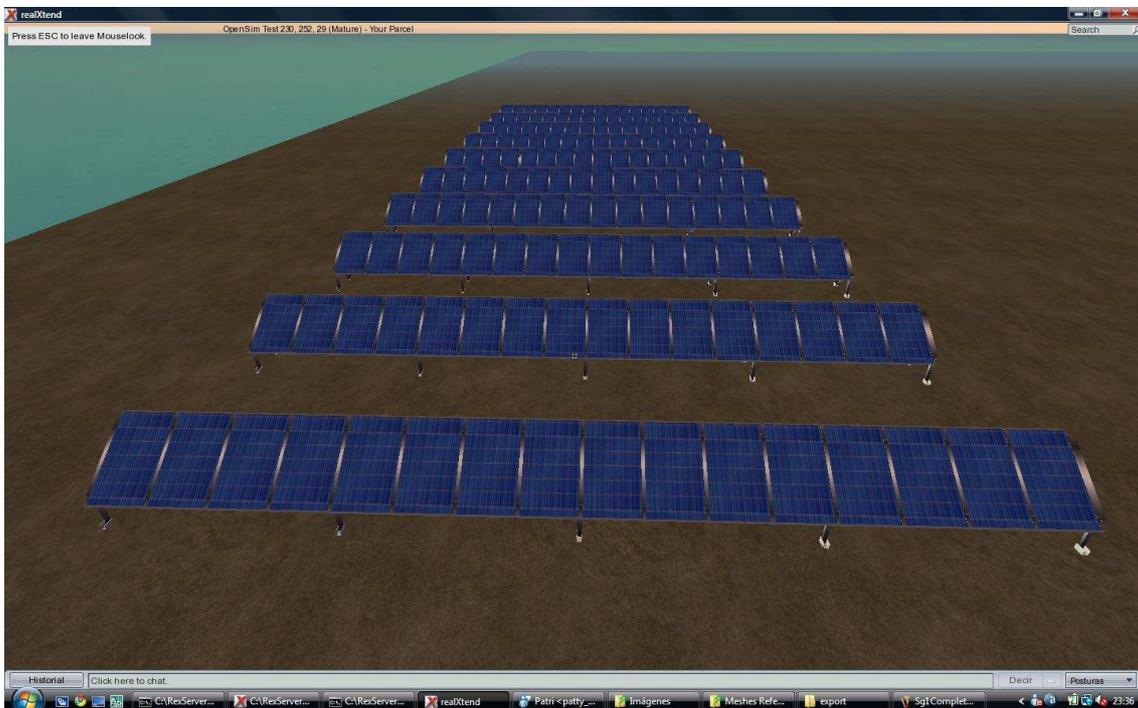
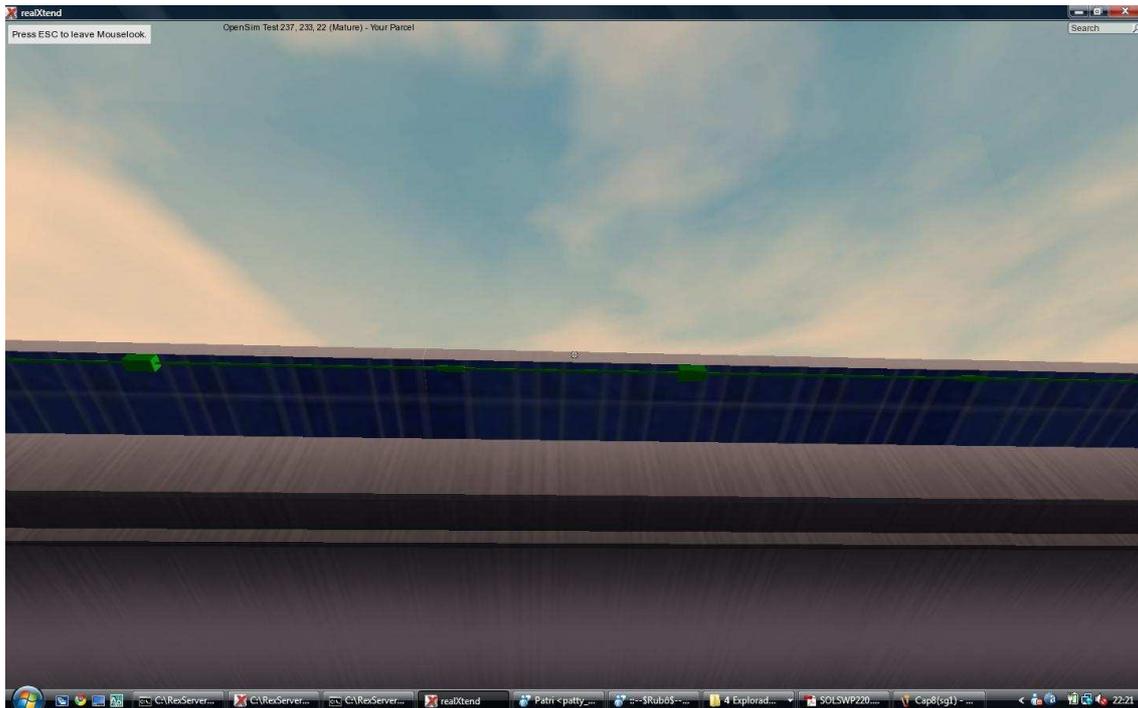


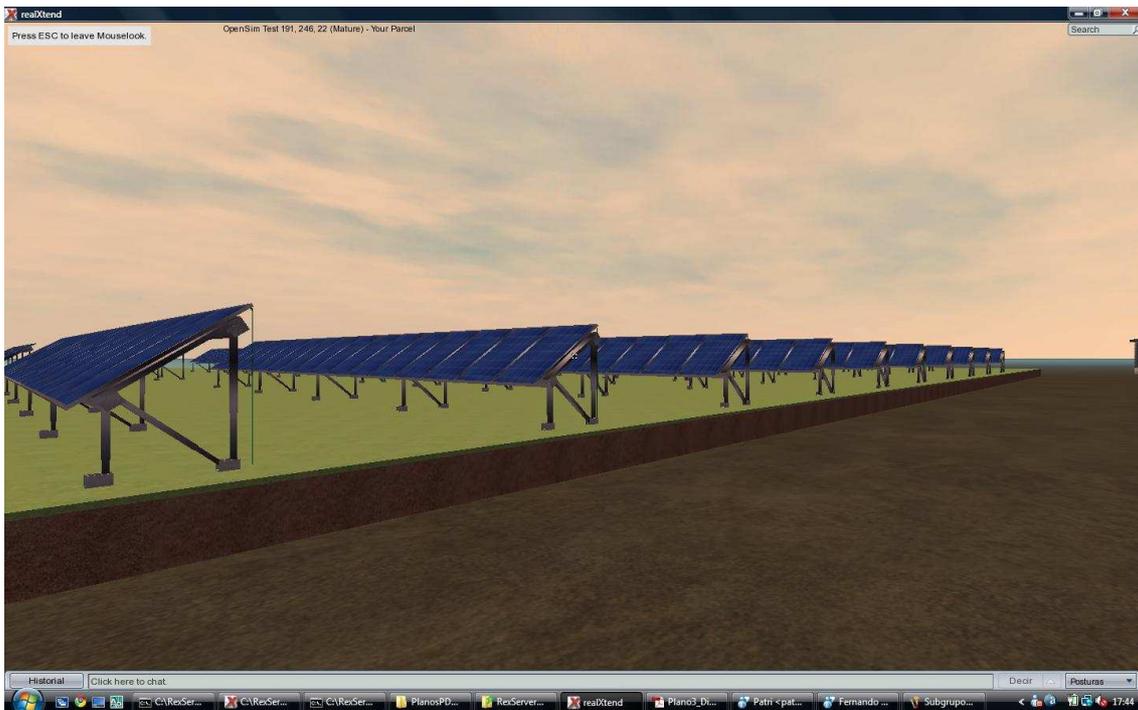
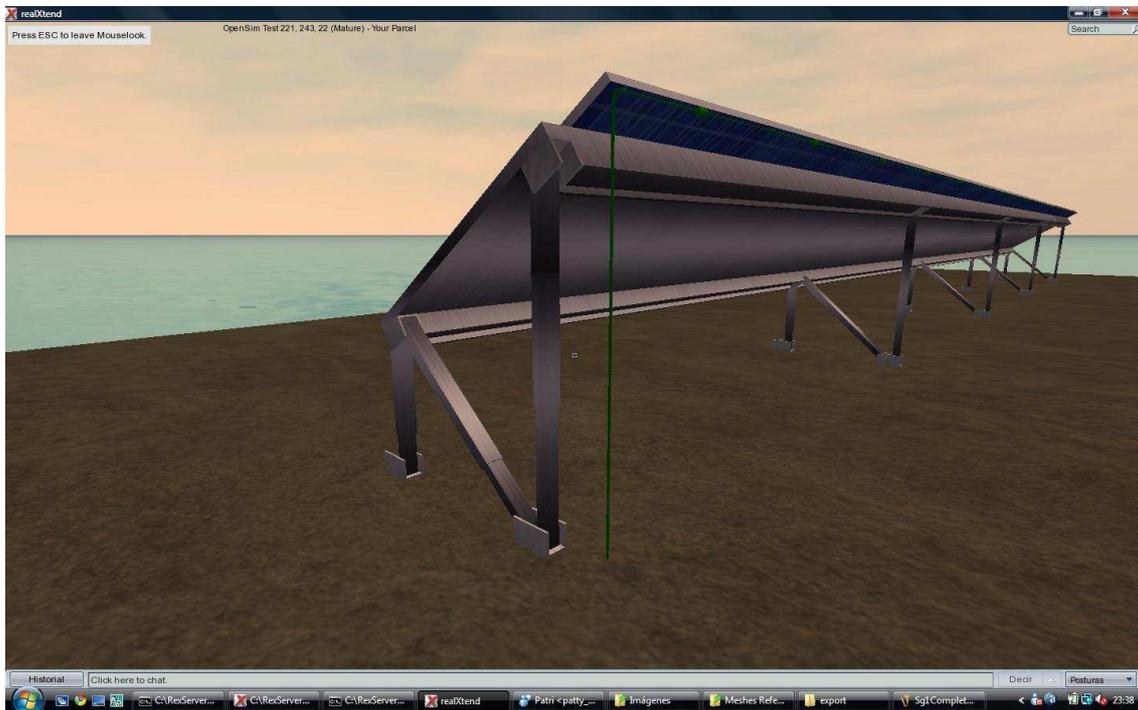


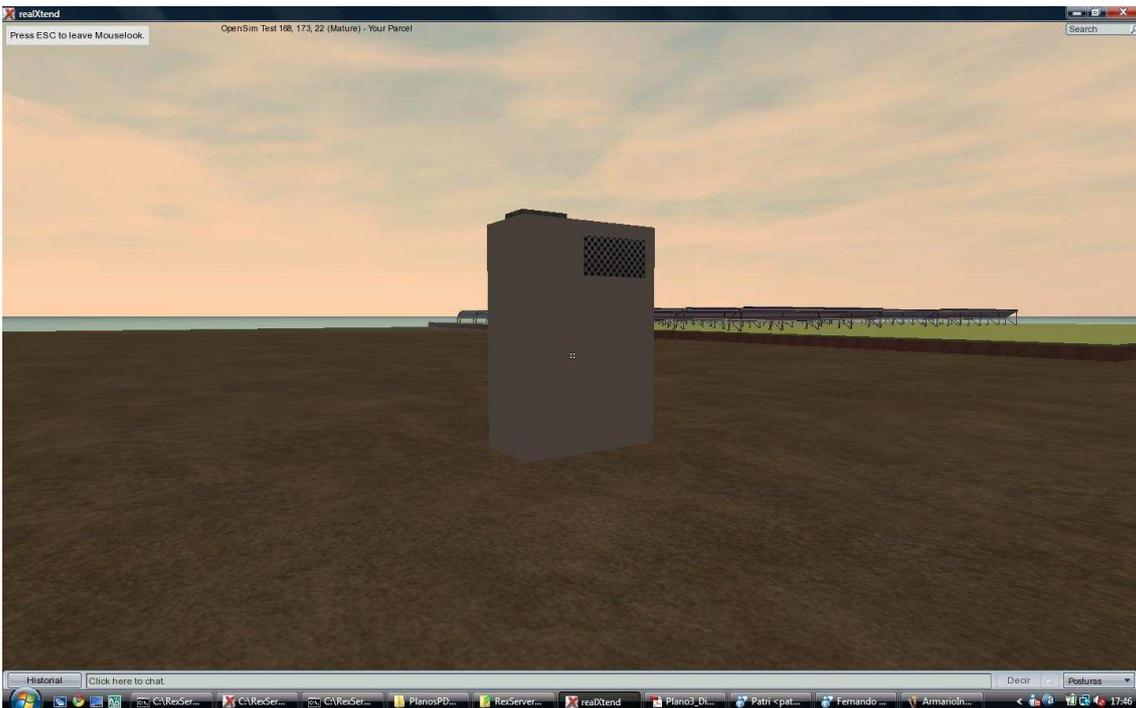


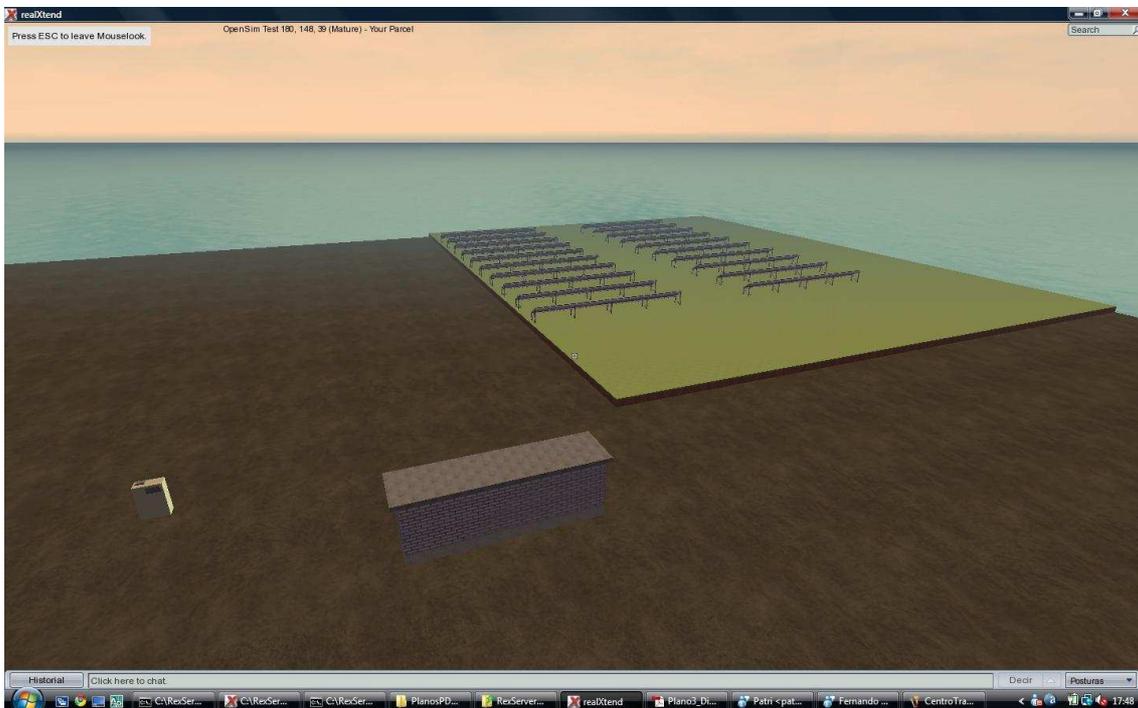
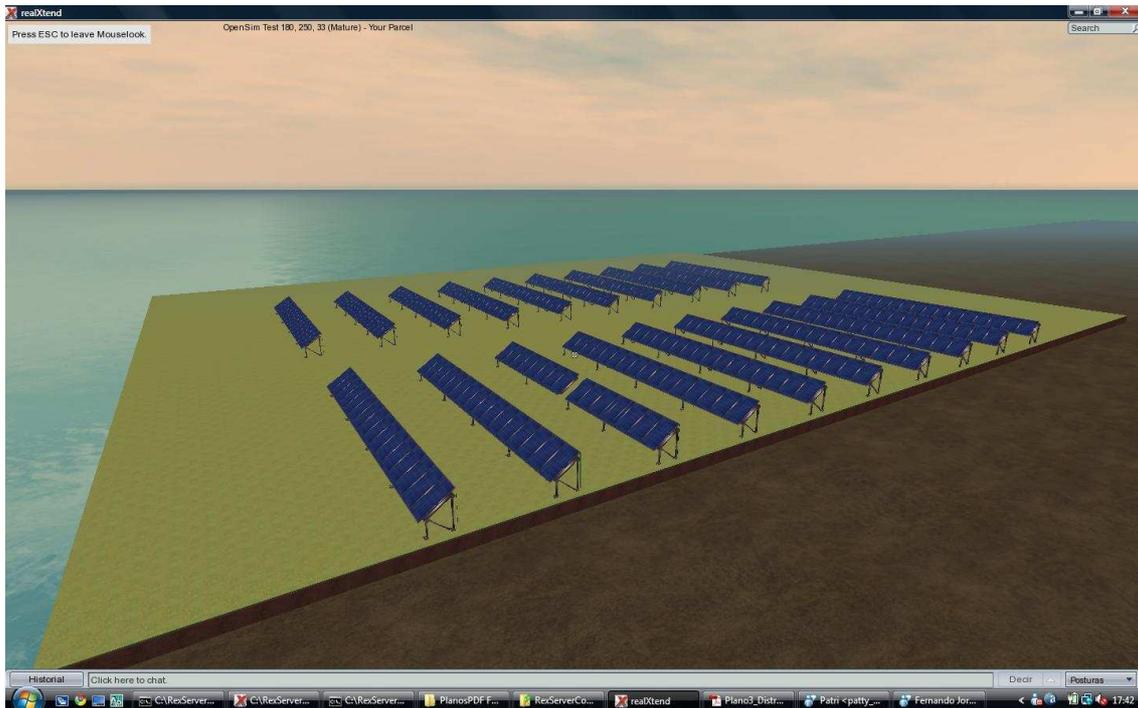


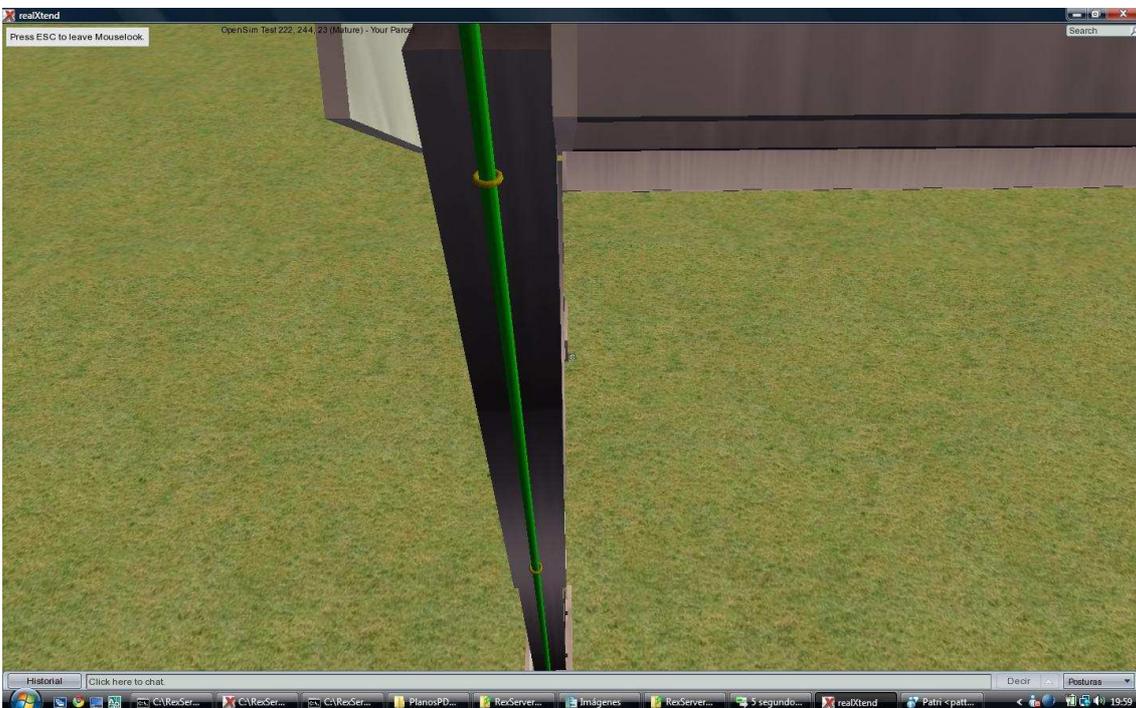
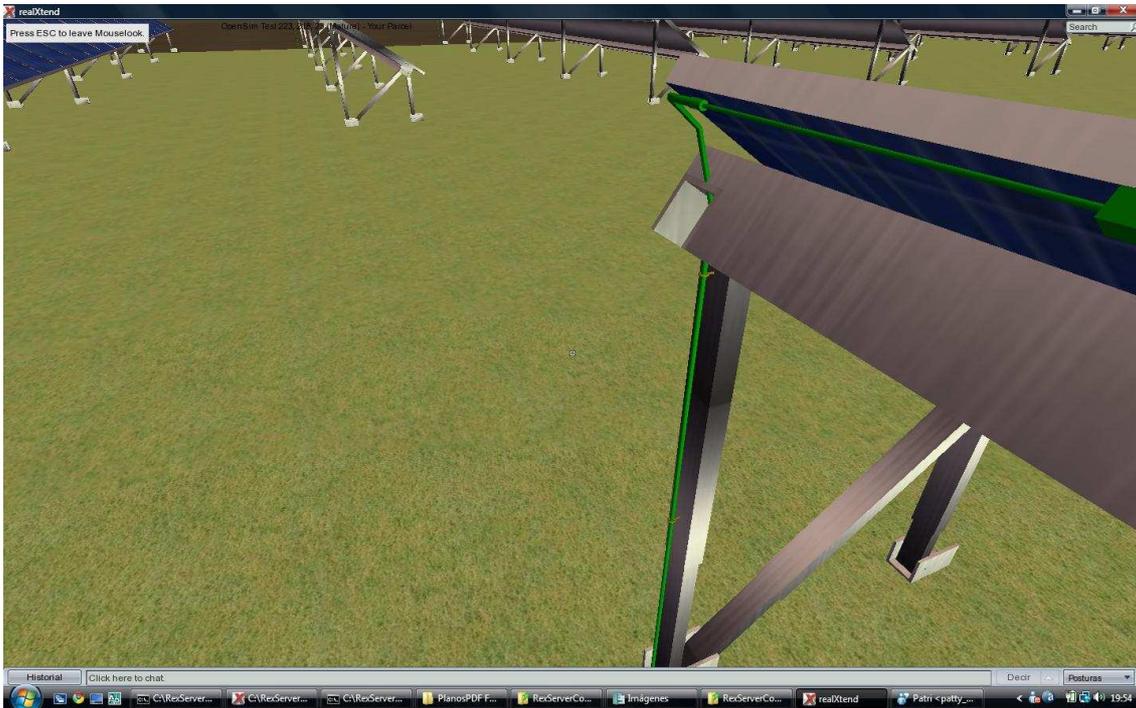


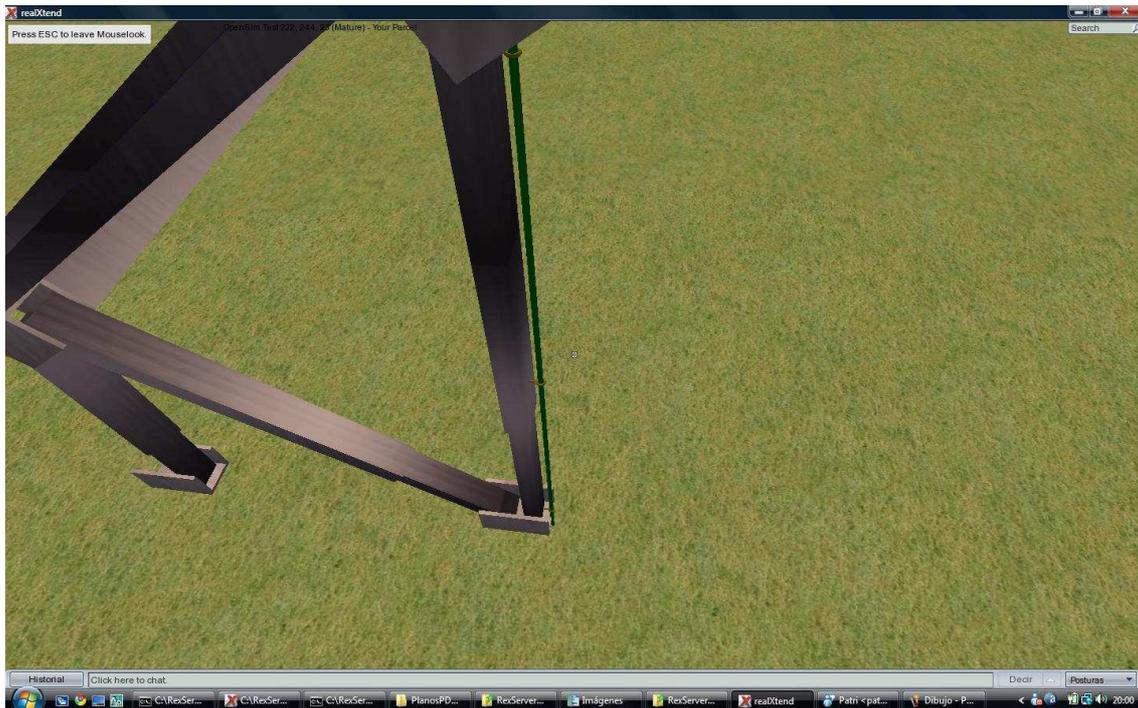


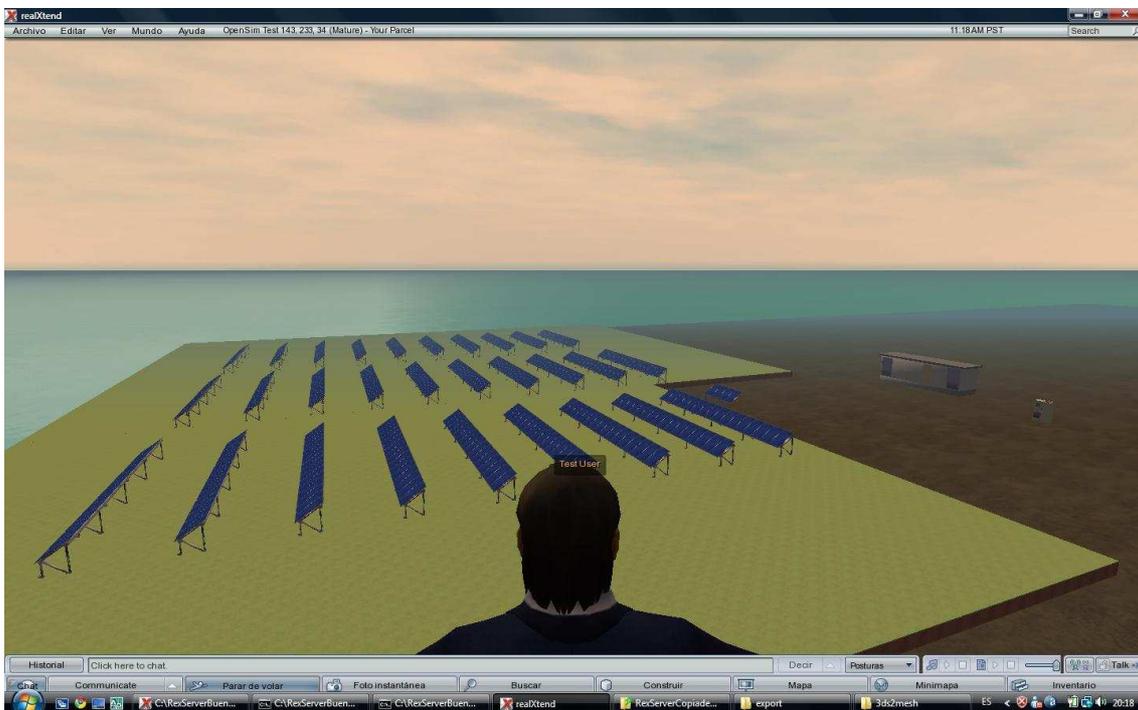
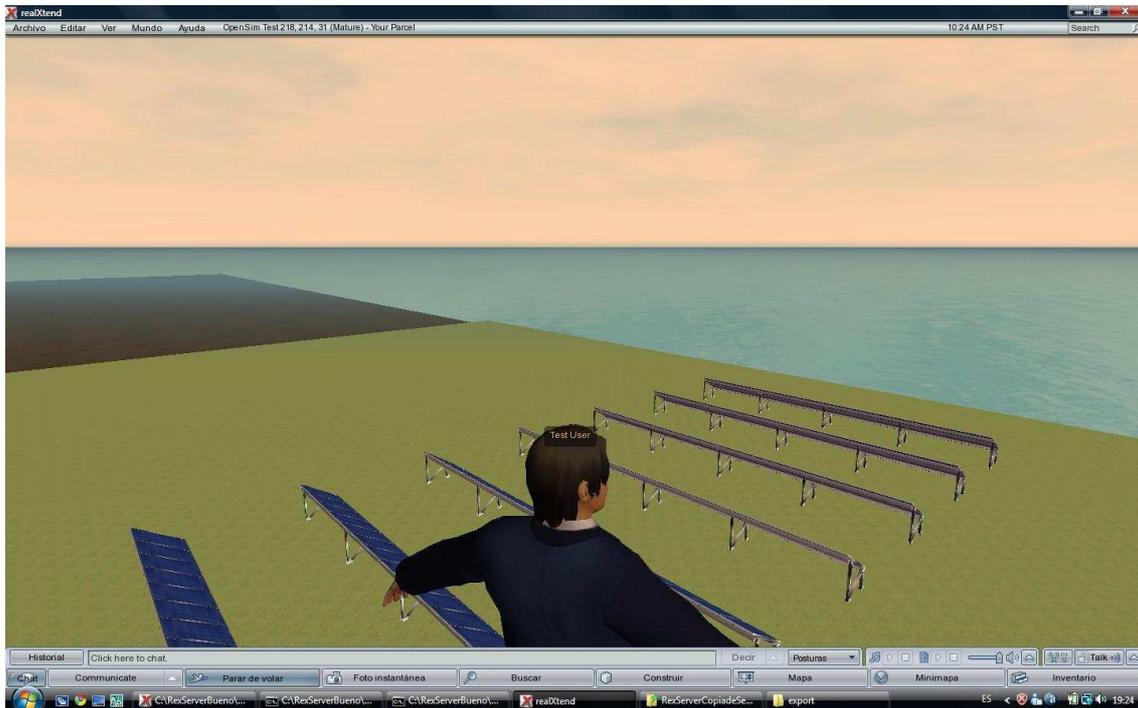


