



**ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA  
TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA  
ESPECIALIDAD ELECTRICIDAD**

**PROYECTO FIN DE CARRERA**

**AUTOR: Jorge Laguardia Lauroba**

**INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA  
DE 80KW SOBRE CUBIERTA DE  
NAVE INDUSTRIAL ALDOMA S.L.**

**TUTOR: Amaya Martínez Gracia**

**Área de Máquinas y Motores Térmicos**

**Año Académico: 2010/2011**

**Fecha de entrega: Junio 2011**

## RESUMEN

En la presente memoria, cálculos justificativos, planos y presupuesto se ha descrito la instalación de un productor de energía eléctrica mediante energía solar fotovoltaica sobre cubierta con conexión a red de baja tensión en régimen especial. Esta instalación cumple el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, así como las normas, ordenanzas y medidas de seguridad que le sean de aplicación.

Las posibilidades de integración de este sistema de tecnología en un edificio Industrial ya construido son muy variadas, hoy en día existen múltiples opciones arquitectónicas posibles, así como gran variedad de soluciones. Entre ellas se opta por la instalación de 80KW fotovoltaicos agrupados los módulos en bancadas orientadas al Sur con un ángulo de incidencia de 30°C y separadas entre sí tres metros, el módulo elegido es **Q.Cells Pro 230Wp** de tecnología policristalina, sus características principales son la versatilidad y su alta eficiencia.

La configuración elegida es de 16 strings compuestos por 23 módulos dispuestos en serie, en total 368 módulos. Cada string dispone de una caja seccionadora cc equipada con descargador de sobretensión, interruptor seccionador y portafusibles. Estos strings van conectados de cuatro en cuatro a 4 inversores **Siemens PVM20** que disponen de 4 entradas dc para hacer un correcto seguimiento del punto de máxima potencia.

Según cálculos teóricos esta instalación produciría **107 MWh/año** y se le estima **1395 horas equivalentes**, esta instalación se acoge, según el Real Decreto RD 1578/2008, al grupo I.2 y obtendría un prima en el tercer trimestre de 2011 de **19,84 c€/KWh** durante 30 años. El plazo de ejecución es de un máximo 6 meses desde la inscripción en la lista de pre-asignación del ministerio de industria y comercio.

La inversión de este proyecto en su totalidad asciende a **233.180 €** y según cálculos económicos al proyecto se le estima un **VAN de 29.799 €** y un **TIR de 13,88%**, lo que hace de este proyecto una inversión viable debido sobre todo a los recursos climáticos de la península y al marco económico y jurídico que regula esta actividad en España.

Como conclusión final se debe incidir que el camino de las energías renovables está en marcha y debido a la fuerte demanda energética, principalmente de origen fósil, se está provocando un alto grado de emisiones contaminantes a la atmósfera y el agotamiento de los recursos fósiles naturales, por lo que una de las posibles soluciones puede ser, y ya es, el cambio paulatino a las energías renovables.

Es lógico suponer que el sector fotovoltaico experimentará un gran impulso en los próximos años, con el consiguiente beneficio ecológico y al mismo tiempo abrirá un gran abanico de posibilidades a la industria fotovoltaica y a los inversores públicos o privados que apuesten por esta tecnología.

## **INDICE GENERAL**

1. Memoria descriptiva	Pag. 3
2. Cálculos justificativos	Pag. 38
3. Planos	Pag. 57
4. Estudio de seguridad y salud	Pag. 66
5. Pliego de condiciones	Pag. 79
6. Presupuesto y viabilidad económica	Pag. 104

# **1. MEMORIA DESCRIPTIVA**

**AUTOR: Jorge Laguardia Lauroba**

**TUTOR: Amaya Martínez Gracia**

**Área de Máquinas y Motores Térmicos**

**Año Académico: 2010/2011**

**Fecha de entrega: Junio 2011**

# INDICE

1.1 Objeto del proyecto.	Pag. 6
1.2 Alcance del proyecto.	Pag. 6
1.3 Antecedentes	Pag. 7
1.3.1 Impacto social y medio ambiental	Pag. 8
1.3.2 Protocolo de Kyoto y cambio climático	Pag. 8
1.3.3 Energía solar fotovoltaica	Pag. 9
1.3.4 Tipos de sistemas fotovoltaicos	Pag. 10
1.3.4.1 Sistemas aislados (Sistema Stand-Alone)	Pag. 10
1.3.4.2 Sistemas conectados a la red (grid connected)	Pag. 12
1.3.5 Elementos de los sistemas conectados a red	Pag. 13
1.3.5.1 Generador fotovoltaico	Pag. 13
1.3.5.2 Inversor	Pag. 14
1.3.5.3 Contador	Pag. 15
1.3.6 Efecto Fotovoltaico	Pag. 15
1.3.7 Tipos de celdas	Pag. 16
1.3.8 Curvas Características de las Celdas Fotovoltaicas	Pag. 17
1.3.9 Proceso de Fabricación de los módulos fotovoltaicos	Pag. 18
1.3.10 Efecto de factores ambientales sobre las características de salida del dispositivo	Pag. 19
1.3.11 Combinaciones de celdas y curvas resultantes	Pag. 20
1.3.12 Interacción del dispositivo fotovoltaico con la carga	Pag. 20
1.3.13 Ventajas de la energía fotovoltaica en techo	Pag. 22
1.3.14 Panorama actual de la Energía Solar Fotovoltaica y normativa	Pag. 22
1.4 Emplazamiento de la nave industrial	Pag. 25
1.5 Características generales de la nave industrial	Pag. 26

1.6 Descripción de la instalación fotovoltaica	Pag. 29
1.6.1 Acometida	Pag. 29
1.6.2 Caja general de protección	Pag. 29
1.6.3 Equipo de medida	Pag. 29
1.6.4 Cuadro principal de control y protección	Pag. 29
1.6.5 Cuadro secundario de inversores	Pag. 30
1.6.5 Toma de tierra CC	Pag. 30
1.6.6 Sistema generador fotovoltaico	Pag. 30
1.6.7 Inversor	Pag. 32
1.6.8 Protecciones	Pag. 33
1.6.8.1 Protecciones CC	Pag. 35
1.6.8.2 Protecciones CA	Pag. 35
1.6.9 Estructura soporte	Pag. 35
1.6.10 Materiales a utilizar	Pag. 36
1.7 Bibliografía	Pag. 37

## **1.1 Objeto del proyecto**

El objeto del presente proyecto es describir la Instalación Eléctrica FOTOVOLTAICA de 80KW situada en la cubierta de una Nave de USO INDUSTRIAL, situada en el Polígono Industrial Centrovía calle Bogotá Parcela 2 en el municipio de La Muela, donde se realiza la actividad de FABRICACION DE FERRALLA PARA CONSTRUCCION.

El presente proyecto se realiza a petición de la empresa ALDOMA, S.L.

El proyecto sirve para acompañar al expediente que se eleva ante Servicios Provinciales de Industria y Energía de la D.G.A., a fin de obtener la correspondiente autorización para llevar a cabo la instalación eléctrica FOTOVOLTAICA en baja tensión y posterior contratación de venta de energía, dando así cumplimiento a lo prevenido por el citado Servicio y por el vigente Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.



Ilustración 1 Aldoma S. L.

## **1.2 Alcance del proyecto**

En primer lugar se exponen los aspectos más importantes de la tecnología fotovoltaica, su crecimiento en los últimos años y la situación actual en cuanto a normativa y penetración.

Se analizan las diferentes posibilidades que ofrece una instalación de energía solar fotovoltaica, formada por un conjunto de módulos fotovoltaicos montados sobre cubierta buscando la optimización de los posibles emplazamientos atendiendo a consideraciones técnicas, económicas y estéticas. Es de gran relevancia en el proyecto la búsqueda de la máxima integración de las instalaciones en el emplazamiento escogido, de manera que su posible afectación sea mínima.

A nivel técnico se expone y analiza los diferentes elementos que integran la instalación para asegurar su correcto funcionamiento. Asimismo se hace un estudio de aquellos

elementos que puedan afectar negativamente al rendimiento. Para ello se hace uso de diferentes herramientas informáticas.

Se incluye en este proyecto los planos y los esquemas eléctricos necesarios para la ejecución del proyecto, así como un estudio de seguridad y salud y el pliego de condiciones. También se adjuntan los cálculos justificativos que garantizan el correcto funcionamiento de la instalación y el cumplimiento con los requerimientos de la normativa vigente.

### 1.3 Antecedentes

En la actualidad, la fuerte demanda energética principalmente de origen fósil está provocando un alto grado de emisiones contaminantes a la atmósfera y el agotamiento de los recursos fósiles naturales. Una de las principales alternativas o soluciones para reducir esta dependencia son las energías renovables como son la energía Eólica, Solar fotovoltaica, Solar térmica, Biomasa, etc. Pero no sólo el uso de estas energías dará una solución completa sino que habrá que combinarlo con la reducción de consumos excesivos o desmedidos, sobre todo en los países desarrollados, y con planes de eficiencia energética tanto en industria como en el sector servicio y doméstico.

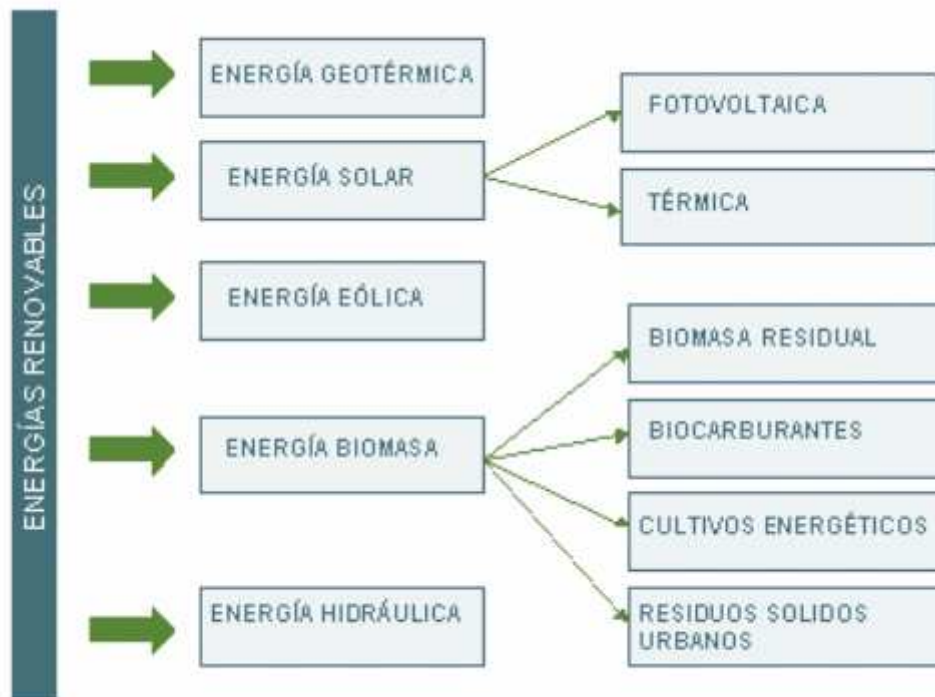


Ilustración 2 Esquema energías renovables

Dentro de las energías renovables este documento se va a centrar en la Energía Solar fotovoltaica puesto que es la que este proyecto lleva a estudio.



La energía solar es un recurso casi universal, inagotable y gratuito, incluso más abundante en zonas especialmente pobres. De hecho se puede aprovechar incluso en zonas con relativamente poca radiación, como es el caso de Alemania, líder mundial en fotovoltaica en cuanto a potencia instalada.

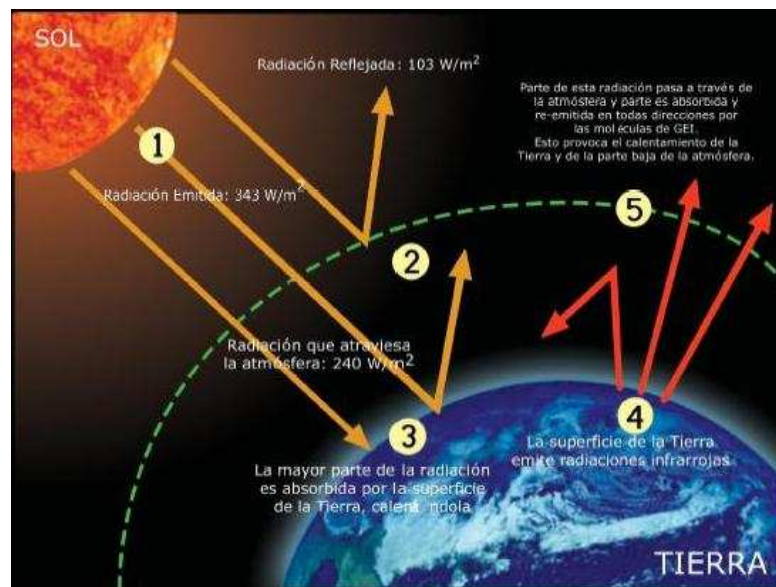


Ilustración 3. Radiación solar

### 1.3.1 Impacto social y medio ambiental

El uso de energías renovables tiene importantes beneficios medioambientales puesto que sustituyen combustibles fósiles como es el caso del carbón o el petróleo. La concienciación de la preserva del medio ambiente está cada día más presente en la sociedad.

El fomento de las Energías Renovables es uno de los puntos fuertes tanto de la política europea como española. Para ello se están promoviendo distintos tipos de ayuda por parte de los Gobiernos, para dar apoyo a inversiones y facilitar el desarrollo tecnológico.

Se ayuda por tanto a crear una percepción de riesgo menor ante las energías renovables. La Comisión Europea ha desarrollado además varias iniciativas a favor del desarrollo de las Energías Renovables en Europa lo que implica el desarrollo de normativas legales que afectan a todos los estados miembros.

### 1.3.2 Protocolo de Kioto y cambio climático

El cambio climático supone un aumento de la temperatura del planeta que en un futuro este tendrá consecuencias nefastas. El cambio climático es uno de los puntos que se desean solucionar con el uso de las energías renovables.

Los datos muestran que la temperatura anual en Europa se ha incrementado entre los  $0.3^\circ\text{C}$  y  $0.6^\circ\text{C}$  desde 1900, la década de los 90 ha sido la más calurosa de la siglo, el nivel del mar ha crecido entre 10 y 25 cm en los últimos 100 años y se ha reducido la superficie de los hielos continentales y oceánicos durante este siglo.

Son cambios evidentes y la mayoría de las causas pueden atribuirse a la emisión de los gases de efecto invernadero y aerosoles por la actividad humana. Ante este hecho los gobiernos acordaron en 1997 el Protocolo de Kioto del Convenio Marco sobre Cambio Climático de la ONU (UNFCCC). El acuerdo ha entrado en vigor sólo después de que 55 naciones que suman el 55% de las emisiones de gases de efecto invernadero lo ha ratificado.

El objetivo del Protocolo de Kioto es conseguir reducir un 5,2% las emisiones de gases de efecto invernadero globales sobre los niveles de 1990 para el periodo 2008-2012. Este es el único mecanismo internacional para empezar a hacer frente al cambio climático y minimizar sus impactos. Para ello contiene objetivos legalmente obligatorios para que los países industrializados reduzcan las emisiones de los 6 gases de efecto invernadero de origen humano como dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>) y óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), además de tres gases industriales fluorados: hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>).

En marzo 2007, se establece el compromiso de reducir como mínimo un 20% la emisión de gases con efecto invernadero y para el 2020 reducción de un 30% en los países desarrollados. Como objetivo obligatorio se ha establecido para la misma fecha, que el 20% de la energía consumida sea de origen renovable (biomasa, hidráulica, eólica y solar) frente al actual 12% establecido en el libro blanco de las Energías Renovables.

La perspectiva a más largo plazo, 2050, es disminuir entre el 60 y 80% los gases contaminantes.

### 1.3.3 Energía solar fotovoltaica

El principio de funcionamiento de la energía solar fotovoltaica consiste en el aprovechamiento de la luz del sol para producir energía eléctrica por medio de células fotovoltaicas. La célula fotovoltaica es un dispositivo electrónico basado en semiconductores de silicio (actualmente se pueden usar otro tipo de semiconductores), que genera una corriente eléctrica de forma directa al recibir luz solar, por medio del efecto fotoeléctrico.

Las células fotovoltaicas se combinan en serie, para aumentar la tensión (V) o en paralelo, para aumentar la corriente, dando lugar a los paneles comerciales que suelen incorporar varias decenas de células individuales encapsuladas en un mismo marco. Los paneles a su vez pueden combinarse en serie y paralelo para conseguir los voltajes y potencias adecuados a cada necesidad.

El conjunto de paneles solares fotovoltaicos conectados se denomina “campo fotovoltaico”. Lo que se obtiene de un campo fotovoltaico al incidir la luz, es un voltaje y una corriente eléctrica continua. Mediante un dispositivo electrónico de potencia, denominado inversor, se puede acondicionar la potencia eléctrica obtenida del campo fotovoltaico y modificarla de manera que sea igual que la que circula por las líneas de baja tensión que alimentan nuestras viviendas, industrias y servicios.

Conectando la salida del inversor a la red eléctrica, se inyecta esa potencia para que la consuma cualquiera que lo demande en ese momento, convirtiéndose en productor de energía eléctrica y obteniendo unos beneficios económicos. Para ello se ubica un contador antes de la conexión a la red y se factura la energía producida a una compañía eléctrica.

La energía solar fotovoltaica tiene diversas aplicaciones, especialmente en casos donde la red eléctrica no puede abastecer el punto donde se requiere o bien no es rentable para el cliente final hacer una línea eléctrica hasta el punto de consumo. Otra aplicación muy interesante es la alimentación a pequeños equipos electrónicos en zonas aisladas como pueden ser las estaciones meteorológicas, repetidores de telefonía o multitud de equipos instalados en carreteras. A todas estas aplicaciones se les puede denominar como sistemas fotovoltaicos en red aislada. Estos sistemas pueden combinarse con otras tecnologías, como son la Eólica o grupos electrógenos, en caso de que se requiera más potencia o en caso de que un único recurso energético no pueda abastecer el sistema. A esto último lo podemos llamar instalación híbrida, normalmente se comunica con un bus en continua entre generadores, inversor y baterías controlados por un regulador de carga.



Ilustración 4. Esquema instalación fotovoltaica a red aislada híbrida

Otra aplicación de la energía fotovoltaica que en estos últimos años ha experimentado un crecimiento exponencial es la conexión y venta a la red eléctrica. Este tipo de actividad está regulada y primada por el Real Decreto 1578/2008 y sus posteriores modificaciones.

