

RESUMEN

El presente proyecto tiene por objeto llevar a cabo el diseño de una cubierta solar fotovoltaica conectada a la red eléctrica e integrada en un edificio auxiliar para taller, localizado en el recinto de las cocheras de autobuses del Polígono Industrial "Les Hortes" de Mataró.

El fin perseguido es diseñar una cubierta solar fotovoltaica que genere el máximo de energía eléctrica posible con objeto de volcarla a la Red Eléctrica y obtener el consecuente beneficio económico por su venta tal y como establece el RD 436/2004, en el que se definen las condiciones de explotación de plantas de generación de energía eléctrica mediante placas fotovoltaicas. Además claro está, del correspondiente beneficio ambiental y social por el ahorro de emisiones contaminantes y la mejora en la imagen del edificio que la implantación del sistema solar fotovoltaico supone.

En el desarrollo del proyecto se estudian diversas alternativas de diseño e integración arquitectónica con objeto de alcanzar el dimensionado óptimo de la instalación fotovoltaica, atendiendo no sólo a las necesidades energéticas del edificio, sino también a criterios estéticos, arquitectónicos y de sostenibilidad. Para ello se utilizan varias herramientas de simulación energética que permiten evaluar el comportamiento térmico tanto en la cubierta del edificio como en las zonas interiores del mismo. De este modo se pretende estudiar el grado de confort térmico que alcanzarían los ocupantes del edificio una vez instalada la cubierta.

Para las diversas alternativas de diseño propuestas se ha evaluado la cantidad de energía eléctrica generada teniendo en cuenta las pérdidas de la instalación, el beneficio económico resultante de la venta de la energía producida, el comportamiento térmico en la cubierta diseñada y el comportamiento térmico y energético de las dependencias interiores del edificio.

Por último se evalúa la sostenibilidad económica, medioambiental y social de la instalación planteada.





TABLA DE CONTENIDOS

VOLUMEN I: MEMORIA TÉCNICA

RESUMEN	1
1. INTRODUCCIÓN.	7
1.1. OBJETIVO DEL PROYECTO.	7
1.2. ALCANCE DEL PROYECTO.	7
2. INTRODUCCIÓN A LA TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.	8
2.1. INTRODUCCIÓN.....	8
2.1.1. El efecto fotovoltaico.	8
2.1.2. La radiación solar. Unidades.	9
2.1.3. Ventajas e inconvenientes de las instalaciones fotovoltaicas.	10
2.2. DESARROLLO DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.	12
2.2.1. Desarrollo fotovoltaico en España.....	13
2.3. APLICACIONES DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA. INSTALACIONES CONECTADAS A LA RED ELÉCTRICA.	16
2.3.1. Introducción a los sistemas conectados a la red eléctrica.....	16
2.3.2. Elementos constitutivos de la instalación.....	17
2.3.3. Aplicaciones de los sistemas conectados a la red eléctrica.....	19
2.4. ESTRATEGIAS DE INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA.	20



2.4.1.	Propiedades de los cerramientos fotovoltaicos	20
2.4.2.	Posibilidades de integración.....	21
2.4.3.	Integración en cubiertas.	23
3.	DISEÑO DE LA CUBIERTA SOLAR FOTOVOLTAICA. _____	25
3.1.	ANTECEDENTES. SITUACIÓN ACTUAL DEL EDIFICIO.....	25
3.1.1.	Situación. Características del emplazamiento	25
3.1.2.	Edificaciones e Instalaciones.	25
3.1.3.	Climatología de la zona.	25
3.2.	COMPONENTES DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO.....	26
3.2.1.	Paneles Solares.....	26
3.2.2.	Inversores.	28
3.2.3.	Estructura Soporte.....	29
3.3.	DIMENSIONADO DEL CAMPO FOTOVOLTAICO.....	33
3.3.1.	Alternativas de diseño.	34
3.3.2.	Orientación.....	37
3.3.3.	Inclinación.	37
3.3.4.	Cálculo de sombras y distancia entre paneles.	39
3.3.5.	Número total de paneles.	42
3.4.	CONEXIONADO A LA RED ELÉCTRICA.	45
3.4.1.	Dimensionado de los Inversores.	46
3.4.2.	Características de la Interconexión.	48



3.5.	CÁLCULO DE LA ENERGÍA GENERADA POR LA INSTALACIÓN.	49
3.5.1.	Cubierta de doble vertiente.....	51
3.5.2.	Cubierta en "diente de sierra" con dos filas de módulos por plano.	52
3.5.3.	Cubierta en "diente de sierra" con tres filas de módulos por plano.	53
3.5.4.	Resumen de la instalación.....	54
4.	SIMULACIÓN ENERGÉTICA Y TÉRMICA DEL EDIFICIO. _____	55
4.1.	INTRODUCCIÓN A LA SIMULACIÓN.....	55
4.2.	ESTIMACIÓN DEL IMPACTO SOLAR. PROYECCIONES DE SOMBRAS.	56
4.3.	ANÁLISIS TÉRMICO DE LA CUBIERTA FOTOVOLTAICA.	58
4.4.	ANÁLISIS DE LAS CONDICIONES TÉRMICAS Y ENERGÉTICAS EN LA ZONA INTERIOR DEL EDIFICIO.....	60
4.4.1.	Resultados obtenidos para la cubierta en "diente de sierra".	62
4.4.2.	Resultados obtenidos para la cubierta de doble vertiente.....	67
5.	MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN. _____	68
5.1.	MANTENIMIENTO A CARGO DEL USUARIO.....	68
5.2.	MANTENIMIENTO A CARGO DEL SERVICIO TÉCNICO.	69
6.	RESUMEN DEL PRESUPUESTO. _____	70
7.	ANÁLISIS DE LA SOSTENIBILIDAD DE LA INSTALACIÓN. _____	72
7.1.	IMPACTO ECONÓMICO.	72



7.1.1. Tarifa de venta de la energía generada.....	72
7.1.2. Balance económico y periodo de retorno de la inversión.....	74
7.2. IMPACTO AMBIENTAL.....	76
7.3. IMPACTO SOCIAL.....	77
8. NORMATIVA APLICABLE. _____	78
9. CONCLUSIONES. _____	79
10. AGRADECIMIENTOS. _____	81
11. BIBLIOGRAFÍA. _____	82
11.1. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	82
11.2. BIBLIOGRAFÍA COMPLEMENTARIA.....	83

VOLUMEN II: ANEXOS

ANEXO A: Simulación Energética y Térmica.

ANEXO B: Simulación Instalación Fotovoltaica. Generación Eléctrica.

ANEXO C: Climatología de Mataró.

ANEXO D: Planos.

ANEXO E: Catálogos equipos



1. INTRODUCCIÓN.

1.1. OBJETIVO DEL PROYECTO.

El presente proyecto tiene por principal objetivo llevar a cabo el diseño de una cubierta solar fotovoltaica integrada en un edificio de carácter industrial con objeto de generar energía eléctrica para su venta.

1.2. ALCANCE DEL PROYECTO.

El alcance del proyecto abarca tres aspectos diferenciados:

- En primer lugar, se presentará una introducción a la energía solar fotovoltaica: su principio de funcionamiento, sus diferentes tipologías de instalación, su grado de desarrollo actual y sus perspectivas de futuro, etc. Se profundizará con más detalle en el caso de las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red, prestando especial atención a los componentes que las integran y a las estrategias actuales en materia de integración arquitectónica de los sistemas fotovoltaicos.
- En segundo lugar, se llevará a cabo el dimensionado óptimo de una cubierta solar fotovoltaica en un edificio de carácter industrial, concretamente un edificio auxiliar incluido dentro de las instalaciones de unas cocheras de autobuses, con objeto de verter a la red la mayor cantidad de energía eléctrica posible. Este diseño estará condicionado también a la superficie disponible y a criterios estéticos y arquitectónicos.
- Por último, y con objeto de garantizar la sostenibilidad energética del edificio, así como verificar que el diseño llevado a cabo sea el idóneo, se llevará a cabo una simulación energética del edificio utilizando la aplicación *TAS de EDSL*. Gracias a esta herramienta de simulación se podrá realizar una estimación del impacto solar a nivel de proyecciones de sombras sobre la cubierta diseñada, así como un análisis del comportamiento térmico en el exterior e interior del edificio.



2. INTRODUCCIÓN A LA TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.

2.1. INTRODUCCIÓN.

La Energía Solar es una energía limpia, que utiliza una fuente inagotable y que no cuesta, pero cuyo mayor inconveniente radica en cómo poder convertirla de una forma eficiente en energía aprovechable. La tecnología actual en este sentido va dirigida en dos direcciones: conversión eléctrica y conversión térmica.

La conversión directa en energía eléctrica se produce en las células solares y se basa en el efecto fotovoltaico. Explicar este efecto y dar una visión general de esta tecnología, de su estado actual y de sus aplicaciones, son los objetivos de este apartado.

2.1.1. El efecto fotovoltaico.

Los sistemas fotovoltaicos transforman la energía radiante del sol en energía eléctrica. Este proceso de transformación se produce en un elemento semiconductor que se denomina *célula fotovoltaica*. Cuando la luz del sol incide sobre una célula fotovoltaica, los fotones de la luz solar transmiten su energía a los electrones del semiconductor para que así puedan circular dentro del sólido. La tecnología fotovoltaica consigue que parte de estos electrones salgan al exterior del material semiconductor generándose así una corriente eléctrica capaz de circular por un circuito externo.

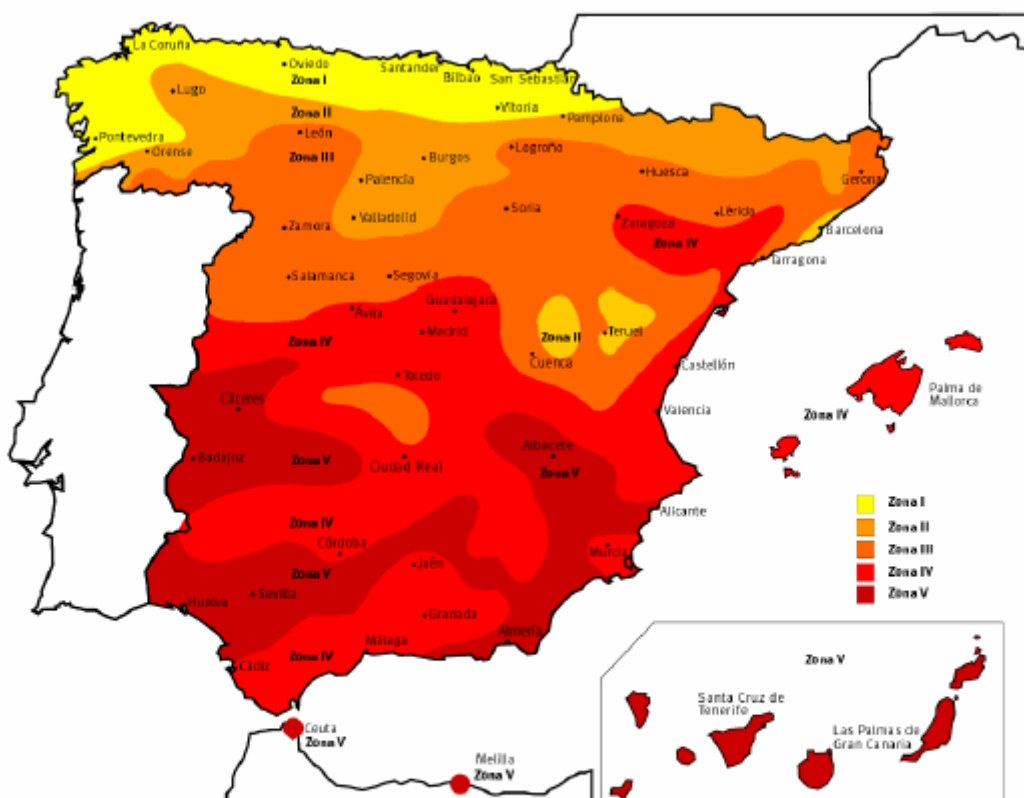
Para hacer posible el manejo práctico de las células fotovoltaicas, estas se presentan asociadas eléctricamente entre sí y encapsuladas en un bloque llamado panel o módulo fotovoltaico, que constituye el elemento básico para la producción de electricidad. Normalmente, un módulo fotovoltaico está formado por unas 36 células, teniendo diferentes medidas que oscilan desde el 0,5 m² hasta 1 m², el grosor también oscila entre 3,5 cm y 5 cm.

El módulo fotovoltaico está formado por unos conjuntos de células solares conectadas entre sí en serie y paralelo hasta conseguir el voltaje adecuado para su utilización, este voltaje suele ser de 12V aunque a plena radiación solar y 25°C de temperatura suele ser de 15V a 17V. El conjunto de células está envuelto por unos elementos que le confieren protección frente a los agentes externos y rigidez para acoplarse a las estructuras que lo soportan.



2.1.2. La radiación solar. Unidades.

Las condiciones de funcionamiento de un módulo fotovoltaico dependen de variables externas tales como la radiación solar y la temperatura de funcionamiento. Para poder efectuar el diseño de una instalación solar fotovoltaica se necesita saber la radiación del lugar. Para ello se ha de disponer de las tablas de radiación solar actualizadas de nuestra provincia (los institutos de energía elaboran anualmente un atlas de radiación).



FUENTE: INM. Generado a partir de isolinias de radiación solar global anual sobre superficie horizontal.

ZONA CLIMÁTICA	I	II	III	IV	V
IRRADIACIÓN MEDIA DIARIA (kWh/m ²)	< 3,8	3,8 - 4,2	4,2 - 4,6	4,6 - 5,0	> 5,0

Fig.2.1.- Irradiación media diaria en España según zonas climáticas.

La cantidad de energía recibida del Sol (radiación solar) y la demanda diaria de energía serán los factores que nos marcarán el diseño de los sistemas fotovoltaicos. Como norma general esta energía nos será dada en KJ/m^2 .

La elección de los datos de radiación solar dependerá directamente de la situación de la instalación, así como de las condiciones meteorológicas predominantes y particulares de cada lugar. Para cada provincia utilizaremos una tabla de radiación solar mensual interceptada por una superficie inclinada.

2.1.2.1. Unidades.

Existen dos unidades que permiten dimensionar la superficie del módulo solar.

- *HORA SOLAR PICO (H.S.P.)*

Se define como la cantidad de horas de sol con una intensidad de radiación de 1000 W/m^2 , que incide sobre la superficie del módulo solar. En España este valor está comprendido entre las 2 horas en invierno y las 4 horas en verano.

- *WATIO PICO (WP)*

Se define como la máxima potencia que puede recibir un panel o módulo fotovoltaico y coincide con una intensidad de radiación constante de 1000 W/m^2 o 100 mW/cm^2 a una temperatura de 25°C .

2.1.3. Ventajas e inconvenientes de las instalaciones fotovoltaicas.

Las instalaciones de generación de energía eléctrica fotovoltaica presentan las siguientes ventajas:

- Son **sistemas modulares**, lo que facilita su flexibilidad para adaptarse a diferentes tipos de aplicaciones, y su instalación es relativamente sencilla.
- **Tienen una larga duración.** La vida útil de una planta fotovoltaica, la define la vida útil de sus componentes, principalmente el generador o módulo fotovoltaico, que constituye más del 50% del valor de la instalación. Los módulos tienen una vida esperada de más



de 40 años. Realmente no se tienen datos para saber con exactitud la vida real de un generador conectado a red porque no se tiene suficiente perspectiva, existen módulos de instalaciones aisladas de red que llevan funcionando más de 30 años sin problemas. En cuanto a las instalaciones conectadas a red, la instalación europea más antigua es la del Laboratorio de energía, Ecología y Economía (LEEE) de Lugano, Suiza, que empezó a funcionar hace veinte años. Los expertos de LEEE aseguran, que esta instalación, pionera en todos los aspectos, puede estar en funcionamiento, al menos, diez años más. La vida útil de los restantes elementos que componen la planta FV, inversores y medidores, así como los elementos auxiliares, cableado, canalizaciones, cajas de conexión, etc., es la vida útil típica de todo equipo electrónico y material eléctrico, la cual es compatible con la larga vida útil del generador FV, con el adecuado mantenimiento.

- **No requieren apenas mantenimiento.** El mantenimiento es escaso, y no solo es conveniente hacerlo en las horas nocturnas para tener una disponibilidad diurna máxima, sino que es necesario, para evitar que existan tensiones en los generadores.
- Ofrecen una **elevada fiabilidad.** Las instalaciones fotovoltaicas son de una alta fiabilidad y disponibilidad operativa alta, del orden del 95%.
- **No producen ningún tipo de contaminación ambiental,** por lo que contribuyen a la reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) al utilizarse como alternativa a otros sistemas generadores de energía eléctrica más contaminantes.
- Tienen un **funcionamiento silencioso.**

Por otro lado, para conseguir su plena incorporación a los hábitos de la sociedad, como una solución complementaria a los sistemas tradicionales de suministro eléctrico, es necesario superar ciertas barreras:

- A nivel económico se deberá fomentar la reducción de los costes de fabricación y precio final de la instalación a partir de las innovaciones que se introduzcan en el sector y a las economías de escala generadas como consecuencia del aumento de la demanda y de los volúmenes de producción. Del mismo modo, se deberán conseguir condiciones de financiación aceptables para abordar la inversión necesaria.



- Des del punto de vista estético se deberán integrar los elementos fotovoltaicos en los edificios des de su fase de diseño y también en los entornos tanto urbano como rural.

2.2. DESARROLLO DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.

El desarrollo global de esta tecnología ha alcanzado unos ritmos de crecimiento del orden del 40% (Fig. 3.2), que coincide con el ritmo de crecimiento en España (Fig. 3.3).

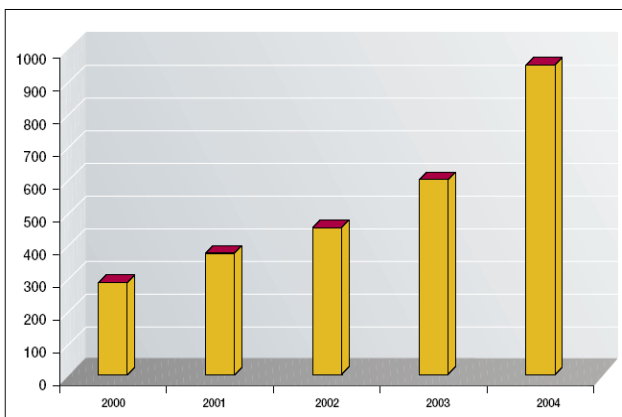


Fig.3.2.- Instalado en el mundo. (MW por años)

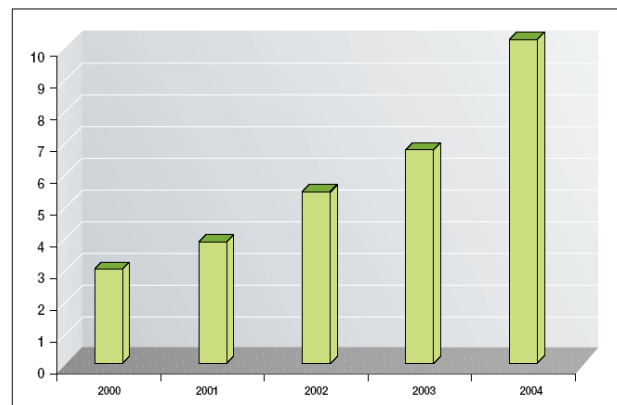


Fig.3.3.- Instalado en España (MW por años)

La producción de paneles solares fotovoltaicos sigue estando dominada por las células de silicio cristalino, de hecho la producción española es toda ella de ella de silicio cristalino.

Los generadores fotovoltaicos fabricados durante el 2004 supusieron un incremento respecto al año anterior (en el 2003 se produjeron 750 MW) del 60 %. Esta es una de las razones por las que se está observando una escasez de módulos respecto a la demanda. La razón última de estas tensiones demanda-oferta hay que buscarlas en la insuficiente capacidad coyuntural de purificación del silicio.

El silicio es el elemento, tras el oxígeno, más abundante y distribuido por nuestro planeta, pero no se encuentra aislado, ni puro, sino combinado con oxígeno, por ejemplo en la cuarcita –con un 90% de óxido de silicio (SiO_2)–, y de la que se debe extraer el oxígeno y las impurezas para obtener, en una primera etapa, el silicio de grado metalúrgico con pureza del orden del 99 %.



Del silicio de grado metalúrgico obtenido por la industria metalúrgica se debe obtener un silicio con menos impurezas, no más de unas pocas partes por millón, para que pueda servir para las industrias electrónica y solar. La forma de hacerlo es mediante una transformación del silicio metalúrgico sólido en gas silano o triclorosilano del cual se extrae el silicio sólido con la pureza adecuada.

La escasez de silicio de grado solar es coyuntural porque no hay limitaciones de silicio, ni silicio metalúrgico –las necesidades actuales de silicio solar son menos del 2% de la producción del silicio metalúrgico–, ni de capital dispuesto a invertir en una industria como es la de su purificación que tiene un gran futuro y es rentable

2.2.1. Desarrollo fotovoltaico en España.

Se ha producido un cambio importante en el desarrollo fotovoltaico en España con la aprobación del RD 436/2004 cuya repercusión se ha notado en muchos aspectos.

En el aspecto económico, podemos decir que, antes de este decreto, los titulares de una instalación fotovoltaica en España no tenían una seguridad jurídica de que recibirían una prima por el kWh fotovoltaico inyectado en red durante los años necesarios para alcanzar el retorno de la inversión. El mercado necesitaba subvenciones importantes que disminuyeran esa inquietud, subvenciones que limitaban el mercado a los pocos MW al año para los que había ayuda.