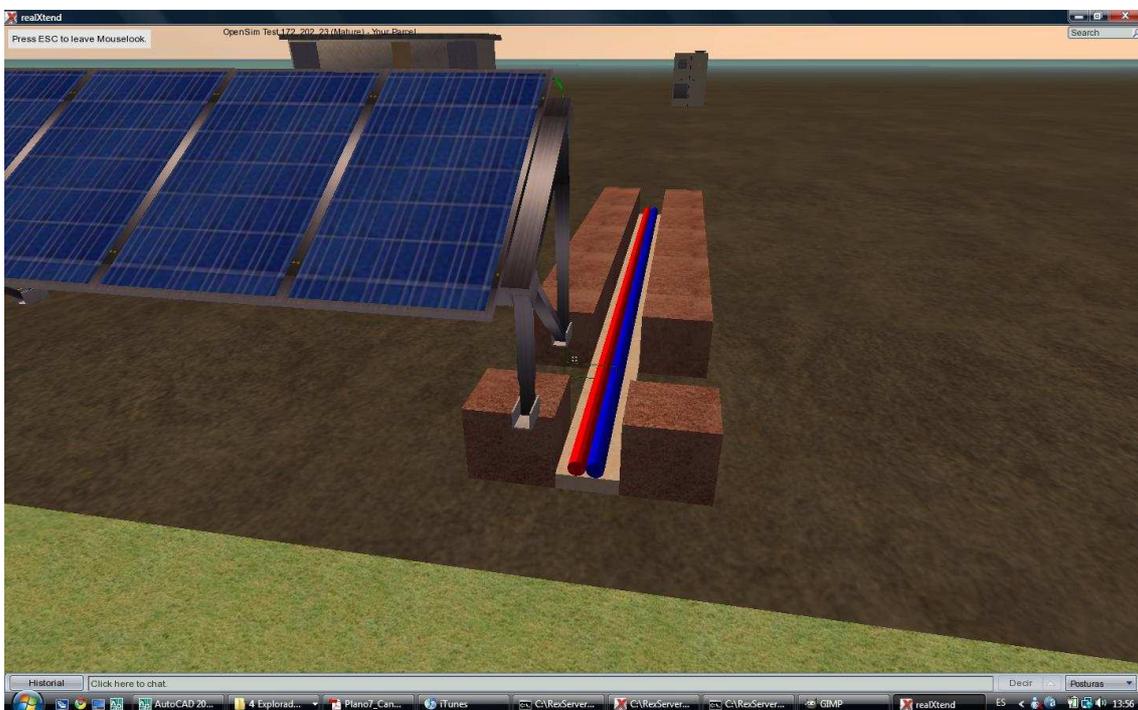
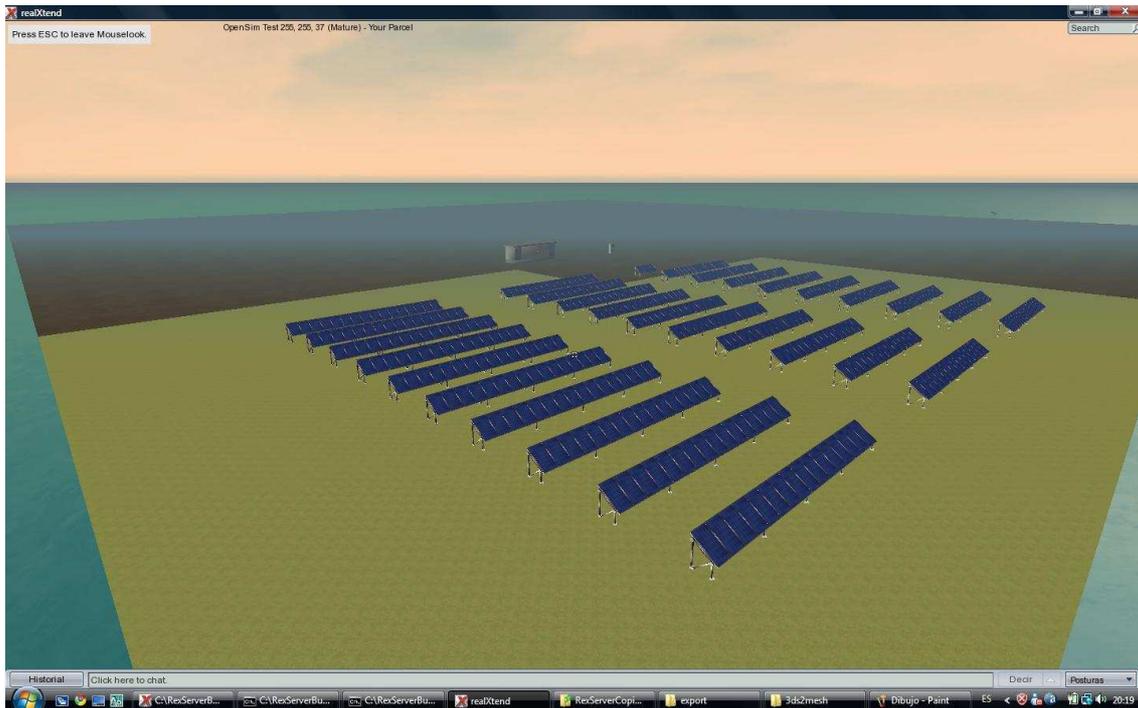


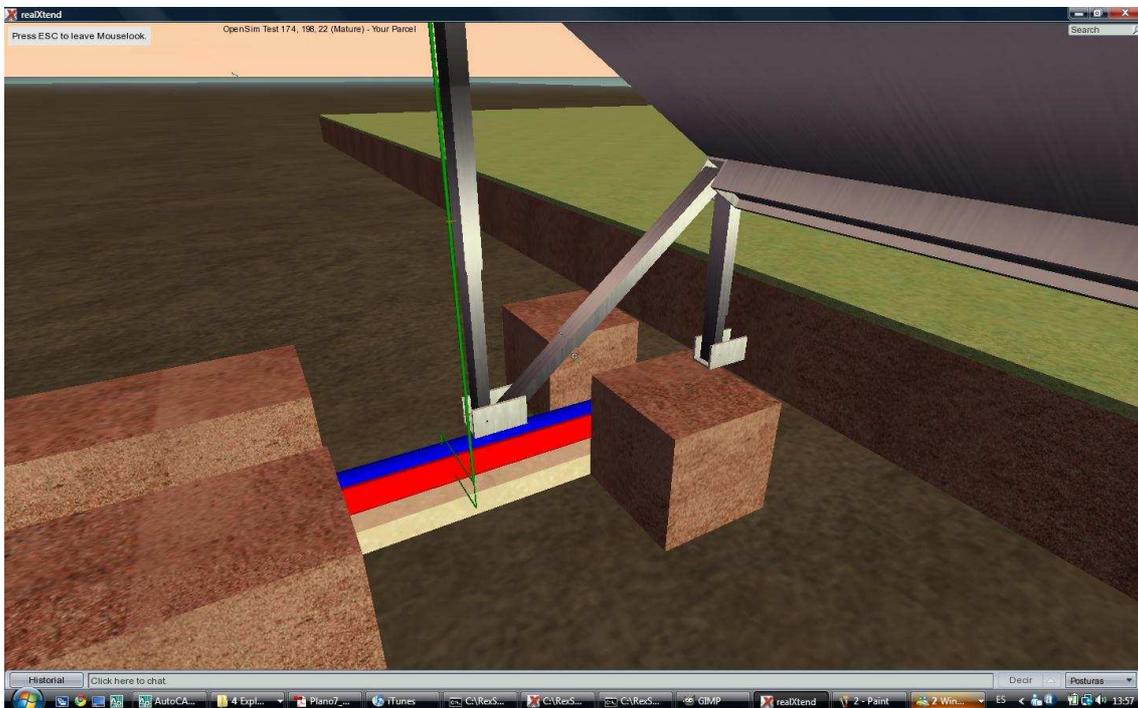
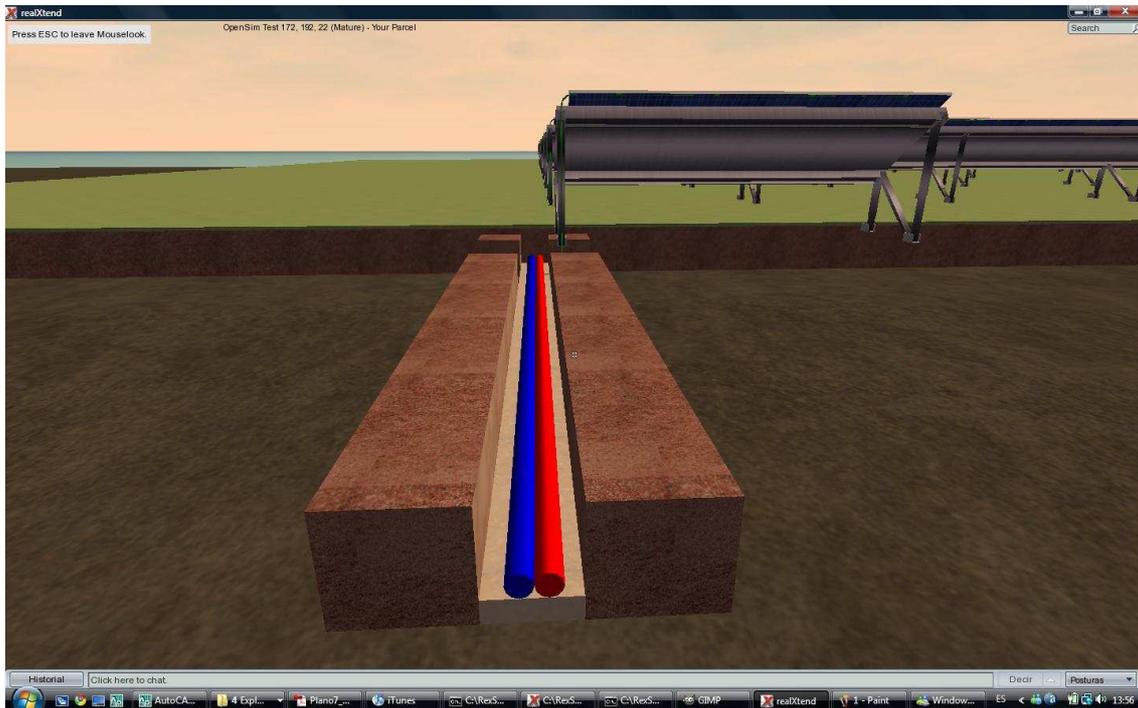


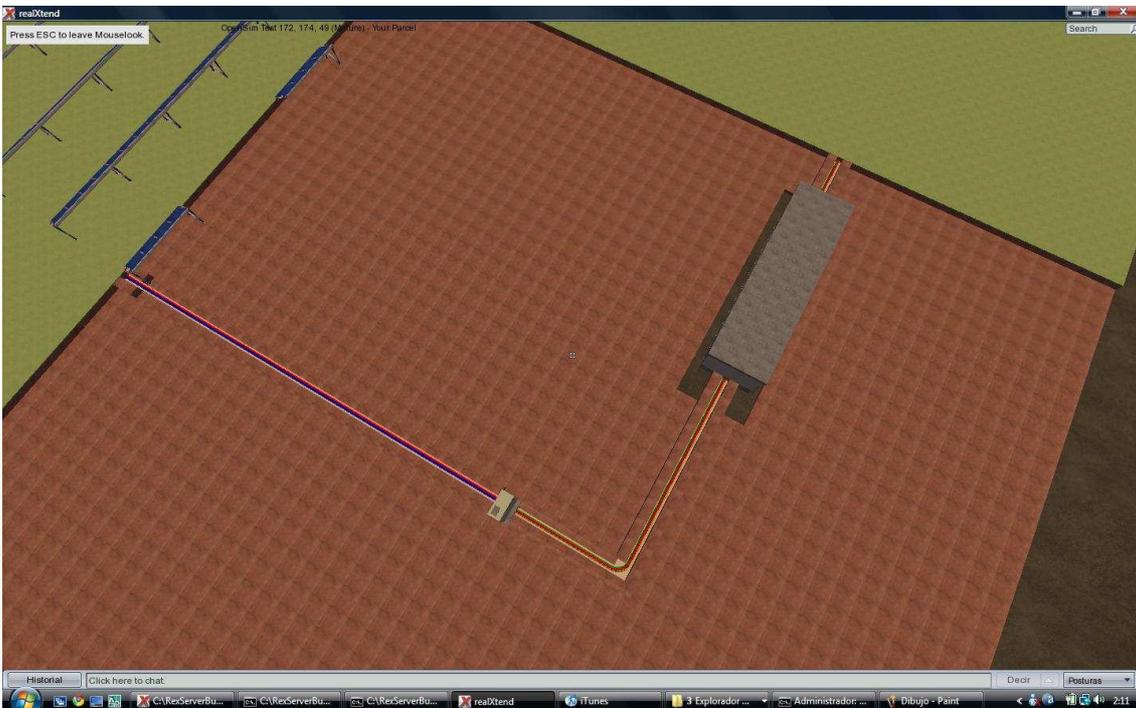
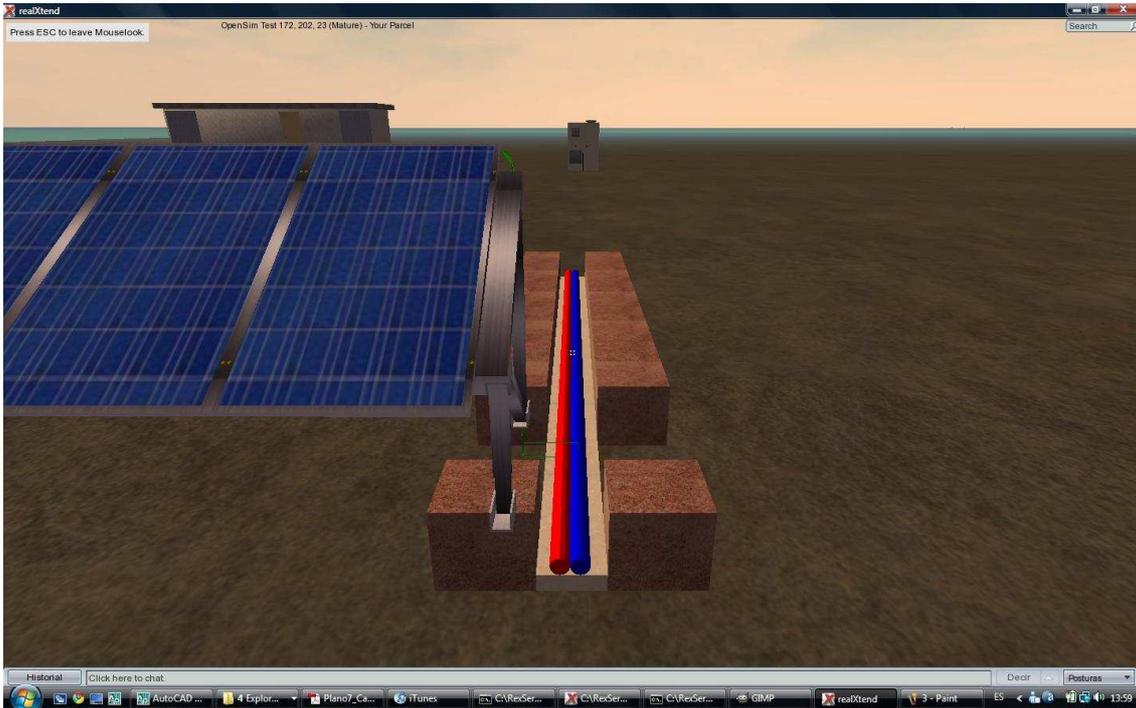


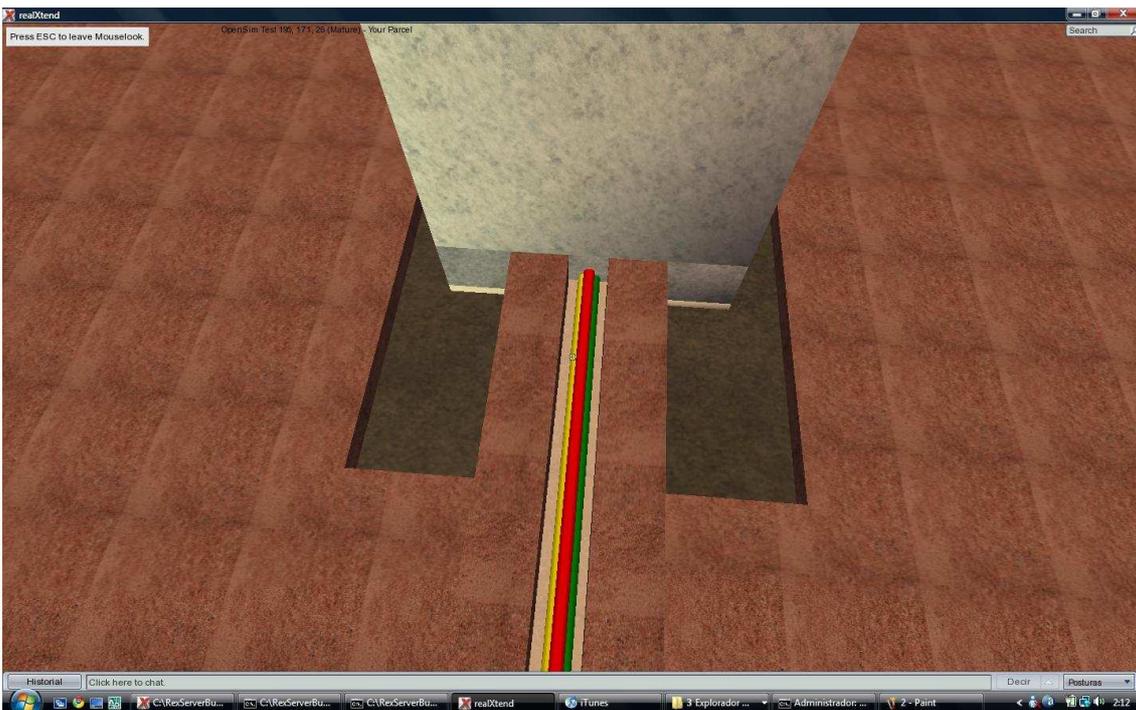
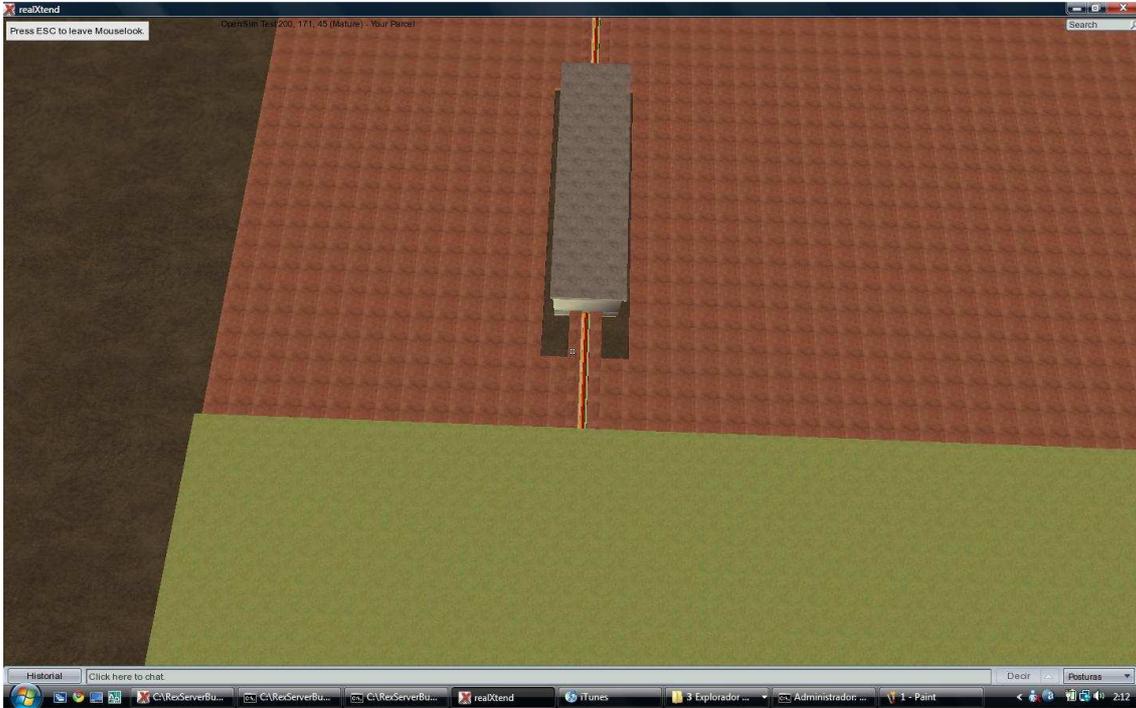


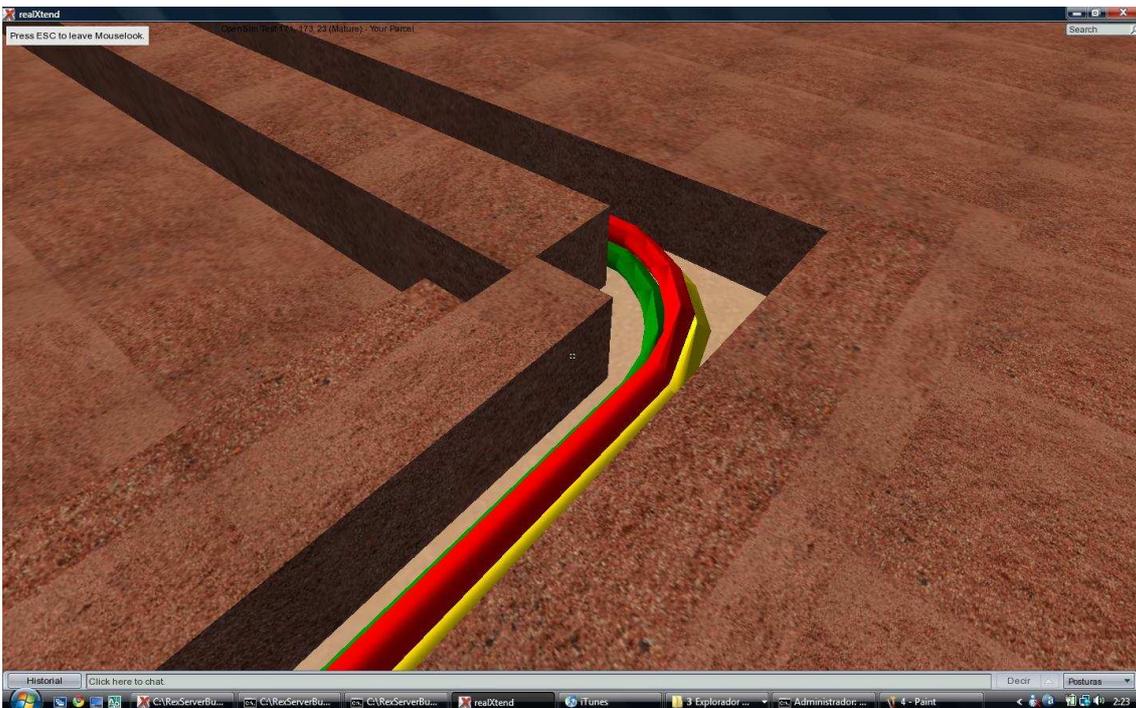
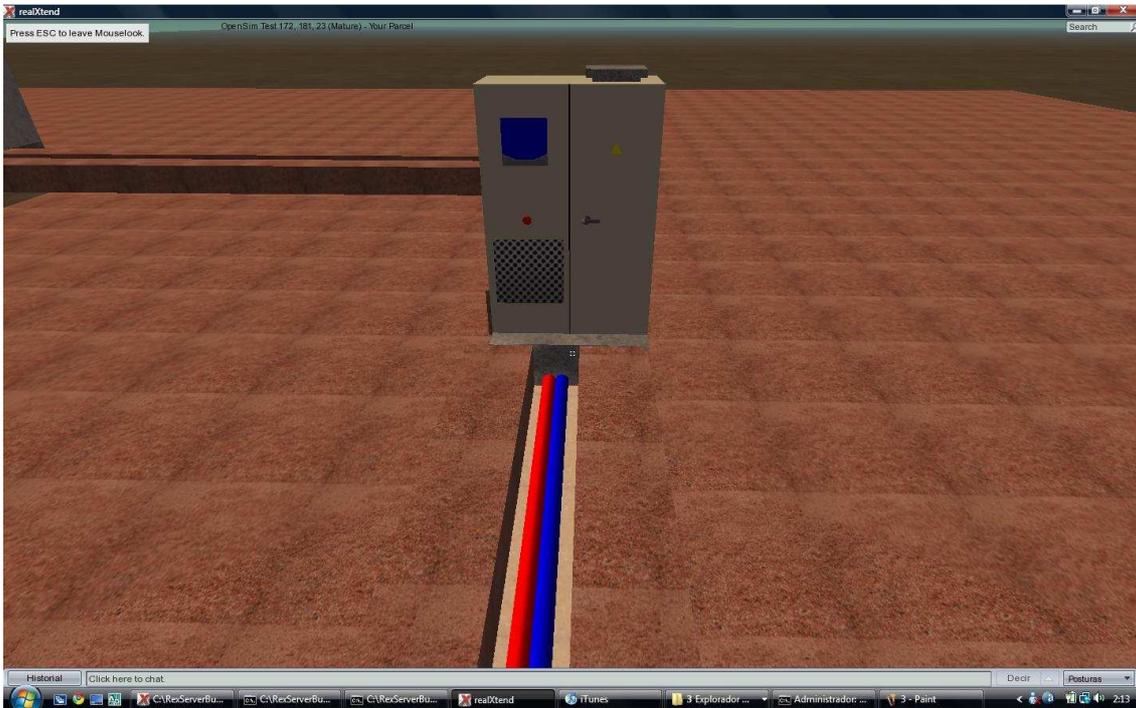


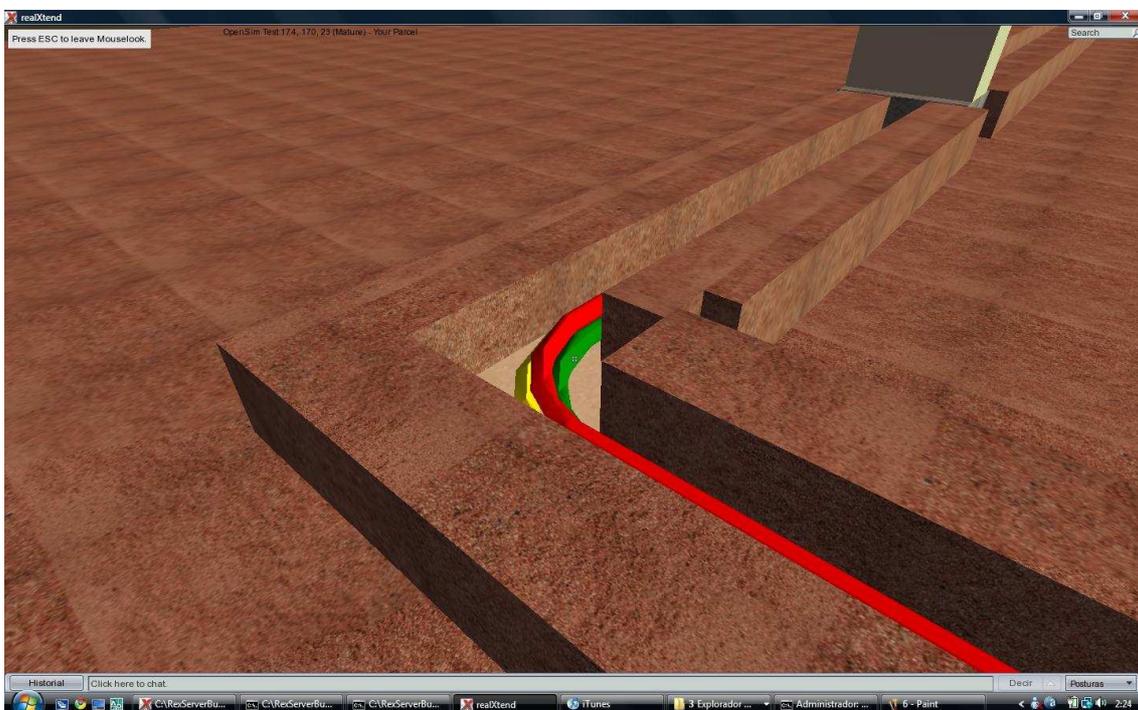


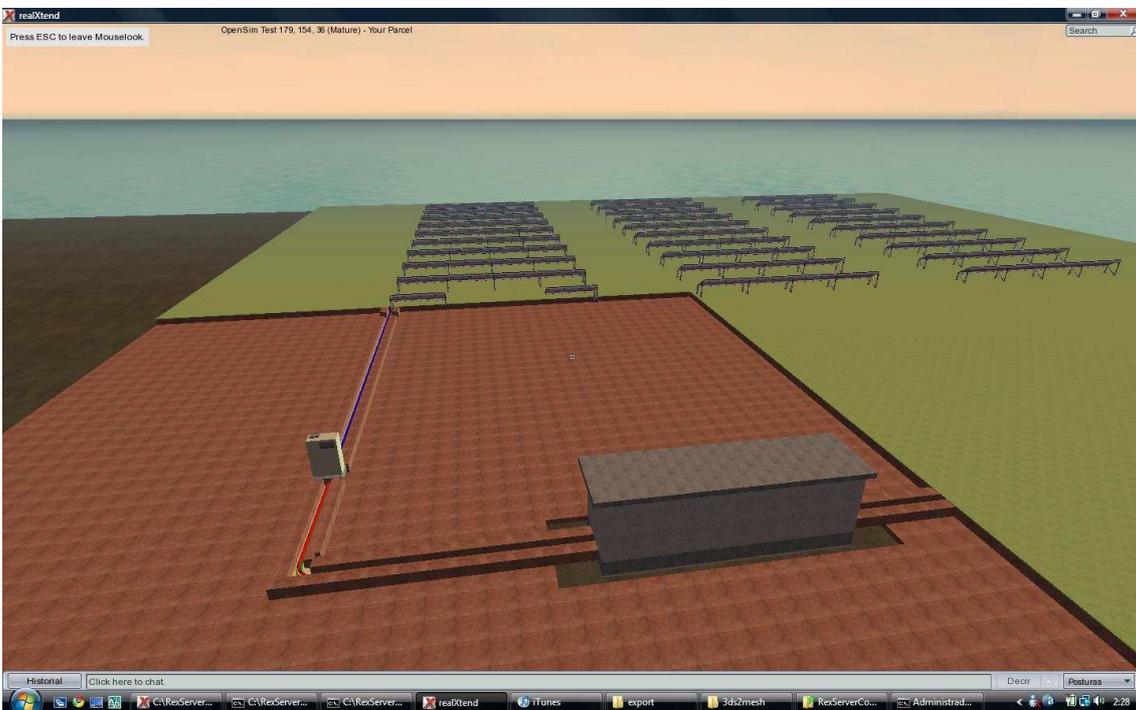
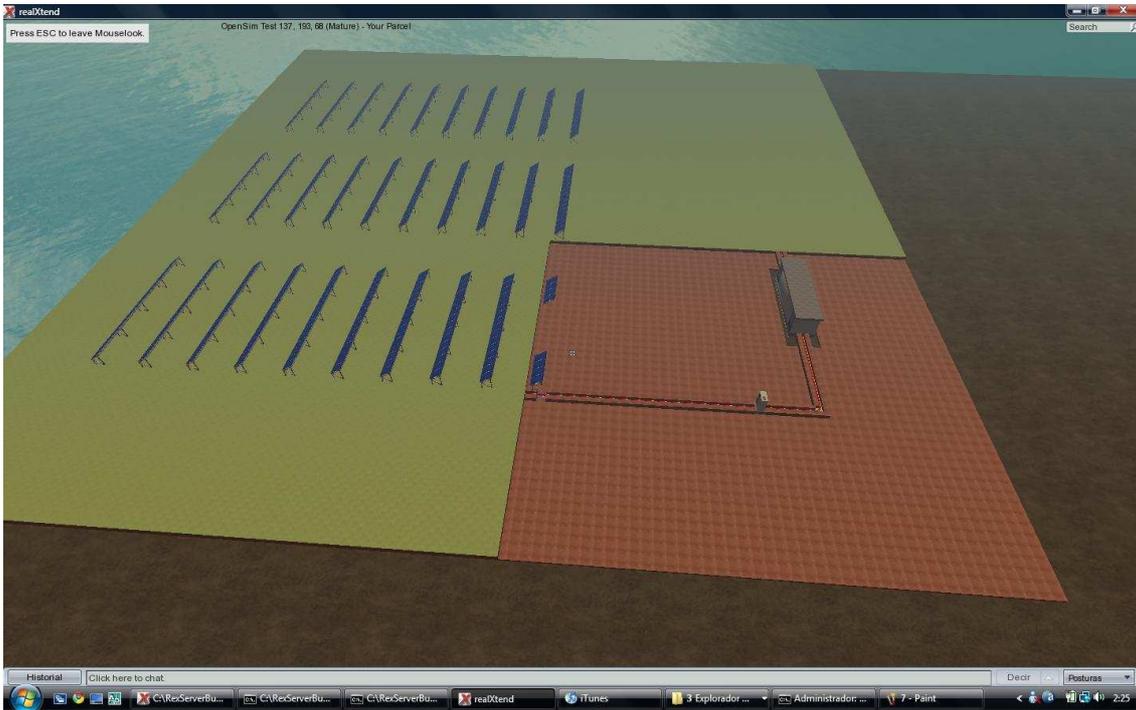












# BIBLIOGRAFÍA

- Goswami, Yogi; Kreith, Frank y F. Kreider, Jan (2000). *“Principles of Solar Engineering, Second Edition”*. Ed. Taylor & Francis.
  