#### 1.3.4 Tipos de sistemas fotovoltaicos

##### 1.3.4.1 Sistemas aislados (Sistema Stand-Alone)

Se trata de sistemas de energía solar que se caracterizan por el uso de baterías, puesto que es necesario un sistema de acumulación que nos proporcione energía en las horas del día en las que la intensidad lumínica no sea suficiente para ofrecer la electricidad necesaria. Por esto, durante las horas de luz en las que se consume menos energía de la que se produce, la energía sobrante es la que debemos almacenar.

Los principales componentes que forman un sistema fotovoltaico aislado son:

- Módulos fotovoltaicos
- Regulador de carga será usado para cargar en el sistema la energía. Como característica principal destacar que protege a la batería de sobrecargas por parte del generador fotovoltaico y de la descarga por exceso de uso. Puesto que ambos hechos afectan en el correcto funcionamiento del sistema.
- Inversor

- Sistema de acumulación (baterías de acumulación) está formado por un conjunto de acumuladores recargables, dimensionado de forma que garantice la suficiente autonomía de alimentación de la carga eléctrica. Las baterías que se utilizan con esta finalidad son acumuladores de tipo estacionario y sólo en casos muy especiales es posible utilizar baterías tipo automoción.

Las baterías para uso fotovoltaico tienen que cumplir los siguientes requisitos:

- 1) Bajo valor de autodescarga
- 2) Larga vida útil
- 3) Manutención casi nula
- 4) Elevado número de ciclos de carga-descarga

La función del inversor en los sistemas aislados, al igual que en los sistemas conectados a red, es la de transformar corriente continua (CC) producida por el campo fotovoltaico, en corriente alterna (CA), necesaria para la alimentación directa de los usuarios.

En este caso, el inversor tiene que estar dimensionado para poder alimentar directamente la carga que se le quiere conectar. Para estas instalaciones el uso de un inversor es incluso opcional, se podría elegir el alimentar la carga directamente con corriente continua de baja tensión.

Las principales aplicaciones de los sistemas aislados de la red eléctrica son:

- Aplicaciones espaciales: Utilizado en los equipos electrónicos de satélites y naves espaciales.
- 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: En pozos alejados de la red eléctrica, para el bombeo. 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: Si la distancia del punto de consumo a la red eléctrica es excesiva.

- 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.

#### 1.3.4.2 Sistemas conectados a la red (grid connected)

Los sistemas interconectados están permanentemente conectados a la red eléctrica nacional. En las horas de irradiación solar escasa o nula, cuando el generador fotovoltaico no produce energía suficiente para cubrir la demanda de electricidad, es la red la que proporciona la energía requerida. Viceversa, si durante las horas de irradiación solar el sistema fotovoltaico produce más energía de la que gasta, ésta se vierte a la red.

El usuario que invierte en una instalación de este tipo, sigue comprando la electricidad que consume a la distribuidora eléctrica al precio establecido, pero además se convierte en propietario de una instalación generadora de electricidad que puede facturar los kWh que produce.

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
- 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.

Los principales componentes que forman un sistema fotovoltaico son:

- Módulos fotovoltaicos
- Inversor para la conexión a red, en este caso es uno de los componentes más importante, ya que maximiza la producción de corriente del dispositivo fotovoltaico y optimiza el paso de energía entre el módulo y la carga. Los inversores para la conexión a la red eléctrica están equipados generalmente con un dispositivo electrónico que permite extraer la máxima potencia, paso por paso, del generador fotovoltaico.
- Protecciones del sistema
- Contador de energía bidireccional mide la energía producida por el sistema fotovoltaico durante su periodo de funcionamiento.

Las principales aplicaciones de los sistemas conectados a la red eléctrica son:

- 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<sup>2</sup> 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.

- 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:

- 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.

### 1.3.5 Elementos de los sistemas conectados a red

#### 1.3.5.1 Generador fotovoltaico

El elemento principal de un generador fotovoltaico es el módulo fotovoltaico. Varios módulos ensamblados mecánicamente entre ellos forman el panel, mientras que módulos o paneles conectados eléctricamente en serie, para obtener la tensión nominal de generación,

forman la rama. Ramas conectadas en paralelo para poder obtener la potencia deseada, constituyen el generador.

Los módulos fotovoltaicos que forman el generador, están montados sobre una estructura mecánica capaz de sujetarlos y que está orientada para optimizar la radiación solar.

Los valores óptimos son:

- $>15^\circ$  de inclinación, en condiciones normales
- $>45^\circ$  de inclinación en condiciones adversas

La cantidad de energía producida por un generador fotovoltaico varía durante el año en función de:

- La insolación de la localidad
- La latitud

Para cada aplicación, el generador tendrá que ser dimensionado teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Carga eléctrica,
- Potencia de pico,
- Posibilidad de conexión a la red eléctrica,
- Latitud del lugar y radiación solar media anual del mismo,
- Características arquitectónicas específicas del edificio,
- Características eléctricas específicas de la carga.

Características:

- Los generadores fotovoltaicos funcionan de forma más eficiente a bajas temperaturas.
- Requieren de un mantenimiento mínimo preventivo (suciedad).

#### 1.3.5.2 Inversor

Su función no es únicamente la de transformar la corriente continua, generada por los módulos fotovoltaicos, en corriente alterna con el voltaje y la frecuencia para poder ser traspasada a la red eléctrica (230V, 50 Hz), si no que además hace trabajar al campo fotovoltaico en el Maximum Power Point (MPP). Además supervisan la red de las posibles averías y cortar la conexión en caso de avería.

El inversor se debe escoger en función del tamaño de la instalación. Se debe tener en cuenta la potencia instalada en el inversor, y no se puede optar por inversores incorporados a los propios módulos fotovoltaicos. Aunque hoy por hoy no resultan recomendados puesto que es necesario garantizar la calidad de la corriente alterna producida para conectarla a la red general, y por los posibles inconvenientes que se planteen en los trámites legales y administrativos para conseguir facturar una energía limpia vertida a la red.

Un inversor supone entre un 10 y un 15% del coste total de la instalación. La bajada de los precios en las últimas décadas se explica debido a las innovaciones técnicas y el aumento de la producción.

### 1.3.5.3 Contador

Para el caso de este estudio, que se trata de una instalación eléctrica conectada a la red, se debe tener en cuenta el siguiente detalle:

El generador fotovoltaico requiere de un contador bidireccional ubicado entre el inversor y la red para cuantificar la energía que se genera e inyecta en la red, para su posterior remuneración y para cuantificar el pequeño consumo ( $\ll 2$  KWh/año) del inversor fotovoltaico en ausencia de radiación solar así como garantía para la compañía eléctrica de posibles consumos que el titular de la cuenta pudiera hacer.

### 1.3.6 Efecto Fotovoltaico

El efecto fotovoltaico se trata de la conversión directa de la energía solar en energía eléctrica. El fenómeno físico que se produce es debido a la interacción de la radiación luminosa proveniente del Sol con los electrones situados en materiales semiconductores.

La conversión se realiza en la célula solar. Se trata de un dispositivo formado por una lámina de un material semi-conductor. En la mayoría de los casos este material suele ser silicio. Las dimensiones de la célula suelen ser de un grosor que varía entre los 0.25 y los 0.35 mm. Su superficie suele ser de aproximadamente unos 100cm<sup>2</sup>.

Para la realización de las células, el material actualmente más utilizado es el mismo silicio utilizado por la industria electrónica, cuyo proceso de fabricación presenta costes muy altos, no justificados por el grado de pureza requerido para la fotovoltaica, que son inferiores a los necesarios en electrónica.

Otros materiales para la realización de las células solares son:

- Silicio Mono-cristalino: de rendimiento energético hasta 15 - 17 %;
- Silicio Poli-cristalino: de rendimiento energético hasta 12 - 14 %;
- Silicio Amorfo: con rendimiento energético menor del 10 %;
- Otros materiales: Arseniuro de galio, diseleniuro de indio y cobre, telurio de cadmio;

Actualmente, el material más utilizado es el silicio mono-cristalino que presenta prestaciones y duración en el tiempo superiores a cualquier otro material utilizado para el mismo fin.

Presentado normalmente como arena, mediante métodos adecuados, se obtiene el silicio en su forma pura. El cristal de silicio puro no posee electrones libres y por lo tanto resulta un mal conductor eléctrico. Para cambiar esto se le agregan porcentajes de otros elementos. Este proceso se denomina dopado. Mediante el dopado de silicio con fósforo se obtiene un material con electrones libres o material con portadores de carga negativa (silicio tipo N). Realizando el mismo proceso, pero agregando Boro en lugar de fósforo, se obtiene un material de características inversas; esto es déficit de electrones o material con cargas positivas libres o huecos (silicio tipo P).



Cada celda solar se compone de una delgada capa de material tipo N y otra de mayor espesor de material tipo P. Ambas capas separadas son eléctricamente neutras, pero al ser unidas, justamente en la unión (P-N), se genera un campo eléctrico debido a los electrones libres del silicio tipo N que ocupan los huecos de la estructura del silicio tipo P.

Al incidir la luz sobre la celda fotovoltaica, los fotones que la integran chocan con los electrones de la estructura del silicio dándoles energía y transformándolos en conductores. Debido al campo eléctrico generado en la unión (P-N), los electrones son orientados, fluyendo de la capa "P" a la capa "N". Mediante un conductor externo, se conecta la capa negativa a la positiva, generándose así un flujo de electrones (corriente eléctrica) en la conexión.

Mientras la luz siga incidiendo en la celda, el flujo de electrones se mantendrá. La intensidad de la corriente generada, variará proporcionalmente según la intensidad de luz incidente. Cada módulo fotovoltaico se conforma de una determinada cantidad de celdas conectadas en serie. Como vimos anteriormente, al unirse la capa negativa de una celda a la positiva de la siguiente, los electrones fluyen a través de los conductores de una celda a la otra. Este flujo se repite hasta llegar a la última celda del módulo, de la cual fluyen hacia el acumulador o batería. Cada electrón que abandona el módulo es reemplazado por otro que regresa del acumulador o batería. El cable de la interconexión entre módulo y batería contiene el flujo, de manera tal que cuando un electrón abandona la última celda del módulo y se dirige hacia la batería, otro electrón ingresa a la primera celda desde la batería. Es por esto que se considera inagotable a un dispositivo fotovoltaico. Produce energía eléctrica como respuesta a la energía lumínica que ingresa en el mismo. Cabe aclarar que una celda fotovoltaica no puede almacenar energía eléctrica.

### 1.3.7 Tipos de celdas

Existen tres tipos de celdas; dependiendo su diferenciación según el método de fabricación:

#### - Silicio Monocristalino:

Estas celdas se obtienen a partir de barras cilíndricas de silicio Monocristalino producidas en hornos especiales. Las celdas se obtienen por cortado de las barras en forma de obleas cuadradas delgadas (0,4-0,5 mm de espesor). Su eficiencia en conversión de luz solar en electricidad es superior al 12%. Ronda una eficiencia del 15-17%.

En este caso el silicio que compone las células de los módulos es un único cristal. La red cristalina es la misma en todo el material y tiene muy pocas imperfecciones. El proceso de cristalización es complicado y costoso, pero, sin embargo, es el que proporciona la mayor eficiencia de conversión de luz en energía eléctrica.

#### - Silicio Policristalino:

Estas celdas se obtienen a partir de bloques de silicio obtenidos por fusión de trozos de silicio puro en moldes especiales. En los moldes, el silicio se enfría lentamente, solidificándose. En este proceso, los átomos no se organizan en un único cristal. Se forma una estructura policristalina con superficies de separación entre los cristales, por tanto, el proceso de cristalización no es tan cuidadoso y la red cristalina no es la misma en todo el material. Este proceso es más barato que el anterior pero se obtienen rendimientos ligeramente inferiores.

Su eficiencia en conversión de luz solar en electricidad es algo menor a las de silicio Monocristalino, alrededor de un 12%.

- Silicio Amorfo:

Estas celdas se obtienen mediante la deposición de capas muy delgadas de silicio sobre superficies de vidrio o metal. Su eficiencia en conversión de luz solar en electricidad varía entre un 5 y un 7%.

### 1.3.8 Curvas Características de las Celdas Fotovoltaicas

Curva de corriente vs tensión (curva I-V)

La representación típica de la característica de salida de un dispositivo fotovoltaico (celda, módulo, sistema) se denomina curva corriente tensión. La corriente de salida se mantiene prácticamente constante dentro del rango de tensión de operación y, por lo tanto el dispositivo se puede considerar como una fuente de corriente constante en este rango.

La corriente y tensión a la cual opera el dispositivo fotovoltaico están determinadas por la radiación solar incidente, por la temperatura ambiente, y por las características de la carga conectadas al mismo.

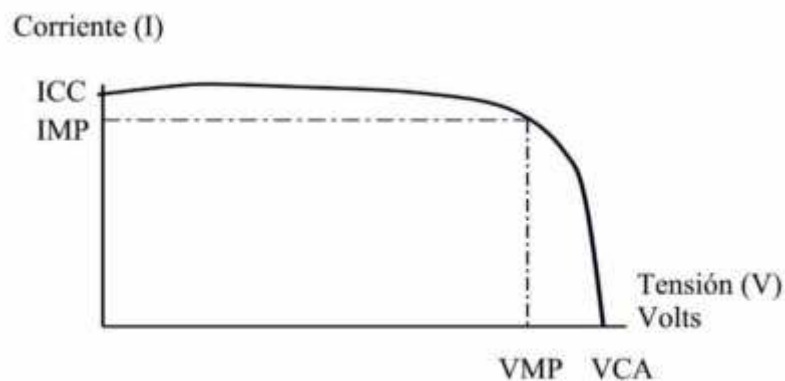


Ilustración 5 curva I-V

Los valores trascendentes de esta curva son:

Corriente de cortocircuito ( $I_{cc}$ ) : Máxima corriente que puede entregar un dispositivo bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura correspondiendo a tensión nula y consecuentemente a potencia nula.

Tensión de circuito abierto ( $V_{ca}$ ) : Máxima tensión que puede entregar un dispositivo bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura correspondiendo a circulación de corriente nula y consecuentemente a potencia nula.

Potencia Pico ( $P_{mp}$ ) : Es el máximo valor de potencia que puede entregar el dispositivo. Corresponde al punto de la curva en el cual el producto  $V \times I$  es máximo.

Corriente a máxima potencia ( $I_{mp}$ ) : Corriente que entrega el dispositivo a potencia máxima bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura. Se la utiliza como corriente nominal del mismo.

Tensión a máxima potencia ( $V_{mp}$ ): tensión que entrega el dispositivo a potencia máxima bajo condiciones determinadas de radiación y Temp. Se la utiliza como tensión nominal del mismo.

Las células solares constituyen un producto intermedio de la industria fotovoltaica: proporcionan valores de tensión y corriente limitados, en comparación a los requeridos normalmente por los aparatos convencionales, son extremadamente frágiles, eléctricamente no aisladas y sin un soporte mecánico. Después, son ensambladas de la manera adecuada para constituir una única estructura: los módulos fotovoltaicos.

### 1.3.9 Proceso de Fabricación de los módulos fotovoltaicos

Los módulos se componen de celdas solares de silicio (o fotovoltaicas). Estas son semiconductoras eléctricas debido a que el silicio es un material de características intermedias entre un conductor y un aislante.

El módulo fotovoltaico está compuesto por celdas individuales conectadas en serie. Este tipo de conexión permite adicionar tensiones (voltajes). La tensión nominal del módulo será igual al producto del número de celdas que lo componen por la tensión de cada celda (aprox. 0,5 Volts). Generalmente se producen módulos formados por 30, 32, 33 y 36 celdas en serie, según la aplicación requerida. Los módulos de 36 celdas son normalmente los más utilizados y tienen superficies que van de los 0,5 m<sup>2</sup> a los 1,3 m<sup>2</sup>.

Se busca otorgarle al módulo rigidez en su estructura, aislación eléctrica y resistencia a los agentes climáticos. Por esto, las celdas conectadas en serie son encapsuladas en un plástico elástico (Etilvinilacelato) que hace las veces de aislante eléctrico, un vidrio templado de bajo contenido de hierro, en la cara que mira al sol, y una lámina plástica multicapa (Poliéster) en la cara posterior. En algunos casos el vidrio es reemplazado por una lámina de material plástico transparente.

El módulo tiene un marco que se compone de aluminio o de poliuretano y cajas de conexiones a las cuales llegan las terminales positivo y negativo de la serie de celdas. En las borneras de las cajas se conectan los cables que vinculan el módulo al sistema.

Etapas del proceso de fabricación del módulo:

- Prueba eléctrica y clasificación de las celdas
- Interconexión eléctrica de las celdas entre sí
- Ensamble del conjunto. Colocación de las celdas soldadas entre capas de plástico encapsulante y láminas de vidrio y plástico.
- Laminación del módulo. El conjunto se procesa en una máquina semiautomática a alto vacío que, por un proceso de calentamiento y presión mecánica, conforma el laminado.
- Curado. El laminado es procesado en un horno de temperatura controlada en el cual se completa la polimerización de plástico encapsulante y se logra la perfecta adhesión de los distintos componentes. El conjunto, después del curado forma una sola pieza.
- Enmarcado. Se coloca primero un sellador elástico en todo el perímetro del laminado y luego los perfiles de aluminio que forman el marco. Se usan máquinas neumáticas para lograr la presión adecuada. Los marcos de poliuretano se colocan utilizando máquinas de inyección.

- Colocación de terminales, borneras, diodos y cajas de conexiones
- Prueba final

#### Características de los módulos

Los módulos formados tienen una potencia que varía entre los 50Wp y los 150Wp, según el tipo y la eficiencia de las células que lo componen. Las características eléctricas principales de un módulo fotovoltaico se pueden resumir en las siguientes:

- Potencia de Pico (Wp): potencia suministrada por el módulo en condiciones estándar STC (Radiación solar = 1000 W/m<sup>2</sup>; Temperatura = 25 °C; A.M. = 1,5).
- Corriente nominal (A): corriente suministrada por el módulo en el punto de trabajo.
- Tensión nominal (V): tensión de trabajo del módulo.

#### Ensayo de los módulos:

- Características eléctricas operativas
- Aislación eléctrica (a 3000 Volt de C.C.)
- Aspectos físicos, defectos de terminación, etc.
- Resistencia al impacto
- Resistencia a la tracción de las conexiones
- Resistencia a la niebla salina y a la humedad ambiente
- Comportamiento a temperaturas elevadas por tiempos prolongados (100 grados centígrados durante 20 días)
- Estabilidad al ciclado térmico

### 1.3.10 Efecto de factores ambientales sobre las características de salida del dispositivo

#### Efecto de la intensidad de radiación solar

El resultado de un cambio en la intensidad de radiación es una variación en la corriente de salida para cualquier valor de tensión.