El RD 436/2004 ha dado a la mayoría de los inversores la seguridad de que va a tener una rentabilidad razonable, lo que en el año 2005 ha propiciado, junto con un interés generalizado por esta tecnología, por su adecuación medioambiental, sencillez y fiabilidad, un aumento del número de proyectos y del tamaño medio de instalaciones, con una media superior a los 3 kW. de hace sólo dos o tres años.

Las instalaciones realizadas en el año 2004 se estiman en algo más de 10 MW. En el futuro ese volumen se superará con creces si tenemos en cuenta el alto número de proyectos que se están iniciando y los numerosos puntos de conexión a la red de distribución que se están pidiendo.



Este nuevo contexto de mayor dinamismo y mayor volumen ha logrado que los precios bajen y que su bajada haya compensado la subida del precio de alguno de los componentes del sistema, como es el caso de los módulos fotovoltaicos antes mencionado.

La bajada anual de precios en el último año en España se estima que ha sido del orden de un 5% que es lo que se viene consiguiendo tradicionalmente, con lo que la industria española, en su conjunto, fabricantes, distribuidores, instaladores, etc., ha podido mantener el compromiso tácito de bajar anualmente los precios en justa correspondencia a la ayuda que recibe de la sociedad.

Esta bajada de precios con respecto a años anteriores, junto con la seguridad que da al inversor el RD 436/2004, permite no necesitar subvenciones para la mayoría de las instalaciones conectadas, lo que supone evitar, el proceso de pedir las que es muy costoso por sus tramitaciones siempre lentas y complejas, la incertidumbre en la adjudicación, el condicionamiento del calendario de montajes, etc. El no necesitar subvenciones para las instalaciones fotovoltaicas conectadas estándar en nuestro país que ha posibilitado el RD 436/2004, es una de las principales causas de la reducción media de precios observada.

2.2.1.1. Datos sobre las instalaciones solares fotovoltaicas en España.

VIDA ÚTIL

La vida útil de una planta fotovoltaica es la de sus componentes. Si la planta está diseñada correctamente y se realiza el mantenimiento recomendado, se pueden esperar en España los siguientes valores:

- Los módulos, vida esperada de más de 40 años.
- La electrónica, vida útil de más de treinta años.
- Las baterías, más de diez años para las de ácido-plomo y más de veinte años para las baterías alcalinas-níquel-cadmio.
- Los elementos auxiliares que componen la instalación cableado, canalizaciones, cajas de conexión etc., pueden durar más de 40 años.



RENDIMIENTO GLOBAL

Los módulos fabricados en España, dependiendo de la tecnología y de la potencia de las células fotovoltaicas que lo componen, tienen un rendimiento entre los valores del 13,5% y el 11,5%, es decir, que 1 m² de módulo, según el modelo y clase, tendrá una potencia nominal entre 135 Wp y 115 Wp.

El rendimiento de la instalación viene también determinado por una serie de factores entre los que destacan:

- La tolerancia en los valores de potencia nominal del módulo fotovoltaico (entre un +0% y un -10%).
- La pérdida de potencia al trabajar el módulo en condiciones de operación distintas a las que tenía cuando se midió su potencia nominal. El módulo, por ejemplo, adquiere en operación temperaturas superiores a los 25°C con los que se midió en fábrica (pérdidas entre un 5 y un 10%).
- Las pérdidas del inversor están comprendidas entre un 5 y un 11%.
- Otras pérdidas, generalmente caídas de tensión (se suele tomar un 3% aproximadamente).

Por tanto, sobre la potencia nominal del módulo se debe aplicar los siguientes valores medios de rendimiento global, en una primera aproximación [1]:

Instalación	Rendimiento global
Pequeña (entre 1 y 5kW)	0,750
Mediana (entre 5 y 100 kW)	0,775
Grande (entre 100 kW y 1MW)	0,800
Centrales fotovoltaicas (entre 1 y 50 MW)	0,825

Tabla 2.1. Rendimiento global instalaciones (módulos fotovoltaicos no incluidos).



2.3. APLICACIONES DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA. INSTALACIONES CONECTADAS A LA RED ELÉCTRICA.

Existen dos formas de utilizar la energía eléctrica generada a partir del efecto fotovoltaico. Primeramente encontramos *instalaciones aisladas de la red eléctrica*, que son sistemas en las que la energía generada se almacena en baterías para poder disponer de su uso cuando sea preciso. Estos sistemas se emplean sobre todo en aquellos lugares en los que no se tiene acceso a la red eléctrica y resulta más económico instalar un sistema fotovoltaico que tender una línea entre la red y el punto de consumo.

En segundo lugar, encontramos las *instalaciones conectadas a la red eléctrica convencional*, en las que toda la energía generada se envía a la red eléctrica convencional para su distribución donde sea demandada. Debido a que la instalación fotovoltaica objeto del presente proyecto corresponde a esta segunda tipología, en adelante se presentaran en detalle los sistemas conectados a la red eléctrica.

2.3.1. Introducción a los sistemas conectados a la red eléctrica.

Para poder llevar a cabo estas instalaciones primeramente se deberá contar con la existencia de una línea de distribución eléctrica cercana con capacidad para admitir la energía producida por la instalación fotovoltaica. En los lugares en los que se dispone de electricidad, la conexión a red de los sistemas fotovoltaicos contribuye a la reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO²) a la atmósfera.

El consumo de electricidad es independiente de la energía generada por los paneles fotovoltaicos. El usuario compra la electricidad que consume a la distribuidora al precio establecido y además puede facturar los kWh generados a un precio superior, ya que en España, la electricidad generada con sistemas fotovoltaicos goza de una prima que mejora su rentabilidad económica. Además gracias a este sistema se eliminan las pérdidas en transporte de electricidad.

En las instalaciones conectadas a red, el tamaño de la instalación es independiente del consumo de electricidad del edificio, lo que simplifica en gran medida su diseño. Para dimensionar la instalación habrá que tener en cuenta la inversión inicial y el espacio disponible así como la rentabilidad que se desea alcanzar con la venta de la electricidad generada.



2.3.2. Elementos constitutivos de la instalación.

El esquema de un sistema fotovoltaico conectado a la red es el que sigue a continuación:

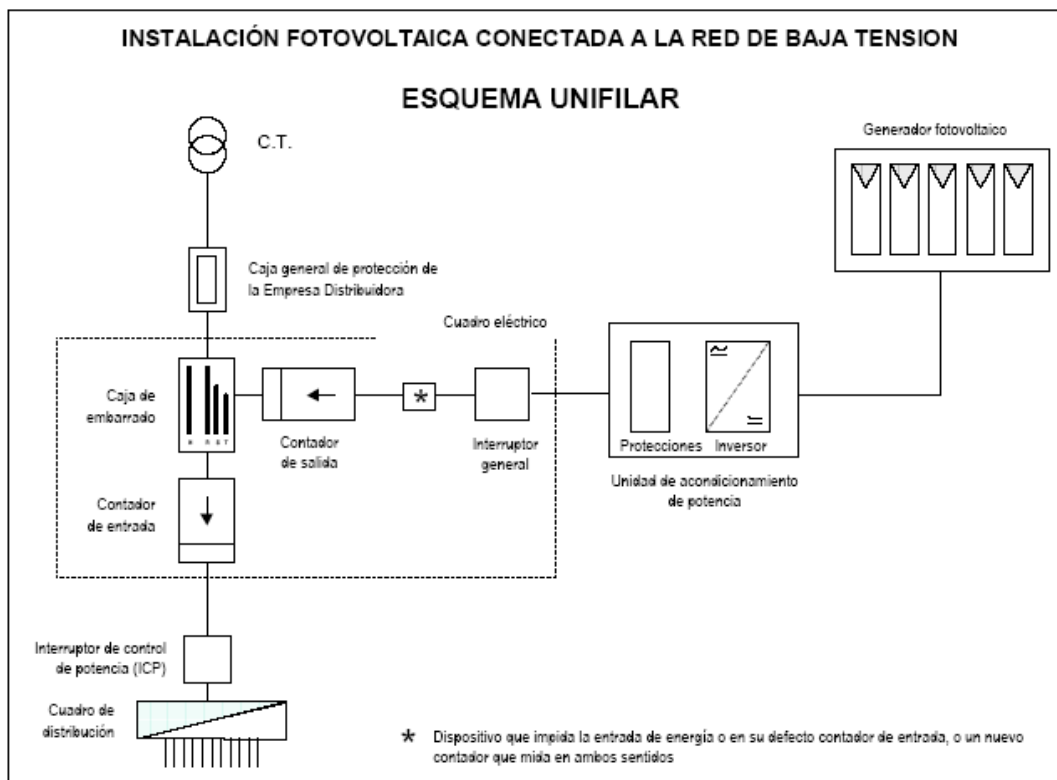


Fig.2.4.- Esquema unifilar de un sistema fotovoltaico conectado a red.

Los elementos que componen la instalación son:

- **Generador fotovoltaico:** transforma la energía del sol en energía eléctrica.
- **Cuadro de protecciones:** Contiene alarmas, desconectores, protecciones, etc...
- **Inversores:** Son los elementos que adaptan la energía entregada por el generador fotovoltaico (en forma de corriente continua) a las condiciones requeridas por los diferentes tipos de cargas, ya sean éstas en corriente continua, en corriente alterna o inyección de energía directamente a la red. Son muchos los tipos de inversores, que utilizando diferentes tecnologías, se comercializan en la actualidad. A los empleados en instalaciones conectados a la red eléctrica se les exige una baja producción de armónicos, su adaptación a cualquier red eléctrica y una generación con alto factor de potencia.

- **Contadores:** Se requieren dos contadores con finalidades distintas. Un contador principal contabiliza la energía producida y enviada a la red para que pueda ser facturada a la compañía a los precios estipulados. Por otro lado, un contador secundario mide los pequeños consumos de los equipos fotovoltaicos para descontarlos del total de la energía producida.

2.3.2.1. Módulos solares fotovoltaicos.

Tal y como se ha comentado en puntos anteriores de la presente memoria, los principales componentes de los sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red son los módulos fotovoltaicos por lo que a continuación se describen con mayor detalle la funcionalidad y características técnicas de los mismos.

La materia prima para la fabricación de las células fotovoltaicas más utilizada actualmente es el silicio. El silicio es el material más abundante en la Tierra después del oxígeno, dado que la combinación de ambos forma el 60% de la corteza terrestre.

El silicio utilizado actualmente en la fabricación de las células que componen los módulos fotovoltaicos se presenta en tres formas diferentes:

- **Silicio monocristalino.** 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.** 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.
- **Silicio amorfo.** En el silicio amorfo no hay red cristalina y se obtiene un rendimiento inferior a los de composición cristalina. Sin embargo posee la ventaja, además de su bajo coste, de ser un material muy absorbente por lo que basta una fina capa para captar la luz solar.

En la tabla siguiente se pueden observar los rendimientos actuales de las diferentes tecnologías de módulos solares en fase de comercialización.



	Eficiencia
Silicio monocristalino	13 – 15%
Silicio policristalino	11%
Silicio amorfo	7%

Tabla 2.2.- Rendimientos de los módulos solares.

Actualmente también existen otras tecnologías o procesos de aceptable rendimiento no todas basadas en el silicio, que se encuentran en fase de desarrollo en laboratorio o iniciando su fabricación en pequeñas plantas. Este es el caso del telurio de cadmio, arseniuro de galio, células bifaciales, etc.

Los paneles solares fotovoltaicos pueden exponerse directamente a la intemperie ya que las partes eléctricas se encuentran aisladas del exterior. Tienen un peso aproximado de 15kg/m² más el peso de la estructura soporte que es de aproximadamente de 10kg/m² lo que no supone un exceso de carga para la mayoría de las cubiertas existentes. Es importante a la hora de su colocación y sujeción, tener en cuenta la orientación de los paneles y el efecto del viento sobre los mismos.

2.3.3. Aplicaciones de los sistemas conectados a la red eléctrica.

Las principales aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica convencional son las siguientes:

- **Sistemas sobreexpuestos en tejados de edificios.** 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.
- **Plantas de producción.** Son aplicaciones de carácter industrial que pueden instalarse en zonas rurales no aprovechadas para otros usos o sobrepuestas en grandes cubiertas de áreas urbanas (aparcamientos, zonas comerciales, áreas deportivas, etc...)
- **Integración en edificios.** Esta aplicación tiene como principal característica ser un sistema fotovoltaico integrado en la construcción, de modo que los paneles solares quedan tanto estructural como estéticamente integrados en la cubierta del edificio.



Debido a que el objeto del presente proyecto se centrará en este tipo de aplicación, se describe con mayor detalle en el siguiente apartado.

2.4. ESTRATEGIAS DE INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA.

La gran ventaja de los sistemas fotovoltaicos respecto a otros sistemas de generación eléctrica es que no ocupan necesariamente espacio adicional al ya ocupado por los edificios u otras construcciones. El campo fotovoltaico puede integrarse encima de superficies construidas o incluso ejercer la función de elemento de construcción.

Los módulos solares han pasado de ser unos simples equipos de producción de energía a ser al mismo tiempo un elemento constructivo capaz de sustituir elementos tradicionales, o bien ofrecer otras prestaciones adicionales a la de generación eléctrica. Los mismos fabricantes de placas fotovoltaicas han empezado a diseñar modelos que facilitan su integración o su función constructiva en fachadas o tejados.

2.4.1. Propiedades de los cerramientos fotovoltaicos.

La sustitución de un cerramiento (fachada, muro, tejado, etc.) convencional por uno fotovoltaico supone que un elemento de generación energética realice muchas más funciones que ésta, como:

- Protección de los elementos climáticos exteriores (lluvia, viento, temperaturas extremas, etc.)
- Filtro de luz solar.
- Filtro de ruidos exteriores.
- Filtro de radiaciones electromagnéticas
- Aislamiento térmico
- Transmisión de luz natural controlada
- Aportación térmica.



2.4.2. Posibilidades de integración.

Cada vez son más numerosas las formas de situar sobre edificios campos fotovoltaicos con funciones diversas además de la estrictamente energética:

- Tejado fotovoltaico: sustituye el acabado final y, en algunos casos, la impermeabilización.
- Tejado en dientes de sierra: la vertiente sur es fotovoltaica y la norte puede ser opaca o permitir la entrada de luz cenital.
- Fachada: el campo solar puede recubrir totalmente la fachada.
- Tejado plano: se pueden situar hileras de placas paralelas, a una distancia adecuada para no producir sombras entre sí.
- Atrio: cubierta entre dos edificios.
- Pérgolas, porches, voladizos.
- Franjas fotovoltaicas a lo largo de la fachada, alternando con franjas transparentes.
- Lamas de sombreado: situadas encima de las ventanas, permiten evitar la entrada de radiación directa en verano.
- Fachada inclinada: en forma de invernadero, para cerramientos fotovoltaicos semitransparentes.
- Lamas de parasoles de inclinación variable.

Los fabricantes de placas fotovoltaicas han empezado a suministrar variantes de placas y de células para atender las demandas de los arquitectos solares. Para ello se han desarrollado modelos con variantes de tonos, colores, formas de células, así como sistemas de fijación que permitan adoptar diversas soluciones o mejoras estéticas.





Fig. 2.5.-Elemento sobrepuesto en tejado.

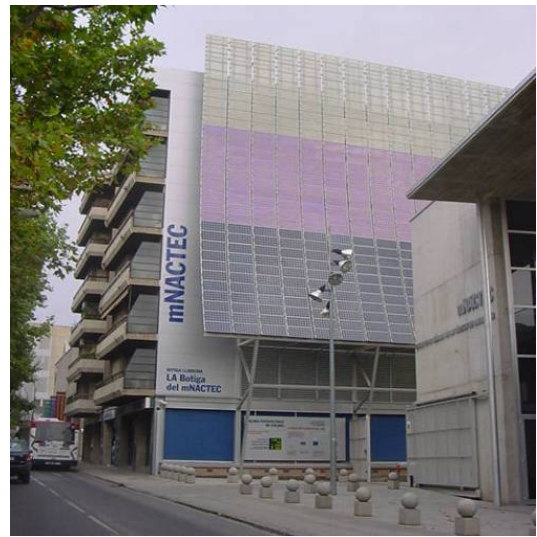


Fig.2.6- Elemento sobrepuesto en fachada



Fig. 2.8.- Integrado-Cerramiento:
Fachada semi-transparente.



Fig. 2.7.- Integrado: Cubierta semi-transparente



Fig. 2.9.- Integrado-Cerramiento:
fachada semi-transparente



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.

Para aplicaciones arquitectónicas se utiliza frecuentemente el encapsulado de células convencionales en cristal – cristal. Dichos módulos cristal – cristal son muy apropiados para este tipo de aplicaciones, pues además de cubrir totalmente los requerimientos técnicos y estéticos del diseño, permiten ciertos niveles de semitransparencia que ayudan a aumentar la luminosidad del interior del edificio.

2.4.3. Integración en cubiertas.

La situación del campo fotovoltaico en una cubierta es la más usual, ya que se suelen dar unas condiciones más favorables que en las fachadas:

- Las inclinaciones habituales de las cubiertas están en el rango de máxima producción eléctrica anual (más planas en latitudes bajas y con más pendiente en latitudes más altas).
- La orientación de la cubierta inclinada no es tan decisiva a pequeñas inclinaciones como en el caso de las fachadas.
- En las cubiertas planas se puede situar el campo fotovoltaico en la orientación e inclinación más favorable, independientemente de la orientación del edificio.
- Las placas fotovoltaicas se pueden superponer al sistema de impermeabilización existente o, en algunos casos, podrían llegar a sustituirlo.
- No interfiere en el plan arquitectónico de los edificios, y mínimamente en su aspecto final.
- En edificios de nueva construcción ofrece posibilidades constructivas interesantes:
 - Cubiertas semitransparentes para crear lucernarios.
 - Formación de lucernarios en diente de sierra.
 - Cubierta semitransparente de invernaderos adosados a viviendas.
 - Cubiertas inclinadas formadas totalmente por placas fotovoltaicas.



- Cubiertas inclinadas acabadas con tejas fotovoltaicas.



Fig.2.9.-Tejas fotovoltaicas.

Para integrar el campo fotovoltaico en una cubierta, hay que tener en cuenta los criterios siguientes:

- Consideraciones estructurales:

La sobrecarga debida a un campo fotovoltaico es muy pequeña en relación a las sobrecargas que se tienen en cuenta en el cálculo de las cubiertas. No obstante, hay que tenerla en cuenta. Dependiendo del sistema utilizado como estructura de fijación, el peso que puede provocar el campo fotovoltaico estará en torno a 30 kg/m².

- Sistemas de fijación:

Existen algunos sistemas en el mercado que facilitan la fijación de la estructura soporte de las placas a la cubierta existente. En cubiertas planas, con el fin de no perforar la impermeabilización, a menudo se utilizan sistemas de fijación por gravedad, situando elementos pesados para estabilizar a las hileras de placas.

Por último, tanto si van superpuestas sobre un tejado existente, pero sobre todo si van integradas, sustituyendo a las tejas u otro elemento de impermeabilización, hay que prever que tengan una correcta ventilación que impida el estancamiento de aire caliente bajo las placas. Un excesivo sobrecalentamiento de éstas reducirá fácilmente su eficiencia en un 10%.

3. DISEÑO DE LA CUBIERTA SOLAR FOTOVOLTAICA.

3.1. ANTECEDENTES. SITUACIÓN ACTUAL DEL EDIFICIO.

3.1.1. Situación. Características del emplazamiento.

El edificio objeto del presente estudio es una nave auxiliar para taller y está localizado dentro de las instalaciones de las Cocheras de autobuses ubicadas en el Polígono Industrial "Les Hortes" de Mataró, en la calle de la Remallaire nº 17.

3.1.2. Edificaciones e Instalaciones.

El citado edificio posee una superficie útil en planta de aproximadamente 720 m², de los cuales cerca de 192 m² corresponden a zonas de oficinas, almacén y servicios, todas ellas climatizadas. El resto de la superficie se corresponde a un espacio diáfano destinado a ejecutar las labores de mantenimiento de los vehículos. Este último espacio no se encuentra climatizado y únicamente posee ventilación forzada durante las horas de ocupación del edificio.

En el ANEXO D del presente proyecto se adjuntan los planos del estado actual del edificio.

3.1.3. Climatología de la zona.

El clima de Mataró es claramente mediterráneo, caracterizándose por unos veranos relativamente calurosos y húmedos, y unos inviernos suaves, con una media de temperaturas máximas de 22,3°C y una media de temperaturas mínimas de 13,4 °C.

La media anual de radiación horizontal diaria es de 14,6 MJ/m², con una precipitación media anual de 545,4 mm, una humedad relativa media del 73%, y un viento predominante de dirección noroeste según datos ofrecidos por [2], y reflejados en el ANEXO C del presente proyecto.

En conclusión se puede decir que Mataró tiene un clima muy moderado, con inviernos muy suaves y veranos relativamente calurosos y que el principal problema que presenta es el largo periodo de tiempo cálido que ofrece en contra de algunos días de riguroso invierno.

3.2. COMPONENTES DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO.

A continuación se incluye tabla resumen de los principales componentes del sistema solar fotovoltaico propuesto.

Elemento	Marca	Modelo
Panel Solar Fotovoltaico	ATERSA	A-120
Inversor	SPUTNIK	SOLARMAX 6000C
Panel cubierta solar modular	SOLECO	-
Estructura Soporte	AET	Sun Top II

Tabla 3.1.- Componentes de la instalación.

En el ANEXO E del presente proyecto se adjuntan catálogos comerciales de los equipos propuestos, mientras que en apartados sucesivos se exponen con detalle las características técnicas de cada uno de los componentes del sistema solar fotovoltaico.