- Madrid Vicente, Antonio (2009). *“Curso de energía solar – Fotovoltaica, térmica y termoeléctrica.”* Ed. Mundi-Prensa, AMV Ediciones
  
- Pareja Aparicio, Miguel (2009). *“Energía solar fotovoltaica, nuevas energías”* Ed. Marcombo
  
- Tobajas Vazquez, Manuel(2002). *“Energía solar fotovoltaica.”* Ed. Ceysa
  
- Mediaactive (2007). *“El gran libro de AutoCAD 2007”*. Ed. Marcombo
  
- Gauthier, J. M. (2005). *“Diseño Animado Interactivo En 3d”*. Madrid: Ed. Anaya Multimedia.
  
- Plaza Medina, D. (2009). *“3ds Max 2009 (Guía Práctica)”*. Madrid: Ed. Anaya Multimedia.

## Referencias Electrónicas

### · Energía Solar:

<http://www.solarweb.net/forosolar/fotovoltaica-sistemas-conexion-red/> (Foro)

[http://www.hmsistemas.es/shop/catalog/calculadora\\_hsp](http://www.hmsistemas.es/shop/catalog/calculadora_hsp). (Calculadora Horas Solares)

<http://www.ies.upm.es/menui/enlaces-de-interes/enlaces-relacionados-con-la-energia-solar.html> (Instituto energía solar Universidad politécnica de Madrid)

[http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home\\_main\\_frame/02\\_radiacion/02\\_intermedio/ej\\_cal\\_radiacion.htm](http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/02_radiacion/02_intermedio/ej_cal_radiacion.htm) . (Fórmulas de cálculo de radiación)

<http://www.idae.es/> (Instituto para la diversificación y ahorro de la energía)

### • 3DStudio Max 2009:

<http://www.foro3d.com> (Tutoriales 3Dstudio Max 2009)

### · RealXtend:

<http://www.realxtend.org/> (Home Page)

[http://wiki.realxtend.org/index.php/Main\\_Page](http://wiki.realxtend.org/index.php/Main_Page) (Wiki)

<http://community.rexdeveloper.org/> (Foro)

[http://docs.google.com/Doc?id=dggsc2zt\\_0gws5j9cj](http://docs.google.com/Doc?id=dggsc2zt_0gws5j9cj) (Documentación RX)

<http://peterquirk.wordpress.com/> (Blog y Tutoriales sobre RX)

[http://n2.nabble.com/realXtend-tutorials-at-CyberTech-News-\(updated-10th-of-March\)-td2354887.html](http://n2.nabble.com/realXtend-tutorials-at-CyberTech-News-(updated-10th-of-March)-td2354887.html) (Tutoriales sobre RX)

<http://www.irenemuni.com/foro/nueva-plataforma-realxtend-vt990.html>  
(Tutoriales)

<http://trizeros.blogspot.com> (Tutoriales RX)

<http://www.baquia.com/noticias.php?id=12497> (Tutoriales)

# CONCLUSIONES

La energía solar es campo en la industria que, por muchas razones, esta en alza en nuestros días. La mejora de los materiales y equipos, la ayuda de los gobiernos a este tipo iniciativas, así como la esperanza de entre todos hacer un mundo menos contaminado en el que se consuman menos combustibles fósiles, hacen que cada día más y más gente se decida a incorporar la energía fotovoltaica a su vida.

Con este proyecto se ha pretendido explicar los principios de la generación fotovoltaica, así como los factores más importantes (obviando el económico) que se deben tener en cuenta a la hora de poner en marcha uno de estos proyectos. Así mismo, se ha pretendido también enfocar el apartado de expresión gráfica desde un punto de vista que un observador inexperto pueda disfrutar y comprender plenamente: un entorno virtual, por el que el espectador pueda moverse libremente, y hacerse una idea aproximada de cómo es una de estas instalaciones.

No obstante, el autor y su tutor son conscientes de que un proyecto basado en un mundo virtual como es este, a la hora de presentarlo según las tramitaciones establecidas (copia en papel, o archivos pdf) pierde gran parte de su cometido, el impacto visual en el espectador. Es por eso por lo que la parte escrita de este proyecto se centra mucho más en el aspecto técnico del diseño de una central, mientras que se espera poder exponer la central fotovoltaica virtualmente con todo lujo de detalles en la defensa del mismo, completando así los dos objetivos propuestos al inicio de este proyecto fin de carrera.

*Alfonso Herranz Olazábal*

*León, a Diciembre de 2009*

**ANEXOS**

# **ÍNDICE DE LOS ANEXOS**

**Anexo I: Cálculo de la irradiación (Pág.1)**

**Anexo II: Rendimiento de la instalación (Pág.6)**

**Anexo III: Energía anual estimada de la instalación (Pág.12)**

**Anexo IV: Separación de filas entre módulos (Pág.14)**

**Anexo V: Cálculos eléctricos para el dimensionado de la instalación (Pág.17)**

**Anexo VI: Cálculos eléctricos en B.T. (Pág. 22)**



# ANEXO I

# CÁLCULO DE LA IRRADIACIÓN



## 1.- INTRODUCCIÓN

En el presente anexo se explicarán brevemente los pasos para calcular la irradiación solar en kWh/m<sup>2</sup> x día sobre la superficie inclinada más favorable para un mayor aprovechamiento de la energía solar. Partiremos de las tablas de radiación horizontal y mediante la ayuda de unos coeficientes obtendremos la irradiación sobre distintas inclinaciones. Luego elegiremos las que nos sean más favorables en función de la época del año.

## 2.- TABLAS DE IRRADIACIÓN HORIZONTAL

En esta tabla está la irradiación horizontal en kWh/m<sup>2</sup> día. Se obtienen de organismos como el Ministerio de Medio Ambiente, tablas publicadas por Censolar o mediante el programa Pvgis de la comunidad europea.

Dependen de la latitud del lugar, para León son los siguientes:

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1,61	2,42	3,83	4,78	5,42	6,14	6,72	5,81	4,78	2,89	1,94	1,33

**Tabla 1:** Irradiación horizontal en kWh/m<sup>2</sup> día

## 3.- COEFICIENTES K

Son los coeficientes que nos permiten pasar de radiación horizontal a radiación sobre superficie inclinada distintos ángulos. Se obtienen del mismo sitio que las tablas anteriores..

Los coeficientes están calculados en función de la latitud del lugar, en este caso suponemos que nuestra finca está colocada de forma que los K más cercanos son los de 42° N

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,06	1,06	1,05	1,03	1,02	1,02	1,02	1,04	1,06	1,08	1,09	1,09
10	1,15	1,12	1,09	1,06	1,04	1,03	1,04	1,06	1,11	1,15	1,18	1,17
15	1,21	1,17	1,13	1,08	1,04	1,03	1,04	1,09	1,15	1,22	1,26	1,25
20	1,27	1,21	1,15	1,09	1,04	1,03	1,05	1,1	1,18	1,28	1,34	1,32
25	1,32	1,25	1,17	1,09	1,04	1,01	1,04	1,1	1,21	1,33	1,4	1,38
30	1,36	1,28	1,19	1,09	1,02	1	1,02	1,1	1,23	1,37	1,46	1,44
35	1,39	1,3	1,19	1,08	1	0,97	1	1,09	1,23	1,4	1,51	1,48
40	1,42	1,31	1,19	1,06	0,97	0,94	0,97	1,08	1,24	1,42	1,54	1,52
45	1,43	1,32	1,18	1,04	0,94	0,9	0,94	1,05	1,23	1,43	1,57	1,54
50	1,44	1,31	1,16	1	0,89	0,86	0,9	1,02	1,21	1,44	1,59	1,56
55	1,44	1,3	1,13	0,97	0,85	0,8	0,85	0,98	1,19	1,43	1,59	1,57
60	1,43	1,28	1,1	0,92	0,79	0,75	0,8	0,93	1,15	1,41	1,59	1,57
65	1,41	1,25	1,06	0,87	0,74	0,69	0,74	0,88	1,11	1,39	1,57	1,55
70	1,38	1,21	1,01	0,81	0,67	0,62	0,67	0,82	1,07	1,35	1,55	1,53
75	1,35	1,17	0,96	0,75	0,6	0,55	0,6	0,76	1,01	1,31	1,52	1,5
80	1,3	1,12	0,9	0,68	0,53	0,48	0,53	0,69	0,95	1,25	1,47	1,46
85	1,25	1,06	0,83	0,61	0,46	0,4	0,46	0,62	0,88	1,19	1,42	1,41
90	1,19	1	0,76	0,54	0,38	0,32	0,38	0,54	0,81	1,12	1,36	1,35

**Tabla 2:** Factores de corrección  $K$  para varias inclinaciones



## 4.- IRRADIACIÓN SOBRE SUPERFICIE INCLINADA

Multiplicando los coeficientes para cada inclinación por la irradiación horizontal obtendremos la irradiación sobre superficie inclinada.

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
0	1,61	2,42	3,83	4,78	5,42	6,14	6,72	5,81	4,78	2,89	1,94	1,33	3,97
5	1,71	2,56	4,03	4,92	5,53	6,26	6,86	6,04	5,06	3,12	2,12	1,45	4,14
10	1,85	2,71	4,18	5,06	5,63	6,32	6,99	6,15	5,30	3,32	2,29	1,56	4,28
15	1,95	2,83	4,33	5,16	5,63	6,32	6,99	6,33	5,49	3,52	2,45	1,67	4,39
20	2,05	2,92	4,41	5,21	5,63	6,32	7,06	6,39	5,64	3,70	2,61	1,76	4,47
25	2,13	3,02	4,49	5,21	5,63	6,20	6,99	6,39	5,78	3,84	2,72	1,84	4,52
30	2,19	3,09	4,56	5,21	5,53	6,14	6,86	6,39	5,88	3,96	2,84	1,92	4,55
35	2,24	3,14	4,56	5,16	5,42	5,95	6,72	6,33	5,88	4,04	2,94	1,97	4,53
40	2,29	3,17	4,56	5,06	5,25	5,77	6,52	6,27	5,92	4,10	2,99	2,03	4,50
45	2,30	3,19	4,52	4,97	5,09	5,53	6,32	6,10	5,88	4,13	3,05	2,05	4,43
50	2,32	3,17	4,45	4,78	4,82	5,28	6,05	5,92	5,78	4,16	3,09	2,08	4,32
55	2,32	3,14	4,33	4,63	4,60	4,91	5,71	5,69	5,69	4,13	3,09	2,09	4,20
60	2,30	3,09	4,22	4,40	4,28	4,60	5,38	5,40	5,49	4,07	3,09	2,09	4,04
65	2,27	3,02	4,06	4,16	4,01	4,24	4,97	5,11	5,30	4,02	3,05	2,07	3,86
70	2,22	2,92	3,87	3,87	3,63	3,81	4,50	4,76	5,11	3,90	3,01	2,04	3,64
75	2,18	2,83	3,68	3,58	3,25	3,38	4,03	4,41	4,83	3,78	2,96	2,00	3,41
80	2,09	2,71	3,45	3,25	2,87	2,95	3,56	4,01	4,54	3,61	2,86	1,95	3,15
85	2,01	2,56	3,18	2,91	2,49	2,46	3,09	3,60	4,20	3,44	2,76	1,88	2,88
90	1,92	2,42	2,91	2,58	2,06	1,96	2,55	3,14	3,87	3,24	2,64	1,80	2,59

**Tabla 3.:** Irradiación en KWh/m<sup>2</sup> día con factor de corrección K

De la gráfica anterior se desprende que las 4 inclinaciones más adecuadas a este proyecto son de 55, 45, 30 y 20 grados de inclinación. Por ello la estructura soporte que debe albergar los módulos podrá modificar su inclinación en al menos esos ángulos.



Si hacemos la media de la energía para un año tenemos:

ENE	2,32
FEB	3,19
MAR	4,56
ABR	5,21
MAY	5,63
JUN	6,32
JUL	7,06
AGO	6,39
SEP	5,88
OCT	4,13
NOV	3,09
DIC	2,09
<b>TOTAL ANUAL</b>	<b>4,65</b>

**Tabla 4:** Media de la radiación anual medida en KWh/m<sup>2</sup> día que nos dan las inclinaciones escogidas



# ANEXO II

# RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN



## 1.- INTRODUCCIÓN

En este anexo se calculará la producción estimada de la planta teniendo en cuenta las pérdidas de la instalación debidas a diferentes factores. Para ello se usarán las fórmulas publicadas por el ECA Instituto de Tecnología y Formación S.A.U., basadas en el CTE y en pliego de condiciones del IDAE.

Se define el rendimiento energético de la instalación, PR (Performance Ratio) como la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo para el período de diseño.

Este factor considera las pérdidas en la eficiencia energética debidas a:

- Temperatura.
- Cableado.
- Dispersión de parámetros y suciedad.
- Errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- Eficiencia energética del inversor.
- Otros.

PR puede englobar tantos factores como el diseñador pueda cuantificar, a fin de establecer un valor de eficiencia de la instalación lo más aproximado a las condiciones reales, y se estima mediante la siguiente expresión. Su valor varía en el tiempo en función de las distintas condiciones a las que se ve sometida la instalación:

$$PR (\%) = (100 - A - P_{temp}) \cdot B \cdot C \cdot D \cdot E \cdot F$$

Cada uno de los términos de la expresión de PR engloba varios factores.

Factor A

$$A = A1 + A2 + A3 + A4$$

A1: uno representa la dispersión de los parámetros entre los módulos debido a que no operan normalmente en las mismas condiciones que las reconocidas como estándar de medida, CEM (1000 W / m<sup>2</sup> y 25°C). Un rango de valores del 10% es una dispersión elevada, 5% es un valor adecuado, y valores inferiores al 5% se identifican con un buen campo solar en este aspecto.

Para este proyecto se ha estimado que un 5% de valor medio es adecuado.

A2: Representa el efecto del polvo y la suciedad depositada sobre los módulos solares. Este valor es muy variable, puesto que depende del emplazamiento de la instalación. El rango de valores estaría entre el 1% para instalaciones poco afectadas por el polvo y suciedad, hasta el 8% donde este aspecto puede tener una mayor influencia.

Para esta instalación la estimación es de un 1%.

A3: Representa las pérdidas por reflectancia angular y espectral. El acabado



superficial de las células tiene influencia sobre este coeficiente también la estacionalidad influye en este parámetro aumentando las pérdidas en invierno así como con la latitud. Un rango de valores puede ser entre el 2% y el 5%. Para este proyecto se ha estimado un valor del 2%, excepto en los meses de enero y diciembre que será de un 2,2%

A4: Representa el factor de sombras. FS. un rango de valores puede ser entre el 1% (valor mínimo por defecto) y el 10%, valor a partir del cual las sombras pueden repercutir negativamente en el correcto funcionamiento de la instalación.

Se ha estimado el valor mínimo 1%.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Pérdidas por dispersión de parámetros entre los módulos A1	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Pérdidas por polvo y suciedad A2	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Pérdidas reflectancia angular y espectral A3	2,2%	2,2%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,2%
Pérdidas por sombras A4	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
<b>Total pérdidas factor A.</b>	<b>9,2%</b>	<b>9,2%</b>	<b>9,0%</b>	<b>9,2%</b>								

**Tabla 1: Pérdidas del factor A**

## 2.- PÉRDIDAS POR TEMPERATURA

Ptemp. representa las pérdidas medias anuales debidas al efecto de la temperatura sobre las células fotovoltaicas.

$$R_{temp} (\%) = 100 * (1 - 0,0035 * (T_c - 25))$$

Siendo  $T_c$  la temperatura a la que están trabajando las células solares. Para calcular  $T_c$  usaremos:

$$T_c = T_{amb} + (TONC - 20) * E/800$$

Rtemp: es el rendimiento medio descontadas las pérdidas Ptemp

Tamb: temperatura ambiente en °C

TONC: temperatura de operación nominal de la célula. Es proporcionado por el fabricante y normalmente esta entre 45 y 47 °C. También se conoce como NOCT y en nuestro caso el fabricante dice que es 46°C.

E: irradiancia solar en W / m<sup>2</sup>

$$P_{temp} = 100 - R_{temp}$$



La temperatura de las células se eleva por encima de la temperatura ambiente de forma proporcional a la irradiación incidente, lo que tiene como consecuencia una reducción del rendimiento de las mismas.

Para calcular E se dividirá la irradiación anual total sobre el ángulo de inclinación entre el nº total de horas anuales de sol, que para León es de 2.734.

	Irradiación horizontal kWh/m2.día	Días por mes	Irradiación kWh/m2.mes	Inclinación n	Factor de corrección K	Energía en el ángulo de inclinación kWh/m <sup>2</sup> .mes
ENE	1,61	31	49,94	55	1,44	71,92
FEB	2,42	28	67,67	45	1,32	89,32
MAR	3,83	31	118,83	30	1,19	141,41
ABR	4,78	30	143,33	30	1,09	156,23
MAY	5,42	31	167,92	20	1,04	174,63
JUN	6,14	30	184,17	20	1,03	189,69
JUL	6,72	31	208,39	20	1,05	218,81
AGO	5,81	31	179,97	30	1,1	197,97
SEP	4,78	30	143,33	45	1,23	176,30
OCT	2,89	31	89,56	45	1,43	128,06
NOV	1,94	30	58,33	55	1,59	92,75
DIC	1,33	31	41,33	55	1,57	64,89
Total						1702,00

**Tabla 2: Irradiación total anual**

$$E = 1702 / 2730 = 622 \text{ W/h}$$

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
T. amb. media durante las horas de sol °C	5	6	10	12	15	19	22	22	19	14	9	6
TONC °C (fabricante)	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
Irradiancia E	622	622	622	622	622	622	622	622	622	622	622	622
Tc °C	25,22	26,22	30,22	32,22	35,22	39,22	42,22	42,22	39,22	34,22	29,22	26,22
Rendimiento mensual	99,9%	99,6%	98,2%	97,5%	96,4%	95,0%	94,0%	94,0%	95,0%	96,8%	98,5%	99,6%
Pérdidas por temperatura	0,075%	0,425%	1,825%	2,525%	3,575%	4,975%	6,025%	6,025%	4,975%	3,225%	1,475%	0,425%

**Tabla 3: Pérdidas por temperatura**



### 3.- PÉRDIDAS CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA

B coeficiente relacionado con las pérdidas en el cableado de la parte de corriente continua, es decir, entre los módulos fotovoltaicos y el inversor. Se incluyen las pérdidas en los fusibles conmutadores, conexiones, etc.

$$B = ( 1 - Lcabcc )$$

El valor de Lcabcc ha sido calculado en el anexo de cálculos eléctricos de baja tensión y su valor es 0,79%. Luego  $B = 1 - 0,0079 = 0,9921$ .

### 4.- PÉRDIDAS CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA

C, coeficiente relacionado con las pérdidas en el cableado de la parte de corriente alterna en baja tensión.

$$C = ( 1 - Lcabca )$$

El valor de Lcabca ha sido calculado en el anexo de cálculos eléctricos de baja tensión y su valor es 0,25%. Luego  $C = 1 - 0,0025 = 0,9975$ .

### 5.- PÉRDIDAS POR DISPONIBILIDAD

D, está relacionado con las pérdidas por disponibilidad de la instalación. Con este coeficiente se cuantifican las pérdidas debidas al paro de la misma, de forma parcial o total, debido a fallos en red, mantenimiento etc..

$$D = ( 1 - Ldisp )$$

Un valor adecuado para las pérdidas por disponibilidad es el 5%, por lo que el valor máximo de D será de 0,95.

Para este proyecto usaremos el valor de  $D = 0,95$

### 6.- EFICIENCIA DEL INVERSOR

E, representa los valores de eficiencia del inversor. Este dato es facilitado por el fabricante.

El inversor usado en el proyecto, el XANTREX GT100E, tiene una eficiencia mínima del 96%, garantizado por el fabricante. Usaremos como valor 96%.



## 7.- PÉRDIDAS POR EL NO SEGUIMIENTO DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA

F, está relacionado con las pérdidas por el no seguimiento del punto de máxima potencia y en los umbrales de arranque del inversor.

$$F = (1 - L_{pmp})$$

Unos valores de referencia para estas pérdidas pueden ser entre el 5% y el 10%, pudiendo tomar como valor de referencia el 8%, por lo que F tendrá valores comprendidos entre 0,95 y 0,90.

Para el proyecto usaremos un 95%.

## 8.- CONCLUSIONES SOBRE EL RENDIMIENTO. CÁLCULO DEL PERFORMANCE RATIO.

Finalmente teniendo en cuenta todas las pérdidas y aplicando la fórmula

$$PR(\%) = (100 - A - P_{temp}) \cdot B \cdot C \cdot D \cdot E \cdot F$$

obtenemos el PR.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
P.temperatura	0,075	0,425	1,825	2,525	3,575	4,975	6,025	6,025	4,975	3,225	1,475	0,425
Factor A.	9,2000	9,2000	9,0000	9,0000	9,0000	9,0000	9,0000	9,0000	9,0000	9,0000	9,0000	9,2000
B pérdidas cc	0,9921	0,9921	0,9921	0,9921	0,9921	0,9921	0,9921	0,9921	0,9921	0,9921	0,9921	0,9921
C pérdidas ca	0,9975	0,9975	0,9975	0,9975	0,9975	0,9975	0,9975	0,9975	0,9975	0,9975	0,9975	0,9975
Factor D	0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	0,9500
Factor E	0,9600	0,9600	0,9600	0,9600	0,9600	0,9600	0,9600	0,9600	0,9600	0,9600	0,9600	0,9600
Factor F	0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	0,9500
PR	77,788%	77,488%	76,459%	75,859%	74,959%	73,758%	72,858%	72,858%	73,758%	75,259%	76,759%	77,488%

**Tabla 4:** Valor del rendimiento energético de la instalación (Performance Ratio)

En la tabla anterior aparece calculado el rendimiento de la instalación para cada mes del año.

**Si hacemos la media anual obtenemos un 75,44 % de rendimiento anual.**



# ANEXO III

# ENERGÍA ANUAL ESTIMADA DE LA INSTALACIÓN



Partiendo de los datos obtenidos en el anexo de irradiación y en el anexo de pérdidas calcularemos la producción estimada de la instalación a la entrada del transformador. Para ello usaremos la siguiente expresión:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{mp} \cdot PR}{G_{CEM}}$$

$E_p$ : Producción estimada mensual.

$G_{dm}(\alpha, \beta)$ : Valor medio mensual de irradiación sobre el plano del generador.

$P_{mp}$ : Potencia pico del generador (kWp)  $480 \times 220 = 105600 \text{ W}$

PR: Rendimiento energético de la instalación.

$G_{CEM}$ : Constante de valor  $1 \text{ kW/m}^2$

	Irradiación horizontal kWh/m2.día $G_{dm}(0)$	Factor de corrección K	Inclinación	$G_{dm}(\alpha, \beta)$ Irradiación sobre no horizontal kWh/m2 día	Potencia pico del generador en kW	$G_{dm}(\alpha, \beta)$ . $P_{mp}$ kWh/m2 día	Performance Ratio (PR)	$E_p$ kWh/día	Días por mes	Energía mensual kWh	Energía mensual MWh
ENE	1,61	1,44	55	2,32	105.6	244.99	0,7779	190.57	31	5907.67	5.908
FEB	2,42	1,32	45	3,19	105.6	336.86	0,7749	261.03	28	7308.84	7.309
MAR	3,83	1,19	30	4,56	105.6	481.53	0,7646	368.18	31	11413.58	11.413
ABR	4,78	1,09	30	5,21	105.6	550.17	0,7586	417.36	30	12520.8	12.521
MAY	5,42	1,04	20	5,63	105.6	594.53	0,7496	445.66	31	13815.46	13.814
JUN	6,14	1,03	20	6,32	105.6	667.39	0,7376	492.27	30	14768.1	14.768
JUL	6,72	1,05	20	7,06	105.6	745.54	0,7286	543.20	31	16839.2	16.839
AGO	5,81	1,1	30	6,39	105.6	674.78	0,7286	491.64	31	15240.84	15.241
SEP	4,78	1,23	45	5,88	105.6	620.93	0,7376	457.99	30	13739.7	13.740
OCT	2,89	1,43	45	4,13	105.6	436.13	0,7526	328.23	31	10175.13	10.175
NOV	1,94	1,59	55	3,09	105.6	326.30	0,7676	250.47	30	7514.1	7.514
DIC	1,33	1,57	55	2,09	105.6	220.70	0,7749	171.02	30	5130.6	5.131
PROMD	3,97					491.65					
TOTAL											134.37

**Tabla 1:** Producción estimada de la instalación

La producción estimada anualmente asciende, según los cálculos, a **134.37MW**



# ANEXO IV

# SEPARACIÓN ENTRE FILAS DE MÓDULOS



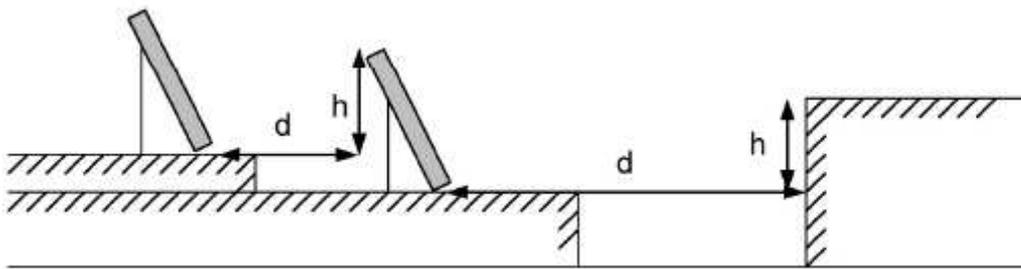
## 1.- DISTANCIA MÍNIMA ENTRE FILAS DE MÓDULOS

La distancia  $d$ , medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculo, de altura  $h$ , que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno (21 de diciembre). Esta distancia  $d$  será superior al valor obtenido por la expresión:

$$d = h / \tan (61^\circ - \text{latitud})$$

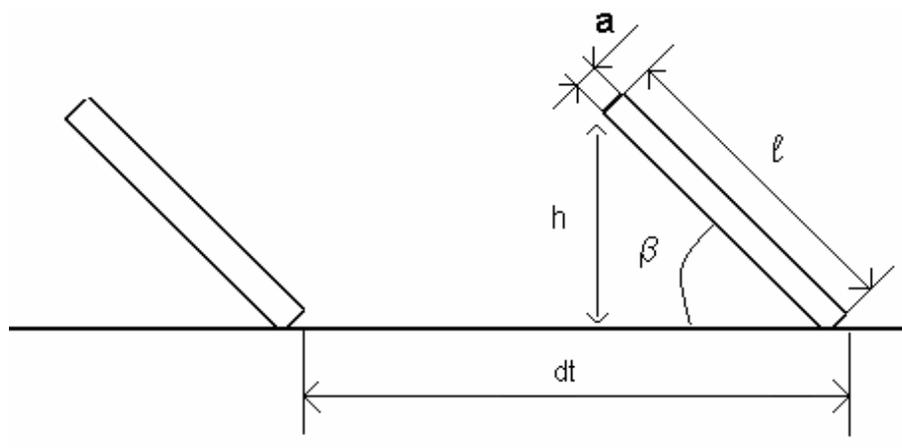
donde  $1/\tan (61^\circ - \text{latitud})$  es un coeficiente adimensional denominado  $k$ .