La corriente varía con la radiación en forma directamente proporcional. La tensión se mantiene prácticamente constante.

#### Efecto de la temperatura

El principal efecto provocado por el aumento de la temperatura del módulo es una reducción de la tensión en forma directamente proporcional. Existe un efecto secundario dado por un pequeño incremento de la corriente para valores bajos de tensión.

Es por ello que para lugares con temperaturas ambientes muy altas son aptos módulos que poseen mayor cantidad de celdas en serie para que los mismos tengan la suficiente tensión de salida para cargar baterías.

### 1.3.11 Combinaciones de celdas y curvas resultantes

La tensión en el punto de máxima potencia de salida para una celda es de aproximadamente 0,5 Volts a pleno sol. La corriente que entrega una celda es proporcional a la superficie de la misma y a la intensidad de la luz. Es por ello que para lograr módulos con corrientes de salida menores se utilizan en su fabricación tercios, cuartos, medios, etc. de celdas.

Un módulo fotovoltaico es un conjunto de celdas conectadas en serie (se suman sus tensiones) que forman una unidad con suficiente tensión para poder cargar una batería de 12 volts de tensión nominal (Esta batería necesita entre 14 y 15 V para poder cargarse plenamente). Para lograr esta tensión se necesitan entre 30 y 36 celdas de silicio Monocristalino conectadas en serie.

### 1.3.12 Interacción del dispositivo fotovoltaico con la carga

La curva I-V corregida para las condiciones ambientales reinantes, es solo parte de la información necesaria para saber cual será la característica de salida de un módulo. La otra información imprescindible es la característica operativa de la carga a conectar. Es la carga la que determina el punto de trabajo en la curva I-V

Potencia máxima de salida durante el día

La característica I - V del módulo varía con las condiciones ambientales (radiación, temperatura) Ello quiere decir que habrá una familia de curvas I-V que nos mostrarán las características de salida del módulo durante el día y una época del año.

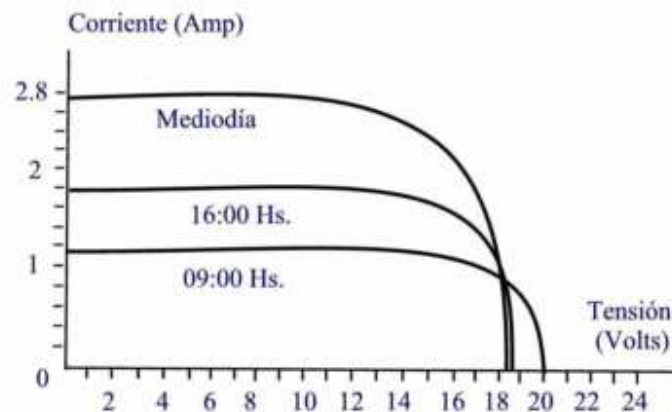


Ilustración 6 Característica de módulo I-V

La curva de potencia máxima de un módulo en función de la hora del día tiene la forma indicada en la siguiente grafica:

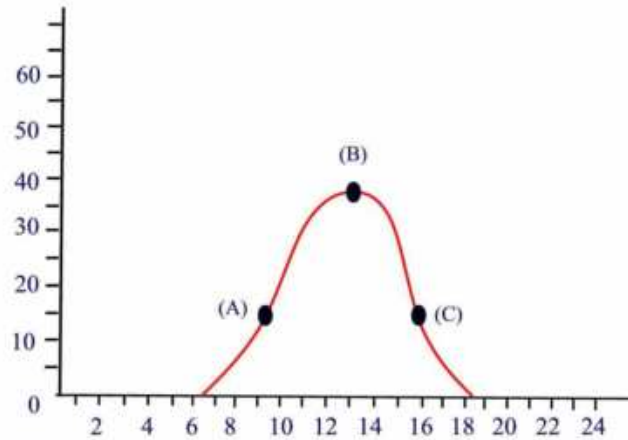


Ilustración 7 Potencia máxima de módulo

La cantidad de energía que el módulo es capaz de entregar durante el día esta representada por el área comprendida bajo la curva de la grafica anterior y se mide en W hora/día. Se observa que no es posible hablar de un valor constante de energía entregada por el módulo en W hora ya que varía dependiendo de la hora del día. Será necesario entonces trabajar con valores de cantidad de energía diarios entregados. (ATS hora/día).

Interacción con una carga resistiva

En el ejemplo más simple, si se conectan los bornes de un módulo a los de una lámpara incandescente (que se comporta como una resistencia eléctrica) el punto de operación del módulo será el de la intersección de su curva característica con una recta que representa gráficamente la expresión  $I = V / R$  Siendo R la resistencia de la carga a conectar.

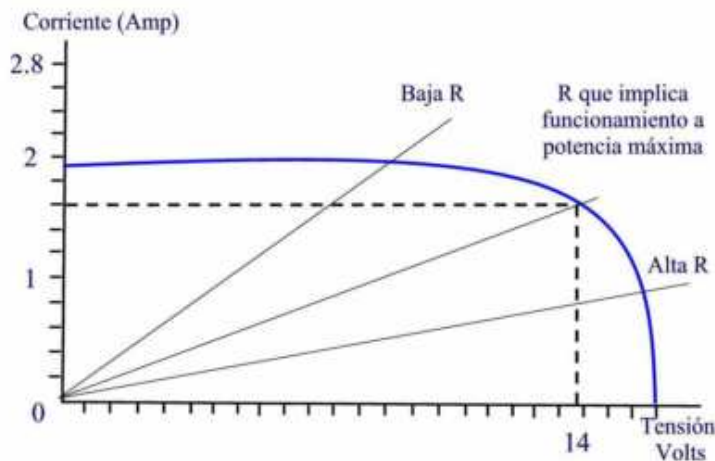


Ilustración 8 Interacción con carga resistiva

Interacción con un motor de corriente continua

Cuando se conecta un motor directamente al sistema fotovoltaico, sin batería ni controles de por medio se disminuyen los componentes involucrados y por lo tanto

aumenta la confiabilidad. Pero como muestra la grafica anterior, no se aprovechará la energía generada en las primeras horas de la mañana y al atardecer.

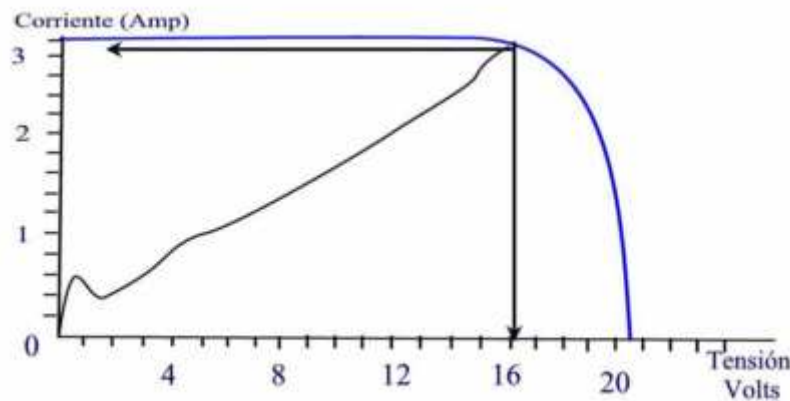


Ilustración 9 Interacción con motor CC

### 1.3.13 Ventajas de la energía fotovoltaica en techo

Como ventajas principales para llevar a cabo este tipo de proyectos se puede hablar de que:

- Aprovecha el espacio disponible para producir electricidad. Puede aprovecharse para crear estructuras, proporcionar sombra o cobijo, integrarse en cubiertas, crear lucernarios o cubiertas traslúcidas...
- No genera ruidos ni contaminantes.
- Ahorra producción de CO<sub>2</sub> y contaminantes. Reducción efecto invernadero. Los kWh generados en la central dejan de producirse en las centrales térmicas.
- Contribuye al cumplimiento de los planes energéticos y de reducción de emisiones de España.
- Contribuye al suministro energético de la zona. Descarga las líneas eléctricas.
- La instalación se inscribe en las actuales tendencias en el campo de las energías renovables.
- Aporta una imagen innovadora y respetuosa con medio ambiente.

### 1.3.14 Panorama actual de la Energía Solar Fotovoltaica y normativa

España es en la actualidad es uno de los primeros países con más potencia fotovoltaica del mundo, según la Agencia Internacional de la Energía, con una potencia acumulada instalada de 3.523 MW. Tan solo en 2008 la potencia instalada en España fue de unos 2.500 MW, debido al anuncio de cambio de regulación a la baja de las primas a la generación que finalmente se produjo en septiembre.

Alemania es en la actualidad el segundo fabricante mundial de paneles solares fotovoltaicos tras Japón, con cerca de 5 millones de metros cuadrados de paneles solares, aunque sólo representan el 0,03% de su producción energética total. La venta de paneles

fotovoltaicos ha crecido en el mundo al ritmo anual del 20% en la década de los noventa. En la UE el crecimiento medio anual es del 30%.

El crecimiento actual de las instalaciones solares fotovoltaicas está limitado por la falta de materia prima en el mercado (silicio de calidad solar) al estar copadas las fuentes actuales, aunque a partir de la segunda mitad de 2008 el precio del silicio de grado solar ha comenzado a disminuir al aumentar su oferta debido a la entrada en escena de nuevos productores. Prueba de ello son los diversos planes se han establecido para nuevas factorías de este material en todo el mundo, incluyendo dos proyectos en España con la colaboración de los principales actores del mercado. La inyección en red de la energía solar fotovoltaica, estaba regulada por el Gobierno Español mediante el RD 661/2007 con el 575 % del valor del kilowatio-hora normal, lo que se correspondía con unos 0,44 euros por cada kWh que se inyectaba en red. A partir del 30 de septiembre de 2008 esta actividad está regulada mediante el RD 1578/2008 de retribución fotovoltaica que establece unas primas variables en función de la ubicación de la instalación (suelo: 0,32 €/kWh o tejado: 0,34 €/kWh), estando sujetas además a un cupo máximo de potencia anual instalada a partir de 2009 que se adaptará año a año en función del comportamiento del mercado.

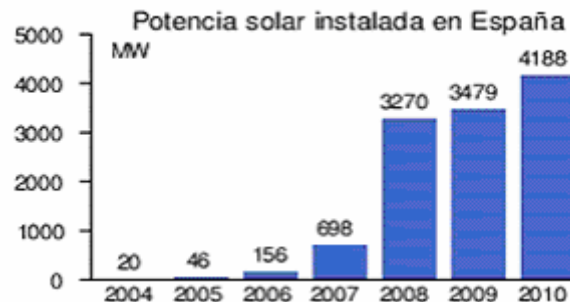


Ilustración 10 Potencia Solar instalada

Actualmente, el acceso a la red eléctrica en España requiere una serie de permisos de la administración y la autorización de la compañía eléctrica distribuidora de la zona. Esta tiene la obligación de dar punto de enganche o conexión a la red eléctrica, pero en la práctica el papeleo y la reticencia de las eléctricas están frenando el impulso de las energías renovables. Las eléctricas buscan motivos técnicos como la saturación de la red para controlar sus intereses en otras fuentes energéticas y con la intención de bloquear la iniciativa de los pequeños productores de energía solar fotovoltaica.

Esta situación provoca una grave contradicción entre los objetivos de la Unión Europea para impulsar las energías limpias y la realidad de una escasa liberalización en España del sector energético que impide el despegue y la libre competitividad de las energías renovables.

Los sistemas fotovoltaicos se atienen a las normativas de cada uno de los países. En España, en cuanto a la normativa general, se deben mencionar los siguientes documentos:

- Ley 54/1997, del sector eléctrico, de 27 de noviembre
- Plan de Energías Renovables en España (PER) 2005-2010
- Real Decreto 842/2002, Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión
- Real Decreto 314/2006 de 17 de Marzo, Código Técnico de Edificación



Con respecto a la normativa desde el punto de vista administrativo los siguientes documentos pueden distinguirse:

- Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración (en todo lo no previsto por el Real Decreto 1663/2000)
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Orden de 5 de septiembre de 1985 por la que se establecen normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5000 KVA y centrales de autogeneración eléctrica.
- Orden ECO/797/2002, de 22 de marzo por el que se aprueba el procedimiento de medida y control de continuidad del suministro eléctrico.
- Real Decreto 154/1995, de 3 de febrero, por el que se modifica el real decreto 7/1988, de 8 de enero, por el que se regula las exigencias de seguridad del material eléctrico destinado a ser utilizado en determinados límites de tensión.
- 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.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 841/2002, de 2 de Agosto por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida
- Real Decreto 1433/2002, de 27 de diciembre de 2002 por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores y centrales de producción en Régimen Especial.
- Real Decreto 1801/2003 de 26 de diciembre de 2003 sobre seguridad general de los productos.
- Real Decreto 1580/2006, de 22 de diciembre, por el que se regula la compatibilidad electromagnética de los equipos eléctricos y electrónicos
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1114/2007 de 24 de agosto de 24 de agosto, por el que se complementa el Catálogo Nacional de Cualificaciones Profesionales, mediante el establecimiento de cuatro cualificaciones profesionales correspondientes a la familia profesional energía y agua
- Resolución de 27 de septiembre de 2007, de la Secretaría General de Energía, por la que se establece el plazo de mantenimiento de la tarifa regulada para la tecnología fotovoltaica, en virtud de lo establecido en el artículo 22 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo
- Real Decreto 1578/2008 de 26 de septiembre en el que se modifican los requisitos de las nuevas instalaciones rebajando, a posteriori, las primas y creando registros de preasignación.
- Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre en el que se elimina el pago de energía primada a partir del año 25 prometido en el Real Decreto 661/2007. Artículo primero número 10

- Real Decreto Ley 14/2010 de 23 de diciembre en el que se modifica retroactivamente todas las tarifas reguladas y prometidas en el Real Decreto 661/2007

Las dos últimas normas decretadas por el Gobierno Español y, después de agrias disputas en el Congreso de los Diputados, luego en el Senado, vuelta otra vez al Congreso ratificándose, en definitiva, por los partidos políticos PSOE, PNV y CiU han hecho que las expectativas económicas de los productores de energía eléctrica fotovoltaica se hayan reducido en un 30 por ciento.

La situación anterior a estas medidas se regía por el RD 661/2007 y por el RD 1578/2008 de 26 de septiembre en el que se prometía una cantidad primada por cada KW/hora producido durante 25 años para, después, dar otra cantidad primada hasta la terminación de la vida útil de la instalación.

Tras muchas e intensas gestiones el Gobierno evacuó dos normas, una que limitaba la percepción de primas hasta el límite del año 25 (RD 1565/2010, de 19 de noviembre) y la última, que fue publicada el día de Navidad, 24 de diciembre de 2010, en la que se limitaba el número de horas susceptibles de pago, llegando a establecerse un recorte de un 30% sobre lo prometido anteriormente. Se hizo mediante un Real Decreto Ley (el 14/2010 de 24 de diciembre) por lo que se impide su tramitación en los juzgados de forma directa al no poderse utilizar la vía del recurso de inconstitucionalidad de forma directa por los administrados. Sí, en cambio, quedan medidas como las efectuadas por fondos de inversión europeos mediante un arbitraje, recurso de inconstitucionalidad por parte del Gobierno de Murcia y manifestaciones vertidas por el Sr Günther Oettinger en el sentido de no querer tolerar medidas retroactivas que, por su naturaleza, conllevan un fenómeno de inseguridad jurídica que hace quebrar para el extranjero la confianza en el mercado español.

## 1.4 Emplazamiento de la nave industrial

La ubicación de la nave industrial donde va instalada la instalación fotovoltaica es propiedad de Aldoma S.L. situada en el polígono Centro Vía C\Bogotá, 33 Parcela 2 del municipio de La Muela en Zaragoza. Para el estudio de este proyecto es de interés destacar que esta localización pertenece a la zona climática IV.



Ilustración 11 Situación geográfica de Aldoma S.L.

## **1.5 Características generales de la nave industrial**

La nave industrial donde va instalada la planta fotovoltaica realiza la actividad de FABRICACION DE FERRALLA PARA LA CONSTRUCCION. Esta nave es una planta diáfana con forma rectangular, construida con estructura y cerramientos de hormigón prefabricado y cubierta de chapa, con dos plantas de oficinas en su parte delantera.

Existen cinco accesos al edificio de los cuales dos son accesos rodados para vehículos pesados, otro acceso es exclusivo para la zona de administración y existen dos accesos peatonales en los laterales de la zona destinada a producción.

### RESUMEN DE SUPERFICIES ( m<sup>2</sup> )

SUPERFICIE CONSTRUIDA NAVE	2.283,52
SUPERFICIE CONSTRUIDA OFICINAS P. BAJA	231,53
SUPERFICIE CONSTRUIDA OFICINAS P. PRIMERA	231,53
<b>TOTAL SUPERFICIE CONSTRUIDA:</b>	<b>2.746,58</b>

<b>Descripción de Uso</b>	<b>Superficie útil</b>
Zona de producción	2.253,22
Delineación	29,14
Almacén 1	24,89
Despacho	19,71
Báscula	7,58
Gerencia	29,14
Oficina administrativa	25,01
Sala de juntas	32,93
Accesos oficinas	46,46
Vestuarios	86,04
Comedor	88,47
Almacén 2	5,28
<b>TOTAL SUPERFICIE UTIL:</b>	<b>2.647,87</b>

## - ESTRUCTURA

La estructura es a base de pórticos prefabricados de hormigón.

Los forjados en la zona de oficinas son prefabricados con placas alveolares.

La cubierta es inclinada, a dos aguas, con chapa galvanizada.

## - ALBAÑILERÍA

Los muros de cerramiento exteriores son a base de placas prefabricadas de hormigón.

Solera de hormigón de 20 cm, armada con mallazo 15x15x8, tratada superficialmente con cuarzo.

Los cerramientos interiores de las oficinas son de termoarcilla, Las distribuciones interiores de tabiquería serán de fábrica de ladrillo hueco cerámico de 7 cm. de espesor.