3.2.1. Paneles Solares.

Los paneles solares son el elemento de generación eléctrica y se pueden disponer en serie y/o paralelo para obtener la tensión nominal requerida en cada caso. Estos paneles están formados por un nº determinado de células que están protegidas por un vidrio, encapsuladas sobre un material plástico y todo el conjunto enmarcado con un perfil metálico.

El módulo solar propuesto es el modelo A-120 del fabricante ATERSA. Estos módulos están constituidos por células cuadradas fotovoltaicas de silicio monocristalino de 6". El uso de estas células evita los circuitos serie-paralelo con sus problemas inherentes, que utilizan otros fabricantes para la construcción de módulos de alta potencia. Este tipo de célula asegura una producción eléctrica que se extiende desde el amanecer hasta el atardecer, aprovechando toda la potencia útil posible que nos es suministrada por el sol.

La capa especial antireflexiva incluida en el tratamiento de las células, asegura una uniformidad de color en todas las células, evitando coloreados diferentes dentro del módulo, mejorando de este modo sensiblemente la estética. La gran potencia de estos módulos hace que sean los más idóneos en grandes instalaciones, en las que el costo de interconexión y montaje es menor que si utilizamos más módulos de menor potencia.



Gracias a la robusta construcción mecánica con sólidos marcos laterales de aluminio anodizado, capaces de soportar el peso y dimensiones de estos módulos y siendo la parte frontal de vidrio templado antirreflector de bajo contenido en hierro, estos equipos cumplen con las estrictas normas de calidad a que son sometidos, soportando las inclemencias climáticas más duras y funcionando eficazmente sin interrupción durante su larga vida útil.

Si se quiere mejorar la temperatura de las células de los paneles, conviene situarlas en lugares que estén bien aireados, esta es una de las razones por las cuales la instalación se realiza en la cubierta del edificio.

El circuito solar está intercalado entre el frente de vidrio y una lámina dorsal de TEDLAR, absolutamente rodeado de EVA, asegurando de esta forma su total estanqueidad. Son de construcción sumamente robusta que garantiza una vida de más de 20 años aún en ambientes climatológicos adversos.

A continuación se adjuntan las características técnicas del módulo solar propuesto:



Fig.3.1.- Módulos solares ATERSA

Característica Eléctrica / Física	Descripción
Nº de Células	36 de 6"
Potencia	120 W
Corriente en unto de máxima potencia:	7,10 A
Tensión en punto de máxima potencia:	16,9 V
Corriente de Cortocircuito:	7,70 A
Tensión de circuito abierto:	21,0 V
Longitud:	1477 mm
Anchura:	660 mm
Espesor	35 mm
Peso:	11,9 kg

Tabla 3.2.- Características técnicas módulo A-120

3.2.2. Inversores.

El inversor es una pieza fundamental en la instalación eléctrica fotovoltaica, ya que permite la conversión de la energía generada por los paneles fotovoltaicos de corriente continua a corriente alterna.

El inversor propuesto es el modelo SOLARMAX 6000C del fabricante SPUTNIK y está especialmente indicado para las instalaciones fotovoltaicas de conexión a red.

La gama de inversores SOLARMAX está diseñada específicamente para aplicaciones de conexión a red a partir de un generador fotovoltaico. Su facilidad de utilización, nulo mantenimiento y bajo nivel sonoro los hace muy adecuados tanto en entornos domésticos como industriales.



Fig. 3.2.- Inversor monofásico SOLARMAX

El SOLARMAX dispone de un sistema de control que le permite un funcionamiento completamente automatizado. Durante los periodos nocturnos el inversor permanece parado vigilando los valores de tensión de la red y del generador fotovoltaico. Al amanecer, la tensión del generador aumenta, lo que pone en funcionamiento el inversor, que comienza a inyectar corriente en la red.

Están protegidos frente a situaciones como:

- Fallo en la red eléctrica.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de los límites de trabajo.
- Temperatura del inversor elevada.
- Tensión del generador fotovoltaico baja.
- Intensidad del generador fotovoltaico insuficiente.

Los inversores SOLARMAX pueden acoplarse en paralelo, conformando así un sistema abierto a posibles ampliaciones futuras.



A continuación se adjunta tabla con las principales características técnicas del inversor propuesto:

Característica Eléctrica / Física	Descripción
Voltaje máx. de entrada	600 V
Rango MPP	90...560V
Máxima potencia entrada	6600 Wp
Máxima tensión entrada	22 A
Potencia de salida	4600 W
Factor de potencia	>0.98
Máxima eficiencia	97%
Eficiencia media	96.2 %
Temperatura de trabajo	-20°C...+50°C
Índice de protección	IP54
Dimensiones	550 x 250 x 200 mm
Peso	15 kg

Tabla 3.3.- Características técnicas del inversor SOLARMAX 6000C

3.2.3. Estructura Soporte.

Se considerarán dos alternativas para la instalación de los módulos solares: *integración arquitectónica* y *superposición arquitectónica*.

Se considera *integración arquitectónica* cuando los módulos cumplen una doble función – energética y arquitectónica - y además sustituyen elementos constructivos convencionales. Esta opción debe tenerse en cuenta en la fase de diseño del proyecto con objeto de diseñar la cubierta con el grado de inclinación óptimo.

Se considera *superposición arquitectónica* cuando la colocación de los módulos se realiza paralela a la envolvente del edificio, en este caso a la cubierta del edificio.



3.2.3.1. Integración Arquitectónica.

Son bien conocidos los problemas que se presentan a la hora de equipar con paneles solares cualquier edificación. La colocación de paneles solares tiene la desventaja, además de su coste, de que si se lleva a cabo sobre una cubierta, el anclaje de los soportes puede ocasionar la pérdida de estanqueidad en algunos puntos. Sin olvidar el improbable buen resultado estético del conjunto y su gran dificultad de integración arquitectónica, aspecto clave en el desarrollo de este proyecto.

Además, dado que los paneles solares están realizados en materiales duraderos y están térmicamente bien aislados, se evidencia que un panel es un excelente elemento constructivo.

Con este planteamiento se utilizarán los paneles solares como elemento de cubierta, permitiendo de este modo el ahorro de los materiales de construcción convencionales correspondientes a la superficie ocupada por los paneles solares. Una de las ventajas de este sistema es que se reduce al máximo la inversión que representa una instalación solar.

La cubierta solar escogida es del fabricante *SOLECO* y esta constituida por módulos independientes, de modo que puede adaptarse a las dimensiones del tejado. La estanqueidad se ha resuelto por solape de todas las piezas entre si, tanto en el sentido longitudinal como en

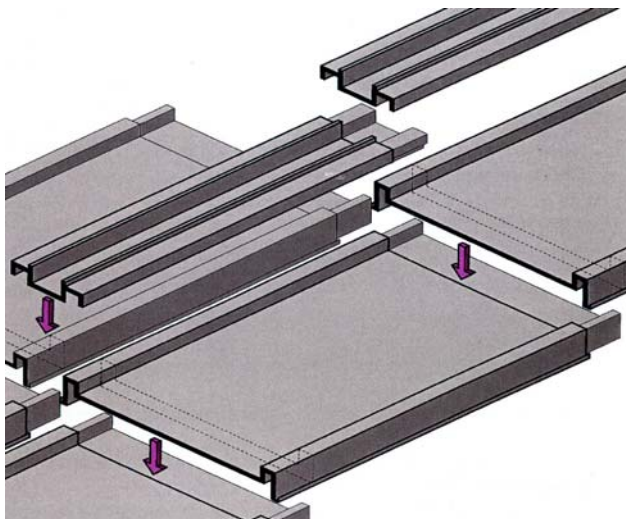


Fig.3.3- Detalle del solapamiento de las piezas que conforman la cubierta modular.

el transversal, prescindiendo de este modo de juntas aislantes de goma o masillas (Fig.3.3).

Las dos piezas que garantizan la estanqueidad de la cubierta son de poliéster-fibra de vidrio prensado, de gran resistencia y durabilidad. Una de ellas –pieza modular- forma la caja del panel y sobre ella se instalan los paneles fotovoltaicos sin marco. Las piezas modulares solapan entre si 10 cm en el sentido de la pendiente.

La instalación de una cubierta de este tipo sólo precisa de una estructura metálica o de madera como soporte del conjunto, que resulta muy ligero (35 Kg/m² aprox.). Las diversas piezas



componentes del panel cubierta se ensamblan entre si para formar una superficie de captación solar con la única limitación de que las dimensiones sean múltiplos del módulo.

La pieza intermedia interviene únicamente como elemento de estanqueidad y su colocación se realiza simultáneamente a la de los demás componentes. Forma unos canales, en el sentido de la pendiente, de unos 8 cm de anchura y 4 cm de altura.

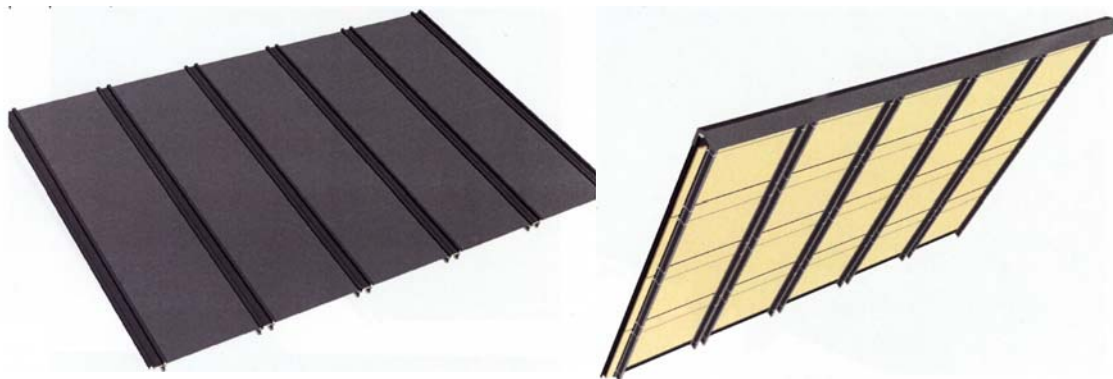


Fig. 3.4.- Anverso y reverso de la cubierta modular totalmente instalada

La cubierta solar se coloca sobre una estructura fijada en obra. A esta estructura se fijan los módulos mediante piezas de sujeción que se sujetan en las pestañas laterales del módulo y a la estructura.

Cada pieza intermedia tiene en uno de sus extremos un tope de forma triangular (Fig.3.5) para aguantar, mediante la pieza de retención, cada panel solar. Así mismo se añadirán grapas para inmovilizar los paneles.

El diseño de este panel modular, cuyo montaje se realiza en obra, ofrece la posibilidad de cerrar un edificio mediante las piezas del panel cubierta y posteriormente, cuando convenga, equiparlo con los módulos fotovoltaicos.

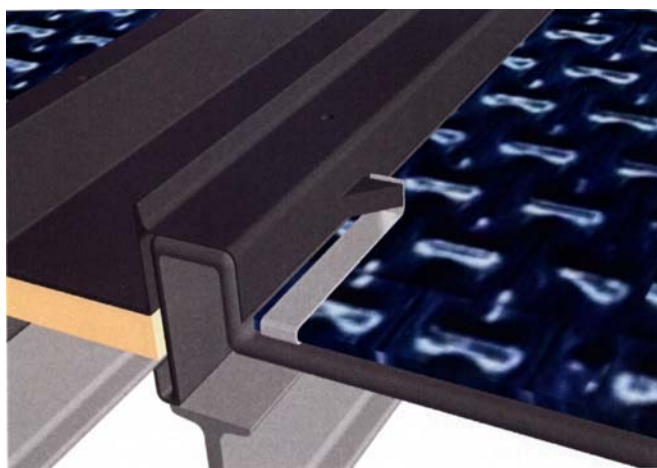


Fig. 3.5.- Detalle del punto de anclaje del panel.

A continuación se detallan las características físicas, térmicas y mecánicas de las piezas modular y e intermedia.

Característica	Descripción
Material:	Poliéster –fibra de vidrio prensado. Tipo SMC-30, en estado polimerizado.
Contenido de vidrio:	30%
Peso específico:	1,85 gr/cm ³
Absorción de agua:	0,3%
Conductividad térmica	0,2 W/K·m
Calor específico:	0,3 cal/gr°C
Resistencia a la llama:	Calidad autoextinguible
Resistencia a la flexión	160 N/mm ²
Resistencia a la tracción:	8000 N/mm ²
Resistencia a la compresión	140 N/mm ²

Tabla 3.4. Características Técnicas piezas modular e intermedia, cubierta SOLECO.

3.2.3.2. Superposición Arquitectónica.

Para este tipo de instalación se ha seleccionado la estructura universal para tejados inclinados SUNTOP II del fabricante AET.

El sistema está compuesto por unos perfiles modulares de alta flexibilidad de ajuste, un elemento de sujeción de los módulos fotovoltaicos, una escuadra de sujeción para el tejado y diferentes elementos de unión, tal y como se observa en la figura (Fig.3.6). Este sistema posee una gran capacidad de adaptación a cualquier tipo de módulo y garantiza un montaje rápido y sencillo.

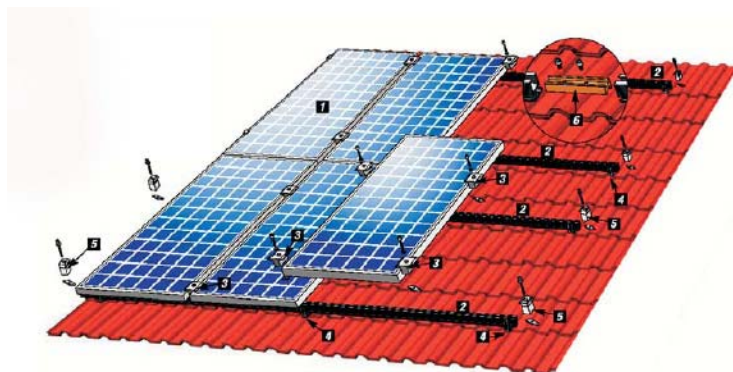


Fig. 3.6.-Estructura de soporte SUNTOP II.

A continuación se adjuntan las características técnicas de la estructura propuesta:



Característica	Descripción
Ubicación:	Sobre tejado inclinado
Tipo de cubierta:	Prácticamente en todos los tipos
Inclinación del tejado:	Hasta 60°
Altura máxima del edificio	20 m
Carga de nieve	1,4 kN/m ²
Paneles fotovoltaicos:	Con marco
Compensación de desnivel de cubierta:	< 40 mm
Distancia entre ganchos:	Un máximo de 2000 mm
Norma	Según DIN 1055
Perfiles de apoyo:	Acero inoxidable

Tabla 3.5. Características Técnicas estructura SUNTOP II.

3.3. DIMENSIONADO DEL CAMPO FOTOVOLTAICO.

En los siguientes apartados se detallan los aspectos que se han tenido en consideración para el dimensionado óptimo de la instalación fotovoltaica que nos ocupa. En cualquier caso, la cubierta no ha sido dimensionada en función de las necesidades energéticas del edificio, sino que ha estado condicionada 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. Se ha diseñado a modo de una minicentral eléctrica que vierte la energía producida a la red general.

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

La energía solar en forma de radiación es la energía renovable más abundante y mejor distribuida, pero a pesar de su abundancia, esta energía presenta dos grandes inconvenientes:



- Es altamente difusa (de baja concentración).
- Esta sometida a un ciclo diario y a uno anual, provocado por los movimientos de traslación y rotación de la tierra. (Fig. 3.7.)

Estos ciclos están provocados porque la tierra gira descubriendo una órbita elíptica y al mismo tiempo gira sobre su propio eje, el cual se mantiene en una inclinación respecto al plano de la órbita de 23,5°. Como consecuencia de la combinación de estos movimientos y dependiendo de la época del año, un mismo punto terrestre verá movimientos del sol variables sobre el horizonte: el sol saldrá más pronto o más tarde, o la altura de éste al mediodía será mayor o menor [3].

La energía que llega a la superficie terrestre a través de la radiación solar depende básicamente del lugar (latitud), de la declinación solar y de la inclinación y orientación de la superficie fotovoltaica. También afecta la turbulencia atmosférica que difunde la radiación solar y la masa de aire que el rayo solar debe atravesar.

Desde el punto de vista práctico y en lo que se refiere al cálculo y diseño de la instalación, la información utilizada promedia siempre las variaciones anteriormente citadas. La situación geográfica y climática queda englobada en los datos medios de insolación del lugar en el que está ubicado el edificio.

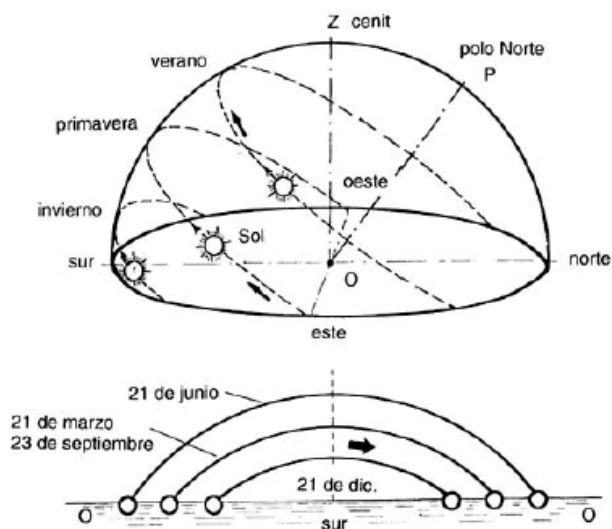


Fig. 3.7.-Movimiento diario del sol.

3.3.1. Alternativas de diseño.

Para el diseño del tejado solar fotovoltaico se han tenido en consideración dos alternativas entre las muchas posibles, primando en cualquier caso los criterios arquitectónicos de integración de los módulos fotovoltaicos en la estructura del edificio, evitando de este modo el impacto visual.



Alternativa A: Cubierta de doble vertiente con módulos solares fotovoltaicos integrados en la vertiente Sur.

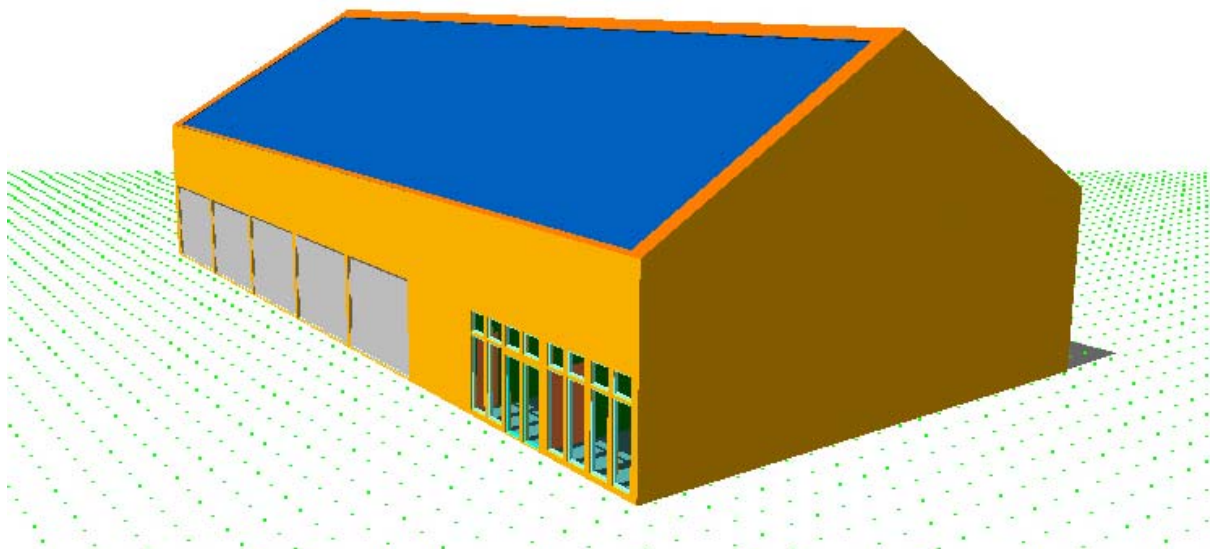


Fig. 3.8.- Cubierta de doble vertiente. En color azul el área fotovoltaica.

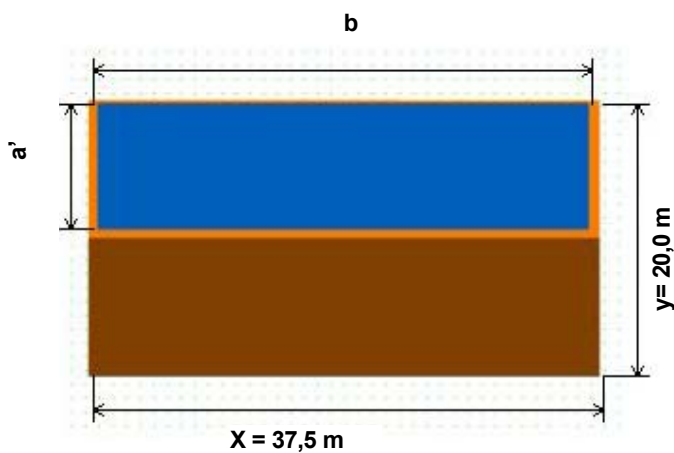


Fig. 3.9.-Esquema planta de la cubierta

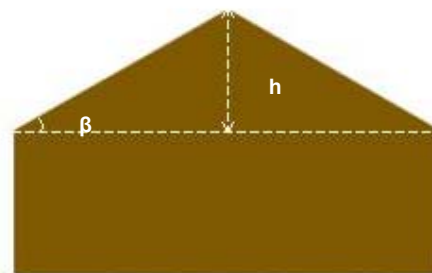


Fig. 3.10.- Alzado de la cubierta

x = longitud planta = 37,5 m

y = ancho planta = 20,0 m

a = ancho campo fotovoltaico $\rightarrow a' = a / \cos(\beta)$

b = longitud campo fotovoltaico

β = ángulo inclinación óptimo

h = altura de la cubierta

Alternativa B: Cubierta estructurada en cuatro “dientes de sierra” con módulos solares fotovoltaicos integrados en la vertiente sur y lucernarios en la vertiente Norte.