Con el fin de clarificar posibles dudas respecto a la toma de datos relativos a  $h$  y  $d$ :



**Figura 1:** Distancia entre filas

La separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a la obtenida por la expresión anterior.



**Figura 2:** Distancia total entre filas



La distancia total  $dt$ , incluirá también la proyección de la longitud del panel sobre la horizontal ( $l \times \cos B$ ) y el grosor del panel  $a$ .

En el caso más desfavorable, 21 de diciembre, la inclinación del panel,  $B = 60^\circ$  las distancias para el panel SW 220 poly calculadas son las siguientes

(Las dimensiones del panel son 1.675 mm de largo, 1.001 mm de ancho y 34 mm de grosor.)

$$d = 4.213 \text{ mm}$$

$$l \times \cos B = 838 \text{ mm}$$

$$dt = 5.085 \text{ mm}$$

La distancia mínima sobre la horizontal entre las filas de módulos será de 5,1m.

La parcela es sustancialmente llana, por lo tanto no tendremos en cuenta los desniveles.



# ANEXO V

## **CÁLCULOS ELÉCTRICOS PARA EL DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN**



# 1.- ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS MATERIALES SELECCIONADOS

## 1.1.- INVERSOR

Fabricante: XANTREX  
Modelo: GT100E

### Especificaciones eléctricas:

- Tensión nominal de línea de CA: 400 VCA (+10%/-12%)
- Corriente máxima de línea de CA: 164 ARMS(con tensión de línea baja)
- Frecuencia nominal de línea: 50 Hz, +0,5 -0,7 Hz
- Potencia de salida: 100,0 kW
- Tensión máxima en circuito abierto: 650 VCC
- Intervalo de control de potencia máxima: 300-650 VCC
- Voltaje mínimo de control de potencia máxima FV: 300 VCC
- Corriente FV máxima: 347 ACC

## 1.2.- MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Fabricante: SolarWorld  
Modelo: SW220-Poly

### Especificaciones eléctricas:

#### **Características bajo condiciones estándar:**

- Potencia nominal: 220 Wp
- Tensión en el punto máximo de potencia (VPMP): 29.8 V
- Intensidad en el punto máximo de potencia (IPMP): 7.4 A
- Tensión a circuito abierto (Vo): 36.6 V
- Intensidad de cortocircuito (Icc): 8.0 A

#### **Características térmicas:**

- Variación térmica de la tensión a circuito abierto (Voc): -0.33%/K
- Variación térmica de la intensidad de cortocircuito (Isc): 0-08%/K
- Temperatura de operación nominal de la célula (TONC): 46°C

Nota: Estos valores tienen una tolerancia del +/-3% a 25°C.



## 2.- DIMENSIONADO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

El valor máximo de la tensión de entrada al inversor corresponde a la tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico cuando la temperatura del módulo es mínima. La temperatura del módulo mínima corresponde con la  $t^a$  ambiente mínima ( $-5^{\circ}\text{C}$ ), y la irradiancia mínima es de  $100 \text{ W/m}^2$

Por lo tanto tenemos:

$$T_p = T_a + [(TONC - 20) / 800 ] * I$$

Siendo:

$T_p$ : Temperatura del módulo  
 $T_a$ :  $T^a$  mínima ambiente  
 $TONC$ :  $T^a$  de operación nominal de la célula  
 $I$ : Irradiancia

Por tanto tenemos que:

$$T_p = -1.75^{\circ}\text{C} \quad (1)$$

### 2.1.- NÚMERO MÁXIMO DE MÓDULOS POR RAMAL:

La tensión a circuito abierto del generador fotovoltaico debe ser siempre inferior a la tensión máxima de entrada en el inversor. Si por ejemplo en un día soleado de invierno el inversor se parase por un fallo de red, al volverse a encender podría darse una tensión a circuito abierto alta en el generador, impidiendo el arranque del inversor e incluso con un riesgo de avería en el mismo.

Nota: Para poder calcular este dato necesitamos usar la variación de la tensión en el módulo con la temperatura. Como el fabricante nos la ha dado en porcentaje respecto a grados kelvin, hacemos la siguiente operación para convertirla a  $\text{mV}/^{\circ}\text{C}$ , la unidad que nos interesa:

$$\Delta V = (0,33\%/K) * 36,6V \rightarrow 120,78 \text{ mV/K} \rightarrow -2,25 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$$

Por tanto nuestro  $V_{oc} = -2,25 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$

$$U_{ca}(T_{min}) = U_{ca}(STC) - [(25^{\circ}\text{C} + T_p) * \Delta V]$$

Siendo:

$U_{ca}$ : Tensión a circuito abierto del módulo a temperatura mínima  
 $\Delta V$ : Variación de la tensión (en  $\text{mV}/^{\circ}\text{C}$ )



$T_p$ :  $T^a$  del módulo → Viene de (1)

$U_{ca}(T_{min}) = 36.65 \text{ V}$  (2)

Por tanto el número máximo de módulos por ramal nos vendrá dado por:

$$N_{max} = U_{max}(inv)/U_{ca}(T_{min})$$

Siendo:

$N_{max}$ : Número máximo de módulos que podemos establecer por ramal

$U_{max}(inv)$ : Tensión máxima que permite la entrada del inversor

$U_{ca}(T_{min})$ : Viene de (2)

$N_{max}=17.73 \rightarrow$  **17 módulos máximos por ramal**

## 2.2.- NÚMERO MÍNIMO DE MÓDULOS POR RAMAL:

Viene limitado por la tensión mínima de entrada al inversor y la tensión en el punto de máxima potencia a  $70^\circ\text{C}$ ; si  $VPMP$  no supera la tensión mínima de entrada al inversor, es posible que éste deje de seguir el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico, o incluso llegue a apagarse.

$$U_{pmp}(T_{max}) = U_{pmp}(STC) + [(T_{max} - 25^\circ\text{C}) \cdot \alpha_V]$$

Siendo:

$U_{pmp}(T_{max})$ : Tensión del punto de máxima potencia a temperatura máxima

$U_{pmp}(STC)$ : Tensión del punto de máxima potencia a condiciones estándar

$T_{max}$ : Temperatura máxima a la que funcionará el módulo, en este caso  $70^\circ\text{C}$

$\alpha_V$ : Coeficiente de variación Tensión/temperatura

$$U_{pmp}(T_{max}) = 29.69 \text{ V}$$
 (3)

$$N_{min} = U_{pmp}(inv) / U_{pmp}(T_{max})$$

Siendo:

$N_{min}$ : Número mínimo de módulos por ramal

$U_{pmp}(inv)$ : Tensión de máxima potencia del inversor

$U_{pmp}(T_{max})$ : Tensión del punto de máxima potencia a temperatura máxima (3)

$N_{min} = 10.10 \rightarrow$  **11 Módulos por ramal como mínimo**

**Hemos elegido para nuestra instalación ramales de 16 módulos fotovoltaicos cada uno.**

Como  $11 < 16 < 17$  se cumplen las condiciones tanto mínima como máxima.



## 2.3.- NÚMERO DE RAMALES EN PARALELO:

Se debe cumplir que  $I_{cc}(\text{ramal})$  por el número de ramales conectados en paralelo sea menor que la corriente máxima admisible de entrada al inversor, si no se corre el riesgo de que éste se queme.

$$N_{\text{ramalesparalelo}} = I_{\text{max}}(\text{inv}) / I_{\text{cc}}(\text{ramal})$$

Siendo  $I_{\text{max}}(\text{inv}) = 347\text{A}$  y  $I_{\text{cc}}(\text{ramal}) = 8\text{a}$  (al estar los módulos en serie, la corriente del ramal es la corriente de un solo módulo)

$$N_{\text{ramalesparalelo}} = 43.37 \rightarrow 43 \text{ ramales máximo.}$$

Como hemos proyectado la instalación de 100kW y para ello necesitábamos 480 módulos fotovoltaicos, y hemos dicho que usaremos 16 módulos por ramal, haciendo los cálculos nos da un resultado de 30 ramales en paralelo < 43, lo cual cumple los requisitos de este apartado.

## 2.4.- CONCLUSIÓN

Nuestra instalación será un campo solar fijo, con un total de 480 módulos fotovoltaicos.

**Número de módulos por ramal: 16**

**Número de ramales conectados en paralelo: 30**

De esta manera, el inversor trabaja dentro de sus valores nominales, al máximo de rendimiento.



# ANEXO VI

# CÁLCULOS ELÉCTRICOS EN B.T.



## 1.- Intensidad

La intensidad que circulará por cada tramo de la red será función de la potencia que ésta deberá transportar, la intensidad viene dada por la expresión:

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

Siendo:

I: Intensidad [A]

P: Potencia [W]

U: Tensión en [V]

Cos(fi): Factor de potencia

## 2.- Caída de tensión

La caída de tensión en cada tramo de la red se ha calculado teniendo en cuenta el momento eléctrico de la línea aplicando la siguiente fórmula:

$$cdt = \frac{P \times L}{U \times C \times s}$$

Siendo:

Cdt: Caída de tensión en [V]

P: Potencia en [W]

L: Longitud del tramo en [m]

U: Tensión en [V]

C: Conductividad del aluminio [35 m/O-mm<sup>2</sup> para el aluminio]

S: Sección del conductor [mm<sup>2</sup> ]

Comprobando los resultados se observa que en ningún caso la caída de tensión es superior al 5% en el caso de la instalación de BT, valor máximo admisible según el Reglamento de baja tensión.



### 3.- Sección del cableado por ramal

El diseño del generador fotovoltaico está previsto que por cada ramal no pueda circular corriente procedentes de otros ramales. Por éste motivo colocamos fusibles de seguridad ajustados a un valor 1,3 veces la corriente máxima que puede circular por el ramal ( $8 \text{ A} \times 1,3 = 10,4$ ), que corresponde a 10,4 A. Por lo cual, colocaremos un fusible de 10 A en cada polo (positivo y negativo) de cada ramal.

En el cálculo de secciones hemos tenido en cuenta que la corriente máxima admisible por conductor sea superior a éste valor, y que la máxima caída de tensión que exista entre el generador fotovoltaico y la entrada al inversor sea superior al 1%.

Utilizaremos la siguiente formula:

$$S_R = \frac{2 \cdot L_R \cdot I_{CC(Stc)}}{1\% U_{PMP(Stc)} \cdot K}$$

Siendo:

$S_R$ : Sección del cable [mm]

$L_R$ : Longitud del cable [m]

$I_{cc}$ : Corriente de cortocircuito del ramal [A]

$U_{PMP}$ : Tensión del ramal [V]

$K$ : Conductividad del Cobre [m/O·mm<sup>2</sup>]

Ramal	Tensión (VPMP)	Intensidad (Icc)	Potencia pico en STC	Longitud	Sección teórica	Sección adoptada	Caída de tensión	Caída de tensión absoluta
3 -10	476,8 V	8.0 A	3520 W	121,11 m	4,06 mm <sup>2</sup>	10 mm <sup>2</sup>	2,55 V	0,535%

Como todos nuestros grupos fotovoltaicos son iguales, nos vale con calcular el peor caso (el más alejado, y por tanto con cable de mayor longitud – 121,11 metros, medido de los planos)

Hemos elegido un conductor de 10 mm<sup>2</sup> porque así se mejora muy notablemente la caída de tensión máxima admisible y la perdida de potencia. El cable que utilizaremos será del tipo RADOX Cable Solar 10, ya que ofrece unas muy buenas condiciones de comportamiento a cualquier inclemencia meteorológicas. Cumplimos las condiciones de las fórmulas establecidas ( $0,535\% < 1\%$ ).

# **Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica**

**PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS DE  
INSTALACIONES CONECTADAS A RED**

**Fuente: IDAE**

# Índice

<b>1 Objeto</b>	
<b>2 Generalidades</b>	
<b>3 Definiciones</b>	
3.1 Radiación solar .....	8
3.2 Instalación .....	8
3.3 Módulos .....	9
3.4 Integración arquitectónica .....	10
<b>4 Diseño</b>	
4.1 Diseño del generador fotovoltaico .....	10
4.2 Diseño del sistema de monitorización .....	11
4.3 Integración arquitectónica .....	12
<b>5 Componentes y materiales</b>	
5.1 Generalidades .....	12
5.2 Sistemas generadores fotovoltaicos .....	13
5.3 Estructura soporte .....	14
5.4 Inversores .....	15
5.5 Cableado .....	16
5.6 Conexión a red .....	16
5.7 Medidas .....	16
5.8 Protecciones .....	16
5.9 Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas .....	17
5.10 Armónicos y compatibilidad electromagnética .....	17
<b>6 Recepción y pruebas</b>	
<b>7 Cálculo de la producción anual esperada</b>	
<b>8 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento</b>	
8.1 Generalidades .....	19
8.2 Programa de mantenimiento .....	19
8.3 Garantías .....	21

**Anexo I: Medida de la potencia instalada**

**Anexo II: Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación del generador**

**Anexo III: Cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombras**



## ***Antecedentes***

*Esta documentación ha sido elaborada por el Departamento de Energía Solar del IDAE, con la colaboración del Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid y el Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT.*

*Su finalidad es establecer las condiciones técnicas que deben tomarse en consideración en la Convocatoria de Ayudas para la promoción de instalaciones de energía solar fotovoltaica en el ámbito del Plan de Fomento de las Energías Renovables, correspondiente a 2002.*



## 1 Objeto

- 1.1 Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red, que por sus características estén comprendidas en el apartado segundo de este Pliego. Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.
- 1.2 Se valorará la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración.
- 1.3 El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.
- 1.4 En determinados supuestos, para los proyectos se podrán adoptar, por la propia naturaleza de los mismos o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.
- 1.5 Este Pliego de Condiciones Técnicas se encuentra asociado a las líneas de ayudas para la promoción de instalaciones de energía solar fotovoltaica en el ámbito del Plan de Fomento de Energías Renovables. Determinados apartados hacen referencia a su inclusión en la Memoria a presentar con la solicitud de la ayuda, o en la Memoria de Diseño o Proyecto a presentar previamente a la verificación técnica.

## 2 Generalidades

- 2.1 Este Pliego es de aplicación en su integridad a todas las instalaciones solares fotovoltaicas destinadas a la producción de electricidad para ser vendida en su totalidad a la red de distribución. Quedan excluidas expresamente las instalaciones aisladas de la red.
- 2.2 Podrán optar a esta convocatoria otras aplicaciones especiales, siempre y cuando se aseguren unos requisitos de calidad, seguridad y durabilidad equivalentes. Tanto en la Memoria de Solicitud como en la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las características de estas aplicaciones, reservándose el IDAE su aceptación.
- 2.3 En todo caso es de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas:
  - 2.3.1 Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
  - 2.3.2 Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración.
  - 2.3.3 Decreto 2413/1973, de 20 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
  - 2.3.4 Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

- 2.3.5 Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- 2.3.6 Real Decreto 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2001.
- 2.3.7 Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- 2.3.8 Para el caso de integración en edificios se tendrá en cuenta las Normas Básicas de la Edificación (NBE).

### **3 Definiciones**

#### **3.1 Radiación solar**

##### *3.1.1 Radiación solar*

Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

##### *3.1.2 Irradiancia*

Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m<sup>2</sup>.

##### *3.1.3 Irradiación*

Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m<sup>2</sup>.

#### **3.2 Instalación**

##### *3.2.1 Instalaciones fotovoltaicas*

Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.

##### *3.2.2 Instalaciones fotovoltaicas interconectadas*

Aquellas que normalmente trabajan en paralelo con la empresa distribuidora.

##### *3.2.3 Línea y punto de conexión y medida*

La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.

##### *3.2.4 Interruptor automático de la interconexión*

Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.

### 3.2.5 *Interruptor general*

Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.

### 3.2.6 *Generador fotovoltaico*

Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

### 3.2.7 *Rama fotovoltaica*

Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

### 3.2.8 *Inversor*

Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna.

### 3.2.9 *Potencia nominal del generador*

Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

### 3.2.10 *Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal*

Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

## **3.3 Módulos**

### 3.3.1 *Célula solar o fotovoltaica*

Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

### 3.3.2 *Célula de tecnología equivalente (CTE)*

Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.

### 3.3.3 *Módulo o panel fotovoltaico*

Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

### 3.3.4 *Condiciones Estándar de Medida (CEM)*

Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:

- Irradiancia solar: 1000 W/m<sup>2</sup>
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Temperatura de célula: 25 °C

### 3.3.5 *Potencia pico*

Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

### 3.3.6 TONC

Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de  $800 \text{ W/m}^2$  con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de  $20 \text{ }^\circ\text{C}$  y la velocidad del viento, de  $1 \text{ m/s}$ .

## 3.4 Integración arquitectónica

Según los casos, se aplicarán las denominaciones siguientes:

### 3.4.1 Integración arquitectónica de módulos fotovoltaicos

Cuando los módulos fotovoltaicos cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales.

### 3.4.2 Revestimiento

Cuando los módulos fotovoltaicos constituyen parte de la envolvente de una construcción arquitectónica.

### 3.4.3 Cerramiento

Cuando los módulos constituyen el tejado o la fachada de la construcción arquitectónica, debiendo garantizar la debida estanquidad y aislamiento térmico.

### 3.4.4 Elementos de sombreado

Cuando los módulos fotovoltaicos protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en el tejado o en la fachada del mismo.

3.4.5 La colocación de módulos fotovoltaicos paralelos a la envolvente del edificio sin la doble funcionalidad definida en 3.4.1, se denominará *superposición* y no se considerará integración arquitectónica. No se aceptarán, dentro del concepto de superposición, módulos horizontales.

## 4 Diseño

### 4.1 Diseño del generador fotovoltaico

#### 4.1.1 Generalidades

4.1.1.1 El módulo fotovoltaico seleccionado cumplirá las especificaciones del apartado 5.2.

4.1.1.2 Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.

4.1.1.3 En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, todo producto que no cumpla alguna de las especificaciones anteriores deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

#### 4.1.2 Orientación e inclinación y sombras

4.1.2.1 La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla I. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica, según se define en el apartado 3.4. En todos los casos se han de cumplir tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

*Tabla I*

	<i>Orientación e inclinación (OI)</i>	<i>Sombras (S)</i>	<i>Total (OI+S)</i>
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

4.1.2.2 Cuando, por razones justificadas, y en casos especiales en los que no se puedan instalar de acuerdo con el apartado 4.1.2.1, se evaluará la reducción en las prestaciones energéticas de la instalación, incluyéndose en la Memoria de Solicitud y reservándose el IDAE su aprobación.

4.1.2.3 En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras. En los anexos II y III se proponen métodos para el cálculo de estas pérdidas, y podrán ser utilizados por el IDAE para su verificación.

4.1.2.4 Cuando existan varias filas de módulos, el cálculo de la distancia mínima entre ellas se realizará de acuerdo al anexo III.

#### 4.2 Diseño del sistema de monitorización

4.2.1 El sistema de monitorización, cuando se instale de acuerdo a la convocatoria, proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
- Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
- Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5 kWp.
- Temperatura de los módulos en integración arquitectónica y, siempre que sea posible, en potencias mayores de 5 kW.

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

4.2.3 El sistema de monitorización sera fácilmente accesible para el usuario.

### **4.3 Integración arquitectónica**

- 4.3.1 En el caso de pretender realizar una instalación integrada desde el punto de vista arquitectónico según lo estipulado en el punto 3.4, la Memoria de Solicitud y la Memoria de Diseño o Proyecto especificarán las condiciones de la construcción y de la instalación, y la descripción y justificación de las soluciones elegidas.
- 4.3.2 Las condiciones de la construcción se refieren al estudio de características urbanísticas, implicaciones en el diseño, actuaciones sobre la construcción, necesidad de realizar obras de reforma o ampliación, verificaciones estructurales, etc. que, desde el punto de vista del profesional competente en la edificación, requerirían su intervención.
- 4.3.3 Las condiciones de la instalación se refieren al impacto visual, la modificación de las condiciones de funcionamiento del edificio, la necesidad de habilitar nuevos espacios o ampliar el volumen construido, efectos sobre la estructura, etc.
- 4.3.4 En cualquier caso, el IDAE podrá requerir un informe de integración arquitectónica con las medidas correctoras a adoptar. La propiedad del edificio, por sí o por delegación, informará y certificará sobre el cumplimiento de las condiciones requeridas.
- 4.3.5 Cuando sea necesario, a criterio de IDAE, a la Memoria de Diseño o Proyecto se adjuntará el informe de integración arquitectónica donde se especifiquen las características urbanísticas y arquitectónicas del mismo, los condicionantes considerados para la incorporación de la instalación y las medidas correctoras incluidas en el proyecto de la instalación.

## **5 Componentes y materiales**

### **5.1 Generalidades**

- 5.1.1 Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I 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.
- 5.1.2 La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.
- 5.1.3 El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas 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.
- 5.1.4 Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.
- 5.1.5 Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.
- 5.1.6 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.

- 5.1.7 En la Memoria de Diseño o Proyecto se resaltarán los cambios que hubieran podido producirse respecto a la Memoria de Solicitud, y el motivo de los mismos. Además, se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.
- 5.1.8 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.

## **5.2 Sistemas generadores fotovoltaicos**

- 5.2.1 Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, o UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos capa delgada, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido (por ejemplo, Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT, Joint Research Centre Ispra, etc.), lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente. Este requisito no se aplica a los casos excepcionales del apartado 4.1.1.3.
- 5.2.2 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.
- 5.2.3 Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación. En caso de variaciones respecto de estas características, con carácter excepcional, deberá presentarse en la Memoria de Solicitud justificación de su utilización y deberá ser aprobada por el IDAE.
  - 5.2.3.1 Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
  - 5.2.3.2 Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
  - 5.2.3.3 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  $\pm 10\%$  de los correspondientes valores nominales de catálogo.
  - 5.2.3.4 Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.
- 5.2.4 Se valorará positivamente una alta eficiencia de las células.
- 5.2.5 La estructura del generador se conectará a tierra.
- 5.2.6 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.

### 5.3 Estructura soporte

- 5.3.1 Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En caso contrario se deberá incluir en la Memoria de Solicitud y de Diseño o Proyecto un apartado justificativo de los puntos objeto de incumplimiento y su aceptación deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado por la NBE y demás normas aplicables.
- 5.3.2 La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en la normativa básica de la edificación NBE-AE-88.
- 5.3.3 El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.
- 5.3.4 Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.
- 5.3.5 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.
- 5.3.6 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.
- 5.3.7 La tornillería será realizada en acero inoxidable, cumpliendo la norma MV-106. En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.
- 5.3.8 Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.
- 5.3.9 En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias de las Normas Básicas de la Edificación y a las técnicas usuales en la construcción de cubiertas.
- 5.3.10 Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terraza) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado en el punto 4.1.2 sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.
- 5.3.11 La estructura soporte será calculada según la norma MV-103 para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.
- 5.3.12 Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá la norma MV-102 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.
- 5.3.13 Si es del tipo galvanizada en caliente, 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.

## 5.4 Inversores

- 5.4.1 Serán del tipo 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 el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.
- 5.4.2 Las características básicas de los inversores serán las siguientes:
- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
  - Autoconmutados.
  - Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
  - No funcionarán en isla o modo aislado.
- 5.4.3 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.
  - Sobretensiones, mediante varistores o similares.
  - Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.
- 5.4.4 Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.
- 5.4.5 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.
- 5.4.6 Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:
- 5.4.6.1 El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superiores a las CEM. Además soportará picos de magnitud un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- 5.4.6.2 Los valores de eficiencia al 25 % y 100 % de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85% y 88% respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de salida, si lo hubiere) para inversores de potencia inferior a 5 kW, y del 90 % al 92 % para inversores mayores de 5 kW.
- 5.4.6.3 El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5 % de su potencia nominal.
- 5.4.6.4 El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.

- 5.4.6.5 A partir de potencias mayores del 10% de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.
- 5.4.7 Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.
- 5.4.8 Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0% y 85% de humedad relativa.

## 5.5 Cableado

- 5.5.1 Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.
- 5.5.2 Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5% y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 2%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.
- 5.5.3 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.
- 5.5.4 Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

## 5.6 Conexión a red

- 5.6.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión, y con el esquema unifilar que aparece en la Resolución de 31 de mayo de 2001.

## 5.7 Medidas

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

## 5.8 Protecciones

- 5.8.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión y con el esquema unifilar que aparece en la Resolución de 31 de mayo de 2001.
- 5.8.2 En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

## **5.9 Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas**

- 5.9.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- 5.9.2 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.
- 5.9.3 Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectados a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

## **5.10 Armónicos y compatibilidad electromagnética**

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

## **6 Recepción y pruebas**

- 6.1 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 correcta interpretación.
- 6.2 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.
- 6.3 Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:
  - 6.3.1 Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
  - 6.3.2 Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
  - 6.3.3 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.
  - 6.3.4 Determinación de la potencia instalada, de acuerdo con el procedimiento descrito en el anexo I.
- 6.4 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 firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- 6.4.1 Entrega de toda la documentación requerida en este PCT.
- 6.4.2 Retirada de obra de todo el material sobrante.
- 6.4.3 Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.
- 6.5 Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.
- 6.6 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 para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de 8 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.
- 6.7 No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase 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 a vicios ocultos.

## 7 Cálculo de la producción anual esperada

7.1 En la Memoria de Solicitud se incluirán las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación.

7.2 Los datos de entrada que deberá aportar el instalador son los siguientes:

7.2.1  $G_{dm}(0)$ .

Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kWh/(m<sup>2</sup>·día), obtenido a partir de alguna de las siguientes fuentes:

- Instituto Nacional de Meteorología
- Organismo autonómico oficial

7.2.2  $G_{dm}(\alpha, \beta)$ .

Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m<sup>2</sup>·día), obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 % anual (ver anexo III). El parámetro  $\alpha$  representa el azimut y  $\beta$  la inclinación del generador, tal y como se definen en el anexo II.

7.2.3 *Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR.*

Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:

- La dependencia de la eficiencia con la temperatura
- La eficiencia del cableado
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia
- La eficiencia energética del inversor
- Otros

7.2.4 La estimación de la energía inyectada se realizará de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp} PR}{G_{CEM}} \text{ kWh/día}$$

Donde:

$P_{mp}$  = Potencia pico del generador

$G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}^2$

7.3 Los datos se presentarán en una tabla con los valores medios mensuales y el promedio anual, de acuerdo con el siguiente ejemplo:

*Tabla II.* Generador  $P_{mp} = 1 \text{ kWp}$ , orientado al Sur ( $\alpha = 0^\circ$ ) e inclinado  $35^\circ$  ( $\beta = 35^\circ$ ).

Mes	$G_{dm}(0)$ [kWh/(m <sup>2</sup> ·día)]	$G_{dm}(\alpha=0^\circ, \beta=35^\circ)$ [kWh/(m <sup>2</sup> ·día)]	PR	$E_p$ (kWh/día)
Enero	1,92	3,12	0,851	2,65
Febrero	2,52	3,56	0,844	3,00
Marzo	4,22	5,27	0,801	4,26
Abril	5,39	5,68	0,802	4,55
Mayo	6,16	5,63	0,796	4,48
Junio	7,12	6,21	0,768	4,76
Julio	7,48	6,67	0,753	5,03
Agosto	6,60	6,51	0,757	4,93
Septiembre	5,28	6,10	0,769	4,69
Octubre	3,51	4,73	0,807	3,82
Noviembre	2,09	3,16	0,837	2,64
Diciembre	1,67	2,78	0,850	2,36
<i>Promedio</i>	4,51	4,96	0,794	3,94

## 8 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

### 8.1 Generalidades

8.1.1 Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.

8.1.2 El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la instalación con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

### 8.2 Programa de mantenimiento

8.2.1 El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.

- 8.2.2 Se definen dos escalones 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 correctivo
- 8.2.3 Plan de mantenimiento preventivo: 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.
- 8.2.4 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 en el punto 8.3.5.2 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 período de garantía.
- 8.2.5 El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.
- 8.2.6 El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá al menos una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia menor de 5 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:
- 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 tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.
- 8.2.7 Realización de un informe técnico de cada una de las visitas en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.
- 8.2.8 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).

### **8.3 Garantías**

#### **8.3.1 Ámbito general de la garantía**

8.3.1.1 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.

8.3.1.2 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.

#### **8.3.2 Plazos**

8.3.2.1 El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 8 años.

8.3.2.2 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 total de dichas interrupciones.

#### **8.3.3 Condiciones económicas**

8.3.3.1 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.

8.3.3.2 Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, 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.

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

8.3.3.4 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 suministrador 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 las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

#### **8.3.4 Anulación de la garantía**

8.3.4.1 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, salvo lo indicado en el punto 8.3.3.4.

### 8.3.5 Lugar y tiempo de la prestación

- 8.3.5.1 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.
- 8.3.5.2 El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 15 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.
- 8.3.5.3 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 domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.
- 8.3.5.4 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.