## - CUBIERTAS

La cubierta tiene unos 2285 metros cuadrados útiles, 72 metros de largo por 37 metros de ancho, esta en realidad se compone de dos cubiertas, las cuales en la parte central están más elevadas formando ángulos de caída a ambos lados de  $10^\circ$ , en estas inclinaciones tiene unos lucernarios de 5m<sup>2</sup> cada uno que dificultan la disposición de las placas solares. La cubierta de la nave está hecha con chapas de acero galvanizado tipo sándwich anclados mediante tornillería a las vigas transversales prefabricadas apoyadas a los pilares de la nave. Se adjunta vista de la de la nave donde se puede observar la disposición de las cubiertas:

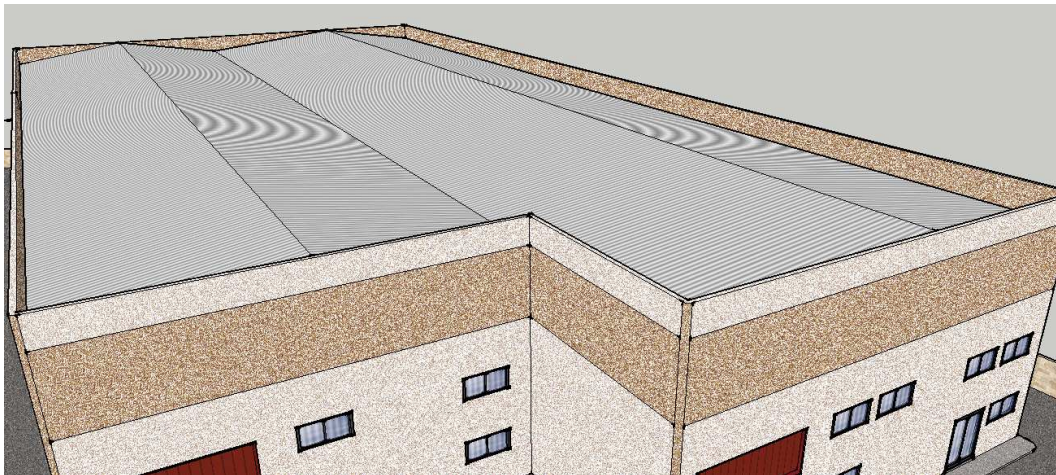


Ilustración 12. Planta cubierta nave industrial

**- INSTALACIÓN ELECTRICA**

La instalación eléctrica se compone de los receptores siguientes:

**INSTALACION ALUMBRADO**

Alumbrado Nave	10.400 W
Alumbrado Oficinas y Vestuarios	6.706 W
Alumbrado Exterior	2.000 W
<b>TOTAL:</b>	<b>19.106 W</b>

**INSTALACION DE FUERZA**

Puentes Grúa de 2,5 Tn ( 2 )	12 KW
Puente Grúa de 7 Tn	12 KW
Maquina de Rollo	55 KW
Cizalla Semiautomática ( 3 )	12 KW
Dobladora Semiautomática ( 2 )	11 KW
Preformadora	20 KW
Estribadora Focus	25 KW
Estribadora Semiautomática	2 KW
Curvadora Semiautomática	1,5 KW
Máquinas de Soldar ( 14 )	210 KW
<b>TOTAL:</b>	<b>360,5 KW</b>

POTENCIA DE ALUMBRADO	19,1 KW
POTENCIA DE FUERZA	360,5 KW
<b>TOTAL:</b>	<b>379,6 KW</b>
COEFICIENTE DE SIMULTANEIDAD:	40 %
<b>TOTAL:</b>	<b>151,84 KW</b>

**POTENCIA CONTRATADA 165 KW con maxímetro**

Es de interés destacar que el contrato de venta de energía en régimen especial de este proyecto es de 80 KW y la potencia contratada en la nave de uso industrial para su consumo es de 165KW y tal y como dice el decreto RD 1565/2010 ...“*Tipo I. Instalaciones que estén ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, hechas de materiales resistentes, dedicadas a usos residencial, de servicios, comercial o industrial, incluidas las de carácter agropecuario, en todos los casos, cuando en su interior exista un punto de suministro de potencia contratada por al menos un 25 por*

*ciento de la potencia nominal de la instalación que se pretende ubicar durante los primeros veinticinco años a contar desde el primer día del mes siguiente al acta de puesta en marcha de la instalación de producción.”*

Mínima potencia contratada =  $80 \text{ KW} \times 0,25 = 20 \text{ KW} < 165 \text{ KW}$       *correcto*

## **1.6 Descripción de la instalación fotovoltaica**

### 1.6.1 Acometida

La instalación solar fotovoltaica se conectará directamente a la red de distribución en BT de ERZ ENDESA en el llamado “punto de conexión”, que será determinado por ERZ ENDESA, de acuerdo con el Real Decreto 1663/2000 y con la legislación Autonómica vigente, procurando que sea el más cercano posible al lugar de la ubicación de dicha instalación

### 1.6.2 Caja general de protección

Sirve para la conexión de la acometida y desde donde parte la derivación individual. La caja general de protección está situada en la fachada principal, en un armario prefabricado de hormigón de 1850x800x345mm homologado por la compañía suministradora. Este se compone de:

- Armario prefabricado Z CDU 1850x800x345mm
- 1un. Caja de seccionamiento CS-400 con 3 fusibles de 400A
- 2un. caja general de protección CGP-7-250A esquema 7 de 250 A BUC, una para contador de consumo de nave y otro para contador de generación fotovoltaica.

De estas protecciones, partirá la derivación individual 4x120 mm<sup>2</sup> RZ1-K 0,6/1 KV hasta el equipo de medida y cuadro general de control y protección. Su instalación será enterrada, bajo tubo de PVC de 160 mm diámetro, sin empalmes en el tubo, ni cajas de paso y utilizando racores adecuados en los extremos.

### 1.6.3 Equipo de medida

El cuadro de medida se ubica en la fachada principal, consiste en un armario de poliéster normalizado EME 500 por la Cía. Suministradora, que contendrá los siguientes elementos:

- Placa de metacrilato precintable, con ventanilla precintable de accionamiento
- 1 Contador Multielectrónico de energía activa, 250 (400) A., 380 V., 4 hilos, con indicador de una máxima. Con trafos de intensidad 100/5A.

### 1.6.4 Cuadro general de control y protección

El cuadro general de control y protecciones se ubica a la derecha de la puerta de acceso de vehículos principal, consiste en un armario metálico con grado de protección IP-43 630x595x250, que contiene los dispositivos de corte y protección, según el siguiente detalle:

- 1 Interruptor magnetotérmico 4 x 160 A. 45 K.A. con bobina de disparo a 230V.
- 1 Relé diferencial regulable en intensidad 0,03..5 A y en tiempo 0,02..5 seg. más 3 toroidales de 80mm de diámetro.
- Protector de sobretensiones Tipo 3 PU II 3+1 AC 400V 40kA

#### 1.6.5 Cuadro secundario de inversores

El cuadro secundario donde están alojados los inversores se ubica al fondo de la nave en su parte central, situado lo más próximo a los módulos para así evitar las mayores pérdidas posibles, consiste en un armario metálico con grado de protección IP-55 2000x2000x500, que contiene los dispositivos de corte y protección, según el siguiente detalle:

- 1 Interruptor seccionador de cabecera 4 x 160 A. 45 K.A
- 4 PIA's de 4 x 32A curva B (protección inversores)
- 4 inversores Siemens Sinvert PVM 20
- 1 contador de energía Circutor 16 circuitos CC 25A
- 1 PIA 2 x 6A curva C
- Bornero de conexiones
- Ventilador más filtro 230V 150x150
- Termostato 230V 1 conmutado

#### 1.6.6 Toma de tierra CC

La toma de tierra para los circuitos de continua a de ser independiente de los circuitos de alterna para evitar posibles aperturas intempestivas de los diferenciales. Se efectuará mediante electrodos Ac.-Cu. de 14 x 2.000 mm. en número suficiente hasta alcanzar una resistencia de difusión máxima de 14 ohmios.

La distribución será radial, y con una distancia mínima entre electrodos de 4 m.

Se unirán mediante un cable de cobre desnudo de 35 mm<sup>2</sup>. de sección, terminando en una caja colocada bajo el cuadro general conteniendo una borna para seccionamiento y medida. Se rotulará su tapa con la medida y la fecha en que se efectuó.

De esta caja saldrá una línea principal de tierra hasta el cuadro general o primera caja de distribución, partiendo desde él mismo hilos y cables de tierra, con la misma sección y aislamiento a los conductores activos que protejan, y discurriendo por las mismas canalizaciones que éstos.

#### 1.6.7 Sistema generador fotovoltaico

Las células solares constituyen un producto intermedio: proporcionan valores de tensión y corriente limitados en comparación a los requeridos normalmente por los aparatos usuarios, son extremadamente frágiles, eléctricamente no aisladas y sin un soporte mecánico. Se ensamblan de la manera adecuada para formar una única estructura: el módulo fotovoltaico, que es una estructura sólida y manejable.

Para elegir el módulo fotovoltaico se puede atender a los metros cuadrados útiles que se dispone, características del módulo, su precio, plazo de entrega, etc. En este proyecto el módulo fotovoltaico elegido es el Q.Cells Pro 230 Wp, un módulo solar policristalino basado en células solares de alta eficiencia.

Estos módulos solares ofrecen enormes ventajas cuando son usados en aplicaciones con espacio limitado en casas privadas o edificios comerciales: la eficiencia excelente, excelente comportamiento con poca luz, y de gran durabilidad lleva a crear una excelente base para el logro de altos rendimientos. El fabricante garantiza que las células son 100% libres de puntos de acceso, protegiendo así el módulo de sufrir daños por sobrecalentamiento.

A continuación se adjunta características y especificaciones técnicas del módulo:

Potencia pico	230 W
Intensidad de cortocircuito	8,3 A
Tensión en circuito abierto	36,61 V
Tensión máxima de sistema	1000 V
Intensidad máxima de sistema	25 A
Coefficiente temperatura de Voc	-0,3 %/K
Coefficiente temperatura de Isc	0,04 %/K
Intensidad máxima potencia	7,84 A
Tensión máxima potencia	29,56 V

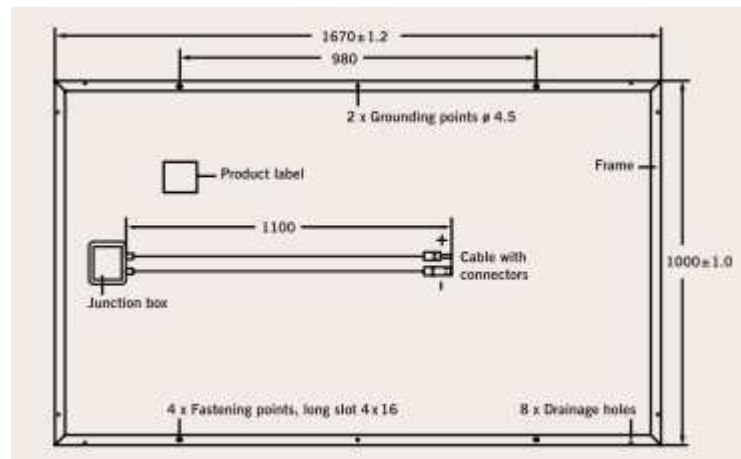


Ilustración 13 Q.Cells Pro 230Wp



### 1.6.8 Inversor

Los inversores que se utilizan en instalaciones conectadas a red son específicos, puesto que deberán de asegurar el seguimiento de los valores de tensión y frecuencia de la red de distribución a la que están conectados, así como impedir el funcionamiento en modo isla en caso que se descargue la línea para realizar labores de mantenimiento.

El inversor elegido para este proyecto es el Siemens Sinvert PVM20, es un inversor trifásico sin transformador, funciona en todos los puntos de trabajo con un rendimiento excepcional y está indicado para la conexión de un generador FV con una potencia máxima de 21 kWp.

Este inversor dispone de un seccionador DC integrado conforme con EN 60947-3 que reduce considerablemente el trabajo global de instalación. La disipación del calor tiene lugar puramente por convección y dispone de:

- Ethernet
- RS485
- USB
- Relé 230 V/AC 4 A para aviso de avería
- Una pantalla gráfica iluminada muestra la evolución de la potencia inyectada

A continuación se adjunta características y especificaciones técnicas del módulo:

Potencia máxima	19200 W
Tensión mínima de mpp	480 V
Tensión máxima de mpp	850 V
Tensión máxima entrada	1000 V
Intensidad dc máxima	41 A
Nº entradas dc	4



Ilustración 14 Inversor Sinvert PVM20

### 1.6.9 Protecciones

Las protecciones necesarias según establece el Reglamento de Baja Tensión son:

- Puesta a tierra: La puesta o conexión a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora, que en condiciones normales no se encuentra en tensión, mediante una toma de tierra con un electrodo enterrado en el suelo. Mediante la instalación de puesta a tierra se consigue permitir el paso a tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico. Dicha tierra es independiente de la de la red de distribución en cumplimiento con la normativa vigente.
- Protección ante contacto directo: La protección ante contactos directos se detallada en la ITC-BT-24 y viene garantizada por unos índices de protección de los equipos adecuados y por la correcta instalación y montaje de los mismos.

Para prevenir cualquier contacto directo se toman las siguientes medidas:

- Aislamiento de las partes activas.
- Inaccesibilidad a la zona de generadores fotovoltaicos a personas no autorizadas mediante cerramientos apropiados y carteles de aviso.
- En armarios y cuadros eléctricos sólo se podrá acceder mediante llaves o herramientas específicas, que sólo estén al alcance del personal autorizado.

En cada elemento existen elementos de protección específicos:

- Módulos fotovoltaicos: bornas de conexión en el interior de las cajas, con la tapa atornillada y prensaestopas en la entrada de cables, conexión entre módulos mediante conectores rápidos con protección de los contactos.
  - Cajas de conexión con doble aislamiento en el campo de paneles: bornes en el interior de la caja, con la tapa atornillada o bajo llave.
  - Armario de contadores de doble aislamiento.
  - Inversor: bornes de conexión interiores.
  - Gran parte de la instalación irá protegida mediante tubo.
  - Instalación acordonada debidamente para evitar la entrada de personas no autorizadas.
- Protección ante contacto indirecto: Consiste en la puesta a tierra antes comentada de los elementos metálicos de la instalación que normalmente no están en tensión pero que podrían estarlo en caso de avería.

En la zona de corriente continua tenemos las siguientes protecciones:

- Cajas de doble aislamiento.
- Detector de fallo de aislamiento con parada del inversor.
- Red de tierra.

- Estructuras soporte de los módulos fotovoltaicos y carcasas de los inversores conectados a tierra.
- Protección frente a sobrecargas: El límite de intensidad de corriente admisible en un conductor ha de quedar en todo caso garantizada por el dispositivo de protección utilizado.

El dispositivo de protección podrá estar constituido por un interruptor automático de corte omnipolar con curva térmica de corte, o por cortacircuitos fusibles calibrados de características de funcionamiento adecuadas, como los mencionados en el apartado referente a los componentes de la instalación.

En la parte de continua:

- Línea de cada grupo protegida mediante fusible.
- Línea desde la caja de conexión en campo de paneles hasta la caja de protección contra sobretensiones y sobreintensidades en la caseta del inversor protegida.

En la parte de alterna:

- Magnetotérmico en cada uno de los inversores.
- Magnetotérmico general en el armario de protección y control.
- Protección frente a cortocircuitos: En el origen de todo circuito se establecerá un dispositivo de protección contra cortocircuitos cuya capacidad de corte será acorde con la intensidad de cortocircuito que pueda presentarse en el punto de conexión.
- Otras protecciones:
  - Aislamiento galvánico: Separación de la instalación fotovoltaica y la red de distribución mediante transformador (UNE 60742), integrado en el inversor, en cumplimiento con la normativa vigente.
  - Control de armónicos y compatibilidad electromagnética: Control de armónicos y compatibilidad electromagnética según lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 y RBT ITC-BT 40. De ello se encarga el propio inversor.
  - Variaciones de tensión y frecuencia en la red: Todos los inversores realizan de forma automática, mediante un relé, la desconexión y conexión de la instalación en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red mediante un programa de software, adecuándose a los valores Real Decreto 1663/2000, no pudiendo ser modificados por el usuario.
  - Mínima y máxima tensión: entre 0,85 y 1,1 veces la nominal. Con reconexión automática.
  - Mínima y máxima frecuencia: entre 49 Hz y 51 Hz. Con reconexión automática.

### 1.6.9.1 Protecciones corriente continua

En la parte de continua se ha instalado cajas para la protecciones contra sobreintensidades y sobretensiones en corriente continua de la marca Weidmuller ref. 7504003557. Van situadas antes del inversor y habrá una caja para cada rama de paneles.

Están compuestas por:

- Caja plástica con grado de protección IP55 con placa de montaje, resistente al impacto, al calor intenso y al fuego. Dispone de doble aislamiento y cumple con la norma IEC60670.
- Embarrado para 8 conexiones en 6mm<sup>2</sup>.
- Interruptor seccionador de 50 A en DC (permite aislar los inversores de los generadores fotovoltaicos en el lado de continua).
- Fusible de 10 A de tipo gL (que cumple las condiciones descritas en el apartado relativo a las protecciones).
- Descargador contra sobretensiones de la marca Weidmuller, modelo PU II 2+1 1000V 40kA.

### 1.6.9.2 Protecciones corriente alterna

Se dispondrá de las siguientes protecciones:

- PIA 4P 32A curva B para protección de inversores.
- Interruptor general de la instalación 4P 160A.
- Relé diferencial general regulable en corriente y tensión.
- Se instala en el cuadro que alberga el interruptor general un descargador contra sobretensiones Weidmuller modelo PU II AC 400V 40kA.

### 1.6.10 Estructura soporte

La estructura metálica es la encargada de sujetar el panel solar, además de tener en cuenta la fuerza del viento entre otras cosas, la estructura soporta como mínimo una velocidad del viento de 150 Km./h. Esta estructura es también la que fijará la inclinación de los paneles solares.

Para anclar estos paneles se utilizan tornillos de rosca (acero inoxidable), siendo tanto la estructura como los soportes de acero inoxidable, hierro galvanizado o aluminio anodinado, de un espesor de chapa 1mm y han de dejar una altura mínima entre el suelo y el panel de 30cm. (Atendiendo al reglamento electrotécnico de baja tensión M.B.T. 039.)

Los módulos fotovoltaicos Q.Cells Pro llevan en su parte posterior cuatro taladros de anclaje situados en el marco exterior. Mediante tornillos se unirán estos con carriles de la marca Hilti diseñados para este tipo de aplicaciones. El modelo elegido es el MQ 41/3, con longitud de 6 metros.

Dichos carriles van anclados a la cubierta mediante unas chapas atornilladas de diseño específico y que se encargarán a medida. Con esto se consigue una gran solidez en la instalación frente a cualquier tipo de carga.