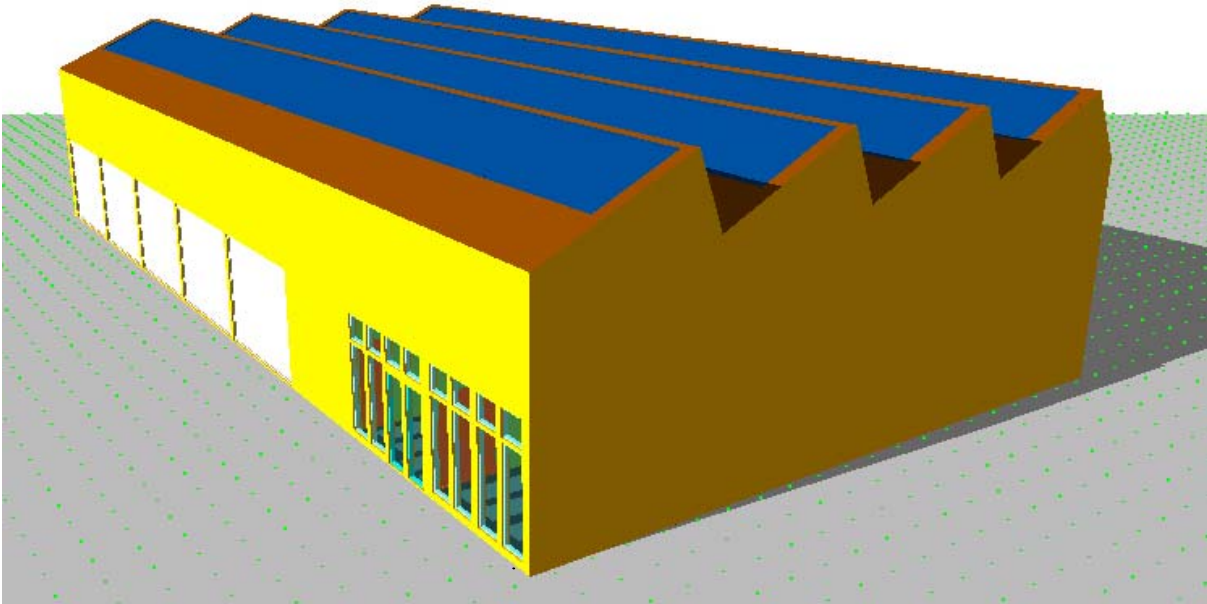


Fig. 3.11.- Cubierta en “dientes de sierra”- fachada sur. En azul el área solar fotovoltaica.

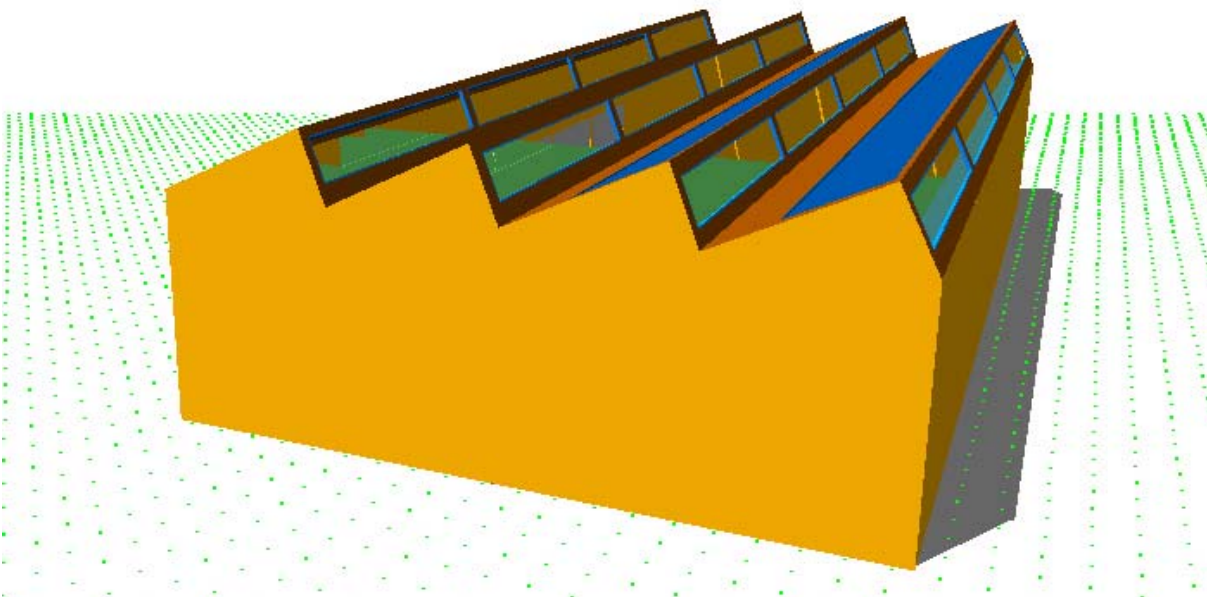


Fig. 3.12.- Cubierta en “dientes de sierra”- fachada norte. Se aprecian los lucernarios.

Donde:

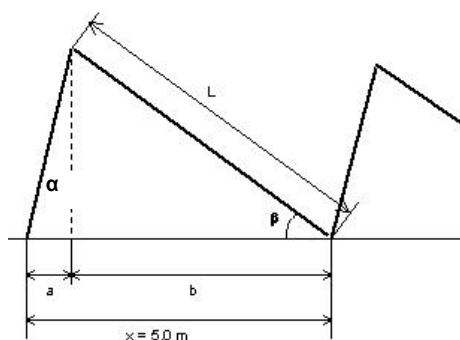


Fig. 3.13 .- Detalle alzado cubierta

x = distancia entre pilares = 5 m

β = ángulo inclinación óptimo

α = ángulo inclinación plano norte

L = longitud total disponible para la instalación de paneles fotovoltaicos

3.3.2. Orientación.

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 este motivo los módulos fotovoltaicos se instalarán con **orientación Sur** en ambas alternativas de diseño, tal y como se observa en la (Fig. 3.8) y (Fig.3.11).

En el caso de la Cubierta de doble vertiente los módulos se situarán sobre la superficie orientada hacia el sur.

En el diseño de la cubierta en dientes de sierra, los paneles fotovoltaicos se instalarán sobre la vertiente sur de cada diente de sierra, mientras que las vertientes norte serán traslúcidas permitiendo la entrada de luz cenital en el interior del edificio.

3.3.3. 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.

Para ello utilizaremos la tabla de radiación solar incidente sobre superficies inclinadas orientadas al sur para la provincia de Barcelona [4].

Ángulo	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
0°	2190	2824	3744	4806	5470	6163	6446	5551	4139	3067	2153	1643	1.468.329
5°	2476	3081	3941	4919	5498	6147	6453	5641	4306	3302	2408	1871	1.524.265
10°	2764	3320	4116	5007	5501	6105	6431	5702	4474	3518	2650	2088	1.573.746
15°	3035	3540	4268	5067	5478	6038	6380	5734	4566	3713	2876	2293	1.613.490
20°	3288	3739	4395	5101	5430	5944	6298	5736	4658	3888	3085	2484	1.645.370
25°	3520	3916	4496	5106	5355	5822	6187	5707	4724	4038	3275	2660	1.668.322
30°	3730	4068	4572	5084	5253	5674	6046	5647	4762	4165	3445	2820	1.682.096
35°	3916	4196	4621	5034	5127	5501	5875	5557	4773	4267	3593	2962	1.686.608
40°	4076	4298	4643	4957	4977	5303	5677	5438	4756	3442	3719	3085	1.681.750
45°	4210	4372	4637	4853	4803	5081	5453	5289	4713	4391	3821	3189	1.667.566
50°	4316	4420	4604	4723	4606	4838	5203	5114	4642	4414	3898	3272	1.644.210
55°	4394	4440	4544	4568	4390	4576	4931	4912	4544	4409	3951	3334	1.611.802
60°	4442	4432	4457	4390	4154	4296	4639	4685	4421	4377	3978	3374	1.570.673
65°	4461	4396	4345	4188	3903	4003	4329	4436	4273	4319	3980	3392	1.521.154
70°	4451	4333	4208	3967	3636	3696	4004	4166	4102	4234	3956	3369	1.463.679
75°	4411	4243	4046	3726	3358	3382	3667	3879	3908	4123	3906	3363	1.398.756
80°	4342	4126	3862	3468	3071	3063	3323	3575	3694	3988	3832	3316	1.327.021
85°	4245	3984	3656	3196	2779	2743	2976	3259	3460	3829	3733	3247	1.249.186
90°	4119	3818	3431	2912	2484	2428	2630	2933	3208	3647	3610	3157	1.166.107

Tabla 3.6. Radiación solar incidente sobre superficies inclinadas orientadas al sur, en Wh/m² para la provincia de Barcelona.



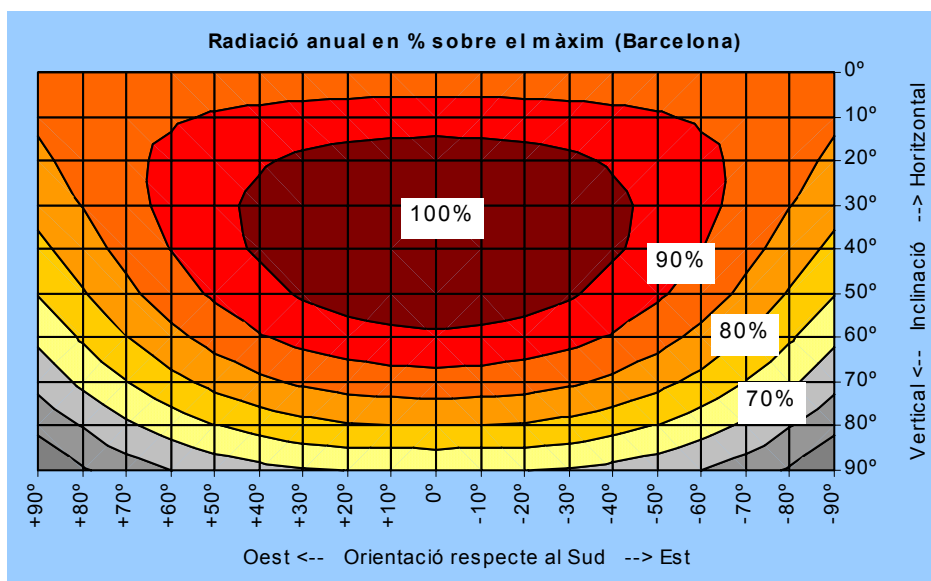


Fig. 3.14. Radiación anual en % sobre el máximo para la provincia de Barcelona..

A partir de la tabla y la figura anterior podemos observar que para la latitud que nos ocupa, la inclinación que permite recibir mayor cantidad de energía es la de **35°** sobre la horizontal, ya que es la óptima para la época de mayor disponibilidad solar del año, el verano. Por lo tanto, para ambas alternativas de diseño, el grado de inclinación de los paneles solares sobre la horizontal será de 35°.

3.3.4. 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 [5]. 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 de doble vertiente, el estudio de sombras no es necesario ya que todos los paneles fotovoltaicos se situarán sobre el mismo plano y por tanto no proyectarán sombras unos sobre otros.

En el caso de la cubierta fotovoltaica en diente de sierra, deberá estar diseñada de modo que no aparezcan sombras en los paneles. Para ello estos deberán instalarse a una distancia mínima que nos 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 (Fig.3.15.) del presente documento.

En instalaciones que se utilicen todo el año, como es el caso que nos ocupa, el día más desfavorable corresponde al 21 de diciembre. En este día la altura solar es mínima y al mediodía solar tiene el valor siguiente [3]:

$$H = (90^\circ - \text{latitud del lugar}) - 23,5^\circ \quad (\text{Ec. 3.1})$$

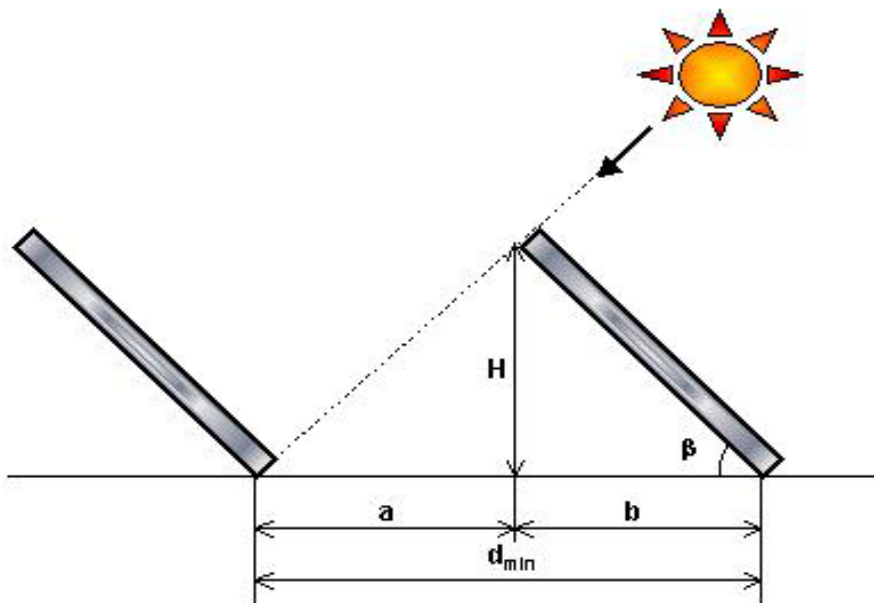


Fig. 3.15.-Distancia mínima entre filas consecutivas de paneles solares.

De la figura anterior deducimos:

$$d_{\min} = l \cdot \left(\cos \beta + \frac{\operatorname{sen} \beta}{\operatorname{tg} H} \right) \quad (\text{Ec.3.2})$$

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.
- β es el grado de inclinación de los módulos respecto a la horizontal

En el caso que nos ocupa será:

- Latitud del lugar: $41,53^\circ$
- Altura solar al mediodía del mes más desfavorable (invierno):

$$H = (90^\circ - 41,53^\circ) - 23,5^\circ = 24,97^\circ$$

- Longitud de la placa solar: $L_1 = 1,5$ m (1 módulo),
 $L_2 = 3$ m (2 módulos);
 $L_3 = 4,5$ m (3 módulos)
- Inclinación óptima de los paneles: $\beta = 35^\circ$

Por lo que la separación entre líneas de módulos será:

$$d_{\min}^{(1)} = 1,5 (\cos 35^\circ + \operatorname{sen} 35^\circ / \operatorname{tg} 24,97^\circ) = \mathbf{2,46 \text{ m}}$$

$$d_{\min}^{(2)} = 3,0 (\cos 35^\circ + \operatorname{sen} 35^\circ / \operatorname{tg} 24,97^\circ) = \mathbf{4,91 \text{ m}}$$

$$d_{\min}^{(3)} = 4,5 (\cos 35^\circ + \operatorname{sen} 35^\circ / \operatorname{tg} 24,97^\circ) = \mathbf{7,37 \text{ m}}$$

Dado que los pilares de las fachadas transversales del edificio están dispuestos cada 5 metros y el ancho de la planta del edificio es de 20 metros (tal y como se observa en los planos del edificio adjuntados en el ANEXO D), podremos estructurar la cubierta del edificio en un máximo



de 4 “dientes de sierra”. Consecuentemente, la separación máxima posible entre planos fotovoltaicos consecutivos será de 5 metros y por lo tanto dispondremos de un máximo de dos filas de módulos fotovoltaicos por cada diente de sierra de la cubierta, con objeto de que no se vean afectados por las proyecciones de sombras, tal y como se muestra en el esquema siguiente:

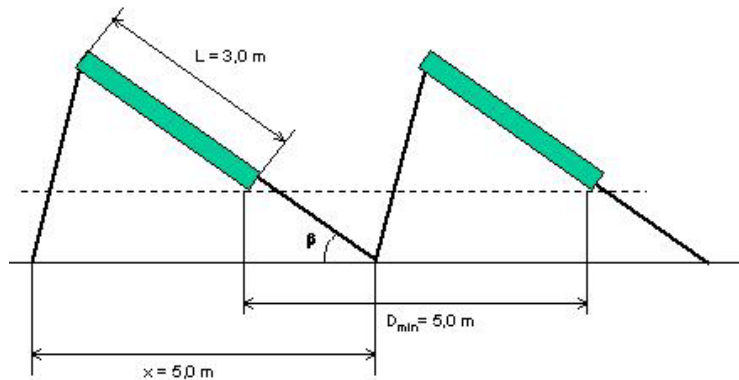
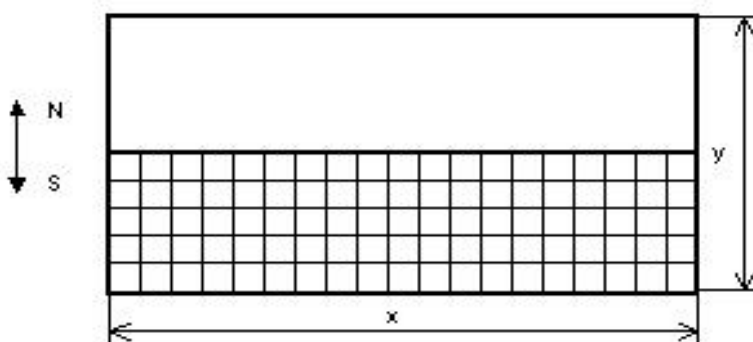


Fig. 3.16.- Esquema de la distribución de los paneles fotovoltaicos Sobre los dientes de sierra.

3.3.5. Número total de paneles.

3.3.5.1. Alternativa A: Tejado de doble vertiente.

En primer lugar calcularemos la superficie máxima de la que disponemos para la instalación de los paneles solares. En las figuras siguientes se representa la planta de la cubierta del edificio (Fig. 3.17) y el alzado de la misma (Fig.3.18). Podemos observar que las placas solares se sitúan sobre la vertiente sur tal y como se ha comentado con anterioridad:



Donde:

x = longitud de la planta del edificio = 37,5 m

y = anchura de la planta del edificio = 20,0 m

Fig. 3.17.- Planta de la cubierta en el diseño de doble vertiente.



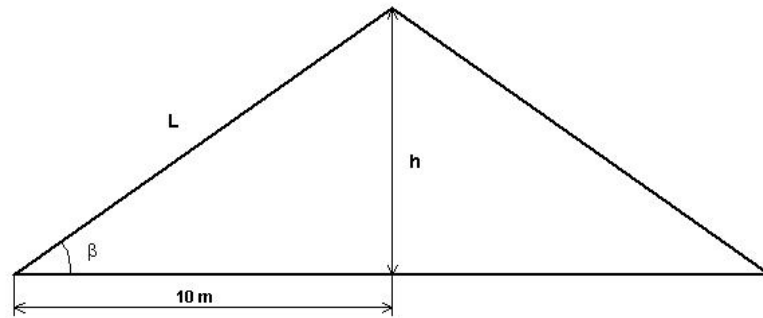


Fig. 3.18. Esquema del alzado de la cubierta

Donde:

$$L = 10 / \cos(\beta) = 10 / \cos(35^\circ) = 12,20 \text{ m} \quad \text{(Ec. 3.3)}$$

$$h = L \times \sin(\beta) = 12,2 \times \sin(35^\circ) = 7,0 \text{ m} \quad \text{(Ec. 3.4)}$$

En la figura siguiente (Fig. 3.19) se observa el esquema de disposición de los paneles sobre la cubierta, a partir del cual se calculará el número máximo de paneles a instalar considerando las dos alternativas de colocación posibles que se han definido con detalle en el apartado 3.2.3. de la presente memoria:

- 1) Superposición arquitectónica: mediante estructura soporte SUNTOP II de AET.
- 2) Integración arquitectónica: mediante cubierta solar modular SOLECO.

El factor diferenciador de ambas alternativas es la distancia horizontal entre los módulos, la cual es mayor en el caso de la integración arquitectónica tal y como se observa en la figura siguiente:

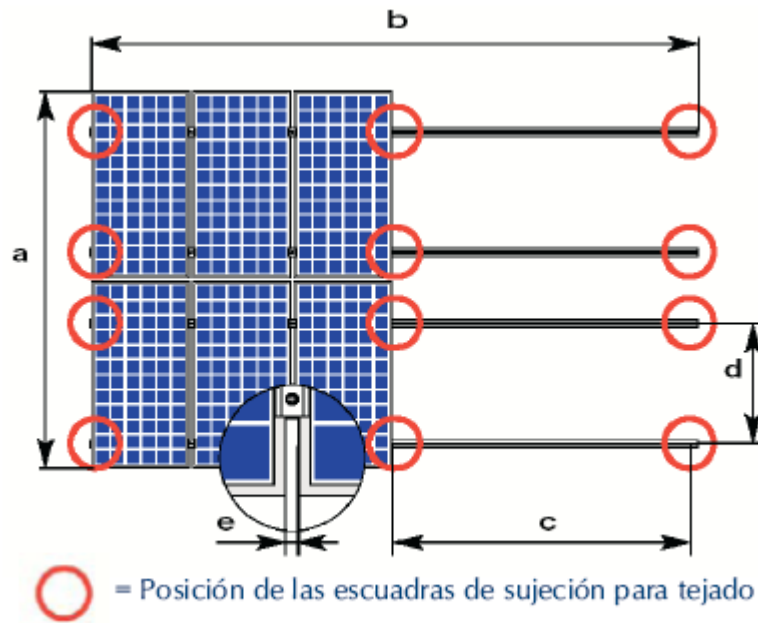


Fig. 3.19.- Esquema disposición de los paneles solares sobre la cubierta.