# **ANEXO I**

## **MEDIDA DE LA POTENCIA INSTALADA**



# Medida de la potencia instalada de una central fotovoltaica conectada a la red eléctrica

## 1 Introducción

- 1.1 Definimos la potencia instalada en corriente alterna (CA) de una central fotovoltaica (FV) conectada a la red, como la potencia de corriente alterna a la entrada de la red eléctrica para un campo fotovoltaico con todos sus módulos en un mismo plano y que opera, sin sombras, a las condiciones estándar de medida (CEM).
- 1.2 La potencia instalada en CA de una central fotovoltaica puede obtenerse utilizando instrumentos de medida y procedimientos adecuados de corrección de unas condiciones de operación bajo unos determinados valores de irradiancia solar y temperatura a otras condiciones de operación diferentes. Cuando esto no es posible, puede estimarse la potencia instalada utilizando datos de catálogo y de la instalación, y realizando algunas medidas sencillas con una célula solar calibrada, un termómetro, un voltímetro y una pinza amperimétrica. Si tampoco se dispone de esta instrumentación, puede usarse el propio contador de energía. En este mismo orden, el error de la estimación de la potencia instalada será cada vez mayor.

## 2 Procedimiento de medida

- 2.1 Se describe a continuación el equipo necesario para calcular la potencia instalada:
  - 1 célula solar calibrada de tecnología equivalente
  - 1 termómetro de mercurio de temperatura ambiente
  - 1 multímetro de corriente continua (CC) y corriente alterna (CA)
  - 1 pinza amperimétrica de CC y CA
- 2.2 El propio inversor actuará de carga del campo fotovoltaico en el punto de máxima potencia.
- 2.3 Las medidas se realizarán en un día despejado, en un margen de  $\pm 2$  horas alrededor del mediodía solar.
- 2.4 Se realizará la medida con el inversor encendido para que el punto de operación sea el punto de máxima potencia.
- 2.5 Se medirá con la pinza amperimétrica la intensidad de CC de entrada al inversor y con un multímetro la tensión de CC en el mismo punto. Su producto es  $P_{cc, inv}$ .
- 2.6 El valor así obtenido se corrige con la temperatura y la irradiancia usando las ecuaciones (2) y (3).
- 2.7 La temperatura ambiente se mide con un termómetro de mercurio, a la sombra, en una zona próxima a los módulos FV. La irradiancia se mide con la célula (CTE) situada junto a los módulos y en su mismo plano.

2.8 Finalmente, se corrige esta potencia con las pérdidas.

2.9 Ecuaciones:

$$P_{cc, inv} = P_{cc, fov} (1 - L_{cab}) \quad (1)$$

$$P_{cc, fov} = P_o R_{to, var} [1 - g(T_c - 25)] E / 1000 \quad (2)$$

$$T_c = T_{amb} + (TONC - 20) E / 800 \quad (3)$$

$P_{cc, fov}$	Potencia de CC inmediatamente a la salida de los paneles FV, en W.
$L_{cab}$	Pérdidas de potencia en los cableados de CC entre los paneles FV y la entrada del inversor, incluyendo, además, las pérdidas en fusibles, conmutadores, conexiones, diodos antiparalelo si hay, etc.
$E$	Irradiancia solar, en $W/m^2$ , medida con la CTE calibrada.
$g$	Coefficiente de temperatura de la potencia, en $1/^\circ C$
$T_c$	Temperatura de las células solares, en $^\circ C$ .
$T_{amb}$	Temperatura ambiente en la sombra, en $^\circ C$ , medida con el termómetro.
$TONC$	Temperatura de operación nominal del módulo.
$P_o$	Potencia nominal del generador en CEM, en W.
$R_{to, var}$	Rendimiento, que incluye los porcentajes de pérdidas debidas a que los módulos fotovoltaicos operan, normalmente, en condiciones diferentes de las CEM.
$L_{tem}$	Pérdidas medias anuales por temperatura. En la ecuación (2) puede sustituirse el término $[1 - g(T_c - 25)]$ por $(1 - L_{tem})$ .

$$R_{to, var} = (1 - L_{pol})(1 - L_{dis})(1 - L_{ref}) \quad (4)$$

$L_{pol}$	Pérdidas de potencia debidas al polvo sobre los módulos FV.
$L_{dis}$	Pérdidas de potencia por dispersión de parámetros entre módulos.
$L_{ref}$	Pérdidas de potencia por reflectancia angular espectral, cuando se utiliza un piranómetro como referencia de medidas. Si se utiliza una célula de tecnología equivalente (CTE), el término $L_{ref}$ es cero.

2.10 Se indican a continuación los valores de los distintos coeficientes:

2.10.1 Todos los valores indicados pueden obtenerse de las medidas directas. Si no es posible realizar medidas, pueden obtenerse, parte de ellos, de los catálogos de características técnicas de los fabricantes.

2.10.2 Cuando no se dispone de otra información más precisa pueden usarse los valores indicados en la tabla III.

Tabla III

Parámetro	Valor estimado media anual	Valor estimado día despejado (*)	Ver observación
$L_{cab}$	0,02	0,02	(1)
$g$ (1/°C)	–	0,0035 (**)	–
TONC (°C)	–	45	–
$L_{tem}$	0,08	–	(2)
$L_{pol}$	0,03	–	(3)
$L_{dis}$	0,02	0,02	–
$L_{ref}$	0,03	0,01	(4)

(\*) Al mediodía solar  $\pm 2$  h de un día despejado

(\*\*) Válido para silicio cristalino

#### Observaciones:

- (1) Las pérdidas principales de cableado pueden calcularse conociendo la sección de los cables y su longitud, por la ecuación:

$$L_{cab} = R I^2 \quad (5)$$

$$R = 0,000002 L/S \quad (6)$$

$R$  es el valor de la resistencia eléctrica de todos los cables, en ohmios.

$L$  es la longitud de todos los cables (sumando la ida y el retorno), en cm.

$S$  es la sección de cada cable, en  $cm^2$ .

Normalmente las pérdidas en conmutadores, fusibles y diodos son muy pequeñas y no es necesario considerarlas. Las caídas en el cableado pueden ser muy importantes cuando son largos y se opera a baja tensión en CC. Las pérdidas por cableado en % suelen ser inferiores en plantas de gran potencia que en plantas de pequeña potencia. En nuestro caso, de acuerdo con las especificaciones, el valor máximo admisible para la parte CC es 1,5 %.

- (2) Las pérdidas por temperatura dependen de la diferencia de temperatura en los módulos y los 25 °C de las CEM, del tipo de célula y encapsulado y del viento. Si los módulos están convenientemente aireados por detrás, esta diferencia es del orden de 30 °C sobre la temperatura ambiente, para una irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup>. Para el caso de integración de edificios donde los módulos no están separados de las paredes o tejados, esta diferencia se podrá incrementar entre 5 °C y 15 °C.
- (3) Las pérdidas por polvo en un día determinado pueden ser del 0 % al día siguiente de un día de lluvia y llegar al 8 % cuando los módulos se "ven muy sucios". Estas pérdidas dependen de la inclinación de los módulos, cercanías a carreteras, etc. Una causa importante de pérdidas ocurre cuando los módulos FV que tienen marco tienen células solares muy próximas al marco situado en la parte inferior del módulo. Otras veces son las estructuras soporte que sobresalen de los módulos y actúan como retenes del polvo.

- (4) Las pérdidas por reflectancia angular y espectral pueden despreciarse cuando se mide el campo FV al mediodía solar ( $\pm 2$  h) y también cuando se mide la radiación solar con una célula calibrada de tecnología equivalente (CTE) al módulo FV. Las pérdidas anuales son mayores en células con capas antirreflexivas que en células texturizadas. Son mayores en invierno que en verano. También son mayores en localidades de mayor latitud. Pueden oscilar a lo largo de un día entre 2 % y 6 %.

### 3 Ejemplo

Tabla IV

Parámetro	Unidades	Valor	Comentario
$T_{ONC}$	°C	45	Obtenido del catálogo
$E$	W/m <sup>2</sup>	850	Irradiancia medida con la CTE calibrada
$T_{amb}$	°C	22	Temperatura ambiente en sombra, medida con termómetro de mercurio
$T_c$	°C	47	Temperatura de las células $T_c = T_{amb} + (T_{ONC} - 20) E / 800$
$P_{cc, inv}$ (850 W/m <sup>2</sup> , 47 °C)	W	1200	Medida con pinza amperimétrica y voltímetro a la entrada del inversor
$1 - g(T_c - 25)$		0,923	$1 - 0,0035 \times (47 - 25)$
$1 - L_{cab}$		0,98	Valor tabla
$1 - L_{pol}$		0,97	Valor tabla
$1 - L_{dis}$		0,98	Valor tabla
$1 - L_{ref}$		0,97	Valor tabla
$R_{to, var}$		0,922	$0,97 \times 0,98 \times 0,97$
$P_{cc, fov}$	W	1224,5	$P_{cc, fov} = P_{cc, inv} / (1 - L_{cab})$
$P_o$	W	1693	$P_o = \frac{P_{cc, fov} \times 1000}{R_{to, var} [1 - g(T_c - 25)] E}$

Potencia total estimada del campo fotovoltaico en CEM = 1693 W.

Si, además, se admite una desviación del fabricante (por ejemplo, 5 %), se incluirá en la estimación como una pérdida.

Finalmente, y después de sumar todas las pérdidas incluyendo la desviación de la potencia de los módulos respecto de su valor nominal, se comparará la potencia así estimada con la potencia declarada del campo fotovoltaico.

## **ANEXO II**

### **CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DEL GENERADOR**



## Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación del generador distinta de la óptima

### 1 Introducción

1.1 El objeto de este anexo es determinar los límites en la orientación e inclinación de los módulos de acuerdo a las pérdidas máximas permisibles por este concepto en el PCT.

1.2 Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de:

- Ángulo de inclinación  $\beta$ , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal (figura 1). Su valor es  $0^\circ$  para módulos horizontales y  $90^\circ$  para verticales.
- Ángulo de azimut  $\alpha$ , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar (figura 2). Valores típicos son  $0^\circ$  para módulos orientados al sur,  $-90^\circ$  para módulos orientados al este y  $+90^\circ$  para módulos orientados al oeste.

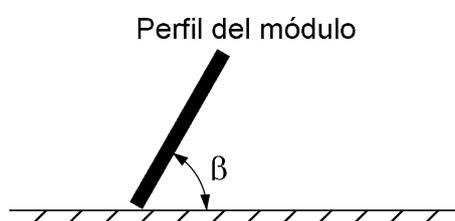


Fig. 1

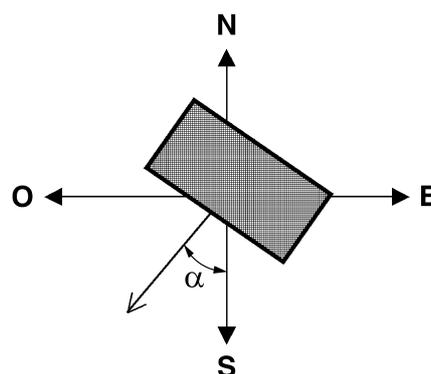


Fig. 2

### 2 Procedimiento

2.1 Habiendo determinado el ángulo de azimut del generador, se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecidas en el PCT. Para ello se utilizará la figura 3, válida para una latitud,  $\phi$ , de  $41^\circ$ , de la siguiente forma:

- Conocido el azimut, determinamos en la figura 3 los límites para la inclinación en el caso de  $\phi = 41^\circ$ . Para el caso general, las pérdidas máximas por este concepto son del 10 %; para superposición, del 20 %, y para integración arquitectónica del 40 %. Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima.

- Si no hay intersección entre ambas, las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites. Si ambas curvas se intersectan, se obtienen los valores para latitud  $\phi = 41^\circ$  y se corrigen de acuerdo al apartado 2.2.

2.2 Se corregirán los límites de inclinación aceptables en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión y la de  $41^\circ$ , de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$\text{Inclinación máxima} = \text{Inclinación } (\phi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud})$$

$$\text{Inclinación mínima} = \text{Inclinación } (\phi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}), \text{ siendo } 0^\circ \text{ su valor mínimo.}$$

2.3 En casos cerca del límite, y como instrumento de verificación, se utilizará la siguiente fórmula:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \phi + 10)^2 + 3,5 \times 10^{-5} \alpha^2] \quad \text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \phi + 10)^2] \quad \text{para } \beta \leq 15^\circ$$

[Nota:  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\phi$  se expresan en grados, siendo  $\phi$  la latitud del lugar]

### 3 Ejemplo de cálculo

Supongamos que se trata de evaluar si las pérdidas por orientación e inclinación del generador están dentro de los límites permitidos para una instalación fotovoltaica en un tejado orientado  $15^\circ$  hacia el Oeste (azimut =  $+15^\circ$ ) y con una inclinación de  $40^\circ$  respecto a la horizontal, para una localidad situada en el Archipiélago Canario cuya latitud es de  $29^\circ$ .

3.1 Conocido el azimut, cuyo valor es  $+15^\circ$ , determinamos en la figura 3 los límites para la inclinación para el caso de  $\phi = 41^\circ$ . Los puntos de intersección del límite de pérdidas del 10% (borde exterior de la región 90%-95%), máximo para el caso general, con la recta de azimut  $15^\circ$  nos proporcionan los valores (ver figura 4):

$$\text{Inclinación máxima} = 60^\circ$$

$$\text{Inclinación mínima} = 7^\circ$$

3.2 Corregimos para la latitud del lugar:

$$\text{Inclinación máxima} = 60^\circ - (41^\circ - 29^\circ) = 48^\circ$$

$$\text{Inclinación mínima} = 7^\circ - (41^\circ - 29^\circ) = -5^\circ, \text{ que está fuera de rango y se toma, por lo tanto, inclinación mínima} = 0^\circ.$$

3.3 Por tanto, esta instalación, de inclinación  $40^\circ$ , cumple los requisitos de pérdidas por orientación e inclinación.

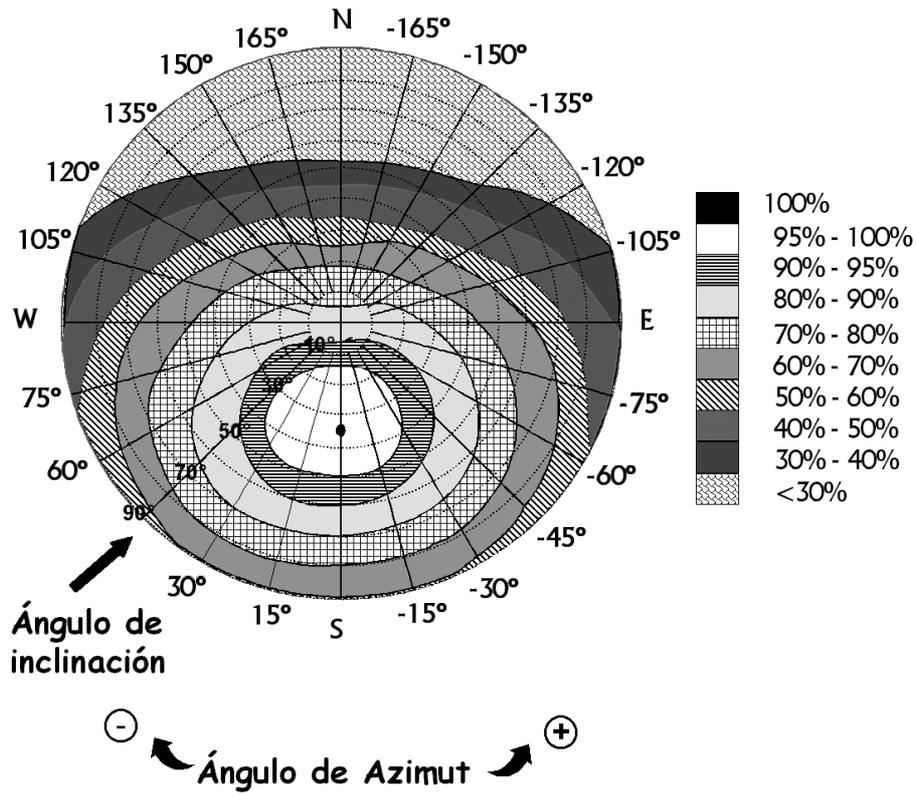


Fig. 3

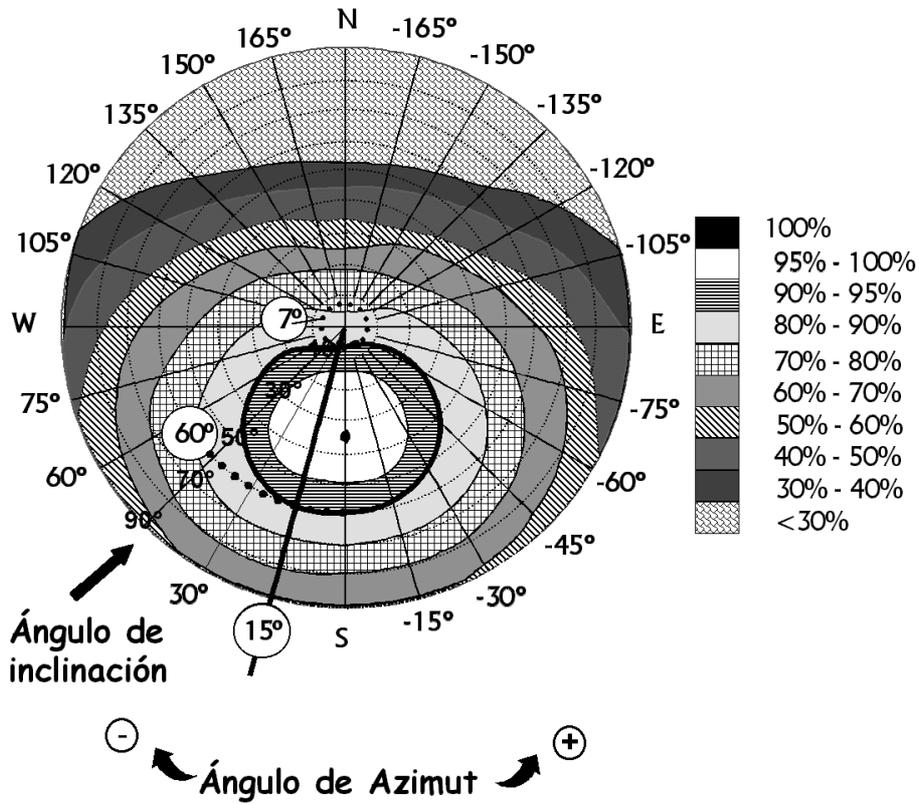


Fig. 4. Resolución del ejemplo.



## **ANEXO III**

### **CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE RADIACIÓN SOLAR POR SOMBRAS**



# Cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombras

## 1 Objeto

El presente anexo describe un método de cálculo de las pérdidas de radiación solar que experimenta una superficie debidas a sombras circundantes. Tales pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar global que incidiría sobre la mencionada superficie de no existir sombra alguna.

## 2 Descripción del método

El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del Sol. Los pasos a seguir son los siguientes:

### 2.1 Obtención del perfil de obstáculos

Localización de los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición azimut (ángulo de desviación con respecto a la dirección Sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal). Para ello puede utilizarse un teodolito.

### 2.2 Representación del perfil de obstáculos

Representación del perfil de obstáculos en el diagrama de la figura 5, en el que se muestra la banda de trayectorias del Sol a lo largo de todo el año, válido para localidades de la Península Ibérica y Baleares (para las Islas Canarias el diagrama debe desplazarse 12° en sentido vertical ascendente). Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después de éste) e identificadas por una letra y un número (A1, A2,..., D14).

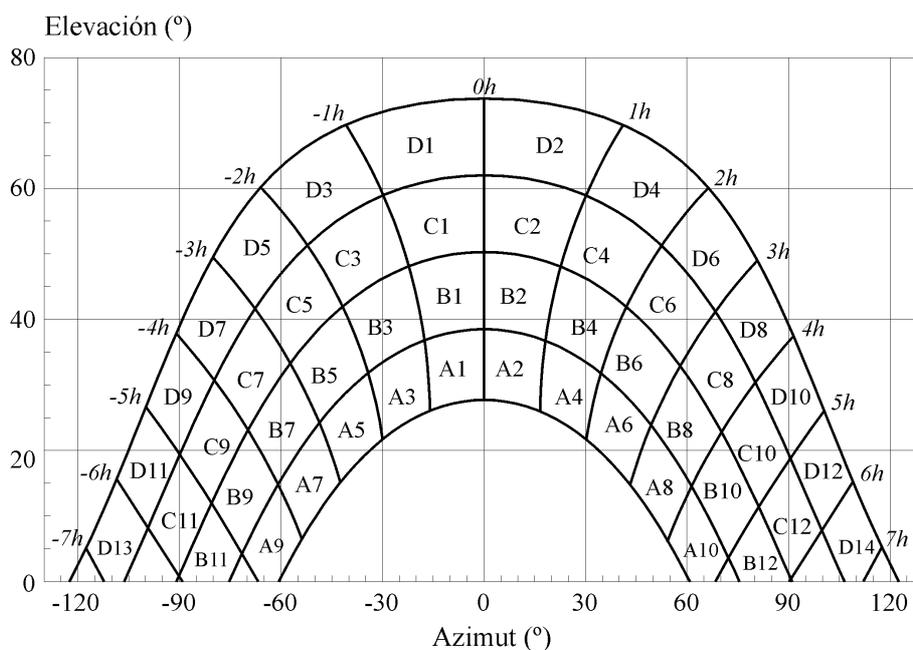


Fig. 5. Diagrama de trayectorias del Sol. [Nota: los grados de ambas escalas son sexagesimales].

### 2.3 Selección de la tabla de referencia para los cálculos

Cada una de las porciones de la figura 5 representa el recorrido del Sol en un cierto período de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquella que resulte interceptada por el obstáculo. Deberá escogerse como referencia para el cálculo la tabla más adecuada de entre las que se incluyen en la sección 3 de este anexo.

### 2.4 Cálculo final

La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del Sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar global que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el año. Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En el caso de ocultación parcial se utilizará el factor de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción) más próximo a los valores: 0,25, 0,50, 0,75 ó 1.

La sección 4 muestra un ejemplo concreto de utilización del método descrito.

## 3 Tablas de referencia

Las tablas incluidas en esta sección se refieren a distintas superficies caracterizadas por sus ángulos de inclinación y orientación ( $\beta$  y  $\alpha$ , respectivamente). Deberá escogerse aquella que resulte más parecida a la superficie de estudio. Los números que figuran en cada casilla se corresponden con el porcentaje de irradiación solar global anual que se perdería si la porción correspondiente (véase la figura 5) resultase interceptada por un obstáculo.

Tabla V-1

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

Tabla V-2

$\beta = 0^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,18
11	0,00	0,01	0,18	1,05
9	0,05	0,32	0,70	2,23
7	0,52	0,77	1,32	3,56
5	1,11	1,26	1,85	4,66
3	1,75	1,60	2,20	5,44
1	2,10	1,81	2,40	5,78
2	2,11	1,80	2,30	5,73
4	1,75	1,61	2,00	5,19
6	1,09	1,26	1,65	4,37
8	0,51	0,82	1,11	3,28
10	0,05	0,33	0,57	1,98
12	0,00	0,02	0,15	0,96
14	0,00	0,00	0,00	0,17

Tabla V-3

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,15
11	0,00	0,01	0,02	0,15
9	0,23	0,50	0,37	0,10
7	1,66	1,06	0,93	0,78
5	2,76	1,62	1,43	1,68
3	3,83	2,00	1,77	2,36
1	4,36	2,23	1,98	2,69
2	4,40	2,23	1,91	2,66
4	3,82	2,01	1,62	2,26
6	2,68	1,62	1,30	1,58
8	1,62	1,09	0,79	0,74
10	0,19	0,49	0,32	0,10
12	0,00	0,02	0,02	0,13
14	0,00	0,00	0,00	0,13

Tabla V-4

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,10
11	0,00	0,00	0,03	0,06
9	0,02	0,10	0,19	0,56
7	0,54	0,55	0,78	1,80
5	1,32	1,12	1,40	3,06
3	2,24	1,60	1,92	4,14
1	2,89	1,98	2,31	4,87
2	3,16	2,15	2,40	5,20
4	2,93	2,08	2,23	5,02
6	2,14	1,82	2,00	4,46
8	1,33	1,36	1,48	3,54
10	0,18	0,71	0,88	2,26
12	0,00	0,06	0,32	1,17
14	0,00	0,00	0,00	0,22

Tabla V-5

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,10	0,00	0,00	0,33
11	0,06	0,01	0,15	0,51
9	0,56	0,06	0,14	0,43
7	1,80	0,04	0,07	0,31
5	3,06	0,55	0,22	0,11
3	4,14	1,16	0,87	0,67
1	4,87	1,73	1,49	1,86
2	5,20	2,15	1,88	2,79
4	5,02	2,34	2,02	3,29
6	4,46	2,28	2,05	3,36
8	3,54	1,92	1,71	2,98
10	2,26	1,19	1,19	2,12
12	1,17	0,12	0,53	1,22
14	0,22	0,00	0,00	0,24

Tabla V-6

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,14
11	0,00	0,00	0,08	0,16
9	0,02	0,04	0,04	0,02
7	0,02	0,13	0,31	1,02
5	0,64	0,68	0,97	2,39
3	1,55	1,24	1,59	3,70
1	2,35	1,74	2,12	4,73
2	2,85	2,05	2,38	5,40
4	2,86	2,14	2,37	5,53
6	2,24	2,00	2,27	5,25
8	1,51	1,61	1,81	4,49
10	0,23	0,94	1,20	3,18
12	0,00	0,09	0,52	1,96
14	0,00	0,00	0,00	0,55

Tabla V-7

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,43
11	0,00	0,01	0,27	0,78
9	0,09	0,21	0,33	0,76
7	0,21	0,18	0,27	0,70
5	0,10	0,11	0,21	0,52
3	0,45	0,03	0,05	0,25
1	1,73	0,80	0,62	0,55
2	2,91	1,56	1,42	2,26
4	3,59	2,13	1,97	3,60
6	3,35	2,43	2,37	4,45
8	2,67	2,35	2,28	4,65
10	0,47	1,64	1,82	3,95
12	0,00	0,19	0,97	2,93
14	0,00	0,00	0,00	1,00

Tabla V-8

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,22
11	0,00	0,03	0,37	1,26
9	0,21	0,70	1,05	2,50
7	1,34	1,28	1,73	3,79
5	2,17	1,79	2,21	4,70
3	2,90	2,05	2,43	5,20
1	3,12	2,13	2,47	5,20
2	2,88	1,96	2,19	4,77
4	2,22	1,60	1,73	3,91
6	1,27	1,11	1,25	2,84
8	0,52	0,57	0,65	1,64
10	0,02	0,10	0,15	0,50
12	0,00	0,00	0,03	0,05
14	0,00	0,00	0,00	0,08

Tabla V-9

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,24
11	0,00	0,05	0,60	1,28
9	0,43	1,17	1,38	2,30
7	2,42	1,82	1,98	3,15
5	3,43	2,24	2,24	3,51
3	4,12	2,29	2,18	3,38
1	4,05	2,11	1,93	2,77
2	3,45	1,71	1,41	1,81
4	2,43	1,14	0,79	0,64
6	1,24	0,54	0,20	0,11
8	0,40	0,03	0,06	0,31
10	0,01	0,06	0,12	0,39
12	0,00	0,01	0,13	0,45
14	0,00	0,00	0,00	0,27

Tabla V-10

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = -60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,56
11	0,00	0,04	0,60	2,09
9	0,27	0,91	1,42	3,49
7	1,51	1,51	2,10	4,76
5	2,25	1,95	2,48	5,48
3	2,80	2,08	2,56	5,68
1	2,78	2,01	2,43	5,34
2	2,32	1,70	2,00	4,59
4	1,52	1,22	1,42	3,46
6	0,62	0,67	0,85	2,20
8	0,02	0,14	0,26	0,92
10	0,02	0,04	0,03	0,02
12	0,00	0,01	0,07	0,14
14	0,00	0,00	0,00	0,12

Tabla V-11

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = -60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	1,01
11	0,00	0,08	1,10	3,08
9	0,55	1,60	2,11	4,28
7	2,66	2,19	2,61	4,89
5	3,36	2,37	2,56	4,61
3	3,49	2,06	2,10	3,67
1	2,81	1,52	1,44	2,22
2	1,69	0,78	0,58	0,53
4	0,44	0,03	0,05	0,24
6	0,10	0,13	0,19	0,48
8	0,22	0,18	0,26	0,69
10	0,08	0,21	0,28	0,68
12	0,00	0,02	0,24	0,67
14	0,00	0,00	0,00	0,36

### 4 Ejemplo

Superficie de estudio ubicada en Madrid, inclinada 30° y orientada 10° al Sudeste. En la figura 6 se muestra el perfil de obstáculos.

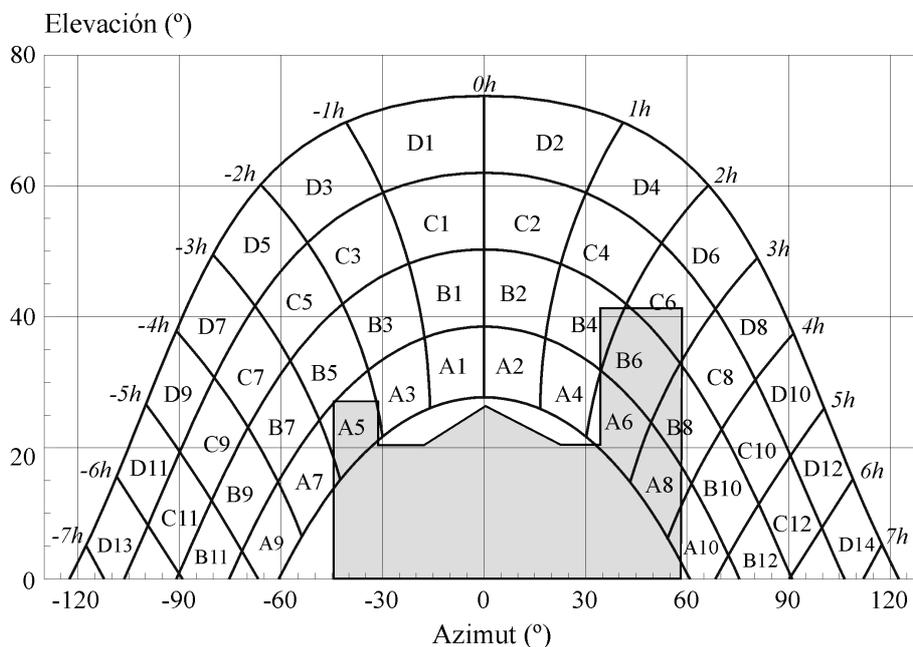


Fig. 6

Tabla VI. Tabla de referencia.