La parte superior permite unir, mediante tornillos con arandelas, los paneles fotovoltaicos al carril, mientras que la inferior tiene zonas taladradas para atornillar las chapas.



Ilustración 15. Perfil de carril Hilti mod. MQ 41/3.

#### 1.6.11 Materiales a utilizar

En todos los casos se han tenido en cuenta las especificaciones del vigente Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Como primera medida y de primordial seguridad, todos los elementos metálicos integrantes de la instalación que no deban hallarse bajo tensión irán conectados a tierra.

Todos los materiales serán incombustibles y deberán ser de marcas acreditadas, que aseguren su perfecto funcionamiento y entren dentro de lo estipulado por las instrucciones ITC BT y las prescripciones de la Compañía. Suministradora.

Los conductores serán de cobre con diferentes colores de aislamiento para diferenciarlos:

- Marrón, negro y gris para las fases
- Azul claro para el neutro
- Amarillo-verde para el de protección o TT.

Todas las conexiones se efectuarán en cajas aislantes suficientemente amplias y con bornas adecuadas.

## 1.7 Bibliografía

### Libros:

- Sistemas Fotovoltaicos / Ángel Antonio Bayod Rújula / Prensas.
- Sistemas fotovoltaicos conectados a red: estándares y condiciones técnicas / M. Castro Gil; L. Dávila Gómez; A. Colmenar Santos.
- Energía solar fotovoltaica: manual del instalador, arquitecto y proyectista / Ente Regional de la Energía de Castilla y León.
- Prácticas de energía solar fotovoltaica / Ángel Fuentes Brieva; Mariano Álvarez Redondo.
- Sistemas de energía fotovoltaica: manual del instalador / Asociación de la Industria Fotovoltaica.
- Electricidad solar fotovoltaica / E. Lorenzo - V. II: Radiación solar y dispositivos.
- Guía completa de la energía solar fotovoltaica: (adaptada al Código Técnico de la Edificación) / José M<sup>a</sup> Fernández Salgado.

### Páginas web:

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

<http://bicentenarioverde.blogspot.com/2010/06/la-sabana.html>

[http://www.boe.es/aeboe/consultas/bases\\_datos/doc.php?coleccion=iberlex&id=2008/15595](http://www.boe.es/aeboe/consultas/bases_datos/doc.php?coleccion=iberlex&id=2008/15595)

<http://es.wikipedia.org/>

<http://www.energias-renovables.com/>

<http://www.mityc.es/>

[http://www.suelosolar.es/guiasolares/tramitacion\\_solar.asp](http://www.suelosolar.es/guiasolares/tramitacion_solar.asp)

## **2. CALCULOS JUSTIFICATIVOS**

**AUTOR: Jorge Laguardia Lauroba**

**TUTOR: Amaya Martínez Gracia**

**Área de Máquinas y Motores Térmicos**

**Año Académico: 2010/2011**

**Fecha de entrega: Junio 2011**

# INDICE

2.1 Orientación	Pag. 40
2.2 Inclinación	Pag. 41
2.3 Cálculo de sombras y distancia entre paneles	Pag. 42
2.4 Calculo del campo generador fotovoltaico	Pag. 44
2.4.1 Potencia pico del campo generador fotovoltaico	Pag. 44
2.4.2 Número de módulos fotovoltaicos	Pag. 45
2.4.3 Configuración serie / paralelo de los módulos	Pag. 45
2.5 Cálculo de cableado	Pag. 46
2.5.1 Cálculo de cableado CC	Pag. 46
2.5.2 Cálculo de cableado AC	Pag. 49
2.6 Cálculo de la puesta a tierra	Pag. 51
2.7 Cálculo de la producción anual esperada	Pag. 51
2.7.1 Valor medio anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador	Pag. 52
2.7.2 Rendimiento energético de la instalación “PR”	Pag. 53
2.7.2.1 Pérdidas en el generador	Pag. 53
2.7.2.2 Pérdidas por temperatura	Pag. 54
2.7.2.3 Pérdidas en el cableado de la parte de corriente continua	Pag. 55
2.7.2.4 Pérdidas en el cableado de la parte de corriente alterna	Pag. 55
2.7.2.5 Pérdidas por disponibilidad	Pag. 55
2.7.2.6 Pérdidas por el rendimiento del inversor	Pag. 55
2.7.2.7 Pérdidas por rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia de los inversores	Pag. 55
2.7.2.8 Cálculo de Performance Ratio “PR”	Pag. 56
2.7.3 Estimación de la energía inyectada	Pag. 56



En los siguientes apartados se detalla los aspectos que se han tenido en consideración para el dimensionado óptimo de la instalación fotovoltaica. En cualquier caso, la cubierta no se ha sido dimensionada en función de las necesidades energéticas del edificio, sino que se ha condicionado a la superficie disponible y a criterios estéticos, arquitectónicos y de sostenibilidad.

Es decir, no se pretende conseguir la autosuficiencia energética del edificio sino que se persigue el aprovechamiento óptimo de la cubierta con objeto de instalar el máximo número de generadores fotovoltaicos posibles para verter la energía producida a la red eléctrica.

Como regla general se ha de decidir la disposición de los módulos fotovoltaicos respecto del sol, puesto que se han de instalarlos en un lugar donde se reciba la mayor cantidad de radiación solar posible. Esto lleva a tener en cuenta en el dimensionado de la instalación tres factores básicos: la orientación, la inclinación y las posibles sombras.

Posteriormente se busca conocer la producción energética del campo solar, que estará definido por las características energéticas del módulo solar y del inversor empleado.

El método de cálculo es el siguiente:

- Determinar la cantidad de energía incidente disponible en la ubicación de la instalación.
- Determinar las pérdidas por efecto de la orientación e inclinación del campo de captación, así como de las sombras, si las hubiese.
- Definir los principales elementos que constituyen la instalación.
- Determinar un valor que defina el rendimiento de la instalación y contemple la eficiencia de los elementos integrantes y su respuesta ante factores como la temperatura, el comportamiento de la red, factores ambientales, etc. (PR).
- Estimar la producción energética mensual y anual de la instalación.

## **2.1 Orientación**

La nave no tiene una buena orientación respecto del Sur, tiene un Azimut de  $40^\circ$ , no tiene edificios ni objetos que produzcan sombras sobre la cubierta y tiene ligeros desniveles de  $10^\circ$  a ambos lados de sus dos cubiertas para evacuar la lluvia.

La desviación del plano de captación solar respecto al Sur supone una reducción en la energía que incidirá diariamente sobre éste, mayor cuanto más grande sea dicha desviación, por lo que se decide montar filas de módulos fotovoltaicos encima de las cubiertas de tal manera que se puedan orientar los módulos hacia el Sur (Azimut  $0^\circ$ ) para así tener una captación solar idónea, tal y como se observa en la Ilustración 17. Esta solución conlleva ciertos problemas:

- La peligrosidad de que alguna placa fuera empujada por la acción del viento.
- Problemas estéticos puesto que los paneles se levantarían por encima de los muros de la nave.

- Desaprovechamiento de la superficie útil de la cubierta haciendo bancadas separadas entre sí y usando sólo las pendientes orientadas con un Azimut de  $40^\circ$  descartando la mitad de la superficie.



Ilustración 16 Orientación placas

## **2.2 Inclinación**

El ángulo de incidencia del rayo solar sobre la superficie captadora determina a su vez la densidad de rayos solares que entrarán dentro de una superficie determinada. Una superficie situada perpendicularmente a la trayectoria de la radiación solar, recogerá más rayos solares que otra superficie de la misma dimensión con una inclinación distinta.

Como el Sol tiene dos tipos de movimiento aparente sobre el horizonte, el recorrido azimutal y el de altura, el ángulo de incidencia de los rayos solares sobre una superficie fija varía constantemente a lo largo del día, y de un día a otro.

Para el caso de sistemas fotovoltaicos conectados a la red en los que los módulos solares están dispuestos a una inclinación fija a lo largo de todo el año, como es el caso que nos ocupa, el criterio a seguir para obtener una optimización global del sistema consiste en dar un grado de inclinación tal que permita recibir la mayor cantidad de energía en el cómputo global del año.

La inclinación que deben tener los módulos fotovoltaicos siempre será en relación con la latitud del lugar donde se instalen, para la población La muela en la provincia de Zaragoza su latitud es de 41 grados por lo tanto esa inclinación se puede considerar como la adecuada, sin embargo, existen dos parámetros que se deben tomar en cuenta:

1) Si la insolación es en tiempo de invierno y queremos tener la mayor captación en los paneles, debemos agregar de 5 a 10 grados más a la inclinación de acuerdo a la latitud (preferentemente).

2) Si se necesita es que en verano sea la mayor captación, se debe restar grados de la latitud en la misma proporción.

Esto se debe a la posición de recorrido del sol en las diferentes épocas del año. Resumiendo, la inclinación debe de ser de acuerdo a la latitud del lugar donde se instale los módulos y agregar o disminuir grados dependiendo de la época del año.

Para este proyecto y teniendo en cuenta que la mayor producción se da en los meses de primavera, verano y otoño se decide que su inclinación sea de 30 grados, así se maximiza la energía vertida a red.

### **2.3 Cálculo de sombras y distancia entre paneles**

La presencia de objetos que lleguen a tapar una parte del recorrido solar respecto a un punto de captación solar, provocará la proyección de sombra sobre éste. Cuanto mayor sea el recorrido solar tapado por dicho objeto, menos energía podrá captar. En el día más desfavorable del periodo de utilización del sistema, los módulos solares no han de tener más del 5% de la superficie útil de captación cubierta por sombras. Resultaría inoperante si el 20% de la superficie de captación estuviese sombreada. En el caso que nos ocupa, no existen edificios más altos que el que servirá de apoyo al tejado solar, tampoco se observan montañas, árboles o cualquier otro obstáculo cercano.

En el caso de la cubierta fotovoltaica a dos aguas, debe estar diseñada de modo que no aparezcan sombras en los paneles. Para ello estos deben instalarse a una distancia mínima que asegure la imposibilidad de proyección de sombras entre los mismos. Lógicamente, 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.

La separación entre filas de módulos fotovoltaicos se establece de tal forma que al mediodía solar del día más desfavorable (altura solar mínima) del periodo de utilización, la sombra de la arista superior de una fila se proyecte, como máximo, sobre la arista inferior de la fila siguiente, tal y como se observa en la Ilustración 17 del presente documento.

En instalaciones que se utilicen todo el año, como es en este proyecto, el día más desfavorable corresponde al 21 de diciembre. En ese día la altura solar es mínima y al mediodía solar tiene el valor siguiente:

$$H = (90^\circ - \text{latitud del lugar}) - 23,5^\circ$$

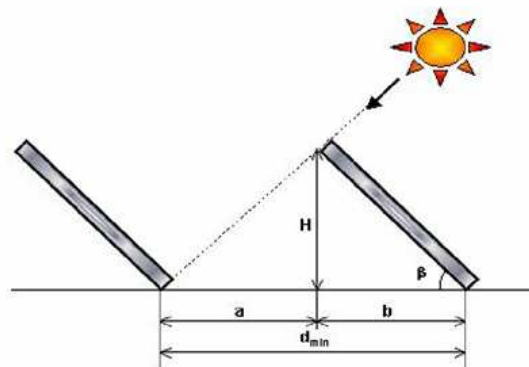


Ilustración 17 Distancia mínima entre paneles

De la ilustración anterior se deduce:

$$d_{\min} = l \cdot \left( \cos \beta + \frac{\operatorname{sen} \beta}{\operatorname{tg} H} \right)$$

Donde:

- $d_{\min}$  es la distancia entre módulos para evitar sombras expresada en metros.
- $l$  es la longitud del módulo (incluido el marco y el soporte correspondiente).
- $H$  altura solar en el mediodía del mes más desfavorable.
- $\beta$  es el grado de inclinación de los módulos respecto a la horizontal

En este proyecto al estar las cubiertas inclinadas  $10^\circ$  y la disposición de las bancadas también inclinadas respecto de la pendiente el resultado de los cálculos teóricos se ha contrarrestado con los datos aportados por la herramienta informática de dibujo en 3D y estudio de sombras "SketchUp" para verificar este resultado.

Latitud del lugar:  $41^\circ$

Altura solar al mediodía del mes más desfavorable (invierno):

$$H = (90^\circ - 41^\circ) - 23,5^\circ = 25,5^\circ$$

Longitud de la placa solar es de 1,67 metros

Inclinación óptima de los paneles  $\beta = 30^\circ$

Por lo que la separación entre líneas de módulos será:

$$D_{\min} = 1.67 \times \left( \cos 30^\circ + \frac{\operatorname{sen} 30^\circ}{\operatorname{tg} 25,5^\circ} \right) = 3,19 \text{ metros}$$

Según la acotación obtenida con la herramienta informática SketchUp las bancadas se pueden separar unos 2,8 metros, un valor aproximado al calculado teóricamente.

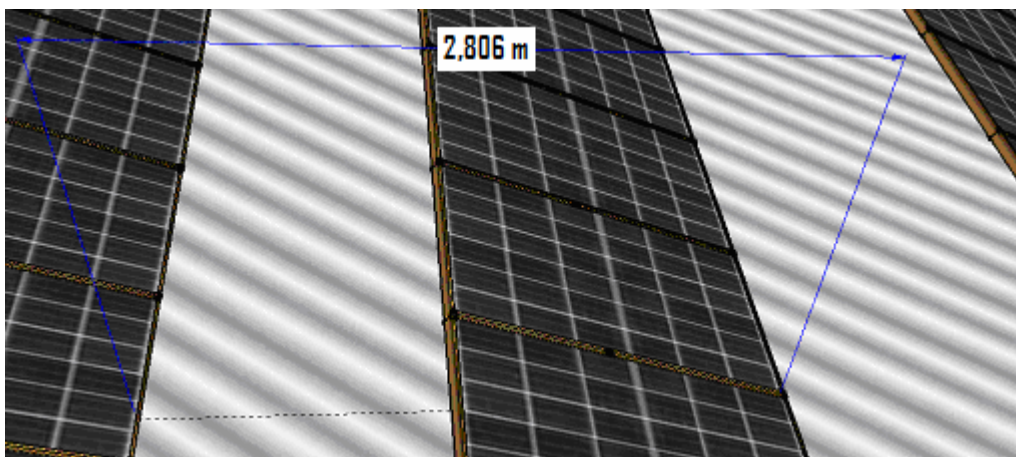


Ilustración 18 Acotación de bancadas = 2,8 metros

Según los cálculos obtenidos por ambos procedimientos se decide poner las bancadas separadas 3 metros entre sí. Se adjunta ilustración 20 verificando un correcto estudio de sombras:

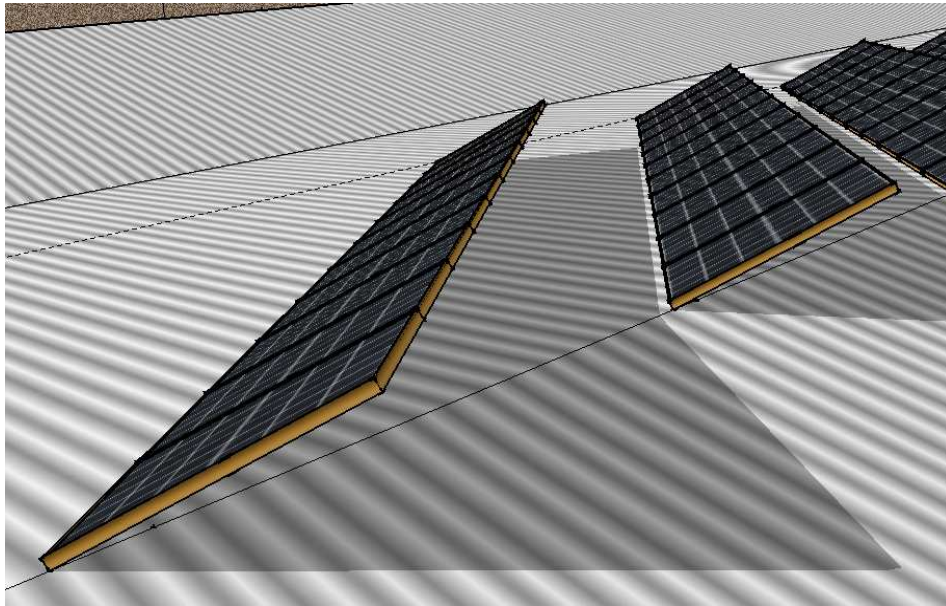


Ilustración 19 Sombra producida entre placas Q.Cells 230Wp el 21 de Diciembre a las 12h.

## **2.4 Cálculo del campo generador fotovoltaico**

### 2.4.1 Potencia pico del campo generador fotovoltaico

Según disposición correcta de módulos y metros cuadrados disponibles de cubierta se estima un número máximo de unos 400 módulos fotovoltaicos. Se adjunta Ilustración donde se observa tal disposición:



Ilustración 20 Disposición de placas Q.Cells Pro 230Wp

Para el correcto funcionamiento del inversor y maximizar la eficiencia de la instalación se sobredimensiona la potencia pico de los módulos respecto de la potencia de los inversores aproximadamente un 10% por lo que al disponer de 4 inversores de 19,2KW cada uno:

$$\text{Potencia total} = \text{Potencia inversor} \times \text{N}^\circ \text{ inversores}$$

$$\text{Potencia total} = 19200 \text{ W} \times 4 = 76800 \text{ W}$$

$$\text{Potencia sobredimensionada 10\%} = 76800 \text{ W} \times 1,1 = 84480 \text{ W}$$

#### 2.4.2 Número de módulos fotovoltaicos

Tendiendo en cuenta la potencia calculada en el anterior apartado:

$$\text{N}^\circ \text{ de módulos} = \text{Potencia total} / \text{Potencia pico módulo}$$

$$\text{N}^\circ \text{ de módulos} = 84480 \text{ W} / 230 \text{ W} = 367,3 \approx 368 \text{ placas} < 400 \quad \textit{Correcto}$$

$$\text{N}^\circ \text{ de módulos por inversor} = \text{N}^\circ \text{ de módulos} / \text{N}^\circ \text{ inversores}$$

$$\text{N}^\circ \text{ de módulos por inversor} = 368 / 4 = 92 \text{ módulos}$$

#### 2.4.3 Configuración serie / paralelo de los módulos

Según lo calculado anteriormente se dispone de 4 inversores con 92 módulos conectados a cada inversor. Para maximizar la eficiencia del inversor y hacer un correcto seguimiento del punto de máxima potencia se hace una configuración de cuatro ramas conectadas a las cuatro entradas del inversor:

$$\text{N}^\circ \text{ placas en serie} = \text{N}^\circ \text{ de módulos inversor} / \text{entradas CC inversor}$$

$$\text{N}^\circ \text{ placas en serie} = 92 / 4 = 23 \text{ módulos}$$

Según inversor elegido y configuración serie-paralelo de los módulos y características de entrada de continua del inversor, rangos de tensión, intensidad, números de circuitos continua, etc. se ha de atender a las características en condiciones STC a 25° C (en la práctica pocas veces van a trabajar a esas temperaturas) y trasladar estos a valores a temperaturas de -10° C. Haciendo esos cálculos se ha de comprobar si la tensión en la entrada de continua se va fuera de rango y provocar disparos en el inversor por sobretensiones.