Donde:

$a = n^{\circ}$ de módulos verticales x altura del módulo = 12,2 m

$b = n^{\circ}$ de módulos horizontales x (anchura del módulo + e) = 37,5 m

$e_1 =$ distancia entre los módulos = 17 mm (para estructura soporte SUNTOP II)

$e_2 =$ " " " " = 80 mm (para la cubierta modular integrada SOLECO)

Por lo que:

N° módulos verticales = $a /$ altura del módulo = $12,2 / 1,476 = 8,26 \rightarrow$ **8 paneles verticales**

N° módulos horizontales (1) = $b /$ (anchura del módulo + e_1) =
 $= 37,5 / (0,66 + 0,017) = 55,39 \rightarrow$ **55 paneles horizontales**

N° módulos horizontales (2) = $b /$ (anchura del módulo + e_2) =
 $= 37,5 / (0,66 + 0,08) = 50,67 \rightarrow$ **50 paneles horizontales**



En resumen:

- 1) Para la Superposición arquitectónica: mediante estructura soporte SUNTOP II de AET. El nº máximo de paneles a instalar será:

$$n_T = n^\circ \text{ paneles verticales} \times n^\circ \text{ paneles horizontales} = 8 \times 55 = \mathbf{440 \text{ paneles}}$$

- 2) Para la Integración arquitectónica mediante cubierta modular SOLECO, el nº máximo de paneles a instalar será:

$$n_T = n^\circ \text{ paneles verticales} \times n^\circ \text{ paneles horizontales} = 8 \times 50 = \mathbf{400 \text{ paneles}}$$

3.3.5.2. Alternativa B: Tejado en "diente de sierra".

A continuación operaremos del mismo modo que para la alternativa 1.

Como hemos concluido en el apartado 3.3.4 de la presente memoria, disponemos de cuatro dientes de sierra en los que situaremos dos series de módulos fotovoltaicos por cada plano de la cubierta orientado al sur, con objeto de evitar al máximo las proyecciones de sombras entre filas de módulos. Por lo que como para el caso anterior dispondremos de 8 filas de módulos fotovoltaicos.

Dado que horizontalmente el nº de paneles fotovoltaicos admisibles es el mismo que para la alternativa anterior podemos concluir que el nº máximo de paneles solares fotovoltaicos para esta alternativa es idéntico a la alternativa de tejado de doble vertiente.

3.4. CONEXIONADO A LA RED ELÉCTRICA.

A partir de este apartado, se tendrá en consideración únicamente la alternativa de diseño que nos permite la instalación del nº máximo de paneles fotovoltaicos, es decir, la alternativa de superposición arquitectónica, con objeto de valorar la máxima producción energética posible para esta instalación. Tal y como se ha calculado en el apartado anterior, el nº máximo de paneles admisible para esta configuración es de 440 paneles.



3.4.1. Dimensionado de los Inversores.

El Inversor seleccionado para esta instalación es el SOLARMAX 6000C del fabricante SPUTNIK, el cual posee una potencia nominal de 4,6 kW, admite una potencia en el generador fotovoltaico de hasta 6.600 Wp, con una tensión máxima de entrada de 600V. Al tratarse de una instalación eléctrica de más de 5 kW es necesario hacer la conexión a la red de la empresa suministradora de forma trifásica, optando por instalar 9 inversores monofásicos de 4,6 kW de potencia nominal cada uno, uno por fase, tal como establece el artículo 9 del Real Decreto 1663 de 29 de septiembre de 2000 [6].

Se ha estudiado la mejor forma de interconectar todos los paneles en la configuración propuesta siguiendo las indicaciones del fabricante de los inversores mediante la utilización de la aplicación informática MAXDESIGN [7], creada y distribuida gratuitamente por el propio fabricante con objeto de aprovechar al máximo el rendimiento de los inversores. El resultado óptimo se ha obtenido para una configuración de **432 módulos solares y 9 inversores**. Para cada uno de los inversores se conectarán 3 baterías en paralelo de 16 paneles serie cada una.

Por tanto, se distribuirán los 432 paneles en 9 campos solares de 48 módulos solares cada uno. Para poder obtener la línea trifásica alterna equilibrada, el número total de inversores tiene que ser múltiplo de tres, en este caso tenemos 9 inversores por lo que cada 3 inversores alimentarán una fase de la red, con una potencia máxima vertida a la red de 13,8 kW por fase.

A continuación calcularemos la potencia producida por el tejado fotovoltaico:

$$V_{inv} = N_s \times V_p = 16 \times 16,9 = \mathbf{270,40 \text{ V}} \quad (\text{Ec.3.5})$$

Donde: N_s : nº módulos serie
 V_p : tensión máxima que puede proporcionar un panel (V)
 V_{inv} : tensión trabajo inversor (V)

Sabiendo que cada inversor puede trabajar con una potencia de entrada de 6600 Wp, podremos calcular la intensidad que han de generar los módulos fotovoltaicos:

$$I_{dc} = P_{inv} / V_{inv} = 6600,00 / 270,40 = \mathbf{24,41 \text{ A}} \quad (\text{Ec. 3.6})$$



Donde: I_{dc} : intensidad de entrada al inversor (A)
 P_{inv} : potencia de entrada al inversor (W)
 V_{inv} : tensión de entrada al inversor (V)

Una vez conocida la intensidad generada de los paneles, podemos verificar el número de series de 16 módulos que hemos de conectar en paralelo por inversor:

$$N_p = I_{dc} / I_m = 24.41 / 7,1 = 3,43 \rightarrow 3 \text{ ramas en paralelo} \quad (\text{Ec. 3.7})$$

Donde: N_p : nº módulos en paralelo
 I_{dc} : intensidad de entrada al inversor (A)
 I_m : intensidad máxima que proporciona un módulo fotovoltaico.

Al conectar 3 módulos en paralelo se obtiene una intensidad de instalación de cada inversor:

$$I_{nst} = N_p \times I_m = 3 \times 7,1 = 21,3 \text{ A} \quad (\text{Ec.3.8})$$

Siguiendo las recomendaciones del fabricante [7], instalaremos 48 módulos por cada inversor, 3 ramas en paralelo de 16 módulos en serie cada una. A partir de aquí podemos calcular la potencia de la instalación para cada inversor:

$$P_{inst} = I_{nst} \times V_{inv} = 21,3 \times 270,40 = 5.759,52 \text{ Wp} \quad (\text{Ec. 3.9})$$

A partir de aquí y teniendo en cuenta que el nº de inversores a instalar es de 9, podemos calcular la potencia global producida por la cubierta fotovoltaica:

$$P_p = N_{inv} \times P_{inst} = 9 \times 5.759,52 = 51.835,68 \text{ Wp} = \boxed{51,84 \text{ kWp}} \quad (\text{Ec. 3.10})$$

El hecho de que la potencia instalada sea superior a la potencia de salida de los inversores no supone ningún inconveniente, ya que se ha de tener en cuenta que la potencia pico (Wp) es una potencia medida en laboratorio, calculada a partir de un eje lumínico de 1000 W/m², normal a la superficie y en un ambiente con temperatura a 25°C, con el objetivo de comparar las placas de los diferentes fabricantes.

En situación de explotación real no se consigue una irradiancia de 1000 W/m² sobre superficies inclinadas más que en algunos mediodías solares del mes de enero, en los que los rayos

solares son los más bajos de todo el año. Esta información puede ser contrastada en los datos obtenidos de la explotación real de algunos campos solares en Catalunya [8].

Dimensionando el campo solar por encima de la capacidad de producción de los inversores se consigue mantener los niveles de generación de energía facturable al máximo de su capacidad durante la mayor parte del periodo de funcionamiento, y por lo tanto mejora el rendimiento económico por Wp instalado.

3.4.2. Características de la Interconexión.

La interconexión entre la generación y la red se efectuará mediante un interruptor automático sobre el que actuarán los equipos de protección y maniobra. La interconexión se compone de las siguientes partes:

- **Circuito de Potencia:** En el esquema unifilar adjuntado a continuación (Fig.- 3.20) se definen los elementos que configuran el circuito de potencia de la interconexión.
- **Protecciones:** Las protecciones eléctricas tienen como objetivo asegurar la protección de las personas y cosas, así como mantener el nivel de calidad del servicio de la red. Para ello se dispondrán un conjunto de elementos destinados a tal fin que actuarán sobre el interruptor de interconexión.

Tanto la instalación como la utilización de las protecciones de conexión, se realizan de acuerdo a la normativa vigente y a las normas particulares establecidas por la compañía suministradora. Con las protecciones se podrán proteger las instalaciones propias y las de la compañía suministradora. También se podrá aislar la instalación en caso de avería interna. Las protecciones a instalar son las que se recogen en el esquema unifilar de la (Fig.3.20).

- **Medida:** Finalmente se instalará un contador de medida de la energía generada (venta) y otro para la medida de la energía importada de la compañía eléctrica (compra).



A continuación se adjunta esquema unifilar de la instalación:

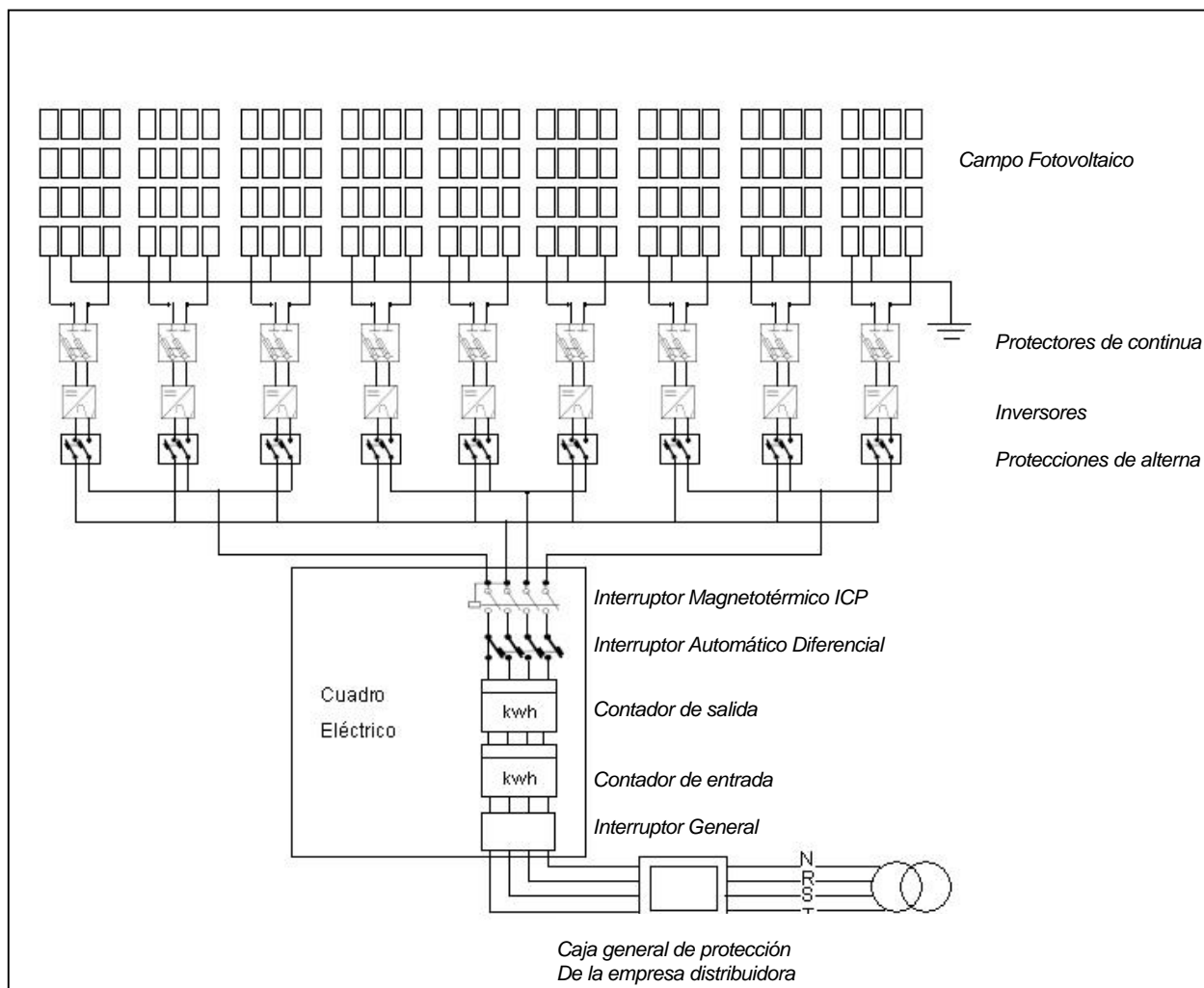


Fig. 3.20. Esquema unifilar de la instalación

3.5. CÁLCULO DE LA ENERGÍA GENERADA POR LA INSTALACIÓN.

Como en el apartado anterior, a efectos de calcular la energía eléctrica generada por la instalación tendremos en cuenta únicamente la alternativa de diseño que nos permite la instalación del nº máximo de paneles fotovoltaicos, es decir, la alternativa de superposición arquitectónica, con objeto de valorar la máxima producción energética posible.

Para estimar la producción mensual teórica de energía eléctrica generada por la instalación, se partirá de los datos de radiación solar del emplazamiento del edificio extraídos del *Atlas de Radiación Solar* [4] y se utilizará la ecuación siguiente:

$$P_i \text{ (kWh)} = I_i \text{ (kWh / m}^2\text{)} \times P_p \text{ (kW}_p\text{)} \times N \quad \text{(Ec. 3.11)}$$

Siendo P_i la energía generada en un mes, I_i la irradiancia en el mes, P_p la potencia nominal del panel i (120 Wp) N el nº de paneles del campo fotovoltaico (432).

	Radiación (KWh / m ²)	Energía (kWh)
Enero	76,9	3.986,50
Febrero	91,0	4.717,44
Marzo	139,3	7.221,31
Abril	148,9	7.718,97
Mayo	159,2	8.252,92
Junio	170,2	8.823,16
Julio	185,4	9.611,13
Agosto	176,7	9.160,12
Septiembre	152,2	7.890,04
Octubre	119,5	6.194,80
Noviembre	82,4	4.271,61
Diciembre	75,4	3.908,73
TOTAL	1.577,1	81.756,86

Tabla 3.7- Producción mensual de energía eléctrica.

La producción real de energía generada por la instalación siempre será muy inferior al valor teórico calculado, dado que las condiciones de explotación no serán las de laboratorio y los diferentes elementos que intervienen en el sistema: paneles, conductores eléctricos, inversores, etc., producen unas pérdidas que reducen notablemente la eficiencia del conjunto. Así mismo, la distribución y orientación de los paneles sobre la cubierta, y las proyecciones de sombras sobre éstos, originan una serie de pérdidas adicionales que deben ser contempladas.

Con objeto de estimar todas las pérdidas posibles y calcular la energía real que podemos esperar producir, se ha utilizado la herramienta informática de simulación fotovoltaica *PVSYST versión 3.4* [9] desarrollada por la universidad de Ginebra. En el *ANEXO B* del presente proyecto se incluyen los informes completos de las simulaciones realizadas para las diferentes alternativas de diseño.



3.5.1. Cubierta de doble vertiente.

Para la alternativa de diseño de cubierta de doble vertiente con 432 paneles ubicados en la vertiente sur., las pérdidas globales del sistema debidas a efectos de sombreado sobre los paneles y estimadas por la aplicación PVSYST son nulas, dado que no existe ningún obstáculo que proyecte sombras sobre los paneles.

A continuación se adjunta tabla con los datos obtenidos a raíz de la simulación efectuada con PVSYST, donde:

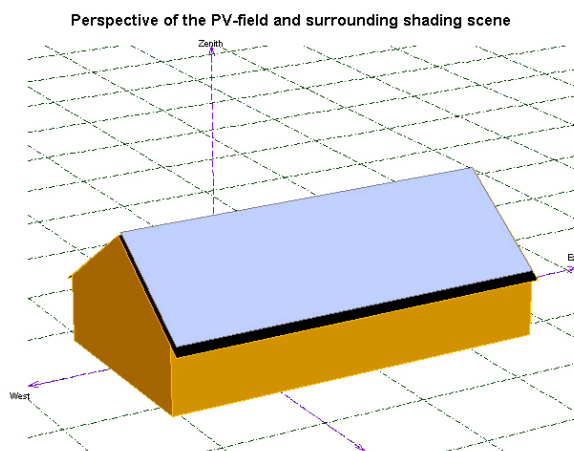


Fig. 3.21.- Esquema 3D de la instalación

GlobHor: Irradiación Global Horizontal

Earray: Energía Efectiva a la salida de los módulos

T Amb: Temperatura ambiente

EoutInv: Energía disponible a la salida de los inversores

GlobInc: Irrad. Global sobre plano a 35°

EffArrR: Eficiencia a la salida de los módulos.

GlobEff: Irrad. Global Corregida (efecto sombras)

EffSysR: Eficiencia a la salida del sistema.

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	EOutInv kWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	53,0	9,70	76,9	74,7	3.266	3.141	9,90	9,52
Febrero	69,0	9,90	91,0	88,4	3.829	3.688	9,81	9,45
Marzo	117,0	11,30	139,3	135,3	5.838	5.630	9,77	9,42
Abril	142,0	12,90	148,9	144,4	6.161	5.940	9,65	9,30
Mayo	168,0	16,20	159,2	154,1	6.428	6.194	9,41	9,07
Junio	188,0	20,10	170,2	164,7	6.698	6.456	9,17	8,84
Julio	200,0	23,70	185,4	179,7	7.126	6.871	8,96	8,64
Agosto	175,0	23,50	176,7	171,5	6.867	6.623	9,06	8,74
Septiembre	133,0	21,30	152,2	147,9	6.048	5.836	9,26	8,94
Octubre	93,0	17,00	119,5	116,2	4.869	4.692	9,50	9,15
Noviembre	58,0	12,70	82,4	80,1	3.453	3.323	9,77	9,40
Diciembre	48,0	10,80	75,4	73,2	3.177	3.056	9,83	9,45
Total anual	1.444,0	15,80	1.577,1	1.530,1	63.760	61.449	9,43	9,08

Tabla 3.8. Producción mensual de energía eléctrica. Eficiencia de la instalación.

Por lo que de la tabla anterior concluimos que para esta alternativa la energía generada en un año por la instalación es de **61.449 kWh**.

3.5.2. Cubierta en “diente de sierra” con dos filas de módulos por plano.

Para la alternativa de diseño de cubierta en “diente de sierra” con 432 paneles ubicados en los planos con orientación sur, a razón de dos filas de módulos por plano fotovoltaico, las pérdidas globales del sistema debidas a efectos de sombreado sobre los paneles y estimadas por la aplicación PVSYST son del orden del 10%, debido a las sombras proyectadas por la estructura de la cubierta sobre los módulos fotovoltaicos.

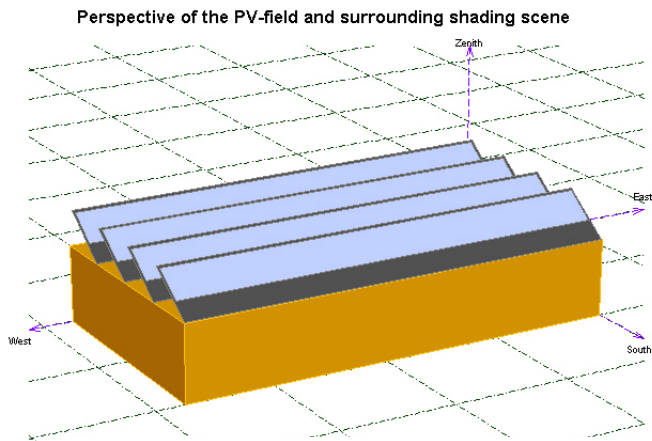


Fig.3.22.-Esquema 3D de la instalación.

A continuación se adjunta diagrama de sombras generado por la aplicación PVSYST:

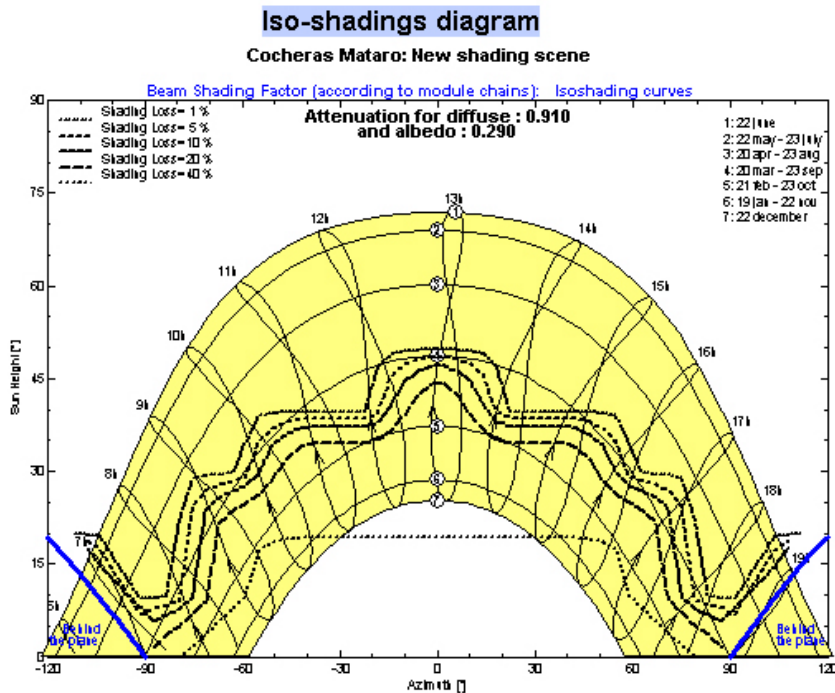


Fig.3.23.-Diagrama de pérdidas por sombreado.