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

**Cálculos:**

$$\begin{aligned}
 & \text{Pérdidas por sombreado (\% de irradiación global incidente anual)} = \\
 & = 0,25 \times B4 + 0,5 \times A5 + 0,75 \times A6 + B6 + 0,25 \times C6 + A8 + 0,5 \times B8 + 0,25 \times A10 = \\
 & = 0,25 \times 1,89 + 0,5 \times 1,84 + 0,75 \times 1,79 + 1,51 + 0,25 \times 1,65 + 0,98 + 0,5 \times 0,99 + 0,25 \times 0,11 = \\
 & = 6,16\% \approx \mathbf{6\%}
 \end{aligned}$$

**5 Distancia mínima entre filas de módulos**

La distancia  $d$ , medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculo, de altura  $h$ , que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia  $d$  será superior al valor obtenido por la expresión:

$$d = h / \tan(61^\circ - \text{latitud})$$

donde  $1/\tan(61^\circ - \text{latitud})$  es un coeficiente adimensional denominado  $k$ .

Algunos valores significativos de  $k$  se pueden ver en la tabla VII en función de la latitud del lugar.

Tabla VII

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
$k$	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Con el fin de clarificar posibles dudas respecto a la toma de datos relativos a  $h$  y  $d$ , se muestra la siguiente figura con algunos ejemplos:

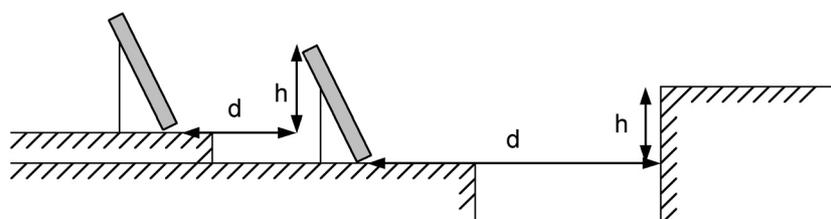


Fig. 7

La separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a la obtenida por la expresión anterior, aplicando  $h$  a la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la siguiente, efectuando todas las medidas de acuerdo con el plano que contiene a las bases de los módulos.



**PLANOS**

# **ÍNDICE DE LOS PLANOS**

**Plano I: Localización de la finca**

**Plano II: Situación de la parcela**

**Plano III: Distribución en planta de la instalación**

**Plano IV: Esquema de la instalación**

**Plano V: Esquema unifilar de las protecciones**

**Plano VI: Puesta a tierra**

**Plano VII: Canalización de baja tensión**

**Plano VIII: Canalización de media tensión**

**Plano IX: Estructura de soporte**

**Plano X: Pernos de anclaje de la estructura de soporte**

**Plano XI: Armario Inversor Xantrex GT100E**

**Plano XII: Centro de transformación (Detalle constructivo)**

**Plano XIII: Centro de transformación (Interior)**

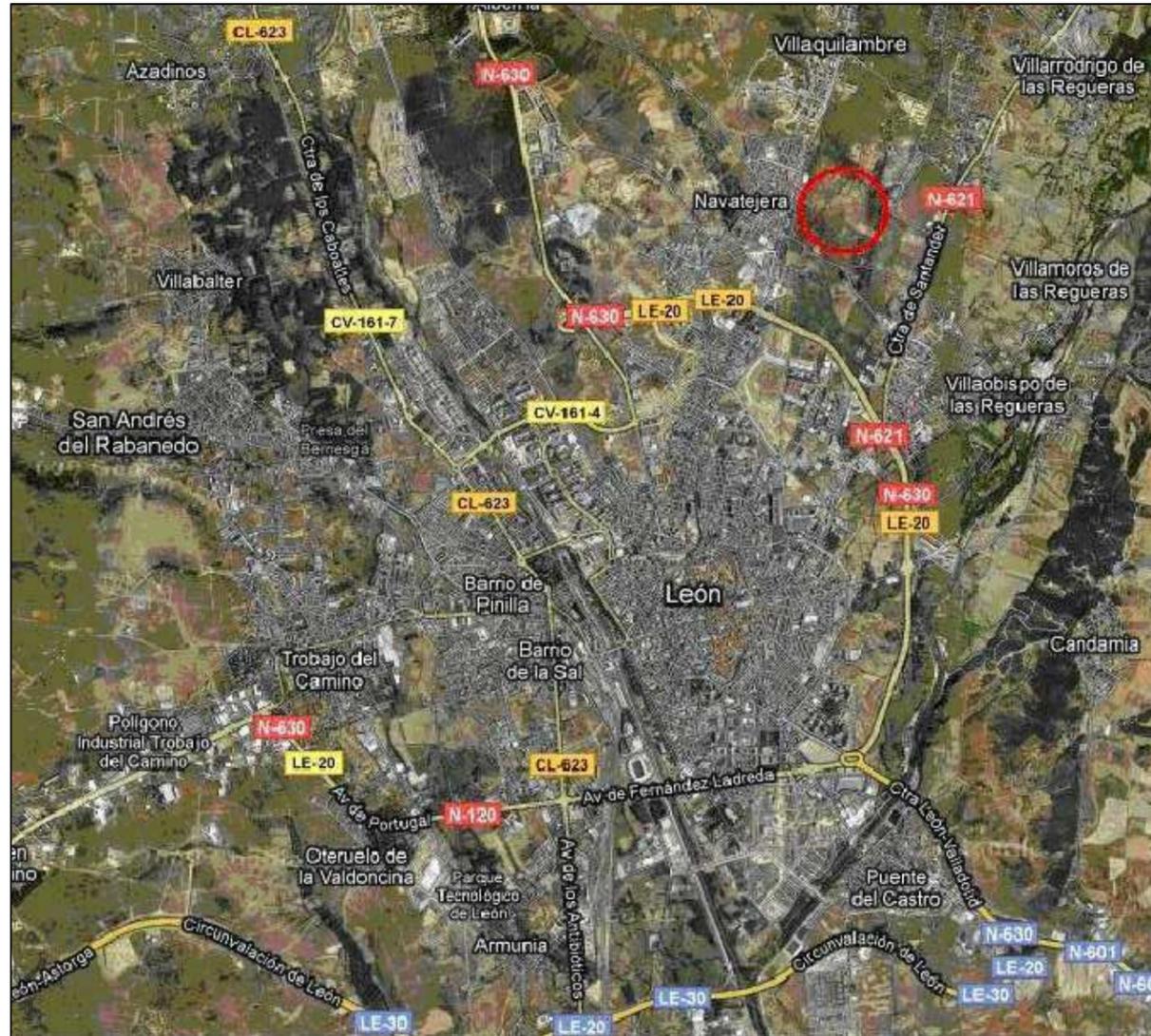
**Plano XIV: Esquema unifilar de protecciones y aislamiento independiente**

**Plano XV: Cruceta CR-1**

**Plano XVI: Aislamiento**

**Plano XVII: Seccionamiento**

**Plano XVIII: Detalles de la estructura de soporte**



Autor	Alfonso Herranz Olazábal	MUNDOS VIRTUALES EN CAD: DISEÑO Y MODELIZADO EN REALTEND DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE M.T.	
Tutor	Fernando Jorge Fraile Fernández		
Escala	Plano de localización	Proyecto fin de carrera Ingeniero Técnico Industrial	
1:10000 1:2500		Plano Nº 1	León Diciembre 2009

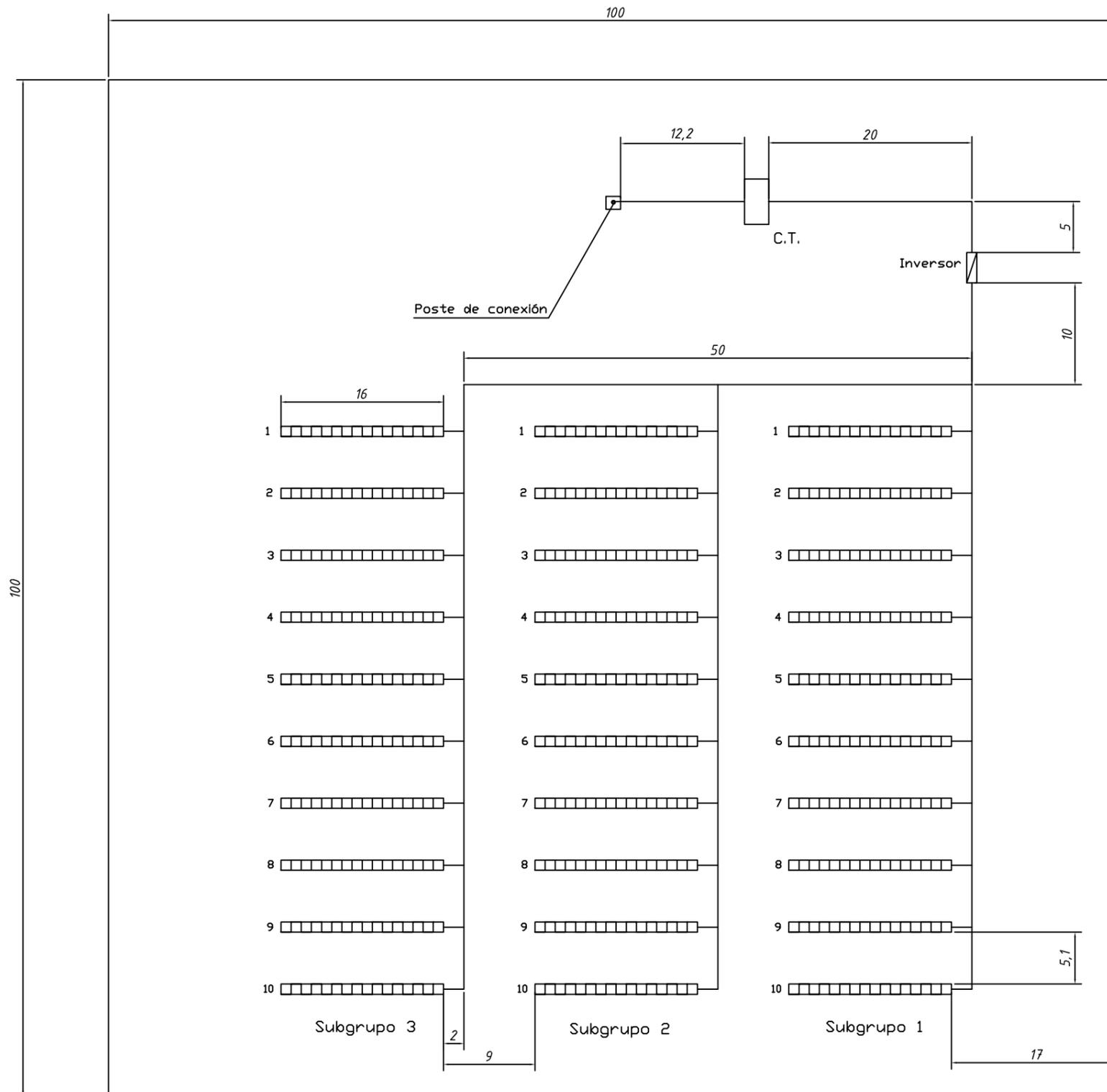
*Punto de conexión*



*Linea de media tensión de  
20KV de Iberdrola*

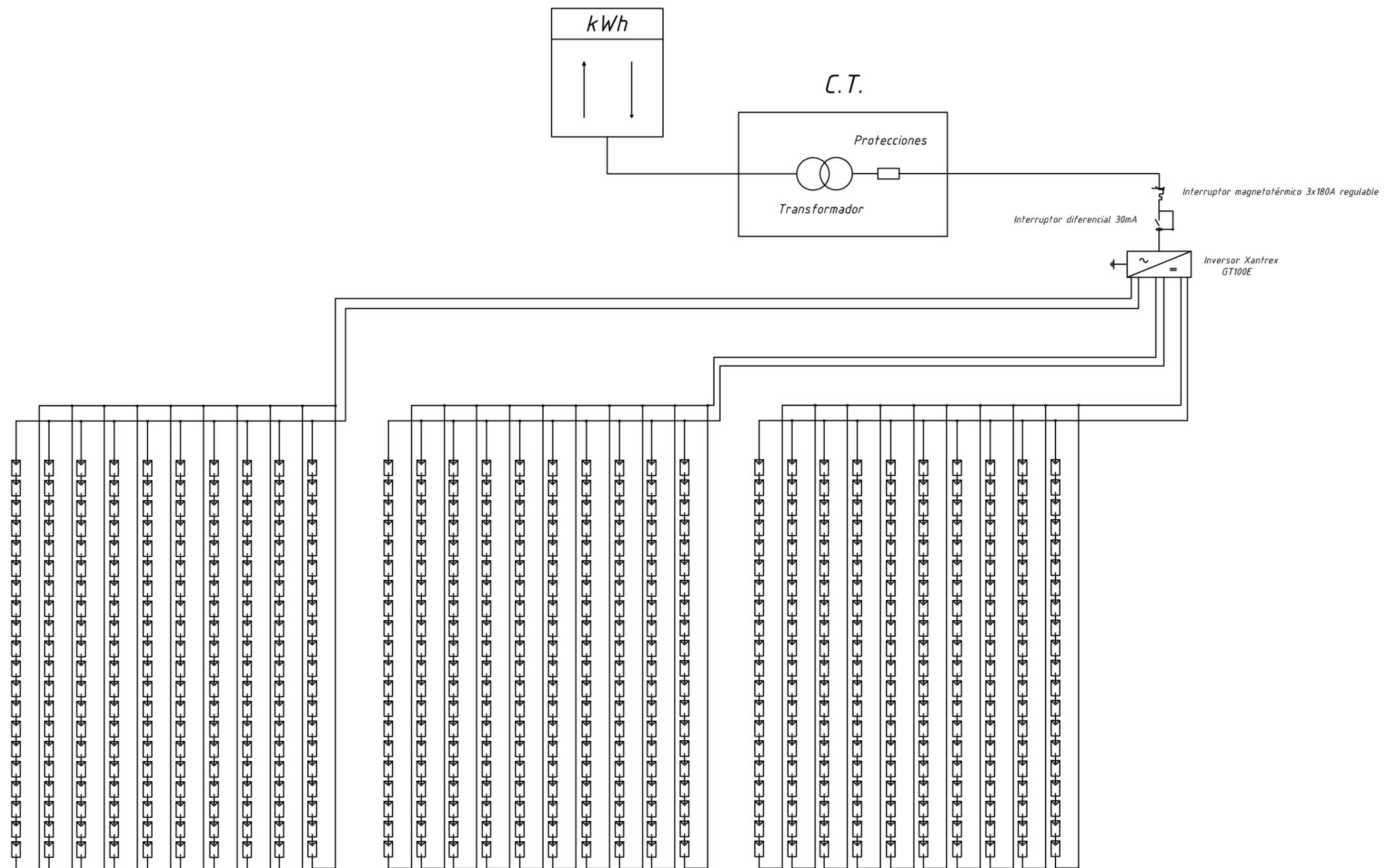
*Nota: El punto de conexión lo proporciona la empresa en las fases finales de presentación de este tipo de proyectos. Suponemos un punto de conexión a 100m en línea recta desde la salida de nuestra instalación*

<i>Autor</i>	<i>Alfonso Herranz Olazábal</i>	<i>MUNDOS VIRTUALES EN CAD: DISEÑO Y MODELIZADO EN REALTEND DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE M.T.</i>	
<i>Tutor</i>	<i>Fernando Jorge Fraile Fernández</i>		
<i>Escala</i>	<b><i>Plano de situación</i></b>	<i>Proyecto fin de carrera Ingeniero Técnico Industrial</i>	
<i>1:2000</i>		<i>Plano Nº 2</i>	<i>León Diciembre 2009</i>



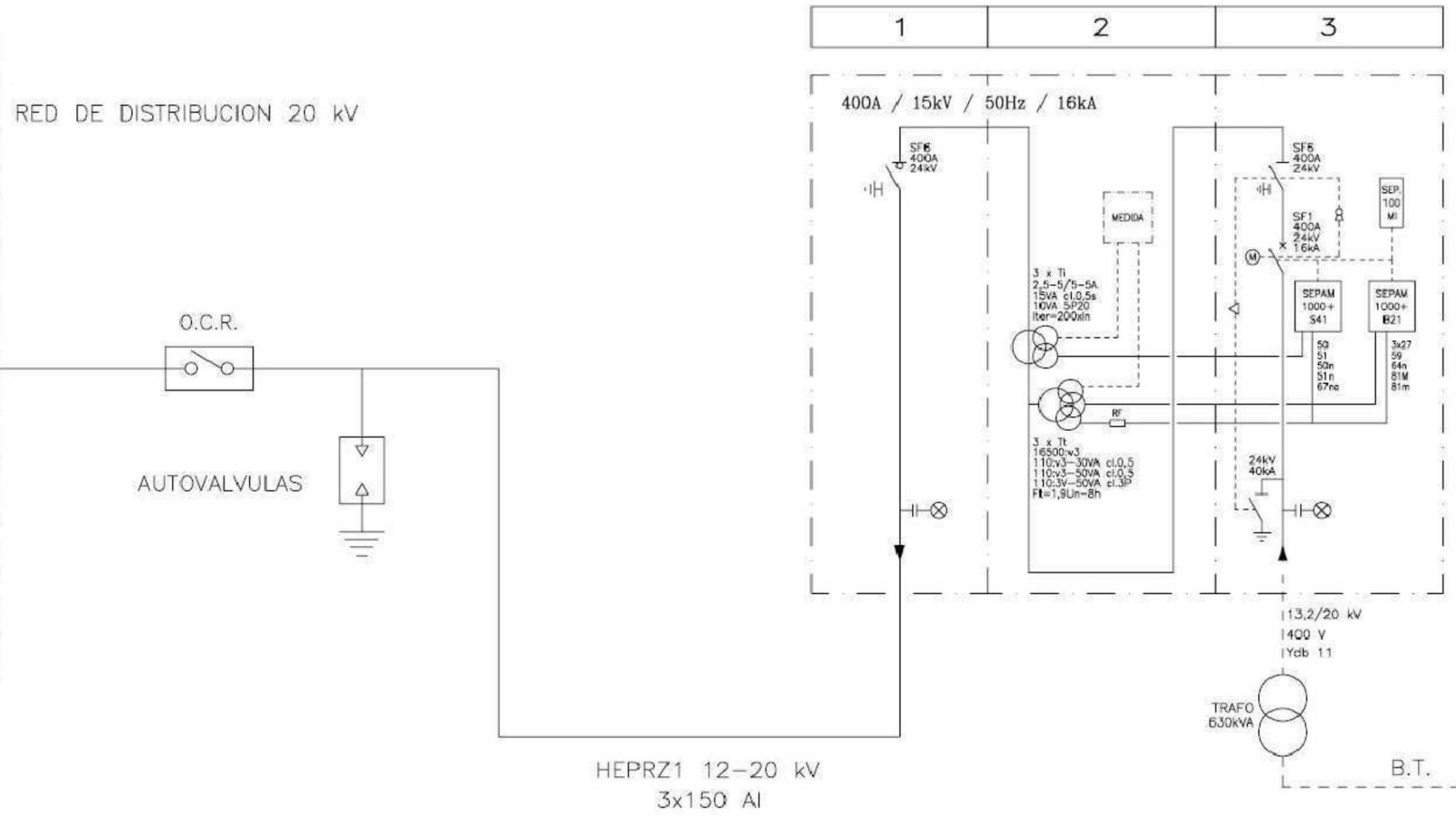
Nota: Las cotas indican los valores reales de medición en metros, debido al reglamento de obras civiles

Autor	Alfonso Herranz Olazábal	MUNDOS VIRTUALES EN CAD: DISEÑO Y MODELIZADO EN REALTEND DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE M.T.	
Tutor	Fernando Jorge Fraile Fernández		
Escala	Distribución en planta de la instalación	Proyecto fin de carrera Ingeniero Técnico Industrial	
1:500		Plano Nº 3	León Diciembre 2009

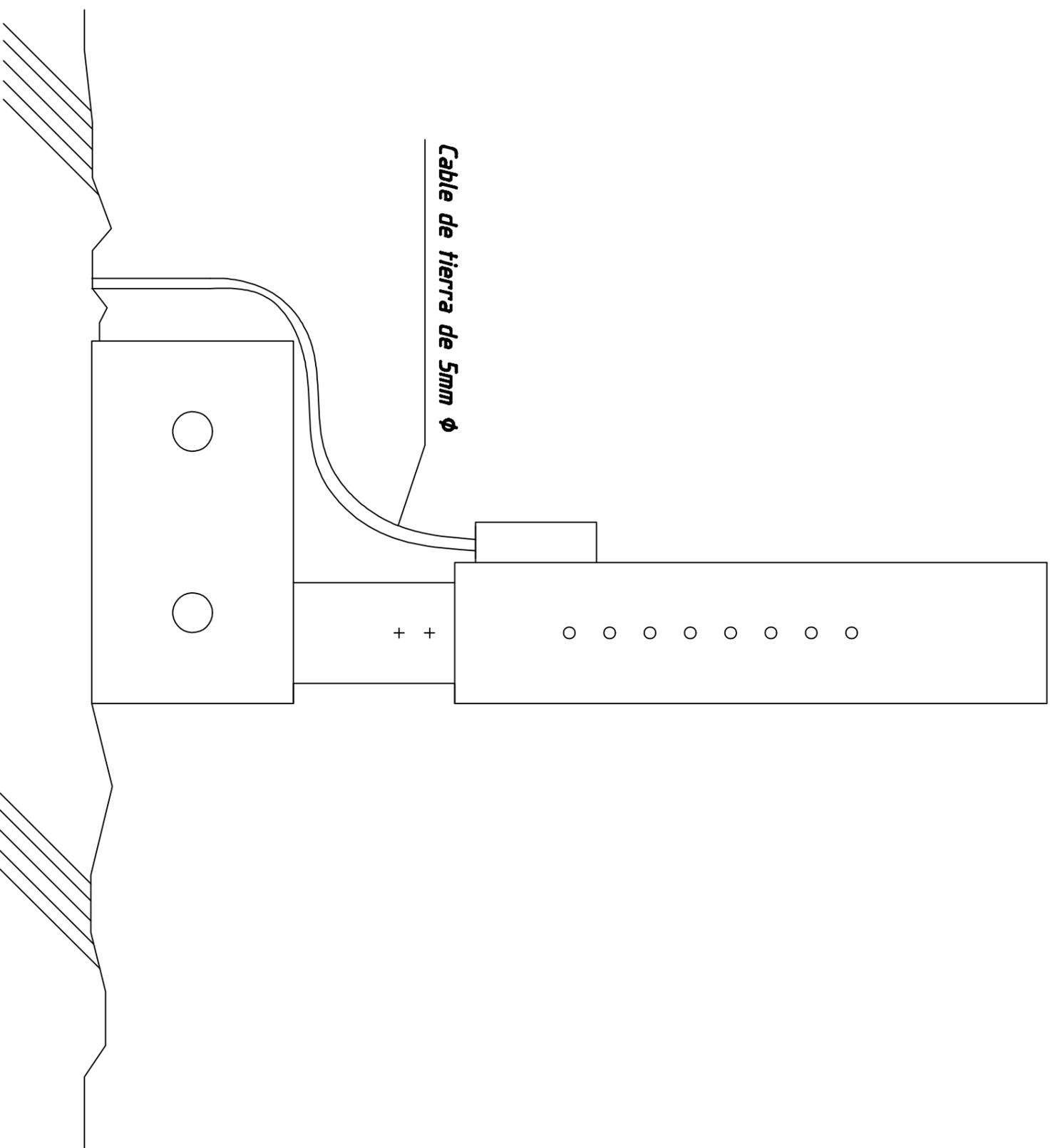


Módulo fotovoltaico SolarWorld Poly 220

Autor	Alfonso Herranz Olazábal	MUNDOS VIRTUALES EN CAD: DISEÑO Y MODELIZADO EN REALXTEND DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE M.T.	
Tutor	Fernando Jorge Fraile Fernández		
Escala	<b>Esquema unifilar de la instalación</b>	Proyecto fin de carrera Ingeniero Técnico Industrial	
S/E		Plano Nº 4	León Diciembre 2009



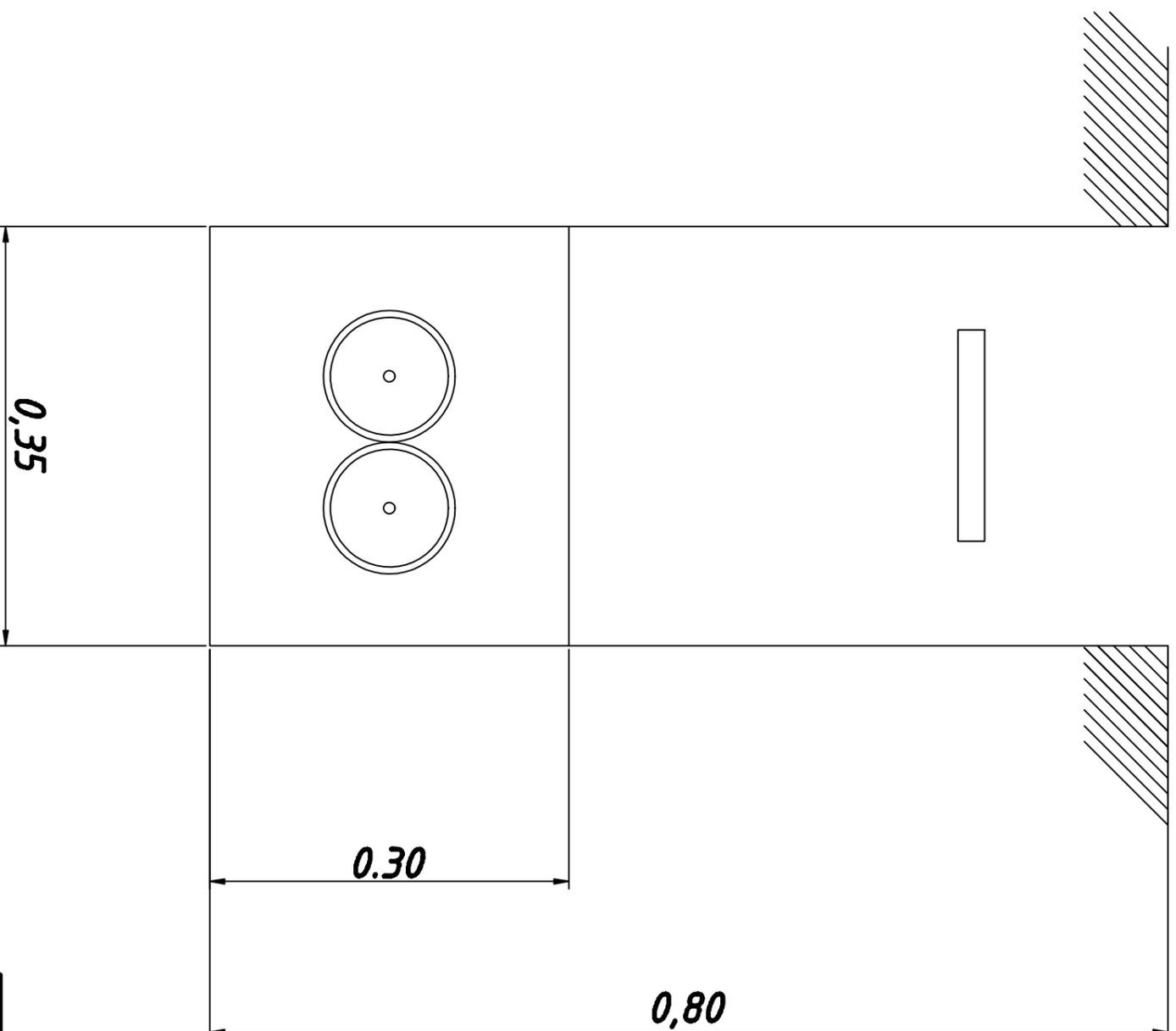
Autor	Alfonso Herranz Olazábal	MUNDOS VIRTUALES EN CAD: DISEÑO Y MODELIZADO EN REALXTEND DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE M.T.	
Tutor	Fernando Jorge Fraile Fernández		
Escala	<b>Esquema unifilar de las protecciones</b>		Proyecto fin de carrera Ingeniero Técnico Industrial
S/E			Plano Nº 5



*Nota: Se pondrán a tierra cada una de las estructuras de soporte, es decir, habrá 4 puestas a tierra por ramal*

<b>Autor</b>	<b>Alfonso Herranz Olazábal</b>	<b>MUNDOS VIRTUALES EN CAD: DISEÑO Y MODELIZADO          EN REALXTEND DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA          CONECTADA A RED DE H.T.</b>	
<b>Tutor</b>	<b>Fernando Jorge Fraile Fernández</b>		
<b>Escala</b>	<b>2:5</b>	<b>Puesta a tierra          de las estructuras</b>	
<b>Plano Nº</b>	<b>6</b>		

*Proyecto fin de carrera Ingeniero Técnico Industrial*



**- Datos de la canalización -**

Número de tubos : 2 ( CC +/- )