Se procede a calcular estos datos:

Tensión por rama en punto de máxima potencia:

$$V \text{ máxima de entrada} = \text{N}^\circ \text{ de módulos en serie} \times \text{Tensión nominal módulo}$$

$$V \text{ máxima de entrada} = 23 \times 29,56 \text{ V} = 679,88 \text{ V} < 850 \text{ V} \quad \textit{Correcto}$$

Tensión en circuito abierto de la rama:

$$V \text{ circuito abierto de la rama} = \text{N}^\circ \text{ módulos en serie} \times V \text{ circuito abierto módulo}$$

$$V \text{ circuito abierto de la rama} = 23 \times 36,61 \text{ V} = 842,03 \text{ V} < 850 \text{ V} \quad \textit{Correcto}$$

Tensión en circuito abierto de la rama (-10°C):

$$\text{Tensión circuito abierto } -10^{\circ}\text{C} = V_{oc} (25^{\circ}\text{C}) / 1 - (-25^{\circ}\text{C} - 10^{\circ}\text{C}) \times T \text{ coef } V_{oc}$$

$$\text{Tensión circuito abierto } -10^{\circ}\text{C} = 36,61 \text{ V} / 35^{\circ}\text{C} \times 0,3 \% / ^{\circ}\text{C} = 40,91 \text{ V}$$

$$V_{oc} \text{ de la rama } (-10^{\circ}\text{C}) = N^{\circ} \text{ módulos en serie} \times V_{oc} \text{ módulo a } -10^{\circ}\text{C}$$

$$V_{oc} \text{ de la rama } (-10^{\circ}\text{C}) = 23 \times 40,91 \text{ V} = 940,82 \text{ V} < 1000 \text{ V} \quad \textit{Correcto}$$

Corriente máxima de entrada al inversor:

$$I \text{ máxima de entrada al inversor} = N^{\circ} \text{ de ramas en paralelo} \times I_{cc} \text{ módulo}$$

$$I \text{ máxima de entrada al inversor} = 4 \times 8,3 \text{ A} = 33,2 \text{ A} < 41 \text{ A} \quad \textit{Correcto}$$

## **2.5 Cálculo de cableado**

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos:

- Los conductores de la parte de continua deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 1,5 %. En este proyecto se tendrá un criterio más restrictivo para maximizar la rentabilidad de la planta por lo que la caída de tensión no será mayor de 0,5%.
- Los conductores de la parte de alterna, según normativa, deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 2 %.

(En ambos casos se tomarán como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones).

- Se incluirá toda la longitud de cable de continua y de alterna, debiendo tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.
- Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

### 2.5.1 Cálculo de cableado CC

Con los emplazamientos adecuados y con la configuración serie-paralelo de las placas se puede calcular las diferentes longitudes de cable corriente continua y calcular las secciones de los mismos atendiendo a dos criterios:

- Criterio de caída de tensión: El RBT establece que la caída de tensión a lo largo de una longitud de cable ha de ser menor del 1,5% respecto de la tensión nominal (2% en la parte de alterna). Dicha caída de tensión, en continua y monofásica se calcula así:

$$\Delta U = \frac{2 \cdot I \cdot L \cdot \rho \Delta U}{S}$$

Donde:

I es la intensidad que circula por el cable cuando los paneles funcionan en el punto de máxima potencia.

L es la longitud del cable.

$\rho = 0,01725 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$  es la resistividad del cable.

S es la sección del cable en  $\text{mm}^2$ .

- Criterio de intensidad máxima: Para comprobar que los cables soportarán el calor evacuado en el conductor se toma la corriente de cortocircuito de los paneles (la máxima que pueden dar en condiciones normales) y se le aplica un coeficiente de seguridad del 25%.

$$I_{\text{diseño}} = 1,25 \cdot I_{\text{cc}}$$

En cuanto a la corriente admisible por los conductores, se siguen las indicaciones del RBT. En función de la sección y tipo de cable escogido y aplicando una serie de coeficientes se halla una  $I_{\text{máx}}$ .

Por último, se comprueba que  $I_{\text{diseño}} < I_{\text{máx}}$

Se procede a calcular las secciones en continua, para ello se hace uso de la herramienta informática Excel:



Inversor 1	Longitud (m)	Impp (A)	Densidad (oh*mm <sup>2</sup> /m)	Seccion (mm <sup>2</sup> )	AV (V)	AV % (x<1,5%)		I sc (A)	I max (A)	
Inversor 1 Línea 1	33	7,84	0,01725	6	1,49	0,22%	correcto	8,3	34,00	correcto
Inversor 1 Línea 2	41	7,84	0,01725	6	1,85	0,27%	correcto	8,3	34,00	correcto
Inversor 1 Línea 3	24	7,84	0,01725	6	1,08	0,16%	correcto	8,3	34,00	correcto
Inversor 1 Línea 4	34	7,84	0,01725	6	1,53	0,23%	correcto	8,3	34,00	correcto
Inversor 2 Línea 1	75	7,84	0,01725	6	3,38	0,50%	correcto	8,3	34,00	correcto
Inversor 2 Línea 2	71	7,84	0,01725	6	3,20	0,47%	correcto	8,3	34,00	correcto
Inversor 2 Línea 3	63	7,84	0,01725	6	2,84	0,42%	correcto	8,3	34,00	correcto
Inversor 2 Línea 4	54	7,84	0,01725	6	2,43	0,36%	correcto	8,3	34,00	correcto
Inversor 3 Línea 1	46	7,84	0,01725	6	2,07	0,31%	correcto	8,3	34,00	correcto
Inversor 3 Línea 2	42	7,84	0,01725	6	1,89	0,28%	correcto	8,3	34,00	correcto
Inversor 3 Línea 3	24	7,84	0,01725	6	1,08	0,16%	correcto	8,3	34,00	correcto
Inversor 3 Línea 4	36	7,84	0,01725	6	1,62	0,24%	correcto	8,3	34,00	correcto
Inversor 4 Línea 1	68	7,84	0,01725	6	3,07	0,45%	correcto	8,3	34,00	correcto
Inversor 4 Línea 2	59	7,84	0,01725	6	2,66	0,39%	correcto	8,3	34,00	correcto
Inversor 4 Línea 3	53	7,84	0,01725	6	2,39	0,35%	correcto	8,3	34,00	correcto
Inversor 4 Línea 4	46	7,84	0,01725	6	2,07	0,31%	correcto	8,3	34,00	correcto

### 2.5.2 Cálculo de cableado AC

Con los emplazamientos adecuados de los armarios eléctricos y sabiendo los de cuadro contadores y armario de seccionamiento se puede calcular las diferentes longitudes de cable de alterna y calcular las secciones de los mismos atendiendo también a los dos criterios anteriores:

- Criterio de caída de tensión: El RBT establece que la caída de tensión a lo largo de una longitud de cable ha de ser menor del 2% respecto de la tensión nominal. Dicha caída de tensión en alterna se calcula así:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot \rho}{S}$$

Donde:

I es la intensidad que circula por el cable cuando los paneles funcionan en el punto de máxima potencia.

L es la longitud del cable.

$\rho = 0,01725 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$  es la resistividad del cable.

S es la sección del cable en  $\text{mm}^2$ .

- Criterio de intensidad máxima: Para comprobar que los cables soportarán el calor evacuado en el conductor se toma la corriente de cortocircuito de los paneles (la máxima que pueden dar en condiciones normales) y se le aplica un coeficiente de seguridad del 25%.

$$I_{\text{diseño}} = 1,25 \cdot I_{\text{cc}}$$

En cuanto a la corriente admisible por los conductores, se siguen las indicaciones del RBT. En función de la sección y tipo de cable escogido y aplicando una serie de coeficientes se halla una  $I_{\text{máx}}$ .

Por último, se comprueba que  $I_{\text{diseño}} < I_{\text{máx}}$

Se ha tenido en cuenta, según fabricante, un  $\cos(\varphi)$  mayor de 0,9 para el cálculo de la intensidad de salida en alterna de los inversores.

Para el cálculo de la sección de la acometida se ha tenido en cuenta que la potencia es el sumatorio de 165 KW (contrato consumo) y 80 KW (contrato venta).

Se procede a calcular todas las secciones en alterna, para ello se hace uso de la herramienta informática Excel:

Tramo AC	Longitud (m)	Potencia (KW)	I <sub>pp</sub> (A)	Densidad (oh*mm <sup>2</sup> /m)	Seccion (mm <sup>2</sup> )	AV (V)	AV % (x<2%)		I <sub>sc</sub> (A)	I <sub>max</sub> (A)	
Inversor-seccionador cabecera	1	19,2	29	0,01725	6	0,17	0,04%	correcto	29	40,00	correcto
Línea inversores	110	76,8	123,55	0,01725	120	3,91	1,03%	correcto	123,5	170,00	correcto
Derivación individual	11	76,8	123,55	0,01725	120	0,04	0,01%	correcto	123,5	170,00	Correcto

## **2.6 Cálculo de la puesta a tierra**

La instalación cumple 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.

Para el cálculo de la puesta a tierra se tendrá en cuenta que el terreno es de buena consistencia para la conductividad eléctrica y se asignará una resistividad del terreno de 150 ohmios x m.

El electrodo en la puesta a tierra del edificio, se constituirá con los siguientes elementos:

M. conductor de Cu desnudo	35 mm <sup>2</sup>	35 m.
Picas verticales de Cobre	14 mm	4 picas de 2m.

Con lo que se obtiene una Resistencia de tierra de 5.88 ohmios.

Así mismo cabe señalar que la línea principal de tierra no será inferior a 16 mm<sup>2</sup> en Cu, y la línea de enlace con tierra, no será inferior a 25 mm<sup>2</sup> en Cu.

## **2.7 Cálculo de la producción anual esperada**

Para calcular la producción anual media de la instalación, es necesario primero determinar cual será la radiación solar incidente sobre las placas fotovoltaicas y calcular la cantidad de energía que la superficie expuesta a los rayos solares puede absorber, esto dependerá del ángulo formado por los rayos solares y la superficie. Por norma general las medidas de radiación que se toman para una determinada zona se hacen en condiciones de orientación Sur y posición horizontal.

También se ha de calcular las pérdidas globales de la instalación "PR" (Performance Ratio) que vienen generadas por los cableados CC y AC, desconexiones intempestivas, rendimiento de los módulos, rendimiento de los inversores, etc.

Una vez calculados estos datos se puede finalmente calcular la producción anual esperada utilizando la ecuación propuesta por el I.D.A.E. en su Pliego de Condiciones Técnicas.

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \times P_{mp} \times PR}{G_{cem}} \text{ (Kwh / día)}$$

Donde:

- Ep : Energía inyectada a la red (KWh/día).
- G<sub>dm</sub> (α,β) : Valor medio anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador (KWh/m<sup>2</sup>. Día) , siendo α el azimut de la instalación y β la inclinación de los paneles.

- Pmp : Potencia del generador fotovoltaico (KW).
- PR: Performance Ratio.
- GCEM : Constante de irradiación que tiene valor 1(KW/m<sup>2</sup> ).

### 2.7.1 Valor medio anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador

Para ello primero se ha de conocer el valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre la superficie horizontal de nuestra instalación, Gdm (0), en kWh/(m<sup>2</sup>·día). Una vez conocidos estos datos se han de restar las perdidas debido a la inclinación y la orientación de los módulos respecto del Sur.

La instalación fotovoltaica proyectada tiene un Azimut, desviación respecto al Sur, de 0° y una inclinación respecto al plano horizontal de 30°. Se deberá por lo tanto adaptar las medidas existentes a las condiciones de la instalación.

Según los datos obtenidos en las tablas recogidas en el IDAE para el municipio La Muela en la provincia de Zaragoza la energía incidente sobre un metro cuadrado de superficie horizontal en un día medio de cada mes y su irradiancia teniendo en cuenta la inclinación de 30°, su latitud de 41° y el Azimut de 0° es:

Mes	Gdm (0) [KWh/(m <sup>2</sup> ·día)]	Factor k (30°, 41°)	Gdm (α,β) [KWh/(m <sup>2</sup> ·día)]
Enero	1,75	1,35	2,36
Febrero	2,72	1,27	3,46
Marzo	4,22	1,18	4,98
Abril	5,08	1,08	5,49
Mayo	6,06	1,01	6,12
Junio	6,72	0,99	6,66
Julio	6,97	1,02	7,11
Agosto	6,50	1,09	7,09
Septiembre	5,08	1,21	6,15
Octubre	3,36	1,35	4,54
Noviembre	2,06	1,44	2,96
Diciembre	1,58	1,42	2,25

Ilustración 21 Datos de irradiancia en KWh/(m<sup>2</sup>·día)

## 2.7.2 Rendimiento energético de la instalación “PR”

El rendimiento energético de la instalación se ha de calcular con los datos más próximos a la realidad. Un correcto análisis de viabilidad dependerá en gran medida del correcto cálculo de este apartado.

Este rendimiento depende de los siguientes factores:

- Condiciones de trabajo respecto de la temperatura
- Pérdidas energéticas por el 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

Una vez calculadas todas estas variables se hallan en tanto por ciento la eficiencia de la instalación proyectada.

### 2.7.2.1 Pérdidas en el generador

El total de pérdidas en el generador es la suma de las pérdidas por dispersión de los parámetros entre los módulos, por efecto del polvo y la suciedad depositada sobre los módulos solares, por reflectancia angular y espectral y por sombras:

- Pérdidas por dispersión de los parámetros entre los módulos:

Estas pérdidas son debidas a que los módulos no operan normalmente en las mismas condiciones que las reconocidas como estándar de medida, CEM. Un rango de valores del 10% es una dispersión elevada, un 5% es un valor adecuado, y valores inferiores al 5% se identifican con un buen campo solar en este aspecto. El valor de tolerancia que da el fabricante de los módulos es el 3%

- Pérdidas por efecto del polvo y la suciedad depositada sobre los módulos solares:

La posibilidad de realizar mantenimientos periódicos en este aspecto influye a la hora de estimar este coeficiente. 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. En este proyecto se ha considerado unas pérdidas del 2% que corresponden a una situación moderada de polvo y suciedad.

- Pérdidas por reflectancia angular y espectral:

El acabado superficial de las células tiene influencia sobre este coeficiente, presentando mayores pérdidas en aquellas células con capas antirreflexivas que las que están texturizadas. 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 6%, en este caso se toma unas pérdidas de un 2%

- Factor de sombras:

Un rango de valores puede ser entre el 1% (valor mínimo por defecto) y el 10%, que es el valor máximo a partir del cual las sombras pueden repercutir negativamente en el correcto funcionamiento de la instalación. En este proyecto se opta por un 1% debido a que esta instalación no se ve afectada por edificios, árboles o otros obstáculos que puedan ocasionar sombras.

### 2.7.2.2 Pérdidas por temperatura

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

La temperatura es un factor a tener en cuenta en el momento de estudiar el emplazamiento de la instalación. Lugares ventilados reducen la temperatura de operación de los módulos fotovoltaicos presentando mayores rendimientos que aquellas que no lo están. Es un factor importante en instalaciones que contemplen su integración como un elemento diferenciador.

Puede darse el caso que la máxima producción de una instalación no se corresponda con los períodos estivales, sino con períodos de primavera y otoño, en donde los índices de radiación son buenos y la temperatura ambiente es menor que en verano, a pesar de contar éste con mayor radiación.

Estas pérdidas debidas al efecto de la temperatura sobre las células fotovoltaicas se calculan atendiendo a la siguiente fórmula:

$$P_{temp} (\%) = 100 - 100 \cdot [1 - \gamma \cdot (T_c - 25)]$$

$$T_c = T_{amb} + (TONC - 20) \times (G / 800)$$

Donde:

$T_c$  = La temperatura de trabajo de las células solares

$T_{amb}$  = Temperatura ambiente en °C (25°C)

TONC = Temperatura de operación nominal del módulo fotovoltaico. (47°C)

G = Irradiancia solar en W / m<sup>2</sup> ( $G_{stc} = 1000 \text{ W/m}^2$ )

$\gamma$  = Coeficiente de la variación de la potencia del módulo fotovoltaico respecto de la temperatura (-0.41%/°C)

Así pues se procede a calcular la temperatura de trabajo de las células solares y las pérdidas debidas al efecto de la temperatura sobre las células fotovoltaicas según temperatura del mes, se tiene en cuenta una reducción de estas pérdidas por el efecto del

viento que en esta zona se caracteriza por ser frecuente por lo que se estima un 2,5% de ganancia por este efecto:

Mes	Temperatura (°C)	Temperatura trabajo	Ptemp (%)	Ptem - viento(%)
Enero	5,90	39,65	6,01	3,44
Febrero	6,58	40,33	6,28	3,71
Marzo	9,86	43,61	7,63	5,06
Abril	12,77	46,52	8,82	6,25
Mayo	16,76	50,51	10,46	7,89
Junio	21,62	55,37	12,45	9,88
Julio	24,20	57,95	13,51	10,94
Agosto	22,88	56,63	12,97	10,40
Septiembre	19,05	52,80	11,40	8,83
Octubre	15,02	48,77	9,74	7,17
Noviembre	9,27	43,02	7,39	4,82
Diciembre	5,37	39,12	5,79	3,22

Ilustración 22 Pérdidas por temperatura

#### 2.7.2.3 Pérdidas en el cableado de la parte de corriente continua

Son pérdidas entre los módulos fotovoltaicos y el inversor. Se incluyen las pérdidas en los fusibles, conmutadores, conexiones, etc. El valor máximo admisible para pérdidas en el cableado de la parte de corriente continua es 1,5% pero para maximizar el balance económico en este proyecto se ha tenido en cuenta un 0,5%.

#### 2.7.2.4 Pérdidas en el cableado de la parte de corriente alterna

Al igual que el anterior está relacionado con las pérdidas en el cableado, pero en este caso en la parte de corriente alterna. El valor máximo admisible para es un 2%, se decide en este proyecto un valor máximo de pérdidas en el cableado de un 1%.