A continuación se adjunta tabla con los datos obtenidos a raíz de la simulación efectuada con PVSYST:

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	EOutInv kWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	53,0	9,70	76,9	55,3	2.393	2.291	7,26	6,95
Febrero	69,0	9,90	91,0	69,8	3.018	2.900	7,73	7,43
Marzo	117,0	11,30	139,3	123,0	5.311	5.119	8,89	8,57
Abril	142,0	12,90	148,9	137,7	5.876	5.664	9,20	8,87
Mayo	168,0	16,20	159,2	146,5	6.111	5.887	8,95	8,62
Junio	188,0	20,10	170,2	157,4	6.399	6.165	8,76	8,44
Julio	200,0	23,70	185,4	172,7	6.854	6.608	8,62	8,31
Agosto	175,0	23,50	176,7	164,3	6.587	6.352	8,69	8,38
Septiembre	133,0	21,30	152,2	139,3	5.702	5.500	8,73	8,42
Octubre	93,0	17,00	119,5	96,9	4.063	3.910	7,92	7,63
Noviembre	58,0	12,70	82,4	59,9	2.566	2.461	7,26	6,97
Diciembre	48,0	10,80	75,4	52,3	2.241	2.145	6,93	6,64
Total anual	1.444,0	15,80	1.577,1	1.375,0	57.121	55.004	8,44	8,13

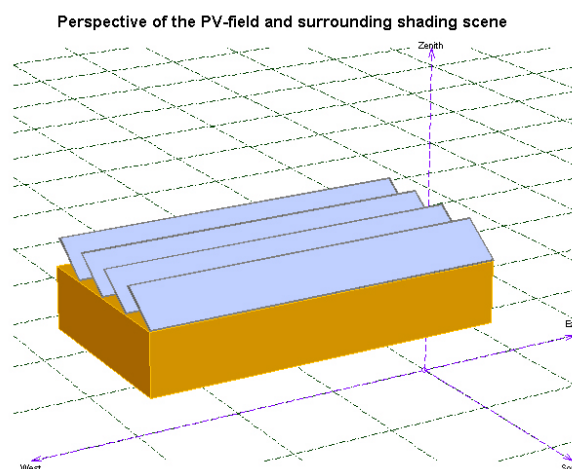
Tabla 3.9.-Producción mensual de energía eléctrica. Eficiencia de la instalación.

Por lo que de la tabla anterior concluimos que para esta alternativa la energía generada en un año por la instalación es de **55.004 kWh**.

3.5.3. Cubierta en "diente de sierra" con tres filas de módulos por plano.

Por último, se propone una variante para la alternativa de diseño de cubierta en "diente de sierra". Esta variante consiste en aprovechar al máximo la superficie de la que disponemos en la cubierta añadiendo una fila más de módulos fotovoltaicos a cada plano orientado al sur, por lo que se obtendrá un total de 648 paneles.

Tras efectuar la simulación con la aplicación PVSYST, se descarta esta alternativa ya que las pérdidas del sistema debidas a las sombras



proyectadas sobre los paneles son del orden del 30%, y pérdidas por sombreado superiores al 20% no son aceptables en este tipo de instalaciones [5]. A continuación se adjunta diagrama de sombras generado por la aplicación PVSYST:

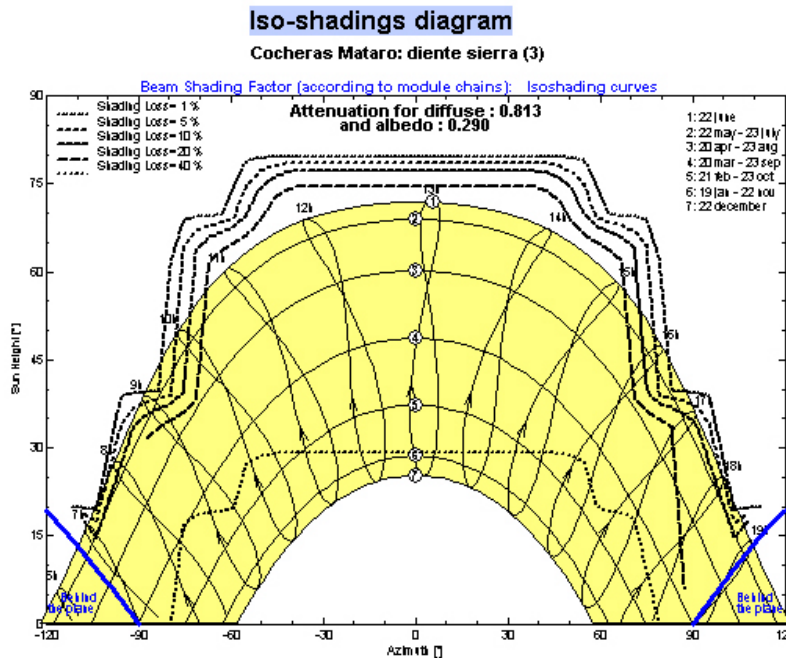


Fig. 3.25.- Diagrama de pérdidas por sombreado

3.5.4. Resumen de la instalación.

A continuación, y a modo de resumen, se adjunta tabla con los parámetros característicos para cada una de las dos alternativas de diseño.

	Nº Módulos	Nº inversores	Irradiancia global neta anual (kWh/m²)	Energía anual generada (kWh)
Cubierta de doble vertiente:	432	9	1.530,10	61.449,00
Cubierta en "diente de sierra":	432	9	1.375,00	55.004,00

Tabla 3.10.-Resumen de la instalación. Energía anual generada.



4. SIMULACIÓN ENERGÉTICA Y TÉRMICA DEL EDIFICIO.

4.1. INTRODUCCIÓN A LA SIMULACIÓN.

La simulación informática es una herramienta de análisis para el estudio del comportamiento de los edificios, los sistemas técnicos que los componen y su interacción con el entorno. Permite realizar un diagnóstico de consumos derivados del funcionamiento del edificio desde el punto de vista del diseño térmico y de la optimización de las instalaciones, ajustando las construcciones en fase de diseño a las nuevas necesidades.

Las herramientas de simulación permiten evaluar el comportamiento térmico de los edificios, considerando todos los parámetros físicos que lo definen:

- Forma y orientación del edificio.
- Sombras del propio edificio o de edificios colindantes.
- Condiciones climáticas exteriores e interiores.
- Composición de cerramientos.
- Inercia térmica del edificio.
- Ganancias de radiación solar.
- Cargas térmicas interiores: iluminación, ocupación y equipos.

La herramienta utilizada para la simulación energética del edificio que nos ocupa ha sido *TAS de EDSL [10]*, el uso de la cual ha permitido realizar un análisis del comportamiento térmico estacional del edificio, así como un estudio del diseño del edificio y de posibles alternativas de mejora y eficiencia energética.

En los apartados siguientes se tratarán tres aspectos diferenciados:

- Estimación del impacto solar a nivel de proyecciones de sombras sobre la cubierta del edificio.
- Análisis del comportamiento térmico en la cubierta del edificio.
- Análisis de las condiciones térmicas y energéticas en el interior del edificio.



4.2. ESTIMACIÓN DEL IMPACTO SOLAR. PROYECCIONES DE SOMBRAS.

Este aspecto de la simulación afecta únicamente a la segunda alternativa de diseño de la cubierta en “diente de sierra”, ya que resulta crítico dimensionar la cubierta de modo que las proyecciones de las sombras de las *diferentes* series de módulos fotovoltaicos no interfieran con los paneles posteriores, ya que este hecho provocaría una pérdida considerable del rendimiento de los mismos.

En las gráficas adjuntas se muestran las proyecciones de las sombras en la cubierta en el mediodía solar de tres días significativos del año:

- *Equinoccio de Primavera:* 21 de marzo. Para esta fecha el tiempo entre la salida y la puesta de sol es de 12 horas.
- *Solsticio de Verano:* 21 de junio. Periodo más largo de exposición diurna a los rayos solares.
- *Solsticio de Invierno:* 21 de diciembre. Periodo más breve de exposición diurna a los rayos solares.

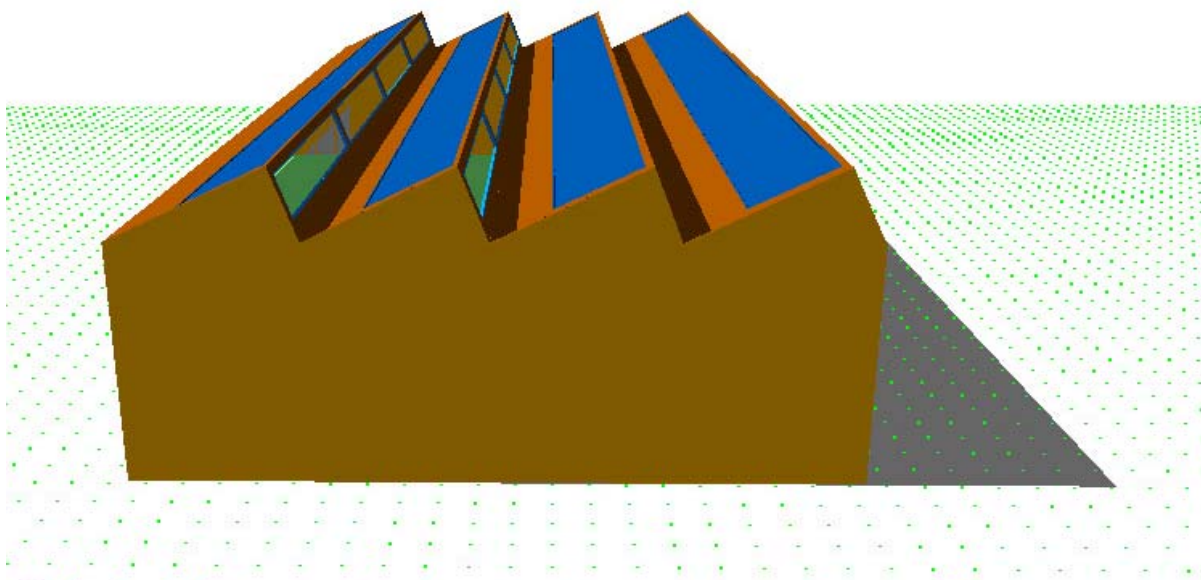


Fig. 4.1.- Proyección de sombras a las 12:00 (hora solar) del Equinoccio de Primavera (21 de marzo)

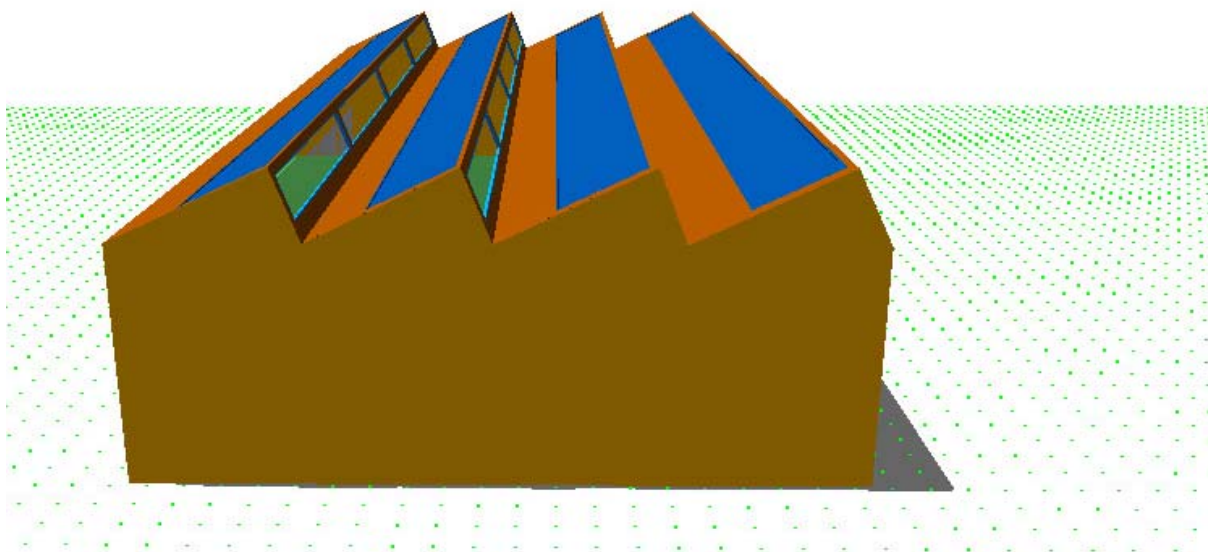


Fig. 4.2.- Proyección de sombras a las 12:00 (hora solar) del Solsticio de Verano (21 de junio)

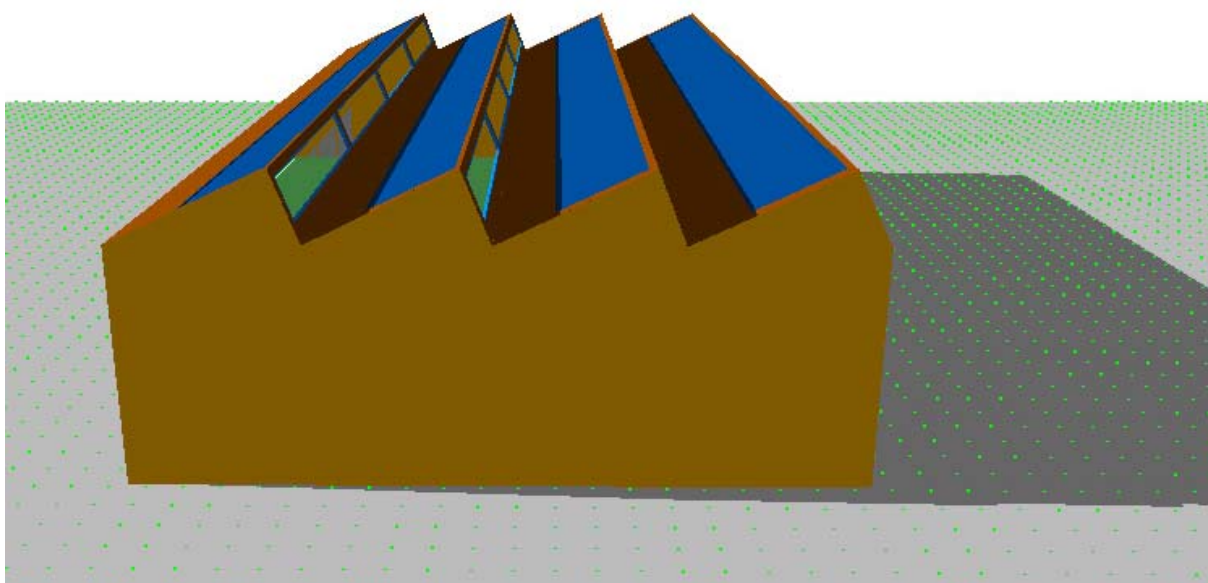


Fig. 4.3.- Proyección de sombras a las 12:00 (hora solar) del Solsticio de Invierno (21 de diciembre).

El día más crítico del año respecto a la proyección de sombras se corresponde al solsticio de invierno, 21 de diciembre, fecha en la que la altura solar es mínima y en consecuencia la proyección de las sombras se incrementa. El dimensionado de la cubierta y la colocación de los paneles sobre ella se ha realizado teniendo en cuenta que para el mediodía solar del 21 de diciembre los módulos solares no se vean afectados por las proyecciones de sombras de las filas anteriores, tal y como se mostraba en el apartado 3.3.4 de la presente memoria.

En la (Fig.4.3) se observa como el dimensionado de la cubierta se ha realizado correctamente, ya que en la situación más desfavorable la proyección de las sombras apenas incide sobre los paneles fotovoltaicos, por lo que se garantiza una pérdida de rendimiento del sistema mínima debido a este factor.

En el ANEXO A del presente proyecto se adjuntan las secuencias completas de las simulaciones efectuadas para los tres días anteriormente citados.

4.3. ANÁLISIS TÉRMICO DE LA CUBIERTA FOTOVOLTAICA.

A continuación se ha estudiado la radiación solar recibida y la temperatura externa alcanzada por dos series de módulos fotovoltaicos diferenciados:

- *Serie 1:* 1ª fila de módulos situada sobre el diente de sierra de la cubierta más orientado al sur, totalmente libre de sombras.
- *Serie 2:* cualquiera de las tres filas restantes de módulos, afectada por la proyección de sombras de la fila anterior.

Para cada una de las dos series se han analizado dos días significativos del año: el solsticio de invierno (21 de diciembre) y el solsticio de verano (21 de junio). Tal y como se observa en las gráficas siguientes (Fig. 4.4) podemos concluir que en invierno la radiación recibida para cada una de las series es diferente debido al efecto de la proyección de sombras sobre los módulos fotovoltaicos, tal y como se había comentado en el punto anterior de la presente memoria.

Concretamente, para el día simulado la radiación recibida por la serie 2 es un 8,65% inferior a la recibida por la serie libre de sombras. Mientras que durante el solsticio de verano ambas superficies se encuentran libres de sombras y la radiación recibida por las dos series es prácticamente la misma.



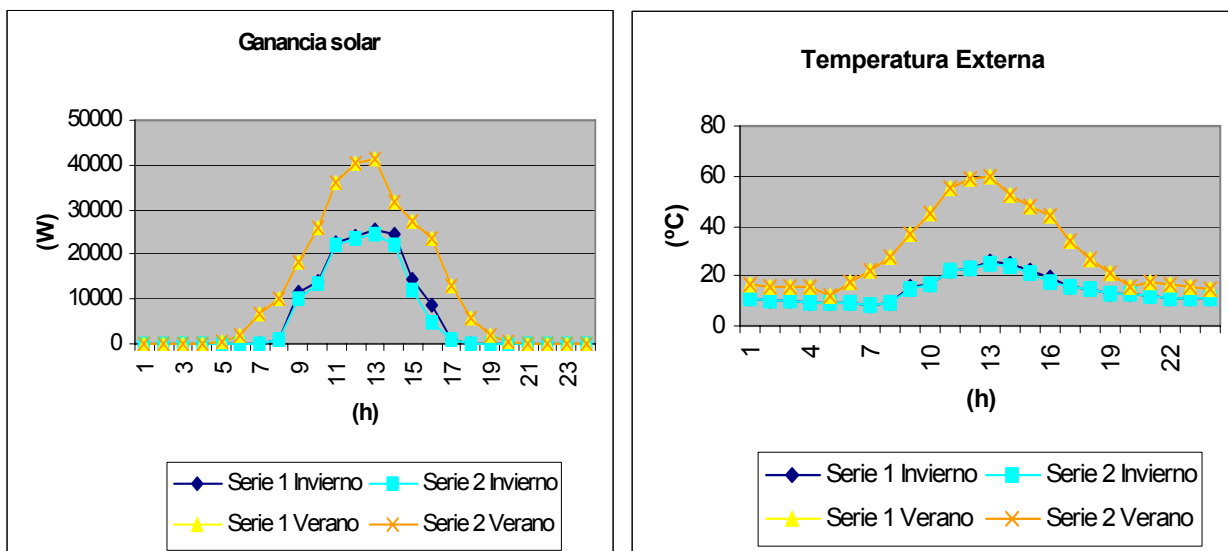


Fig. 4.4. Ganancia Solar y temperatura externa para dos series de módulos
(Serie 1: libre de sombras, Serie 2: afectada por sombras)

En cuanto a la temperatura superficial alcanzada por los módulos fotovoltaicos observamos que es aproximadamente la misma para ambas series de módulos, el efecto de las sombras es por lo tanto prácticamente nulo. Las temperaturas superficiales máximas alcanzadas son las siguientes:

- 60,10 °C para el 21 de Junio a las 13:00 h.
- 25,27 °C para el 21 de Diciembre a las 12:00 h.

Ambas temperaturas se encuentran dentro del rango de temperatura de trabajo de los módulos fotovoltaicos.

En el ANEXO A del presente proyecto se adjuntan los datos numéricos de las simulaciones efectuadas.

4.4. ANÁLISIS DE LAS CONDICIONES TÉRMICAS Y ENERGÉTICAS EN LA ZONA INTERIOR DEL EDIFICIO.

Por último se llevará a cabo un análisis de las condiciones térmicas y energéticas en la zona interior del edificio con objeto de evaluar las necesidades de confort de sus ocupantes. A tal efecto se ha dividido el edificio en dos zonas diferenciadas en función de su funcionalidad y acondicionamiento térmico:

- *Zona de oficinas:* comprende hall de entrada, zona de vestuarios y baños, almacén y recepción. Esta zona dispone de un falso techo y se encuentra climatizada.
- *Zona de taller:* esta zona posee ventilación forzada y no está climatizada.