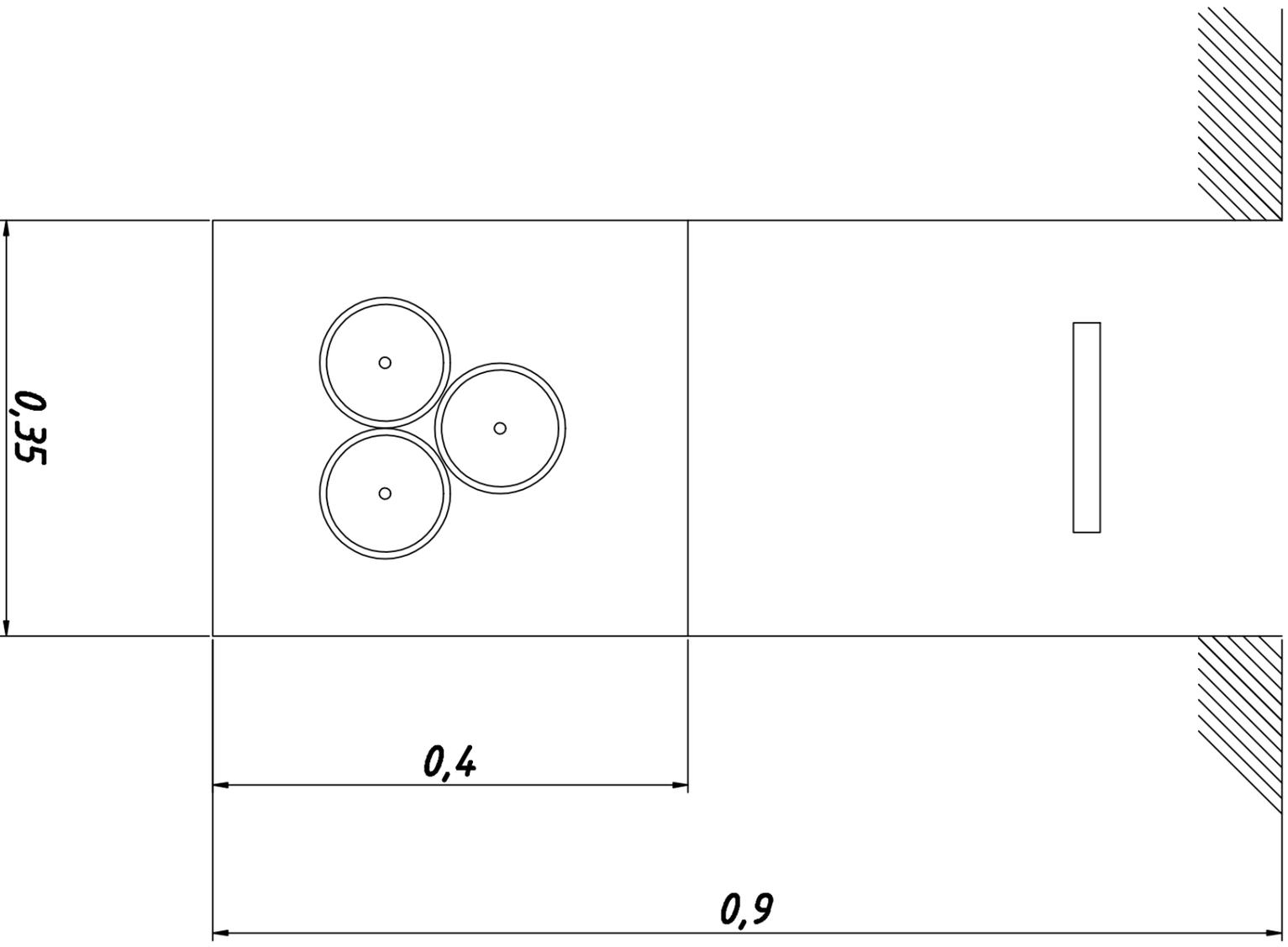
Anchura de la zanja: 35 cm

Altura de la zanja: 80 cm

Altura del asiento de arena: 30 cm

<b>Autor</b>	<b>Alfonso Herranz Olazábal</b>	<b>MUNDOS VIRTUALES EN CAD: DISEÑO Y MODELIZADO EN REALXTEND DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE M.T.</b>
<b>Tutor</b>	<b>Fernando Jorge Fraile Fernández</b>	
<b>Escala</b>	<b>1:5</b>	<b>Proyecto fin de carrera Ingeniero Técnico Industrial</b>
<b>Canalización de los cables de baja tensión</b>		
<b>Plano Nº 7</b>		<b>León - Diciembre 2009</b>

**Notas: Las cotas se han especificado en metros, según el reglamento de obras civiles**



**- Datos de la canalización -**

Número de tubos : 3 (Trifásica RST)

Anchura de la zanja: 35 cm

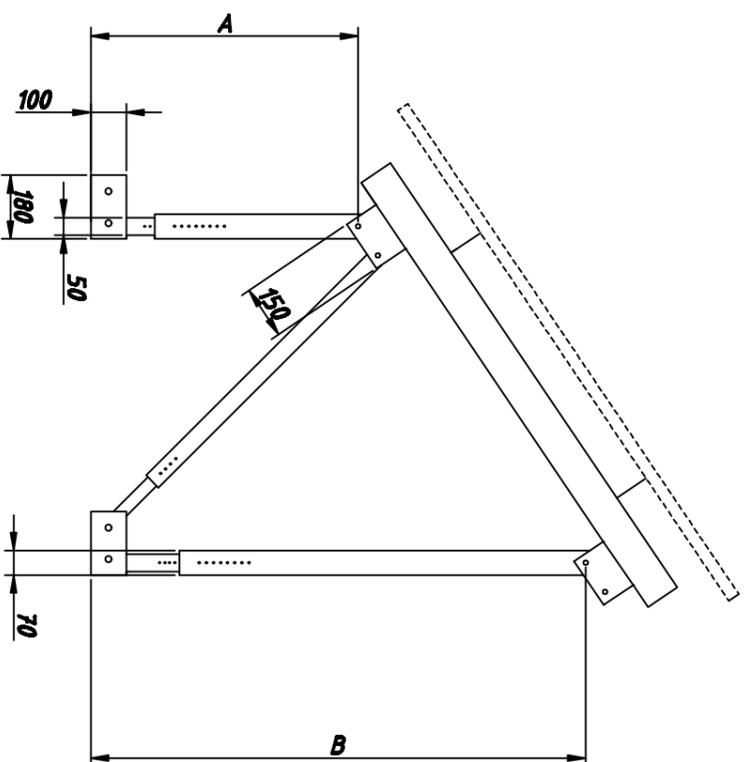
Altura de la zanja: 90 cm

Altura del asiento de arena: 40 cm

<b>Autor</b>	<b>Alfonso Herranz Olazábal</b>	<b>MUNDOS VIRTUALES EN CAD: DISEÑO Y MODELIZADO EN REALXTEMD DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE H.T.</b>
<b>Tutor</b>	<b>Fernando Jorge Fraile Fernández</b>	

<b>Escala</b>	<b>Canalización de los cables de media tensión</b>	<b>Plano Nº 8</b>	<b>León - Diciembre 2009</b>
<b>1:5</b>			

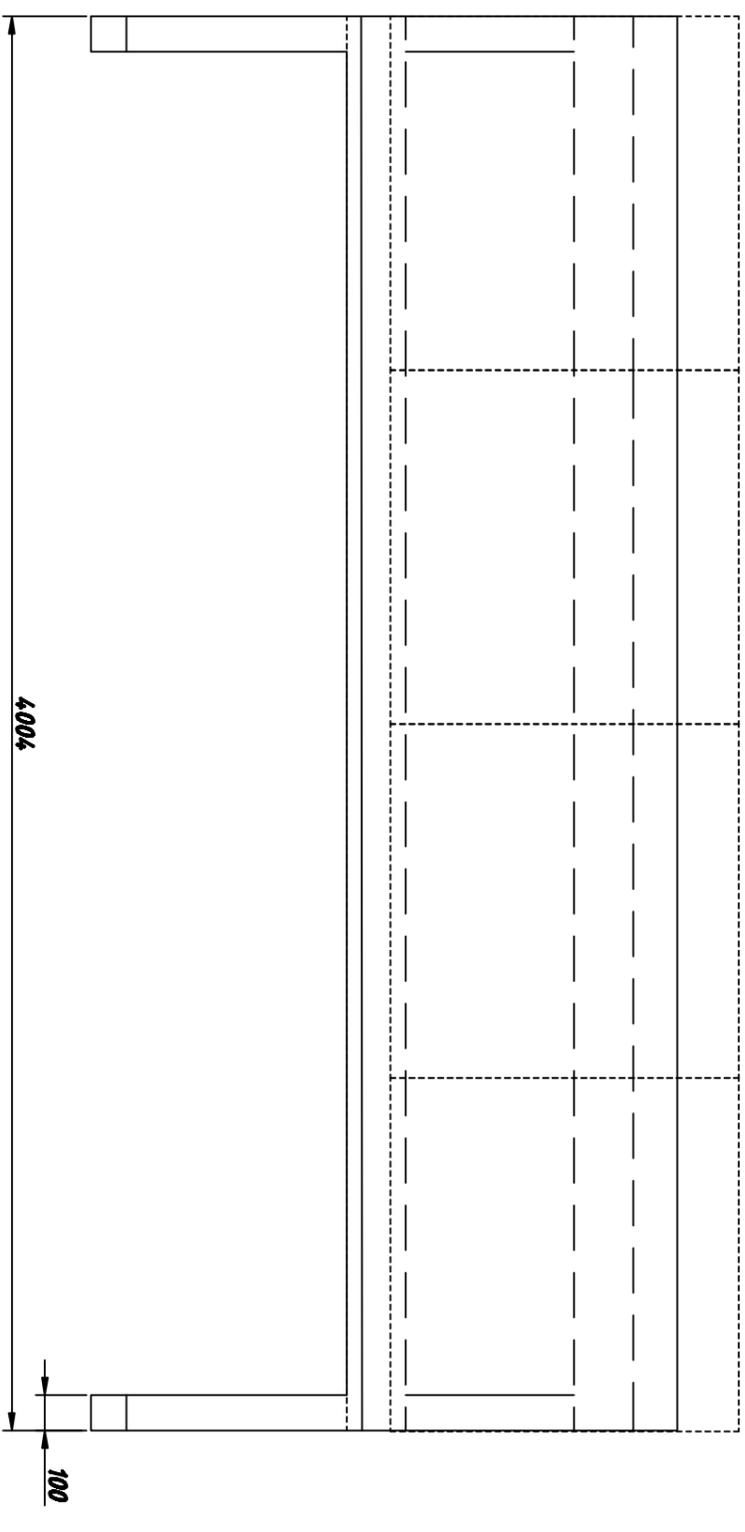
**Nota: Las cotas se han especificado en metros, según el reglamento de obras civiles**



## Perfil de la estructura

*Nota: A y B son regulables en escalas de 10 mm para permitir la regulación de la inclinación de los módulos*

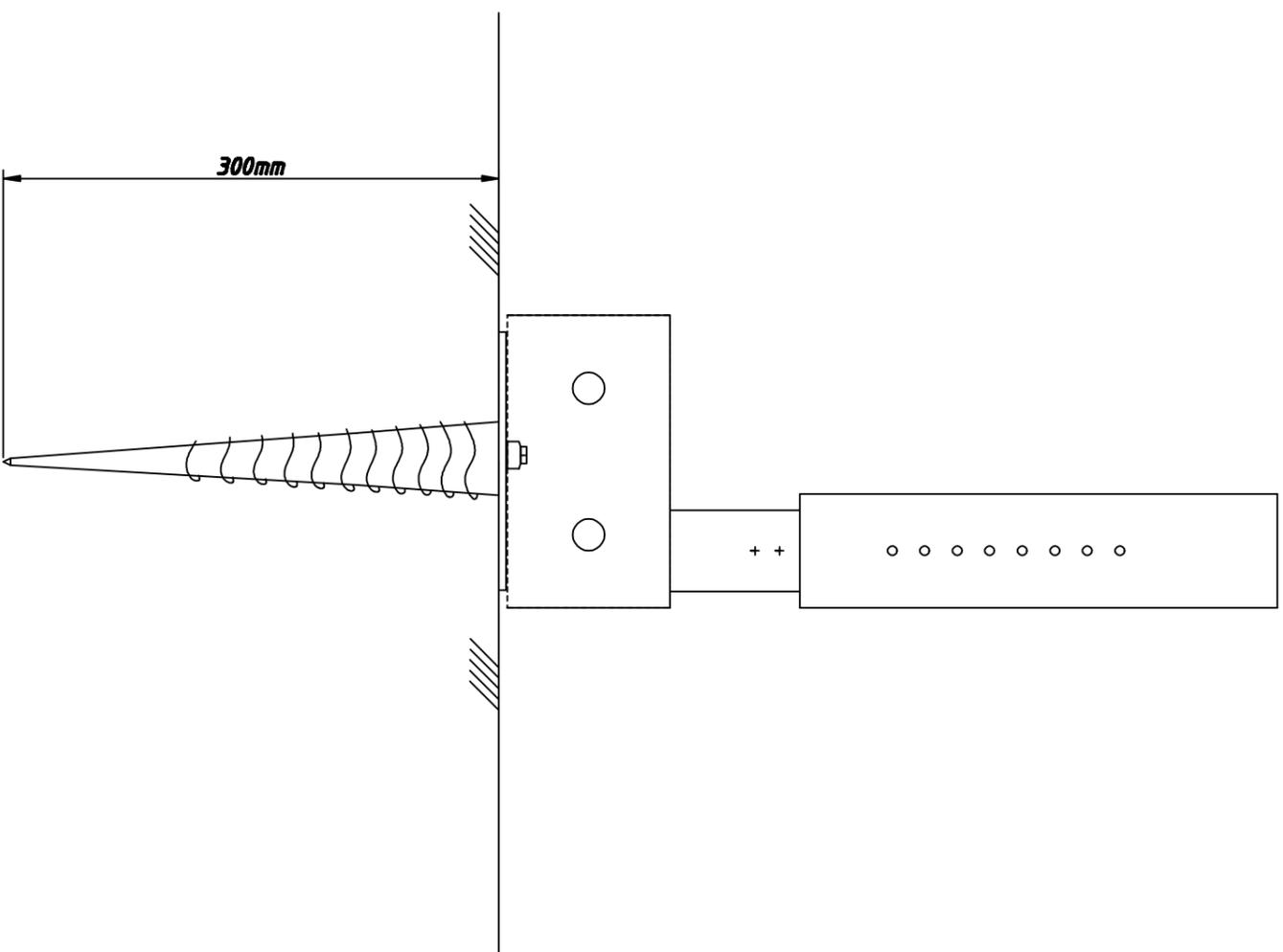
*En la figura se ha tomado una inclinación estándar de 34 grados (A=750mm, B=1400mm)*



## Alzado de la estructura

*Nota: Se he representado cada módulo con la línea cuya discontinuidad es menor. La estructura se repetirá , como muestra la figura, cada cuatro módulos*

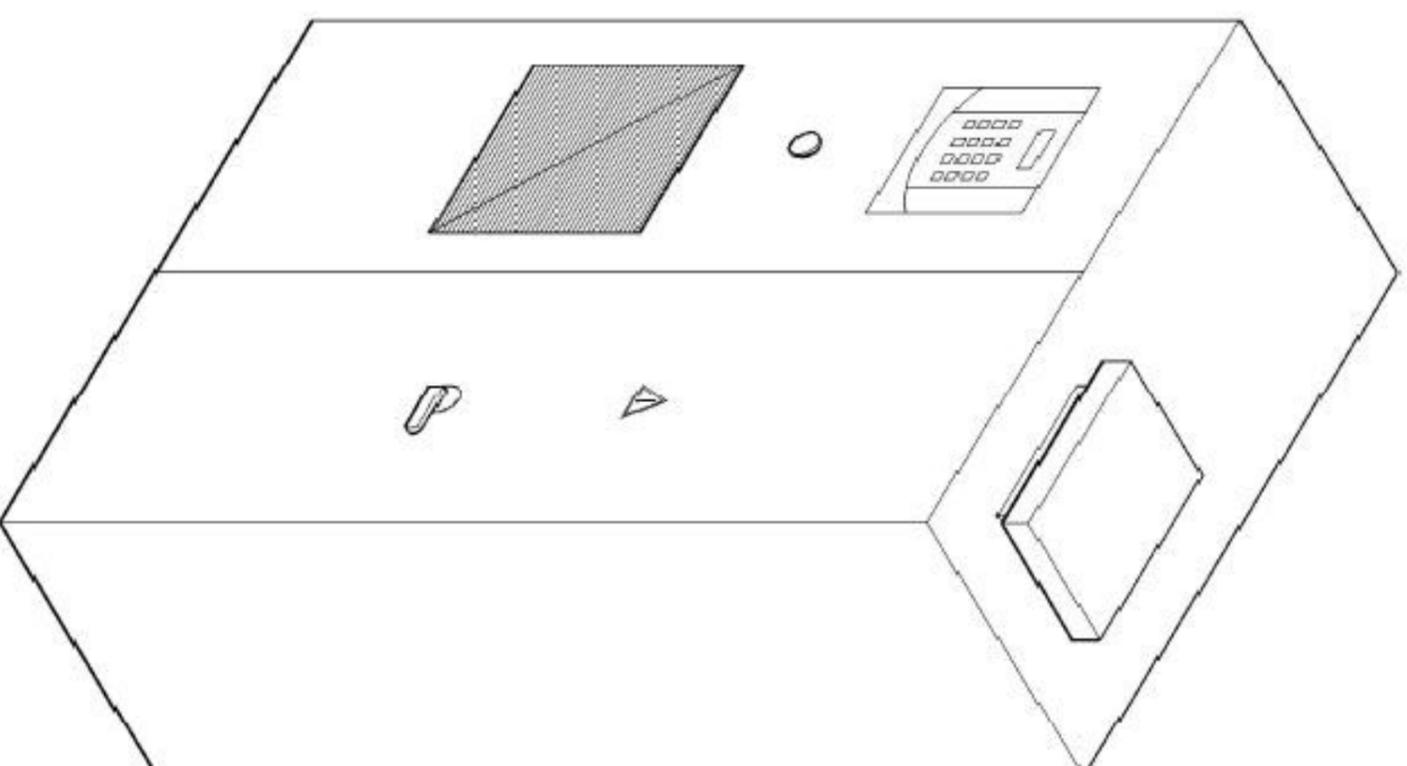
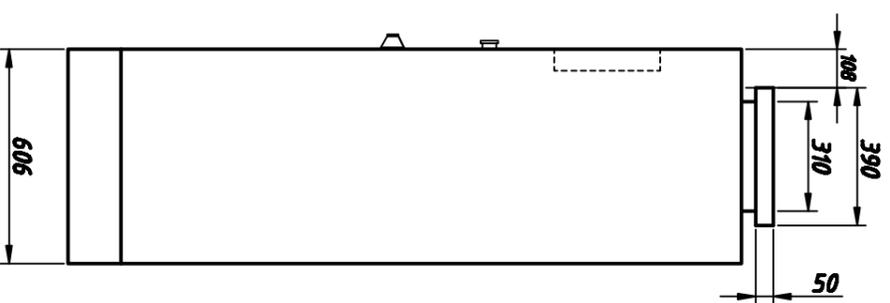
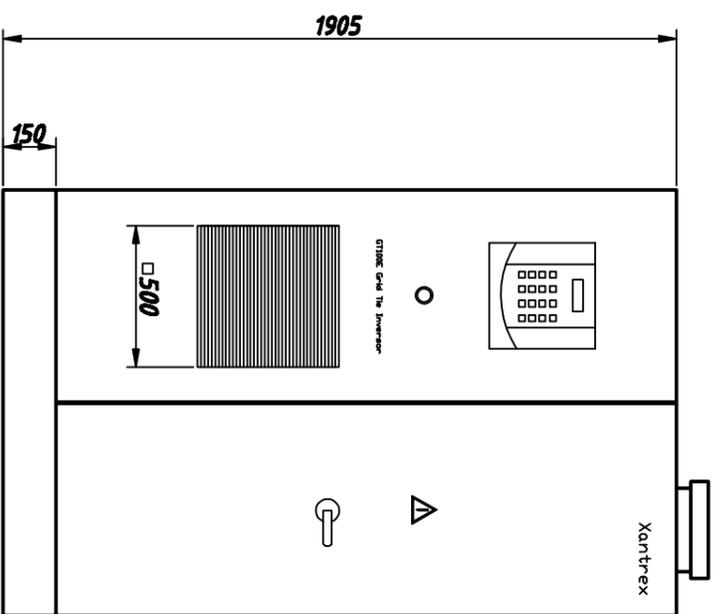
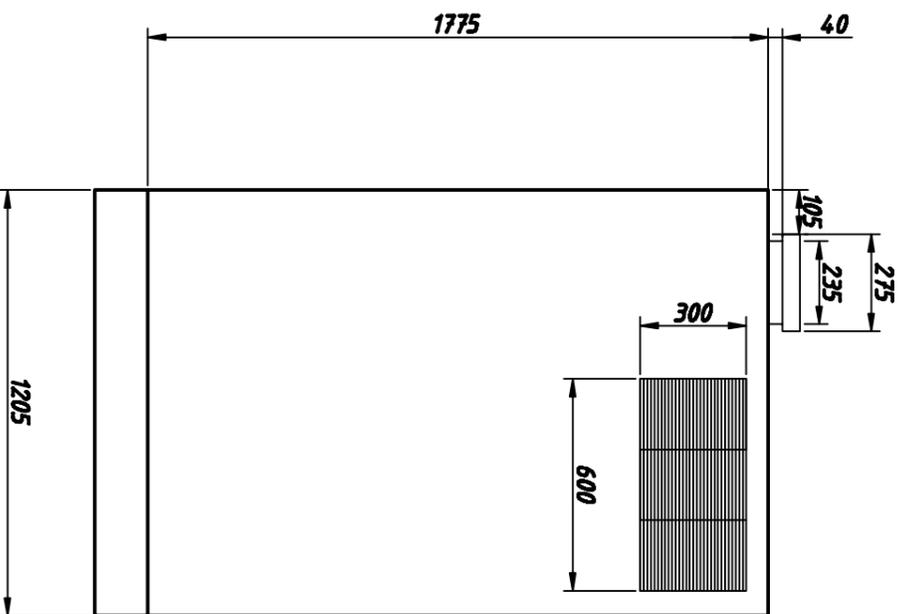
<b>Autor</b>	<b>Alfonso Herranz Olazábal</b>	<b>MUNDOS VIRTUALES EN CAD: DISEÑO Y MODELIZADO EN REALXTEND DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE H.T.</b>	
<b>Tutor</b>	<b>Fernando Jorge Fraile Fernández</b>		
<b>Escala</b>	<b>1:20</b>	<b>Estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos</b>	<b>Plano Nº 9</b>
		<i>Proyecto fin de carrera Ingeniero Técnico Industrial</i>	
		<b>León - Diciembre 2009</b>	



*Nota: En lugar de usar la clásica cimentación con zapatas de hormigón, el fabricante de la estructura recomienda el uso de pernos de anclaje en tierra para terrenos permeables, como es nuestro caso.*

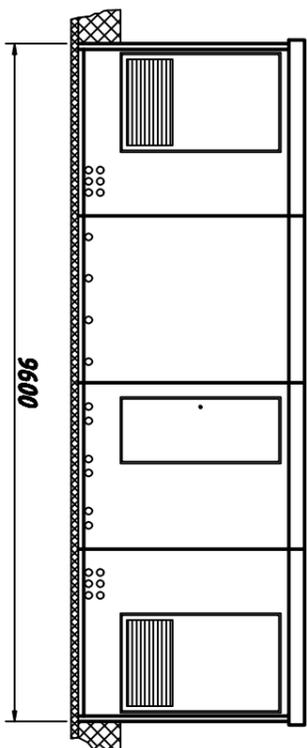
*En el dibujo se muestra el diagrama básico de los pernos de nuestra instalación. Se repetira dos veces por estructura (un perno en la pata anterior y otro en la posterior)*

<b>Autor</b>	<b>Alfonso Herranz Olazábal</b>	<b>MUNDOS VIRTUALES EN CAD: DISEÑO Y MODELIZADO EN REALXTEND DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE N.T.</b>	
<b>Tutor</b>	<b>Fernando Jorge Fraile Fernández</b>		
<b>Escala</b>	<b>Pernos de anclaje de la estructura de soporte</b>		<b>Proyecto fin de carrera Ingeniero Técnico Industrial</b>
<b>S/E</b>			<b>Plano Nº 10</b>

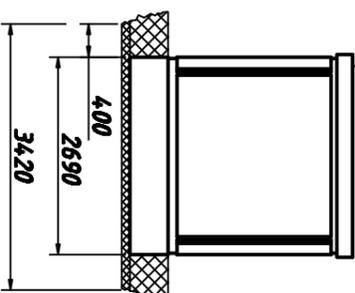


<b>Autor</b>	<b>Alfonso Herranz Olazábal</b>	
<b>Tutor</b>	<b>Fernando Jorge Fraile Fernández</b>	
<b>Escala</b>	<b>1:20</b>	
<b>Armario del inversor Xantrex GT100E</b>		
<b>Proyecto fin de carrera Ingeniero Técnico Industrial</b>		
<b>Plano Nº 11</b>		
<b>León - Diciembre 2009</b>		

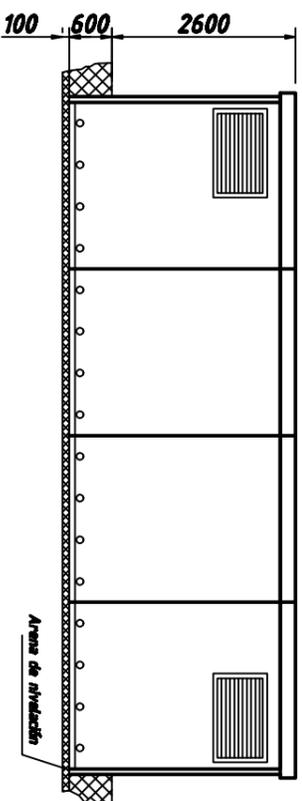
**MUNDOS VIRTUALES EN CAD: DISEÑO Y MODELIZADO  
EN REALXTEND DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA  
CONECTADA A RED DE H.T.**



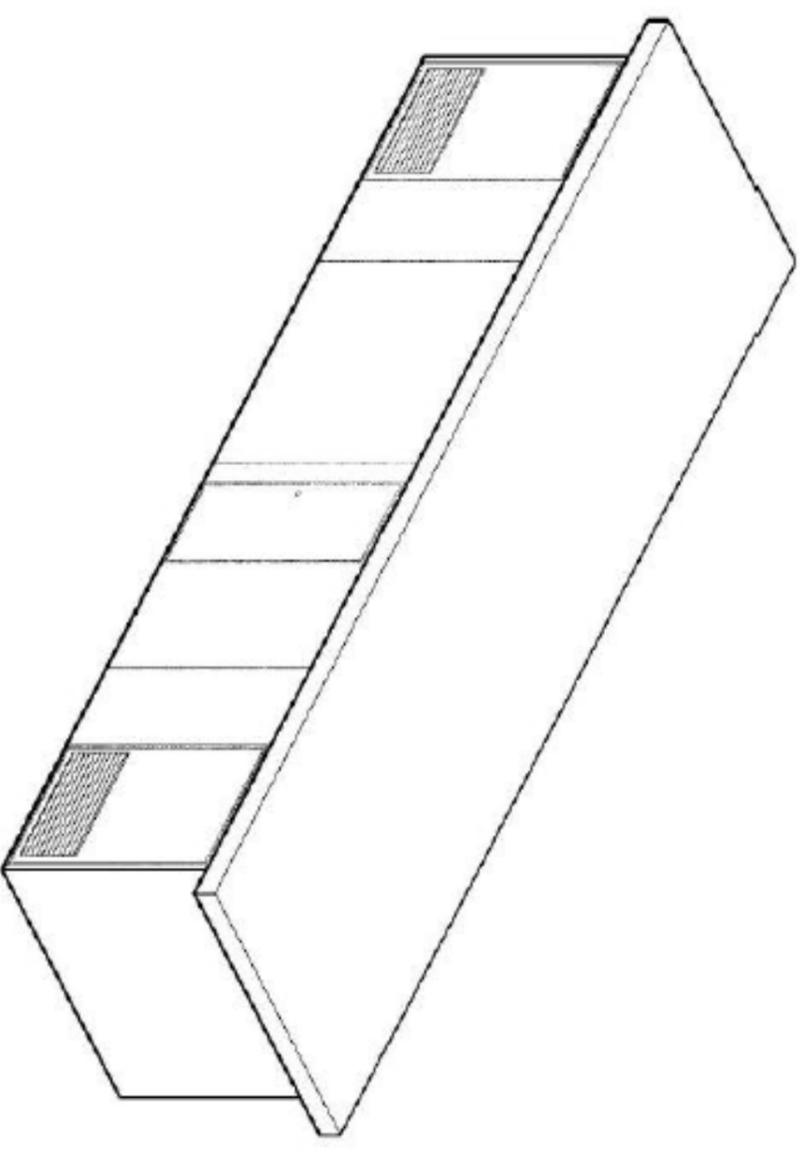
**Vista Frontal**



**Vista Lateral**

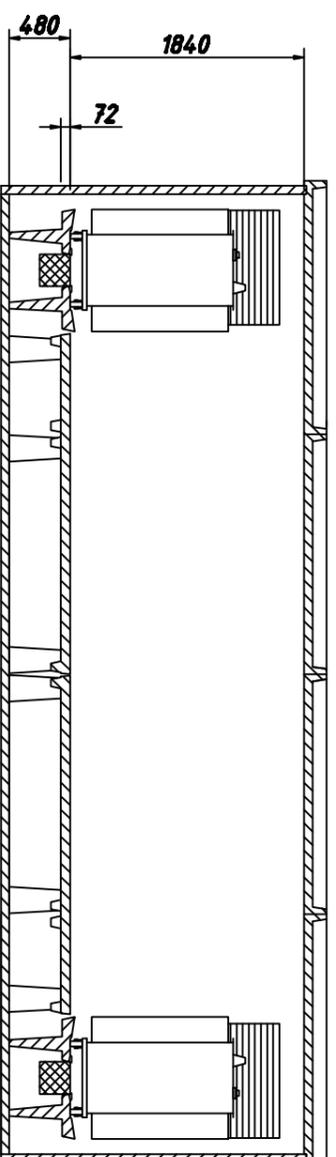


**Vista Trasera**

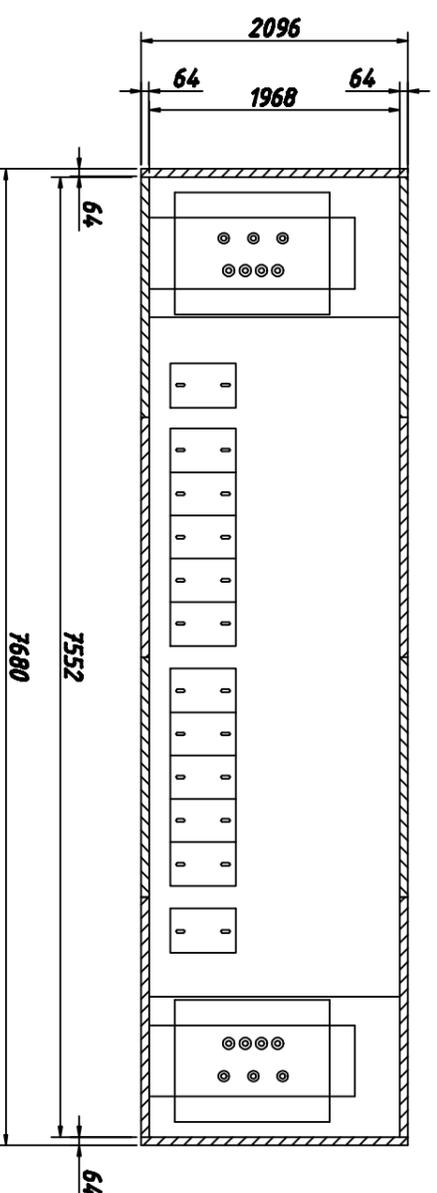


**Nota: Dimensiones de la excavación**  
 10.40 m ancho x 3.40 m. fondo x 0.70 m. profundidad

<b>Autor</b>	Alfonso Herranz Olazábal		MUNDOS VIRTUALES EN CAD. DISEÑO Y MODELIZADO EN REALXITEND DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE N.T.
<b>Tutor</b>	Ferrando Jorge Fraile Ferrández		
<b>Escala</b>	1:100		Proyecto fin de carrera ingeniero Técnico Industrial
<b>Centro de transformación: Detalle constructivo</b>			<b>Plano Nº</b> 12
			León - Diciembre 2009