#### 2.7.2.5 Pérdidas por disponibilidad

Son las pérdidas por disponibilidad de la instalación, de forma parcial o total, debido a fallos en la red, mantenimiento, etc. Un valor adecuado para las pérdidas por dispersión es el 3% para nuestra instalación.

#### 2.7.2.6 Pérdidas por el rendimiento del inversor

Son las pérdidas ocasionadas por el rendimiento del inversor. Hay que atender a los valores de rendimiento europeo que nos da el fabricante. En este caso el fabricante da un rendimiento europeo del 98%.

#### 2.7.2.7 Pérdidas por rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia de los inversores

Son las pérdidas por el no seguimiento del Punto de Máxima Potencia (PMP) y en los umbrales de arranque del inversor. Unos valores de referencia para estas pérdidas pueden ser entre el 2% y el 8%, se toma como valor de referencia el 3%.



### 2.7.2.8 Cálculo de Performance Ratio “PR”

Como ya se ha comentado anteriormente una vez calculadas las variables anteriores y atendiendo a la siguiente fórmula se halla en tanto por ciento la eficiencia de la instalación proyectada.

$$PR (\%) = P_{gen} + P_{temp} + P_{cc} + P_{ca} + P_{disp} + P_{inv} + P_{pmp}$$

Se adjunta tabla de los cálculos de Performance Ratio mensual:

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
80,89	80,66	79,53	78,53	77,16	75,49	74,61	75,06	76,37	77,76	79,73	81,07

Se puede estimar que el Performance Ratio de un año tipo es como mínimo del 78%, dependerá en cada año concreto el estudio de las características climáticas y posterior revisión de estos resultados.

### 2.7.3 Estimación de la energía inyectada

Como ya se ha comentado anteriormente para realizar una estimación de la energía aportada por una instalación solar fotovoltaica a la red de baja tensión, basta con conocer el valor de la radiación disponible en el plano de captación y el rendimiento global de la instalación que se diseña.

La estimación de la energía inyectada se realiza de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \times P_{mp} \times PR}{G_{cem}} \text{ (Kwh / día)}$$

A continuación se adjunta tabla resumen de la producción anual estimada:

Mes	T (°C)	G <sub>dm</sub> (0) [KWh/(m <sup>2</sup> ·día)]	G <sub>dm</sub> (a,b) [KWh/(m <sup>2</sup> ·día)]	PR	E <sub>p</sub> (KWh/día)	Nº días mes	E <sub>p</sub> (KWh)
Enero	5,90	1,75	2,36	80,89%	147,05	31	4558,47
Febrero	6,58	2,72	3,46	80,66%	214,57	28	6007,83
Marzo	9,86	4,22	4,98	79,53%	304,89	31	9451,44
Abril	12,77	5,08	5,49	78,53%	331,74	30	9952,34
Mayo	16,76	6,06	6,12	77,16%	363,12	31	11256,73
Junio	21,62	6,72	6,66	75,49%	386,57	30	11597,02
Julio	24,20	6,97	7,11	74,61%	408,26	31	12656,01
Agosto	22,88	6,50	7,09	75,06%	409,20	31	12685,08
Septiembre	19,05	5,08	6,15	76,37%	361,46	30	10843,86
Octubre	15,02	3,36	4,54	77,76%	271,49	31	8416,19
Noviembre	9,27	2,06	2,96	79,73%	181,60	30	5448,06
Diciembre	5,37	1,58	2,25	81,07%	140,26	31	4347,92

**Total..... 107220,959**

## **3. PLANOS**

**AUTOR: Jorge Laguardia Lauroba**

**TUTOR: Amaya Martínez Gracia**

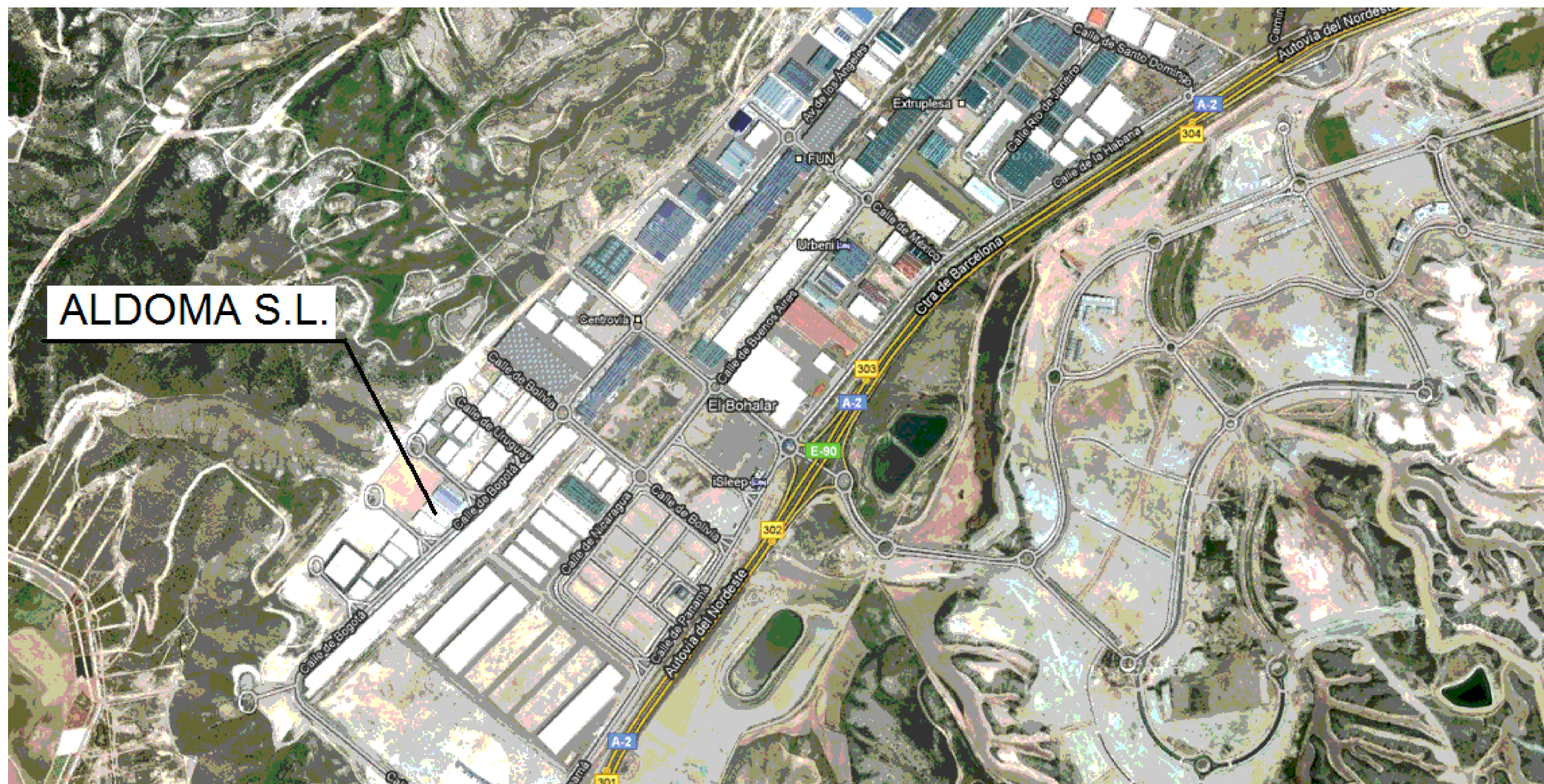
**Área de Máquinas y Motores Térmicos**

**Año Académico: 2010/2011**

**Fecha de entrega: Junio 2011**

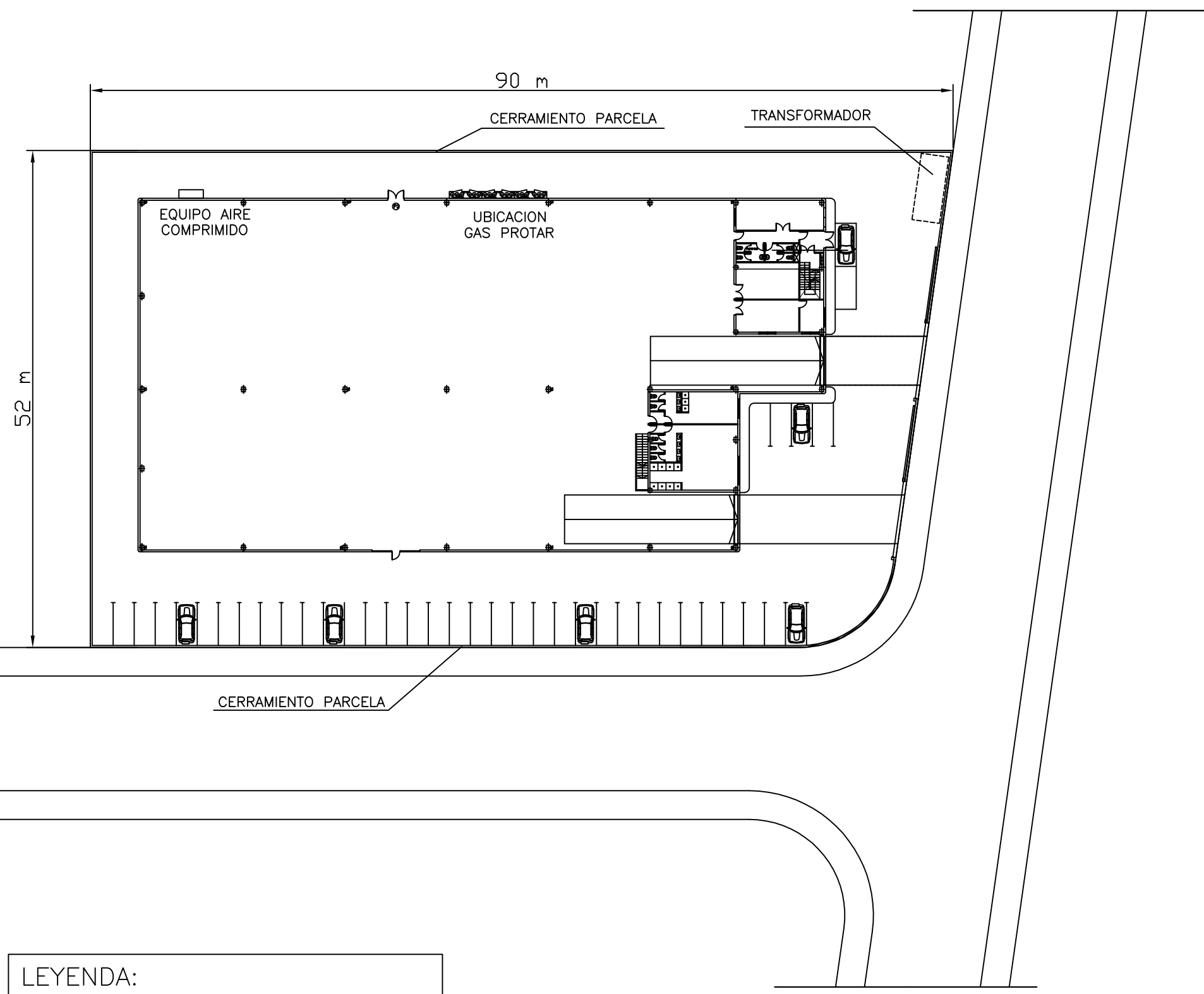
# INDICE

3.1 Plano de situación geográfica	Pag. 59
3.2 Plano de urbanización y emplazamiento en parcela	Pag. 60
3.3 Esquema unifilar de la instalación fotovoltaica	Pag. 61
3.4 Disposición de los módulos fotovoltaicos en cubierta	Pag. 62
3.5 Disposición de los elementos en la nave	Pag. 63
3.6 Frontal cuadro principal	Pag. 64
3.7 Frontal cuadro secundario	Pag. 65



ALDOMA S.L.

	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	10/04/11	Jorge Laguardia		
Comprob.				
Escala:	PLANO DE SITUACIÓN POL. CENTRO VÍA (LA MUELA)			Plano: 1
1:125000				Hoja: 59
				Especialidad: Electricidad



LEYENDA:

SUPERFICIE PARCELA	4.350 m <sup>2</sup>
SUPERFICIE CONSTRUIDA NAVE	2.285 m <sup>2</sup>
SUPERFICIE CONSTRUIDA OFICINAS P. BAJA	231 m <sup>2</sup>
SUPERFICIE CONSTRUIDA OFICINAS P. PRIMERA	231 m <sup>2</sup>
TOTAL SUPERFICIE CONSTRUIDA	2.7445 m <sup>2</sup>

	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	10/04/11	Jorge Laguardia		
Comprob.				
Escala:	URBANIZACIÓN Y EMPLAZAMIENTO EN PARCELA			Plano: 2
1:500				Hoja: 60
				Especialidad: Electricidad

ARMARIO PREFABRICADO Z CDU  
1850x800x345 mm

CONTADOR MULTIELECTRONICO. 3x230/400 V. 4 HILOS  
CON MAXIMETRO Y TI 100/5 A

CONTADOR MULTIELECTRONICO. 3x230/400 V. 4 HILOS  
CON MAXIMETRO Y TI 100/5 A

Derivación individual 4 x 120 mm<sup>2</sup> RZI-K 0,6/1KV

Derivación individual contador consumo nave

CUADRO PRINCIPAL  
CONTROL Y PROTECCIÓN

I.Autom.IV  
50 A, C  
PdeC:85 kA

Limitador sobretensión  
Up: 1,5 kV  
Imax: 85 kA

INTERRUPTOR GENERAL AUTOMATICO IV 160A  
Termico regulable. I<sub>reg</sub>: 100 - 160A  
PdeC:85 kA  
Rele y transf.  
Regulable 0,03 a 5A  
Toroidal Ø80

Línea Inversores 4 x 120 mm<sup>2</sup> RZI-K 0,6/1 KV

INTERRUPTOR SECCIONADOR IV 160 A

4 x 6 mm<sup>2</sup> RZI-K 0,6/1 KV

CUADRO SECUNDARIO  
INVERSORES

QM1  
I.MAGNETOTÉRMICO IV  
32 A  
PdeC: 6 kA  
Curva B

QM2  
I.MAGNETOTÉRMICO IV  
32 A  
PdeC: 6 kA  
Curva B

QM3  
I.MAGNETOTÉRMICO IV  
32 A  
PdeC: 6 kA  
Curva B

QM4  
I.MAGNETOTÉRMICO IV  
32 A  
PdeC: 6 kA  
Curva B

INV1 INVERSOR TRIFASICO 19,2 kW

INV2 INVERSOR TRIFASICO 19,2 kW

INV3 INVERSOR TRIFASICO 19,2 kW

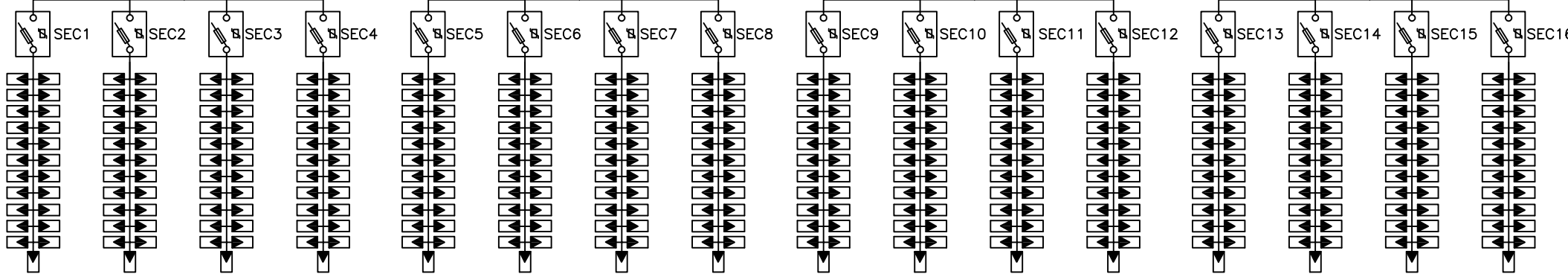
INV4 INVERSOR TRIFASICO 19,2 kW

Líneas CC 2 x 6 mm<sup>2</sup> RZI-K 0,6/1 KV

Líneas CC 2 x 6 mm<sup>2</sup> RZI-K 0,6/1 KV

Líneas CC 2 x 6 mm<sup>2</sup> RZI-K 0,6/1 KV

Líneas CC 2 x 6 mm<sup>2</sup> RZI-K 0,6/1 KV








ARRAY FOTOVOLTAICO, 4  
STRING DE 23 MÓDULOS Q.CELLS PRO  
230 Wp

ARRAY FOTOVOLTAICO, 4  
STRING DE 23 MÓDULOS Q.CELLS PRO  
230 Wp

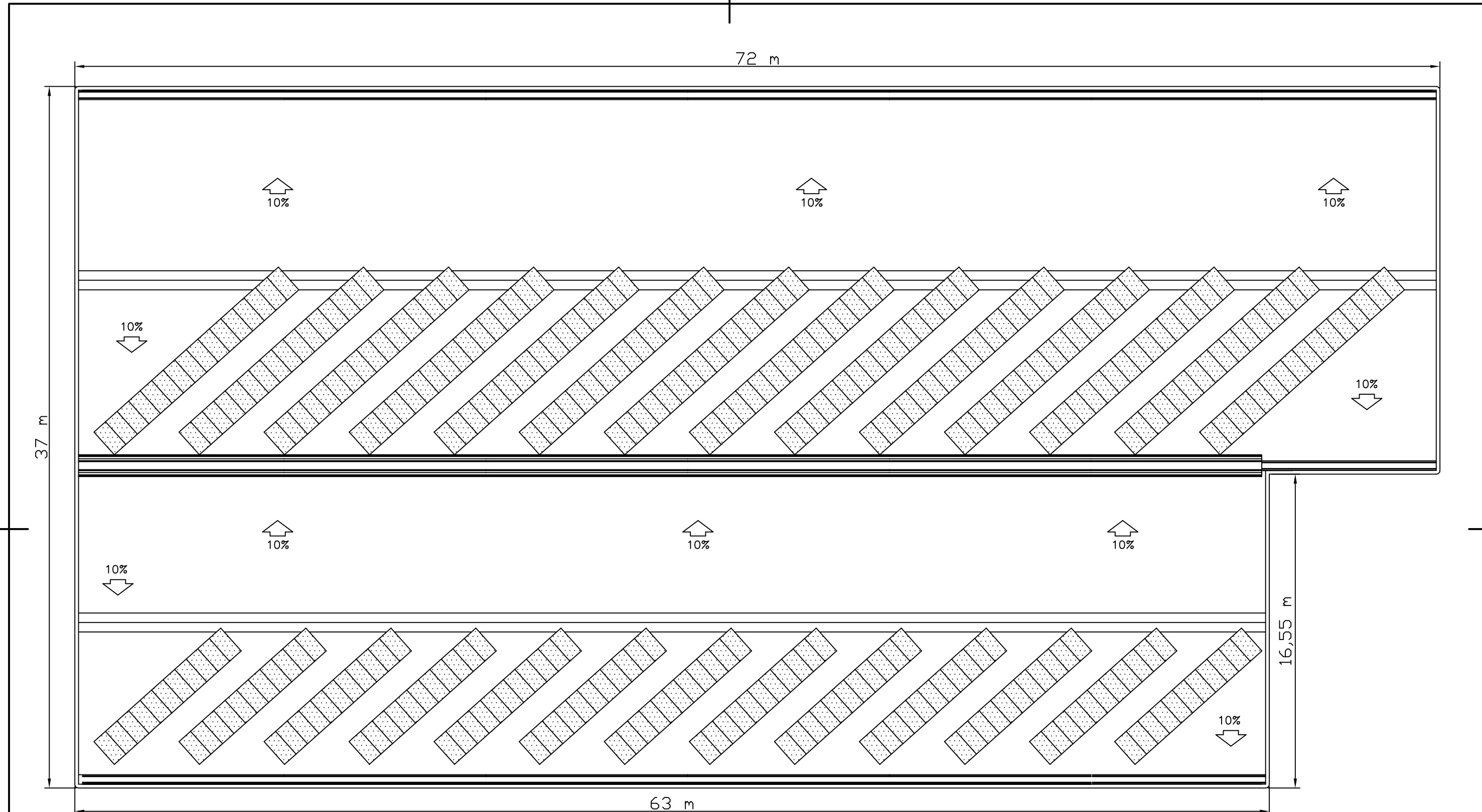
ARRAY FOTOVOLTAICO, 4  
STRING DE 23 MÓDULOS Q.CELLS PRO  
230 Wp

ARRAY FOTOVOLTAICO, 4  
STRING DE 23 MÓDULOS Q.CELLS PRO  
230 Wp

LEYENDA:

-  CONTADOR DE ENERGÍA
-  PROTECTOR DE SOBRETENSIONES
-  INTERRUPTOR MAGNETOTÉRMICO
-  INT. MAGNETOTÉRMICO + RELÉ DIFERENCIAL
-  INTERRUPTOR SECCIONADOR
-  INVERSOR CC/CA
-  MÓDULO FOTOVOLTAICO
-  CAJA GENERAL DE PROTECCIÓN
-  SECCIONADOR ACOMETIDA
-  CAJA CC CON SECCIONADOR, FUSIBLE Y PROTECTOR SOBRETENSIONES

	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	10/04/11	Jorge Laguardia		
Comprob.				
Escala:	ESQUEMA UNIFILAR FOTOVOLTAICA 80 KW			Plano: 3
S.E.				Hoja: 61
				Especialidad: Electricidad

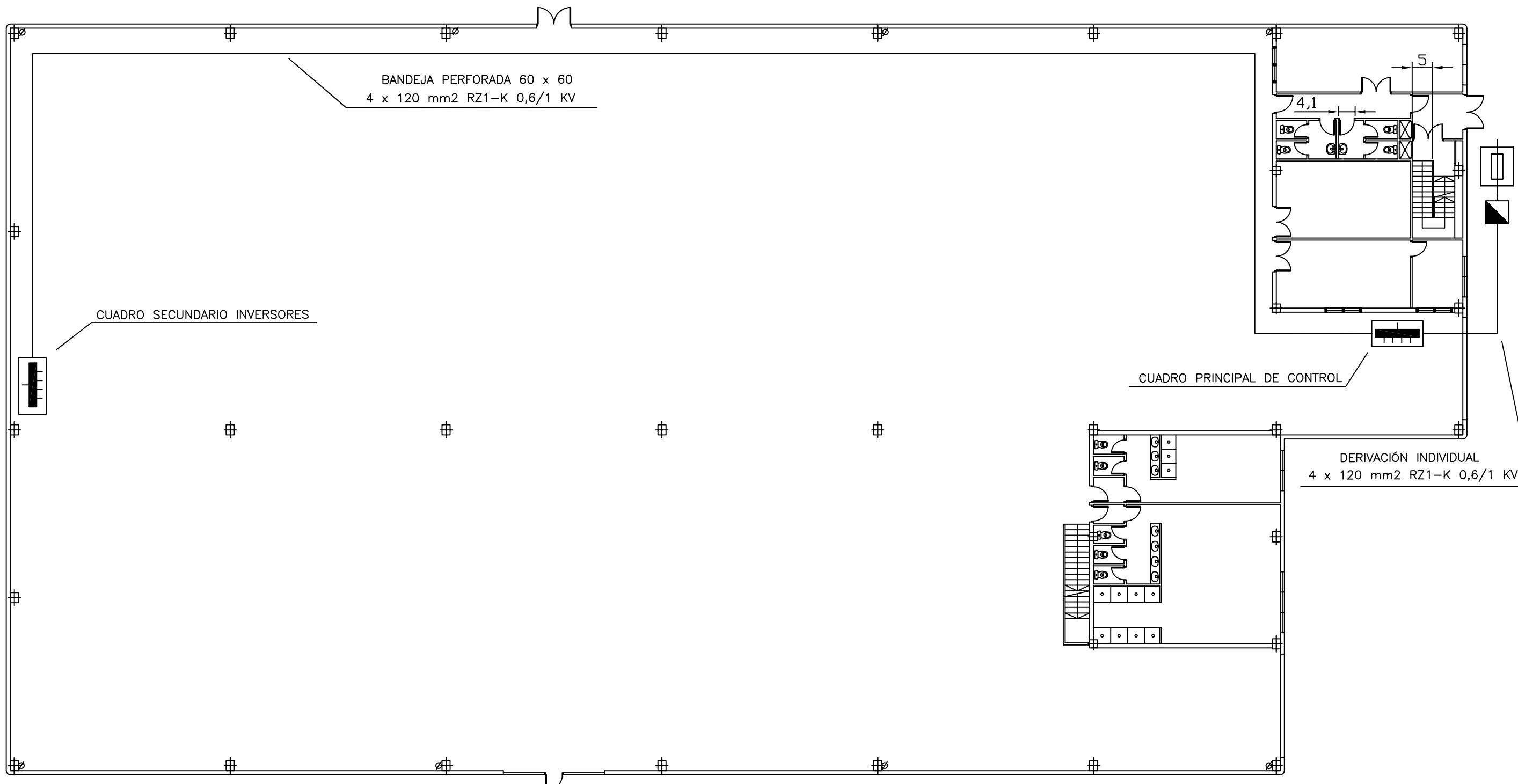


SUPERFICIE CUBIERTA 2.285 m<sup>2</sup>

SUPERFICIE FOTVOLTAICA 1.051 m<sup>2</sup>

INDICE DE OCUPACIÓN 46%

	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	10/04/11	Jorge Laguardia		
Comprob.				
Escala:	DISPOSICIÓN DE LOS MÓDULOS EN CUBIERTA			Plano: 4
1:200				Hoja: 62
				Especialidad: Electricidad

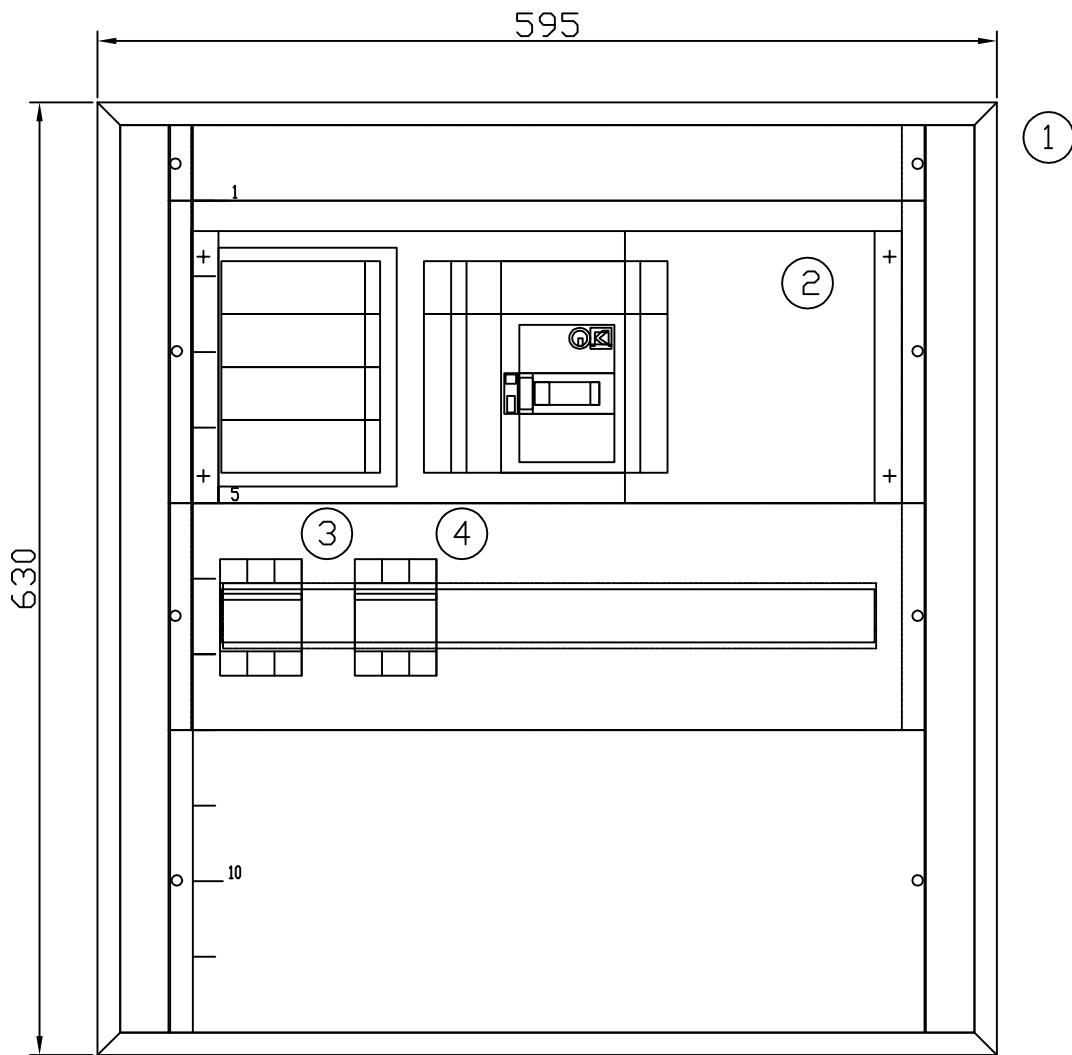


LEYENDA:

	ARMARIO DE SECCIONAMIENTO Y PROTECCION
	CONTADOR ENERGIA
	ARMARIO ELECTRICO

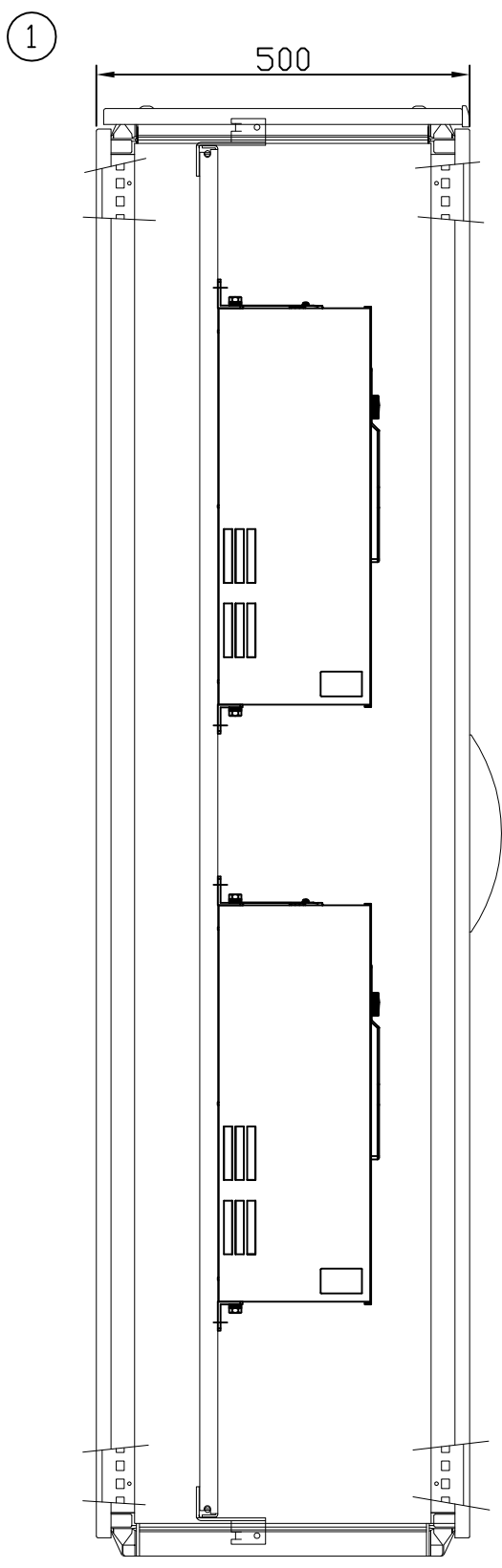
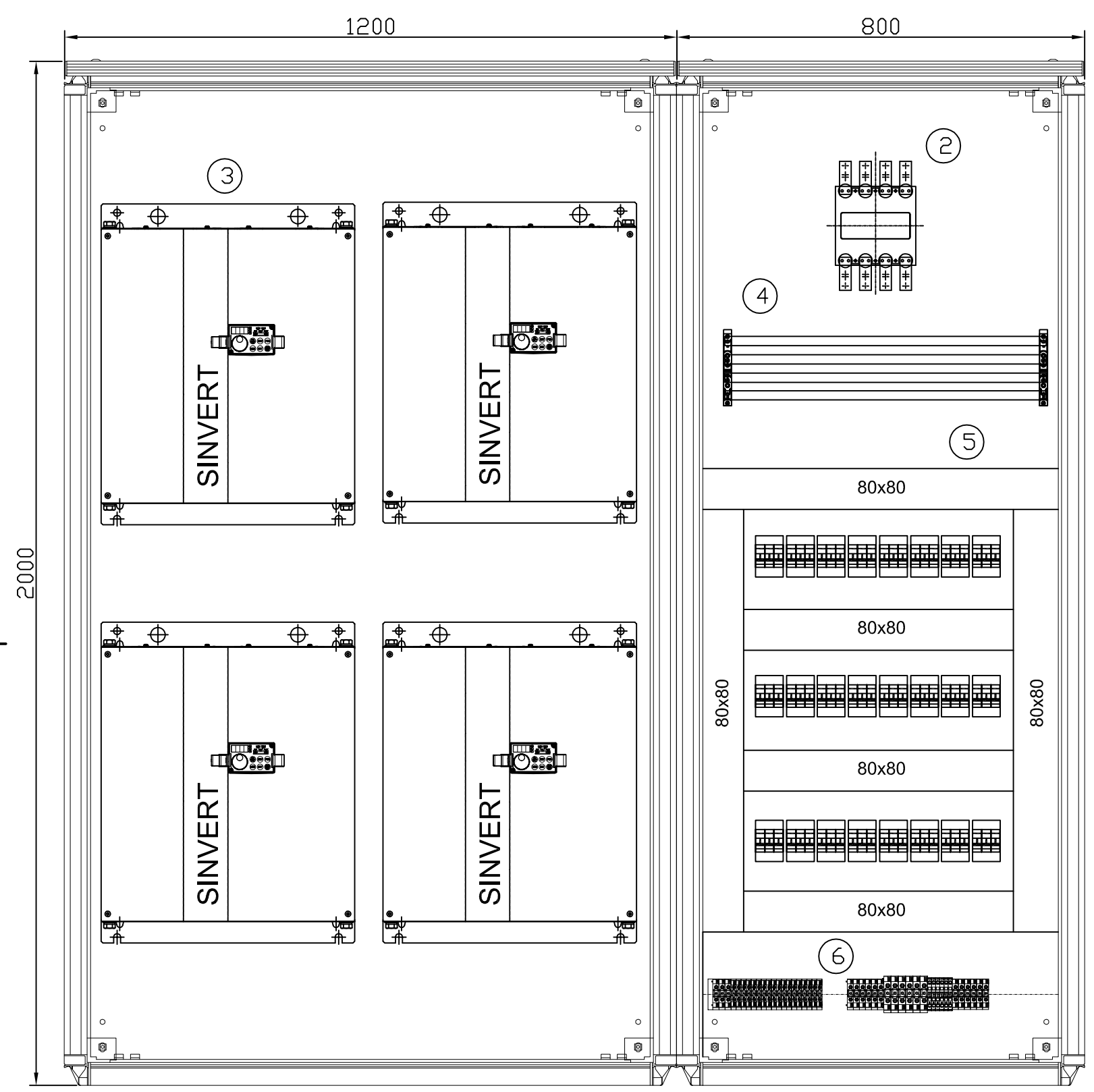
	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	10/04/11	Jorge Laguardia		
Comprob.				
Escala:	DISPOSICION DE ELEMENTOS DE LA INSTALACION			Plano: 5
1:200				Hoja: 63
				Especialidad: Electricidad





LEYENDA:	①	ARMARIO IP43 630X595X250
	②	INT. MAGNETOTÉRMICO 4P 160A
	③	RELÉ DIFERENCIAL 0,03..5A / 0,1..5s
	④	PROTEC. SOBRETENSIONES 3+1 230/400Vac

	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	10/04/11	Jorge Laguardia		
Comprob.				
Escala:	FRONTAL CUADRO PRINCIPAL DE CONTROL Y PROTECCIÓN			Plano: 6
1:5				Hoja: 64
				Especialidad: Electricidad



LEYENDA:

①	ARMARIO IP55 2000X2000X500
②	INT. SECCIONADOR 4P 160A
③	INVERSOR SIEMENS PVM20
④	EMBARRADO 4P 250A
⑤	ZONA APARAMENTA CARRIL DIN
⑥	BORNERO

	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	10/04/11	Jorge Laguardia		
Comprob.				
Escala:	FRONTAL CUADRO SECUNDARIO INVERSORES			Plano: 7
1:10				Hoja: 65
				Especialidad: Electricidad