En el gráfico siguiente se muestra la distribución de ambas zonas:

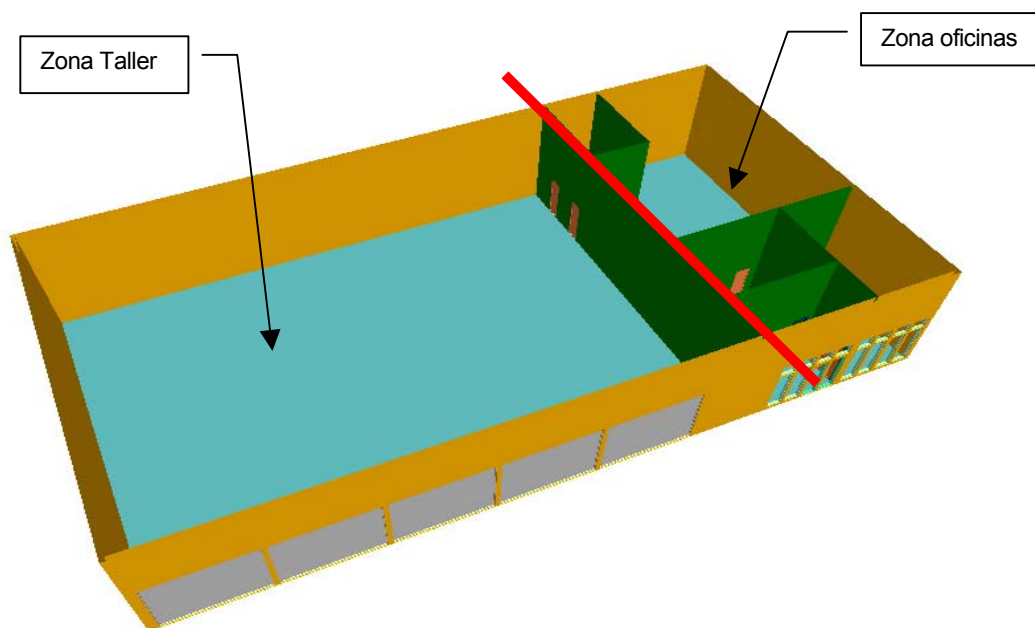


Fig. 4.5.- Zonificación de la planta del edificio para la simulación térmica

Para la realización de este análisis se ha utilizado de nuevo la herramienta de simulación TAS [10]. El modelo utilizado es el mismo que en el del estudio de sombras y adicionalmente se han definido los cerramientos del edificio, las cargas internas de cada una de las zonas y los regímenes de funcionamiento de los sistemas de ventilación y climatización.

Las bases de diseño utilizadas son las siguientes:

- Base climatológica correspondiente a la provincia de Barcelona, incluida en la base de datos de la aplicación informática.
- Para la definición de los cerramientos utilizados se han utilizado los datos arquitectónicos y constructivos del edificio disponibles. Los coeficientes de transmisión de calor resultantes para los materiales seleccionados son los siguientes:
 - Cubierta: 1,740 W/m²K
 - Paredes interiores: 1,22 W/m²k
 - Pared exterior: 0,949 W/m²K
 - Cristales fachada y lucernario: 2,841 W/m²K
- En cuanto a las cargas internas se han considerado para cada una de las zonas, teniendo en cuenta los parámetros recomendados en **[11]** :
 - *Zona oficina:* 20W/m² (iluminación),
10W/m² (carga sensible de ocupación),
7,5 W/m² (carga latente ocupación),
20W/m² (carga latente equipos eléctricos).
 - *Zona taller:* 10 W/m² (iluminación),
7 W/m² (carga sensible ocupación),
4,5 W/m² (carga latente ocupación),
150 W/m² (carga latente equipamiento eléctrico).
- En cuanto al régimen de funcionamiento del sistema de climatización y ventilación, se ha considerado un horario de funcionamiento de 8:00 a 20:00 horas de lunes a sábado.

A continuación se adjuntan los resultados obtenidos de las simulaciones efectuadas para las dos alternativas de diseño: cubierta en "diente de sierra y cubierta de doble vertiente.

4.4.1. Resultados obtenidos para la cubierta en “diente de sierra”.

4.4.1.1. Condiciones térmicas en la Zona de oficinas.

A partir de las simulaciones realizadas podemos observar como para el día más desfavorable del invierno, en la zona de oficinas se alcanza una temperatura media de 20°C, llegando a una temperatura mínima de 19°C tal y como se observa en la (Fig.4.6) Dicha temperatura está ligeramente por debajo de la temperatura considerada de confort para el invierno [12], por lo que si se considerara oportuno, podría incrementarse localmente la temperatura en la zona de recepción y vestuarios mediante el uso de radiadores. Mientras que la superficie destinada a almacén podría continuar con el sistema de climatización actual, dado que está considerada como una zona de paso.

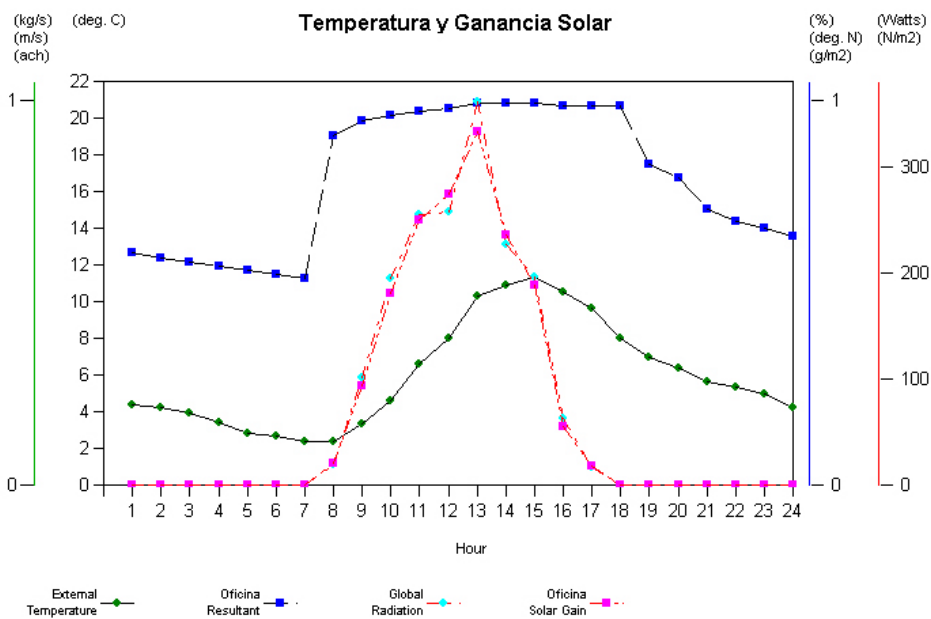


Fig.4.6.- Temperatura y ganancia solar para la zona de oficinas durante el 31 de diciembre

En cuanto a los meses de verano, la media de temperatura durante las horas de ocupación de la oficina para el día más caluroso del año es de 27°C. Dicha temperatura podría reducirse incrementando la ventilación natural de la zona durante la noche mediante la apertura de las ventanas de la fachada sur.



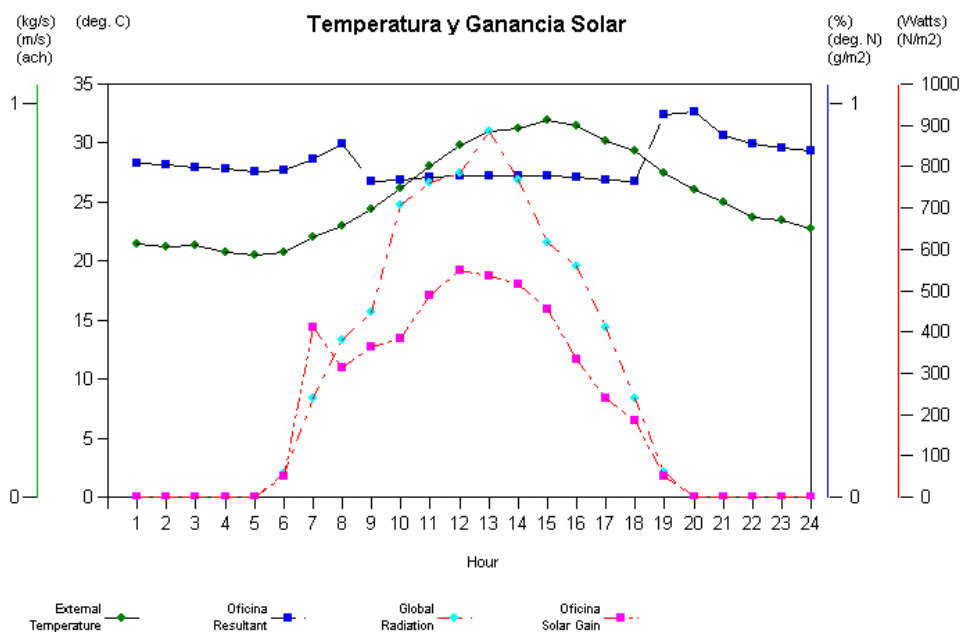


Fig.4.7.- Temperatura y ganancia solar para la zona de oficinas durante el 3 de agosto.

4.4.1.2. Condiciones térmicas en la zona de taller.

Para la zona taller, a partir de las simulaciones realizadas se puede observar que durante las horas de ocupación del edificio para el día más frío del año, la temperatura resultante media es de 19°C (Fig. 4.8), temperatura inferior a las temperatura de confort térmico [12] dado que la zona únicamente se encuentra ventilada.

Aún así las temperaturas alcanzadas se consideran aceptables dado que se han de considerar todos los incrementos térmicos ocasionados por la maquinaria eléctrica utilizada en esta zona, así como el trabajo físico a realizar por sus ocupantes. En cualquier caso la temperatura interior es superior a la temperatura exterior entre 10°C y 14°C cuando las ventanas y puertas están completamente cerradas durante todo el día.

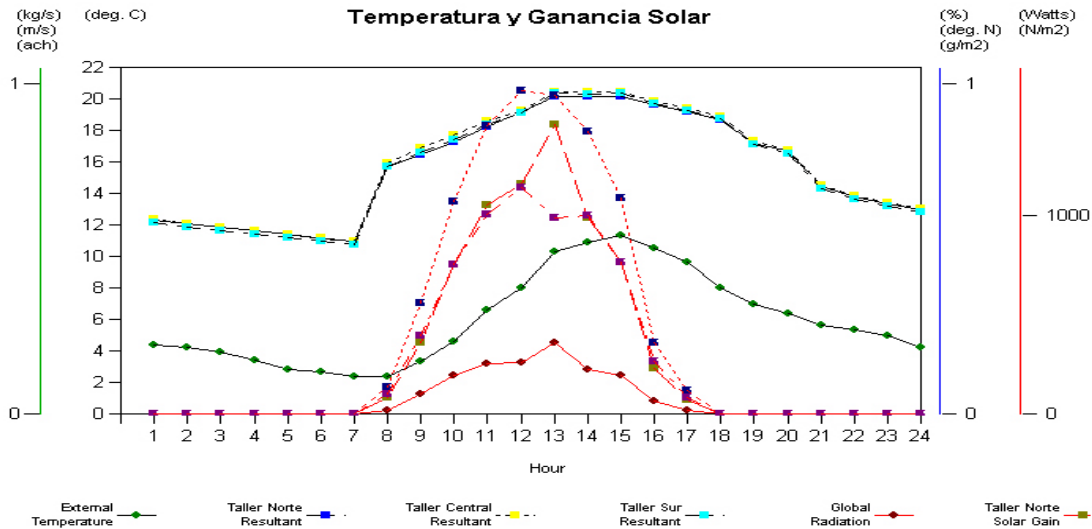


Fig. 4.8.- Temperatura y ganancia solar para la zona taller durante el 31 de diciembre

Por el contrario, durante los meses de verano, tal y como se observa en la (Fig.4.9), la temperatura media de toda la zona es muy superior a la óptima, llegando a alcanzar los 39°C durante el día más desfavorable del año, por lo que es necesario establecer alguna medida correctiva como por ejemplo incrementar la ventilación forzada o natural durante los meses de verano (mediante la apertura de las ventanas de la cubierta y de las puertas de acceso a los autobuses) o bien optar por implantar un sistema de climatización adecuado.

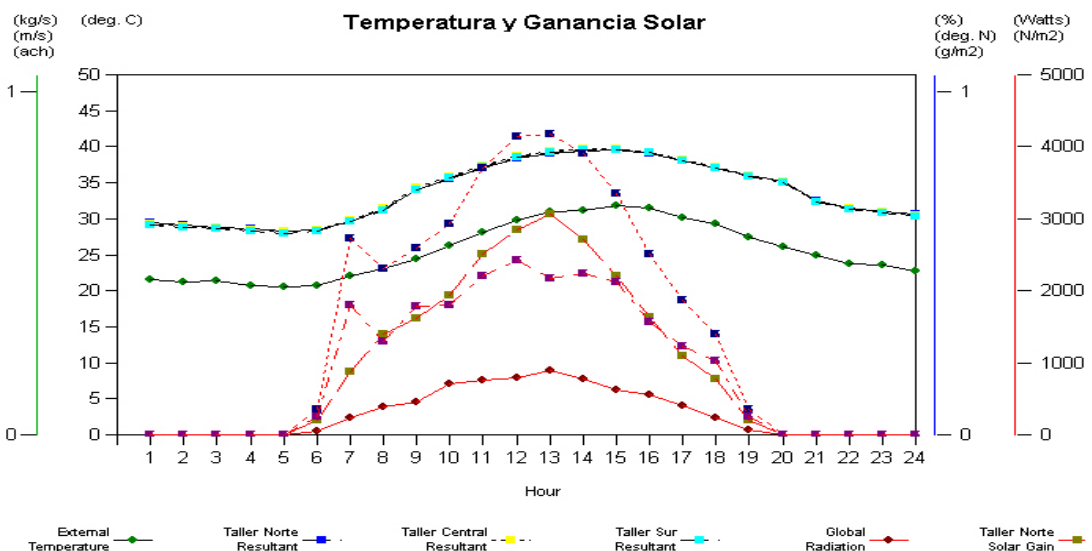


Fig. 4.9.- Temperatura y ganancia solar para la zona taller para el 3 de agosto



A tal efecto se ha procedido realizar una nueva simulación considerando la apertura total de las ventanas de la cubierta y de las puertas de acceso al taller durante los meses de verano y durante las horas de ocupación del edificio y se ha observado como las temperaturas máximas se reducían considerablemente hasta llegar a un máximo de 33°C (Fig.4.10). Todo y así consideramos conveniente incrementar la ventilación forzada del edificio durante los meses de verano o bien climatizar la zona taller con objeto de alcanzar una situación de confort térmico.

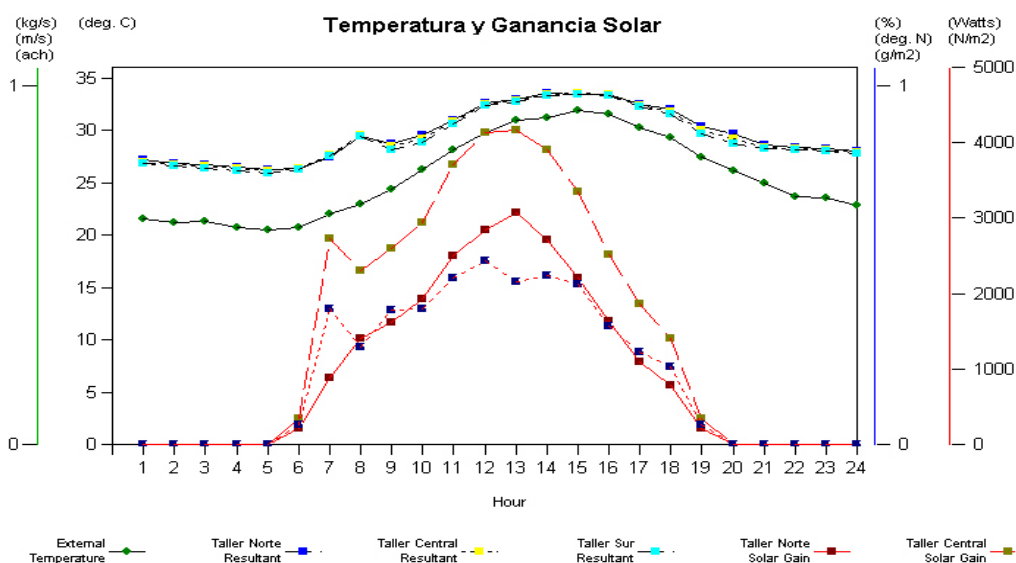


Fig. 4.10.- Temperatura y ganancia solar para la zona taller para el 3 de agosto con ventilación natural

4.4.1.3. Demanda Energética.

Por último se ha analizado la demanda energética en calefacción y refrigeración para las zonas climatizadas del edificio.

En la tabla y gráfica (Fig. 4.11) siguientes se recogen las demandas mensuales para calefacción, refrigeración, humidificación, deshumidificación, cargas internas y cargas solares, para la totalidad de las zonas climatizadas en el edificio.

Así mismo se especifican las cargas pico alcanzadas y el día y hora en las que fueron registradas.



Month	Heating (kWh)	Cooling (kWh)	Humidify (kWh)	Dehumidify (kWh)	Internal (kWh)	Solar (kWh)
1	1.201,83	3,83	0,00	0,00	2.493,37	376,09
2	711,91	6,52	0,00	0,00	2.216,33	353,65
3	471,84	20,24	0,00	0,00	2.493,37	407,40
4	178,93	101,01	0,00	0,00	2.308,67	355,13
5	35,35	651,85	0,00	0,00	2.493,37	320,61
6	2,03	1.563,61	0,00	0,00	2.401,02	288,93
7	0,00	2.571,69	0,00	3,14	2.401,02	309,87
8	0,00	2.697,35	0,00	0,00	2.493,37	357,74
9	0,00	1.974,61	0,00	0,00	2.308,67	411,34
10	15,11	1.030,02	0,00	0,00	2.493,37	445,92
11	216,98	126,08	0,00	0,00	2.401,02	413,21
12	823,72	5,05	0,00	0,00	2.401,02	370,61
Total	3.657,69	10.751,86	0,00	3,14	28.904,65	4.410,50
Peak	13,75	14,60	0,00	0,94	7,70	3,98
Day	365	218	0	200	1	23
Hour	8	14	0	13	9	12

Tabla 4.1.- Demanda energética mensual y cargas pico en calefacción y refrigeración.

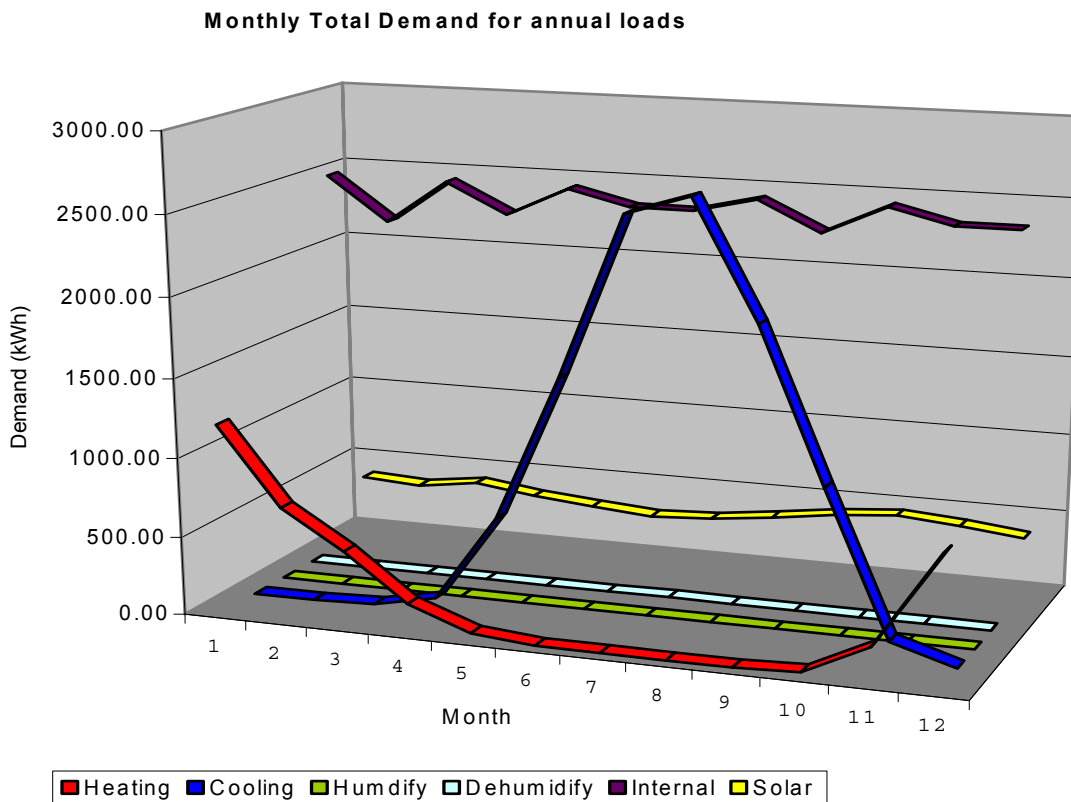


Fig. 4.11.- Demanda energética mensual en calefacción y refrigeración.



4.4.2. Resultados obtenidos para la cubierta de doble vertiente.

Para la alternativa de diseño de la cubierta de doble vertiente se ha seguido el mismo procedimiento de simulación que el efectuado para la cubierta en diente de sierra.

Los resultados obtenidos para este caso son muy similares a los conseguidos con la alternativa de diseño anterior y por tanto no se vuelven a recoger en este punto, aunque pueden ser consultados en el *ANEXO A* del presente proyecto.

5. MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN.

Para garantizar una alta productividad de la instalación, es esencial reducir los periodos de parada por avería o mal funcionamiento. Para ello son necesarias tanto la supervisión del usuario del sistema, como la asistencia de un servicio técnico.

En cualquier caso, las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red ofrecen muy pocos requerimientos de mantenimiento preventivo y, en general, son poco susceptibles a sucesos que provoquen la intervención de un mantenimiento correctivo. Sin embargo, es recomendable seguir el programa de mantenimiento detallado a continuación.