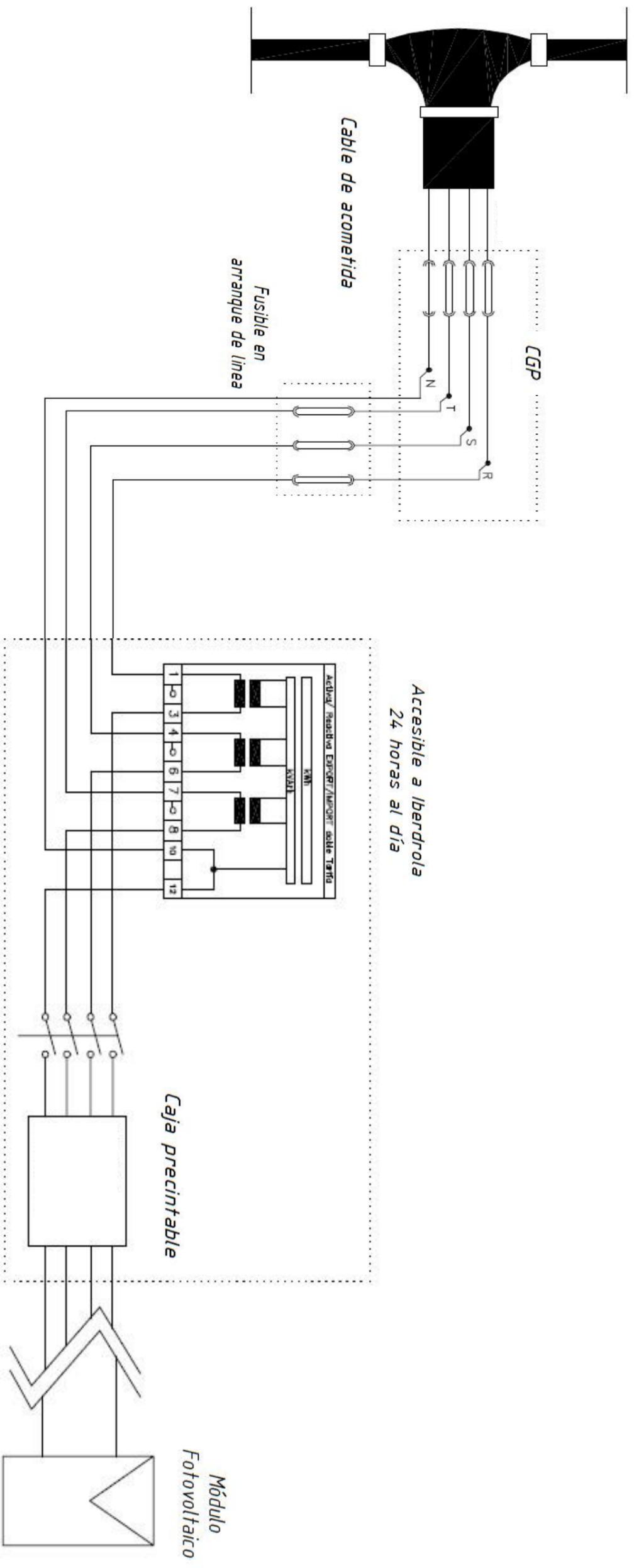


*Sección Frontal*



*Sección Lateral*

<b>Autor</b>	<b>Alfonso Herranz Olazábal</b>	<b>MUNDOS VIRTUALES EN CAD: DISEÑO Y MODELIZADO EN REALXTEND DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE H.T.</b>	<b>Proyecto fin de carrera Ingeniero Técnico Industrial</b>
<b>Tutor</b>	<b>Fernando Jorge Fraile Fernández</b>		
<b>Escala</b>	<b>1:100</b>	<b>Centro de transformación: Vistas Interiores</b>	<b>Plano Nº 13</b>
			<b>León - Diciembre 2009</b>



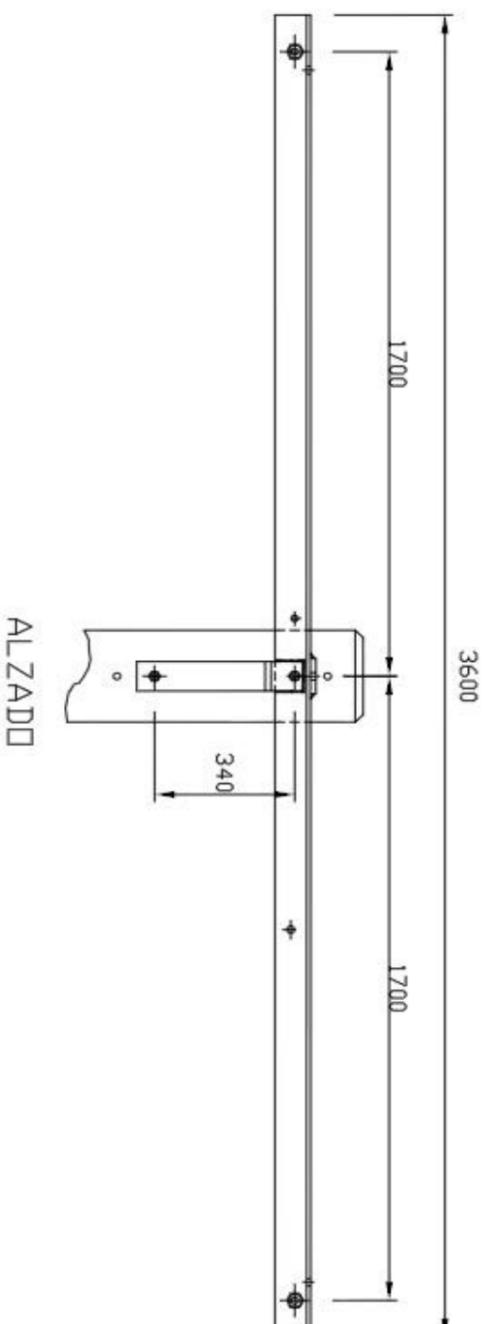
*Interruptor manual*

*Caja precintable*

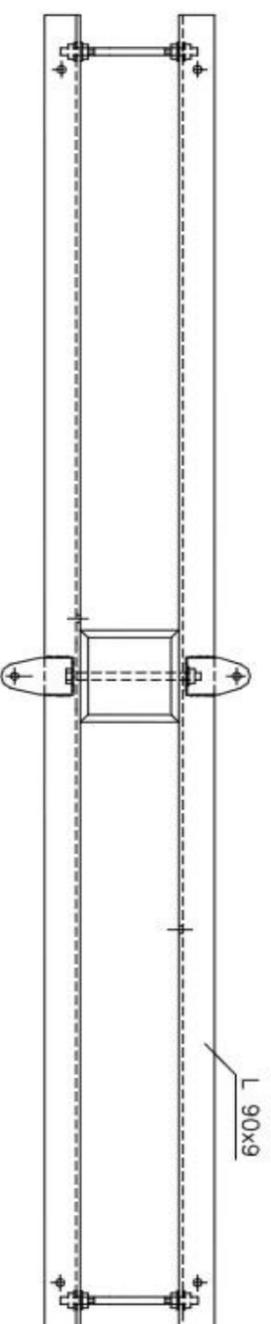
*Accesible a lberdrola  
24 horas al día*

*Módulo  
Fotovoltaico*

<b>Autor</b>	<b>Alfonso Herranz Olazábal</b>	<b>MUNDOS VIRTUALES EN CAD: DISEÑO Y MODELIZADO EN REALXTEMO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE N.T.</b>	
<b>Tutor</b>	<b>Fernando Jorge Fraile Fernández</b>		
<b>Escala</b>	<b>S/E</b>	<b>Proyecto fin de carrera Ingeniero Técnico Industrial</b>	
<b>Esquema unifilar de protecciones y aislamiento independiente</b>			



ALZADO



PLANTA

<b>Autor</b>	<b>Alfonso Herranz Olazábal</b>	<b>MUNDOS VIRTUALES EN CAD: DISEÑO Y MODELIZADO EN REALXTEXTEND DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE M.T.</b>		
<b>Tutor</b>	<b>Fernando Jorge Fraile Fernández</b>			<b>Proyecto fin de carrera Ingeniero Técnico Industrial</b>
<b>Escala</b>	<b>1:100</b>			
<b>Cruceta CR-1</b>		<b>León - Diciembre 2009</b>		

**Autor**

**Alfonso Herranz Olazábal**

**MUNDOS VIRTUALES EN CAD: DISEÑO Y MODELIZADO  
EN REALXTEXTEND DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA  
CONECTADA A RED DE M.T.**

**Tutor**

**Fernando Jorge Fraile Fernández**

**Proyecto fin de carrera Ingeniero Técnico  
Industrial**

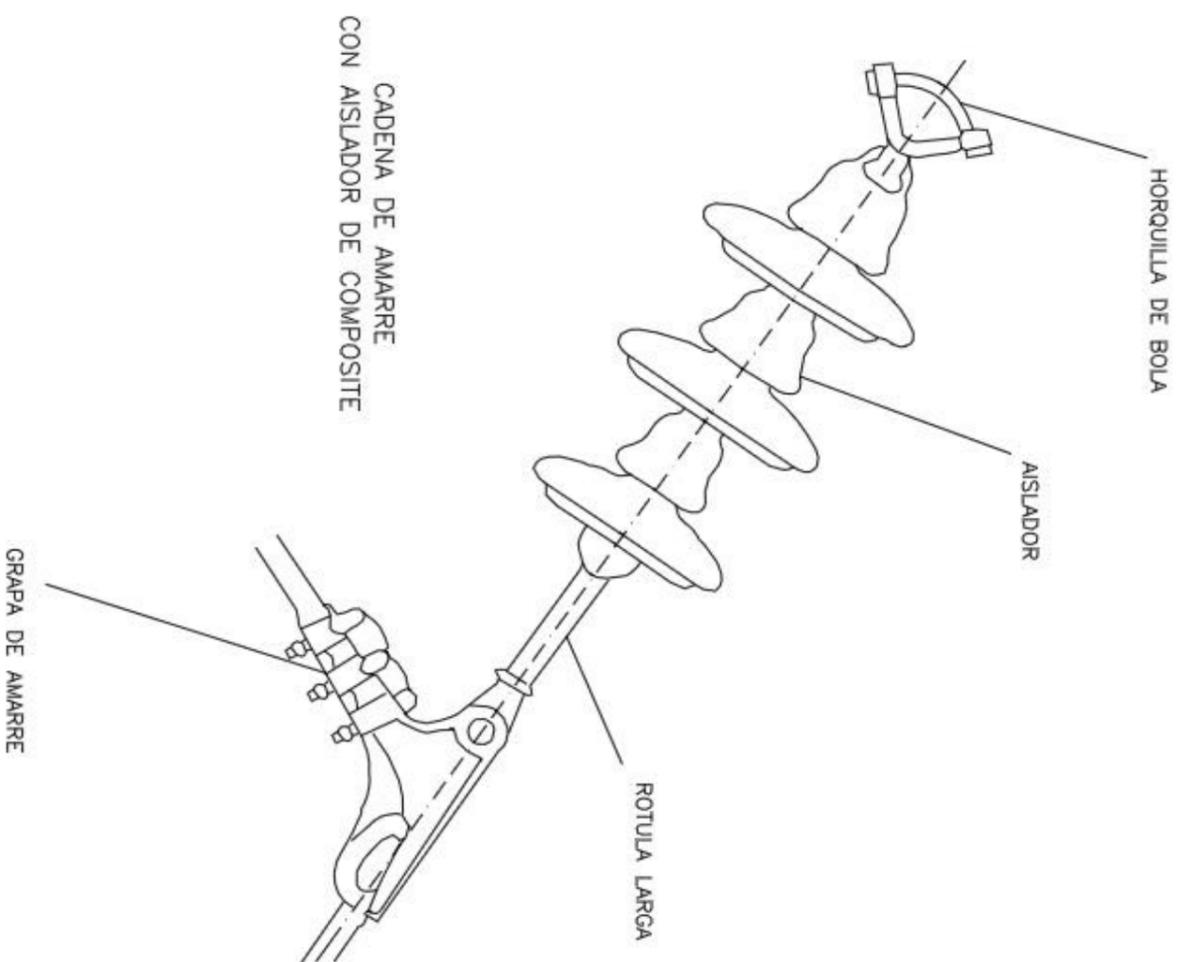
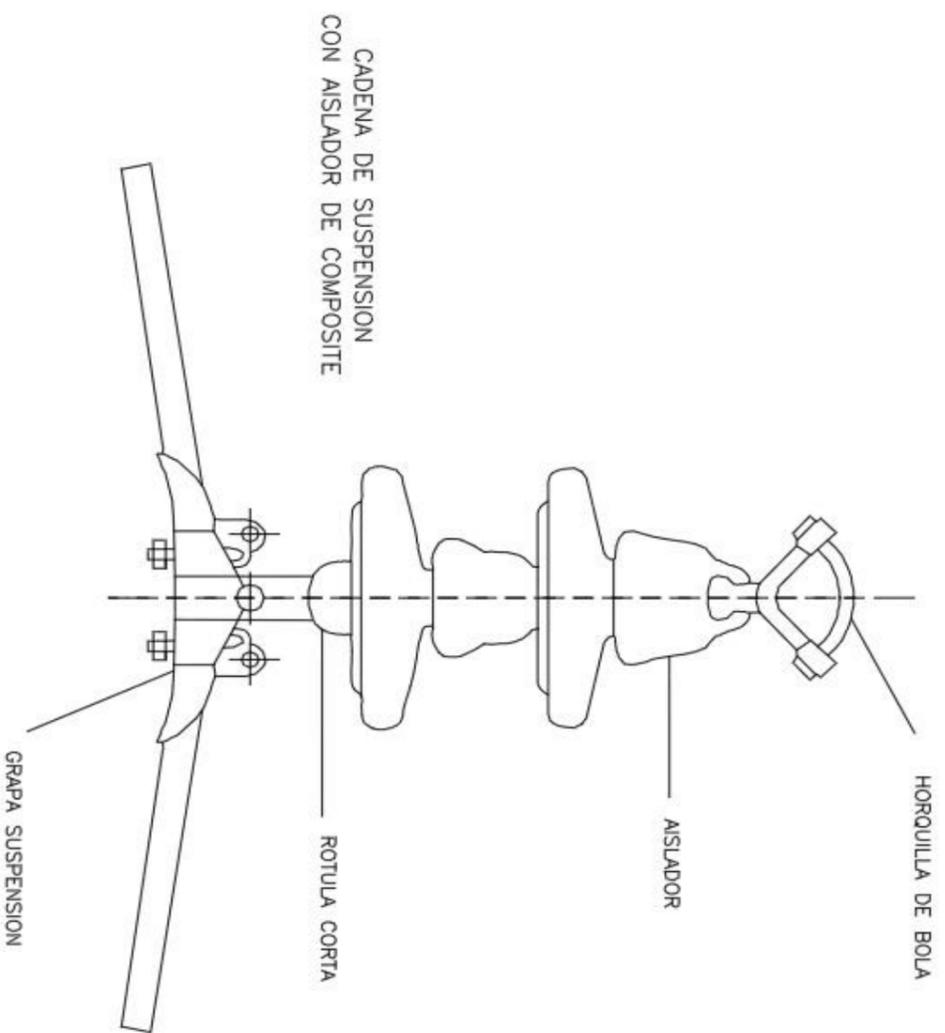
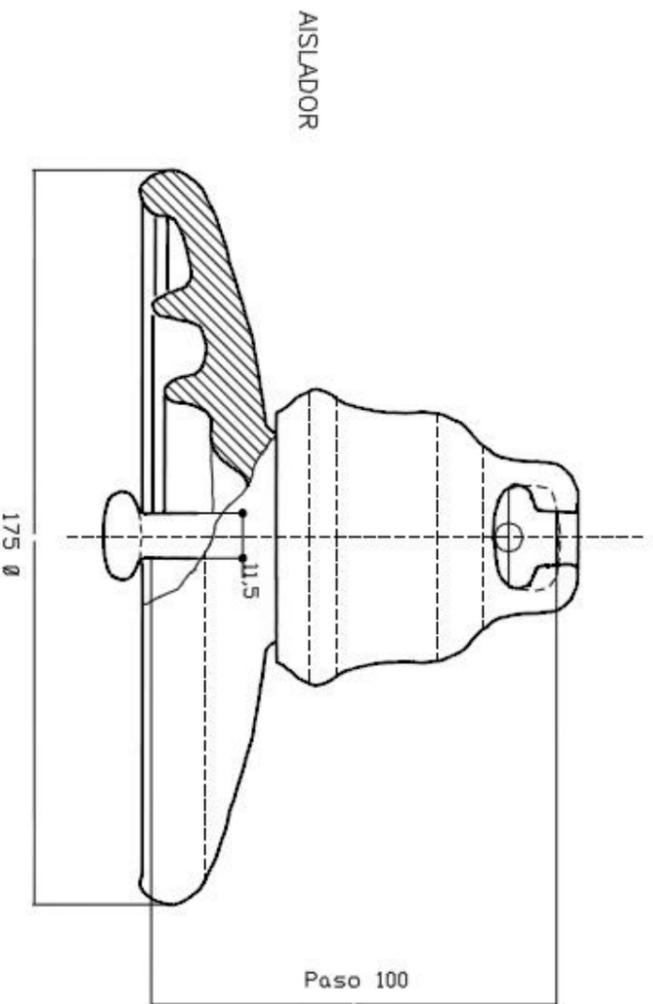
**Escala**

**1:100**

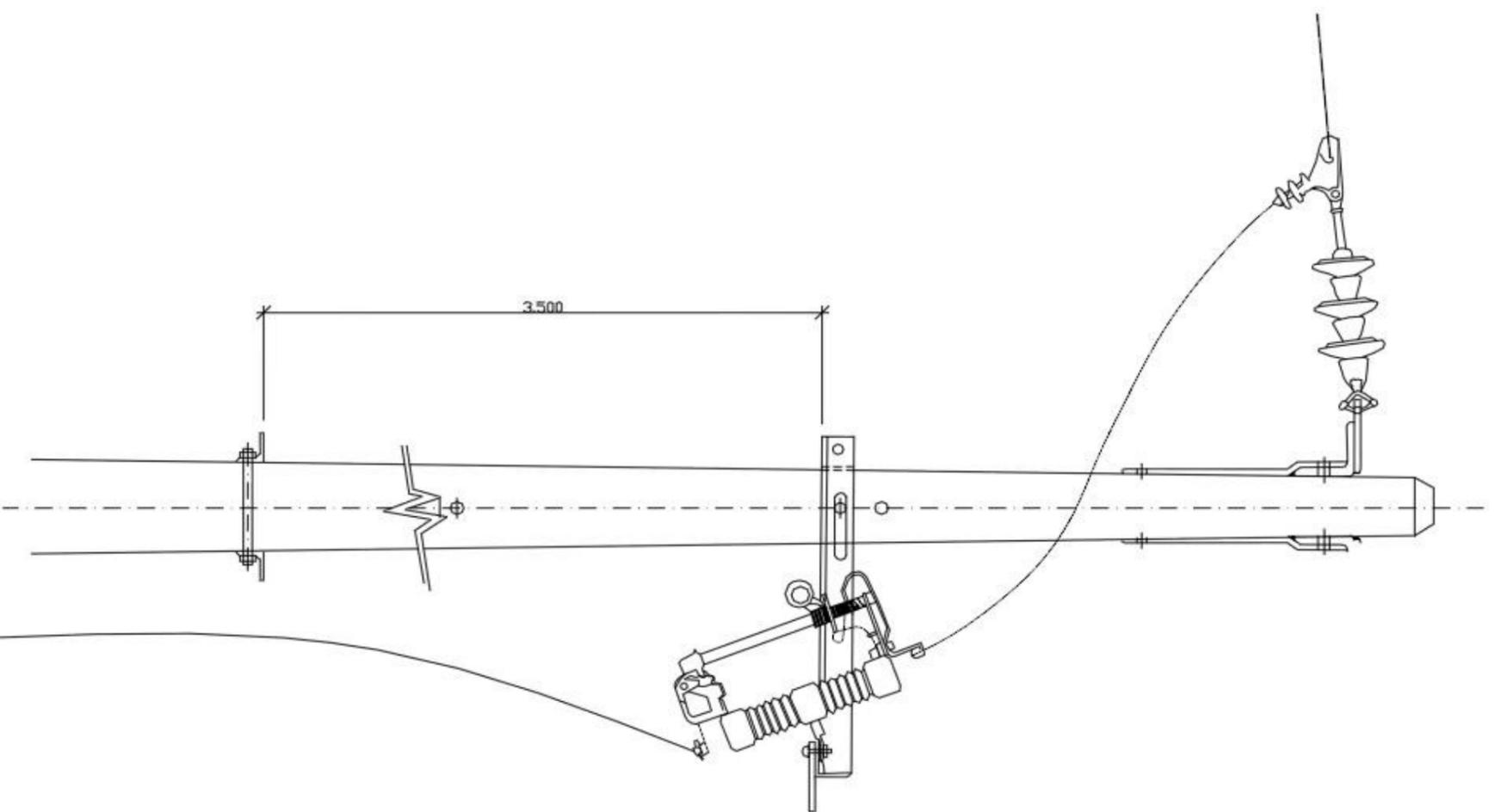
**Plano Nº  
15**

**León - Diciembre  
2009**

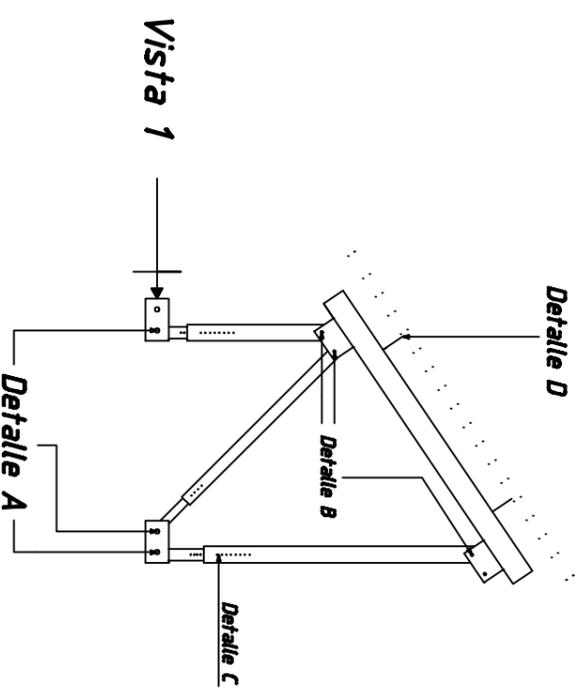
**Cruceta CR-1**



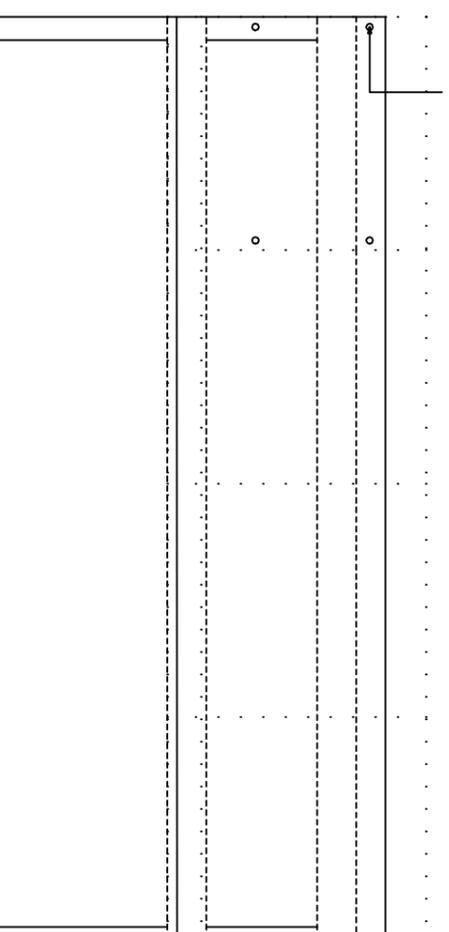
<b>Autor</b>	<b>Alfonso Herranz Olazábal</b>	
<b>Tutor</b>	<b>Fernando Jorge Fraile Ferrández</b>	
<b>Escala</b>	<b>S/E</b>	
<b>Aislamiento</b>		
<b>MUNDOS VIRTUALES EN CAD. DISEÑO Y MODELIZADO EN REALXTEND DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE N.T.</b>		
<b>Proyecto fin de carrera Ingeniero Técnico Industrial</b>		
<b>Plano Nº</b>		<b>León - Diciembre</b>
<b>16</b>		<b>2009</b>



<b>Autor</b>	<b>Alfonso Herranz Olazábal</b>		<b>MUNDOS VIRTUALES EN CAD: DISEÑO Y MODELIZADO EN REALIZANDO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE H.T.</b>
<b>Tutor</b>	<b>Fernando Jorge Fraile Ferrández</b>		
<b>Escala</b>	<b>Seccionamiento</b>		<b>Proyecto fin de carrera ingeniero Técnico Industrial</b>
<b>S/E</b>			<b>Plano Nº 17</b>



**Detalle D**

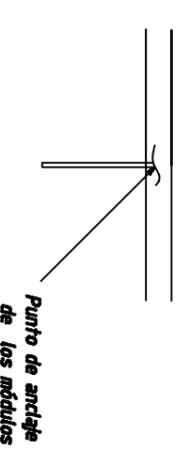
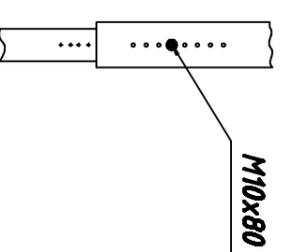
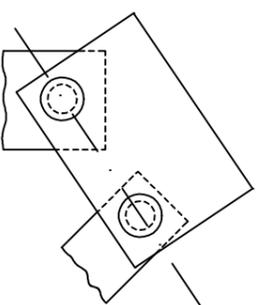
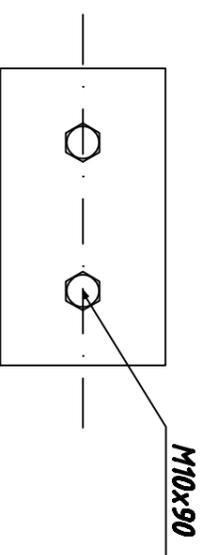


**Detalle A**

**Detalle B**

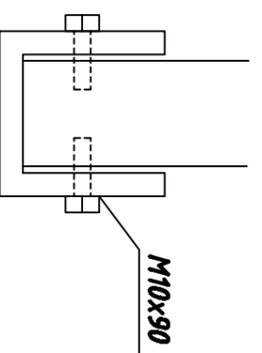
**Detalle C**

**Detalle D**



*El pie en U se deberá atornillar con dos tornillos M10x90 según DIN 931 (Par de giro 13Nm)*

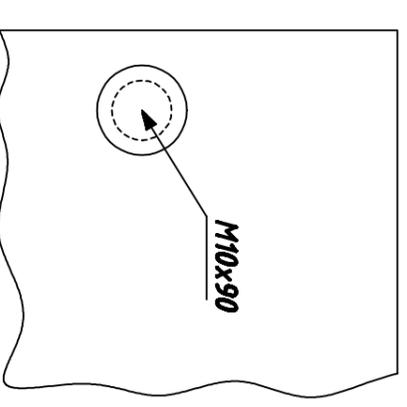
**Vista 1**



*Se deberán atornillar las patas a las barras de soporte cada 4 módulos, usando tornillos cabeza de martillo M10x30 y tuercas dentadas de bloqueo.*

*Nota: Se ha representado el atornillamiento central pero el posterior es similar.*

*Nota: Se realizará el atornillado de las patas según el ángulo que convenga a la estructura pudiendo ir desde 20 a 55°*



<b>Autor</b>	<b>Alfonso Herranz Olazábal</b>	<b>MUNDOS VIRTUALES EN CAD: DISEÑO Y MODELIZADO EN REALXTENDU DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE N.T.</b>	
<b>Tutor</b>	<b>Fernando Jorge Fraile Fernández</b>		
<b>Escala</b>	<b>S/E</b>	<b>Proyecto fin de carrera Ingeniero Técnico Industrial</b>	
<b>Detalles de ensamblaje de la estructura de soporte y módulos fotovoltaicos</b>			