5.1. MANTENIMIENTO A CARGO DEL USUARIO.

El usuario de la instalación debería llevar a cabo las siguientes tareas de mantenimiento:

- Supervisión general
Corresponde a la simple observación de los equipos; esto consiste en comprobar periódicamente que todo esté funcionando. Para ello basta observar los indicadores de los inversores, con esa información se comprueba que el inversor recibe energía del campo solar y genera corriente alterna. La verificación periódica de las cifras de electricidad generada nos permitirá detectar bajadas imprevistas de producción, que serían síntoma de un mal funcionamiento. La producción solar final queda registrada en el contador de venta de electricidad que mensualmente hay que anotar para la emisión de la correspondiente factura. El balance mensual, aunque varía a lo largo del año, se mantiene en torno a un máximo y un mínimo que se debe conocer, por lo que se podrá detectar rápidamente una bajada no habitual de producción, lo cual indicaría, probablemente, una avería (o una perturbación periódica de la red).
- Limpieza
La limpieza incluye la eliminación de hierbas, ramas u objetos que proyecten sombras sobre las placas.
- Verificación visual del campo fotovoltaico.
Con el objetivo de comprobar eventuales problemas de las fijaciones de la estructura sobre el edificio, aflojamiento de tornillos en la misma, o entre ésta y las placas, aparición de zonas de oxidación, etc.



5.2. MANTENIMIENTO A CARGO DEL SERVICIO TÉCNICO.

El servicio técnico debería ser avisado por el usuario de la instalación cuando se detecte la bajada o para total de la producción eléctrica, así como la aparición de defectos en la estructura de fijación del campo solar. En estos casos se realizará un mantenimiento correctivo, que detecte el origen de la avería y la repare. Es igualmente importante efectuar un mantenimiento preventivo, mediante revisiones periódicas, en las que, como mínimo, se debería incluir:

- Comprobación de tensión e intensidad para cada serie de placas fotovoltaicas (todas las series deberían dar valores idénticos o muy similares). Se pueden detectar fallos en las placas, como diodos fundidos o problemas de cableado y conexiones.
- Verificación de la solidez de la estructura del campo solar, reapriete de tornillos, estado de la protección de los soportes metálicos y anclajes, etc.
- Caracterización de la onda, frecuencia y tensión de salida en corriente alterna del inversor.
- Comprobación de las protecciones, fusibles y diferenciales.
- Verificación de las conexiones del cableado en la caja de conexiones.



6. RESUMEN DEL PRESUPUESTO.

Para las dos alternativas de colocación de los módulos solares, es decir, integración y superposición arquitectónica, todas las partidas presupuestarias serán idénticas a excepción del capítulo 2 que hace referencia a la estructura soporte y elementos mecánicos y al Capítulo 3 de montaje y puesta en marcha.

Así mismo, para ambas alternativas de diseño: tejado de doble vertiente y tejado en diente de sierra, no se ha considerado el coste de aplicar los cerramientos necesarios de la cubierta en el caso de la integración arquitectónica. Es por esto que para las dos alternativas el presupuesto es equivalente:

Alternativa 1: Integración arquitectónica.

Cap.1	Paneles:	176.774,40 €
Cap.2	Estructura soporte y elementos mecánicos:	26.588,80 €
Cap.3	Inversor + protecciones + contadores:	48.880,00 €
Cap.4	Cableado y varios:	7.931,52 €
Cap.5	Montaje y puesta en marcha:	19.652,31 €
Cap.6	Ingeniería del Proyecto:	3.000,00 €
Presupuesto Ejecución:		282.827,03
16 % IVA		45.252,32
Presupuesto de Ejecución impuestos incluidos:		328.079,35 €

Hay que tener en cuenta que en la integración arquitectónica los paneles fotovoltaicos desarrollan una doble función, por un lado generan energía eléctrica y por otro actúan como elementos constructivos. En consecuencia, el uso de los paneles fotovoltaicos como cerramientos supondrá un ahorro en materiales si se tienen en consideración desde la fase de diseño del edificio.



Alternativa 2: Superposición arquitectónica.

Cap.1	Paneles:	176.774,40 €
Cap.2	Estructura soporte y elementos mecánicos:	16.132,00 €
Cap.3	Inversor + protecciones + contadores:	48.880,00 €
Cap.4	Cableado y varios:	7.931,52 €
Cap.5	Montaje y puesta en marcha:	13.737,60 €
Cap.6	Ingeniería del Proyecto:	3.000,00 €
Presupuesto Ejecución:		266.455,52
	16 % IVA	42.632,88
Presupuesto de Ejecución impuestos incluidos:		309.088,40 €



7. ANÁLISIS DE LA SOSTENIBILIDAD DE LA INSTALACIÓN.

7.1. IMPACTO ECONÓMICO.

7.1.1. Tarifa de venta de la energía generada.

El Real Decreto 436/2004 [13] establece “la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial”.

Concretamente, en el *Artículo 2.- Ámbito de aplicación*, apartado b), del citado Real Decreto, se tipifican las instalaciones solares fotovoltaicas sujetas a este régimen:

b) Categoría b): instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa, o cualquier tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario.

1.º Grupo b.1 Instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar. Dicho grupo se divide en dos subgrupos:

Subgrupo b.1.1 Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la solar fotovoltaica.

En el Artículo 33, del mismo RD, se establecen las Tarifas, primas e incentivos para instalaciones de la categoría v), grupo b.1: energía solar:

Artículo 33. Tarifas, primas e incentivos para instalaciones de la categoría b), grupo b.1: energía solar.

1. Instalaciones de energía solar fotovoltaica del subgrupo b.1.1 de no más de 100 kW de potencia instalada:

Tarifa: 575 por ciento durante los primeros 25 años desde su puesta en marcha y 460 por ciento a partir de entonces.

Para el 2006 la tarifa de referencia es de 7,6588 céntimos de euro/kWh, tal y como establece el Real Decreto 1556/2005 [14], de 23 de diciembre, por lo que para los 25 primeros años de operación de la instalación la tarifa de venta de la energía producida será de 44,0381 céntimos de €/kWh. De este modo, los ingresos anuales generados por el campo solar serán los que se recogen a continuación para cada una de las dos alternativas de diseño:



Para la cubierta de doble vertiente con un total de 432 paneles fotovoltaicos, tenemos:

	Irr. Neta (kWh/m²)	E. Generada (kWh)	Ingresos Venta €
Enero	74,7	3.141	1.383,24
Febrero	88,4	3.688	1.624,13
Marzo	135,3	5.630	2.479,35
Abril	144,4	5.940	2.615,86
Mayo	154,1	6.194	2.727,72
Junio	164,7	6.456	2.843,10
Julio	179,7	6.871	3.025,86
Agosto	171,5	6.623	2.916,64
Septiembre	147,9	5.836	2.570,06
Octubre	116,2	4.692	2.066,27
Noviembre	80,1	3.323	1.463,39
Diciembre	73,2	3.056	1.345,80
Total anual	1.530,1	61.449	27.060,97

Tabla 7.1.- Ingresos mensuales venta energía cubierta doble vertiente.

Para la cubierta en diente de sierra con un total de 432 paneles fotovoltaicos, tenemos:

	Irr. Neta (kWh/m²)	E. Generada (kWh)	Ingresos Venta €
Enero	55,3	2.291	1.008,91
Febrero	69,8	2.900	1.277,10
Marzo	123,0	5.119	2.254,31
Abril	137,7	5.664	2.494,32
Mayo	146,5	5.887	2.592,52
Junio	157,4	6.165	2.714,95
Julio	172,7	6.608	2.910,04
Agosto	164,3	6.352	2.797,30
Septiembre	139,3	5.500	2.422,10
Octubre	96,9	3.910	1.721,89
Noviembre	59,9	2.461	1.083,78
Diciembre	52,3	2.145	944,62
Total anual	1.375,0	55.004	24.222,72

Tabla 7.2.- Ingresos mensuales venta energía cubierta diente de sierra.



7.1.2. Balance económico y periodo de retorno de la inversión.

Los elementos que intervienen en el cálculo de la rentabilidad son los que siguen a continuación:

- *Inversión*: totalidad del coste de la instalación, incluido el proyecto y los trámites administrativos.
- *Subvenciones a la inversión*: cantidad total recibida en forma de ayudas o subvenciones a fondo perdido. En este caso se considerarán nula a efecto de estudiar el periodo de recuperación de la inversión más desfavorable.
- *Prima*: Cantidad cobrada anualmente en concepto de venta primada de la energía eléctrica de origen solar.
- *Generación eléctrica*: El total de la electricidad generada por la instalación solar, en función de la potencia de la instalación.
- *Costes de explotación*: conjunto de gastos que supone la gestión y explotación de la cubierta fotovoltaica. En este concepto se contemplan los siguientes gastos:
 - Emisión de facturas.
 - Elaboración de las liquidaciones de IVA.
 - Póliza del seguro de responsabilidad civil sobre el valor de la instalación.
 - Mantenimiento preventivo y correctivo.

En la tabla siguiente se adjunta la previsión de ingresos y gastos para la alternativa de cubierta de doble vertiente:

Coste de la Instalación (IVA no incluido)	266.455,52 €
Producción anual	61.449 kWh
Facturación anual	27.060,97 €
Gastos anuales	3.185,00 €
Facturación neta anual	23.875,97

Tabla 7.3.-Balance económico para la cubierta de doble vertiente.



A continuación se adjunta la previsión de ingresos y gastos para la alternativa de cubierta en diente de sierra:

Coste de la Instalación (IVA no incluido)	266.455,52 €
Producción anual	55.004 kWh
Facturación anual	24.222,72€
Gastos anuales	3.185,00 €
Facturación neta anual	21.037,72

Tabla 7.4.-Balance económico y periodo de amortización para la cubierta en diente de sierra.

7.1.2.1. Periodo de retorno de la inversión.

A continuación se calcula, para cada una de las dos alternativas de diseño, el periodo de retorno de la inversión de la instalación solar fotovoltaica propuesta, siguiendo la fórmula siguiente:

$$\text{Periodo de retorno de la inversión (años):} \quad \Rightarrow \quad T = \frac{I}{E - M} \quad (\text{Ec. 7.1})$$

Siendo:

T = tiempo de recuperación de la inversión (años)

I = inversión total del proyecto.

E = Beneficio anual conseguido mediante la venta de la energía producido.

M = costes anuales de mantenimiento y explotación de la instalación (costes financieros y de amortización no incluidos).

De este modo obtenemos:

- Para la cubierta de doble vertiente: T = 11 años.
- Para la cubierta en "diente de sierra" T = 13 años.

7.2. IMPACTO AMBIENTAL.

Además del punto de vista económico, las instalaciones solares fotovoltaicas se están implantando sobre todo por consideraciones ecológicas. El balance desde este punto de vista es totalmente favorable, tanto en reducción de emisiones contaminantes, como en el balance energético.

Todos los kWh generados con un sistema fotovoltaico equivalen a un ahorro de energía generada con otras fuentes de energía, con toda probabilidad con mayor o menor grado de poder contaminante, lo que conlleva, por lo tanto, a una reducción de emisiones.

Una de las fuentes de contaminación más importantes son los gases de efecto invernadero, ya que inciden gravemente en el cambio climático de la Tierra. El gas más significativo entre éstos es el CO₂, generado en toda combustión de materiales carbonados.

Para calcular el ahorro de CO₂ obtenido gracias a la generación eléctrica "limpia" de un sistema fotovoltaico, podemos utilizar la emisión media por unidad de electricidad generada en España que para el 2004 se cifra en 0,464 kg de CO₂ por kWh eléctrico generado [15]. Asimismo, existen otras emisiones nocivas como el dióxido de azufre (SO₂) o de nitrógeno (NO_x) sobre las que podemos asumir las siguientes equivalencias:

- 16,52 t SO₂ / GWh
- 5,83 t NO_x / GWh

En conclusión, para la cubierta solar fotovoltaica conectada a la red eléctrica objeto del presente proyecto, el ahorro total de emisiones contaminantes es el que se resume en la tabla siguiente.

Producción anual: 61.449 kWh	
Ahorro de emisiones	
CO ₂	28.512 kg
SO ₂	1.015 kg
NO _x	358 kg

Tabla 8.2.- Beneficios ambientales de la instalación fotovoltaica



En cuanto a los impactos ambientales ocasionados por la implantación de un sistema solar fotovoltaico, se considera que el impacto principal se produce en las operaciones extractivas de las materias primas, ya que aunque la mayoría de las células fotovoltaicas se fabrican con silicio, material obtenido a partir de la arena y por tanto muy abundante en la naturaleza, es necesario transformarlo con consumo de energía hasta conseguir silicio de grado solar.

En la fase de uso las cargas ambientales son despreciables, y en la fase de eliminación, después de la vida útil, pueden establecerse vías claras de reutilización o retirada. El efecto Visual sobre el paisaje es el principal impacto en la fase de uso, siendo susceptible de ser reducido gracias a la integración arquitectónica, como es el caso del presente proyecto.

En el medio físico y biótico no existen afecciones importantes ni sobre la calidad del aire ni sobre los suelos, flora y fauna, no provocándose ruidos ni afectándose tampoco a la hidrología existente.

7.3. IMPACTO SOCIAL.

La energía solar fotovoltaica ofrece la oportunidad, a un coste razonable, de emplear una energía renovable en el ámbito urbano generando una electricidad respetuosa con el medio ambiente. Un sistema fotovoltaico por lo tanto, ayuda a sensibilizar hacia el ahorro energético, además de constituir un elemento diferenciador en los proyectos arquitectónicos y urbanísticos.

Es decir, con la instalación de un sistema fotovoltaico integrado arquitectónicamente en un edificio urbano no solo logramos dar una novedosa y mejor imagen al edificio, sino que también conseguimos mejorar el estatus social del mismo.



8. NORMATIVA APLICABLE.

- *Real Decreto 1663/2000*, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- *UNE EN 61215:1997* “Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Cualificación del diseño y aprobación tipo”.
- *Ley 54/1997*, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- *Real Decreto 436/2004*, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- *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 las 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 842/2002* de 2 de agosto por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- *Real Decreto 1433/2002* de 27 de diciembre, por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores y centrales de producción en Régimen Especial.



9. CONCLUSIONES.

Durante el desarrollo de este proyecto se han tratado diferentes aspectos relativos a la integración de sistemas fotovoltaicos en edificios. Concretamente se han analizado aspectos tecnológicos, medioambientales, económicos y normativos de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red y se ha podido constatar que la energía solar fotovoltaica ofrece la oportunidad, a un coste razonable, de emplear una energía renovable en el ámbito urbano generando una electricidad respetuosa con el medio ambiente.

Las posibilidades de integración de esta tecnología en un edificio urbano son muy diversas y hoy en día existen múltiples opciones arquitectónicas posibles, así como gran variedad de acabados, por lo que el módulo solar fotovoltaico deja de tener una función puramente energética para convertirse en un elemento constructivo de gran valor estético. En este proyecto se ha analizado la opción de integrar el sistema fotovoltaico en la cubierta de un edificio industrial atendiendo a dos tipologías de diseño diferenciadas: la cubierta en diente de sierra y la cubierta de doble vertiente. Así mismo se ha estudiado la posibilidad de superponer los módulos fotovoltaicos sobre la cubierta existente o bien utilizar los módulos como elementos constructivos de la misma.

De las diversas opciones estudiadas concluimos que el diseño de la cubierta en doble vertiente permite un mayor aprovechamiento del campo solar, debido a que no hemos de contabilizar pérdidas en el rendimiento de la instalación debido a proyecciones de sombras sobre los módulos fotovoltaicos.

Por otro lado, existen otros factores que nos hacen decantarnos por el diseño de la cubierta en diente de sierra. En primer lugar, este diseño resulta estéticamente más atractivo y permite incrementar la entrada de luz natural en las dependencias interiores del edificio. En segundo lugar, el hecho de disponer de ventanas operables en la cubierta, nos permite llevar a cabo una ventilación cruzada en la zona taller mediante la apertura simultánea de las ventanas y las puertas de acceso al taller. Este hecho resulta vital durante los meses de verano porque tal y como se ha comentado a lo largo del proyecto, en la zona taller se llegan a alcanzar temperaturas muy elevadas que consiguen reducirse mediante la aplicación de ventilación.

Es decir, en el desarrollo de este proyecto no ha primado únicamente la maximización de la producción energética sino que en todo momento se ha pretendido situar el edificio dentro de un



marco de sostenibilidad, intentando conseguir una situación de confort térmico en su interior con la mínima demanda energética posible en calefacción y refrigeración.

Como conclusión cabe decir que a pesar del elevado coste inicial de la solución propuesta, hay que mencionar que es un buen momento para invertir en una instalación fotovoltaica conectada a la red, ya que desde la aprobación del Real Decreto 436/2004, el gobierno bonifica el kWh vendido pagándolo al 575% del coste de compra para instalaciones cuya potencia instalada sea inferior a 100 kWp. Así mismo, la Ley actual obliga a bonificar la energía eléctrica producida durante los primeros 25 años de vida de la instalación, con lo cual el periodo de amortización de la inversión se reduce considerablemente y se pueden llegar a obtener beneficios económicos en el futuro.



10. AGRADECIMIENTOS.

La realización de este proyecto ha contado con la colaboración de muchas personas que de una u otra manera han ayudado a alcanzar el resultado final. Quiero agradecer de forma especial a Pere Alavedra, tutor de este proyecto, por toda su dedicación, paciencia y comprensión a lo largo de todo el proceso de creación del proyecto.

Este proyecto, tampoco habría sido posible sin la colaboración de todo el Departamento de Ingeniería de la Construcción: profesores, doctorandos y becarios. Gracias a todos ellos por poner a mi alcance todos los medios técnicos necesarios y facilitarme tanto el trabajo. Especialmente al doctorando Mauricio Carvalho por su ayuda en materia de simulación.

Agradecimientos también por el soporte técnico ofrecido a Carla Planas de Grupo JG, por poner a mi alcance la herramienta informática TAS y orientarme en todo lo referente a la simulación térmica y energética.

Gracias a Javier Gordillo, a mi familia y amigos por su apoyo y comprensión a lo largo del tiempo que he estado trabajando en este proyecto. Gracias a todos aquellos que en mayor o menor medida han vivido de cerca la elaboración de este proyecto y han ayudado a que sea posible.



11. BIBLIOGRAFÍA.

11.1. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

- [1] **ASIF**(Asociación de la Industria Fotovoltaica). *Informe ASIF:“ Hacia una electricidad respetuosa con el medio ambiente”*. Octubre 2005.
- [2] **SERVEI METEOROLÒGIC DE CATALUNYA (METEOCAT)**. “*Anuari dades meteorològiques de Catalunya 2003*”.
- [3] **E. ALCOR**. *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Ed. Progensa 2002.
- [4] **ICAEN**. *Atlas de Radiació Solar a Catalunya*. Edició 2000.
- [5] **ICAEN**. *Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red*. Octubre 2002.
- [6] RD 1663 de 29 de Septiembre de 2000, sobre conexión de redes fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- [7] **SPUTNIK ENGINEERING AG**. *MAXDESIGN V.2.2*. Herramienta de dimensionado de los inversores, creada por el fabricante de los inversores. Biel, Switzerland, 2005.
- [8] www.xarxasolar.net, web de la Red de campos solares instalados y monitorizados por TFM, s.a.
- [9] **DR. ANDRÉ MERMOUD**. *PVSIST V.3.4*. Herramienta de diseño y simulación de proyectos solares fotovoltaicos. Desarrollada por la Universidad de Ginebra, julio 2005.
- [10] **TAS** (*Thermic Analysis Simulator*) de EDSL (Environmental Design Solutions Limited). Versión 9.0.5. Aplicación de simulación por ordenador.
- [11] **ASHRAE HANDBOOK** Fundamentals SI Edition 1993. American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Inc. 1791 Tullie Circle, N.E., Atlanta, GA 30329. 404-636-8400.



- [12] **RITE** (Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios). ITE-02. Diseño.
- [13] RD 436 de 12 de Marzo de 2.004, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de generación de energía eléctrica en régimen especial.
- [14] RD 1556-2005 de 23 de diciembre sobre tarifa eléctrica para 2006.
- [15] **CENEAM**. "Estimación de gases con efecto invernadero. Año 2004"

11.2. BIBLIOGRAFÍA COMPLEMENTARIA.

- **IDAE**. *Plan de Energías Renovables en España 2005-2010*. Agosto 2005.
- **SEBA** (SERVICIOS ENERGÉTICOS BÁSICOS AUTÓNOMOS). *Tejados Fotovoltaicos: Energía solar conectada a la red eléctrica*. Ed. Progensa, 2004.
- **M. TOBAJAS VÁZQUEZ**. *Energía Solar Fotovoltaica*. Ed. Ceysa, 2002.
- **M. CASTRO GIL**. *Energía Solar Fotovoltaica*. Monografías Técnicas de Energías Renovables, vol.7. Ed. Progensa, 2000.
- **ERA SOLAR** (Revista bimestral). S.A.P.T. PUBLICACIONES TÉCNICAS, S.L. nº 122 – 130.
- **PATRINA EIFFERT, Ph.D.** *Building-Integrated Photovoltaic Designs for commercial and Institutional Structures*. U.S. Department of Energy. Office of Scientific and Technical Information.
- **J. CLAESSENS**. *Active Solar Heating and Photovoltaics*. Technology module 5. Architecture et climat.
- **A. MITJÀ**. *Curs de formació Energia Solar Fotovoltaica*. Institut Català d'Energia. Marzo 2002.



- **SABRI M. SHERIF.** *Electricity from Photovoltaics.* Department of Mechanical Engineering. Faculty of engineering. University of Strathclyde. 2003.

Páginas web:

- www.idae.es
- www.censolar.es
- www.isofoton.es
- www.asif.org
- www.icaen.net

