



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

Curso Académico:

“Quiero expresar mi agradecimiento al profesor Miguel Hervás y al personal administrativo del instituto Serpis por el acceso a los datos técnicos sobre los que se ha planteado este proyecto, así como al profesor Emilio Figueres por su ayuda y tutoría durante la realización del mismo”

RESUMEN

El presente trabajo se centra en el diseño de una instalación fotovoltaica de 50kW interconectada en el instituto de educación secundaria Serpis de Valencia. Se realiza un análisis de la tecnología existente en la industria fotovoltaica y una selección de los equipos para la instalación según factores técnico-económicos. Por último, se realiza un presupuesto y análisis de viabilidad económica.

Palabras clave: energía fotovoltaica, instalación, módulo, autoconsumo, inversor, conexión a red, corriente continua, corriente alterna.

RESUM

El present treball es centra en el disseny d'una instal·lació fotovoltaica de 50kW interconnectada en el institut d'educació secundària Serpis de Valencia. Es realitza un anàlisi de la tecnologia existent a l'indústria fotovoltaica y una selecció dels equips necessaris per a d'instal·lació segons factors tecnicoeconòmics. Per últim, es realitza un pressupost y anàlisi de viabilitat econòmica.

Paraules clau: energia fotovoltaica, instal·lació, mòdul, autoconsum, inversor, connexió a ret, corrent continua, corrent alterna.

ABSTRACT

The aim of this document is to design a 50kW interconnected photovoltaics system at the Serpis Institute of secondary education of Valencia. An analysis of the existent technology in photovoltaic industry has been made, in order to select the necessary equipment according to technical and economical features. Finally, an economical estimation and feasibility study has been performed.

Keywords: photovoltaic energy, installation, module, consumption, inverter, network connection, direct current, alternating current.

INDICE:

1. INTRODUCCIÓN.....	7
1.1. Energía solar y el efecto fotoeléctrico.....	7
1.2. Células y paneles fotovoltaicos.....	8
1.3. Instalaciones fotovoltaicas.....	9
2. OBJETIVOS.....	12
3. MEMORIA	13
3.1. Descripción de la instalación.....	13
3.2. Situación y emplazamiento de la instalación.....	14
3.3. Elemento de la instalación solar fotovoltaica.....	16
3.3.1.Módulo fotovoltaico.....	16
3.3.2.Inversor.....	18
3.3.3.Estructura de soporte.....	20
3.4. Cableado y tubos de protección.....	20
3.5. Armarios de corriente continua.....	22
3.6. Armario de corriente alterna.....	23
3.7. Elementos de protección y seguridad.....	24
3.8. Puesta a tierra.....	25
3.9. Contadores.....	26
3.10. Producción anual esperada.....	27
4. CÁLCULOS.....	29
4.1. Dimensionado e la instalación fotovoltaica.....	29
4.2. Dimensionado del generador.....	30
4.3. Conexión de los módulos.....	31
4.3.1.Módulos en serie.....	32
4.3.2.Módulos en paralelo.....	33
4.4. Dimensionado del inversor.....	35
4.5. Dimensionado estructura de soporte.....	38
4.5.1.1. Orientación e inclinación.....	38
4.5.1.2. Sombreados, reducción por pérdidas.....	40
4.6. Dimensionado del cableado.....	44

4.6.1.Cableado entre módulos y caja de conexiones.....	45
4.6.2.Cableado entre cajas de conexiones e inversor.....	47
4.6.3.Cableado entre el inversor y el armario general de CA.....	48
4.6.4.Cableado entre el armario General de CA y el cuadro de conexión.....	50
4.7. Dimensionado de los tubos.....	52
4.8. Dimensionado de las protecciones.....	53
4.8.1.Protecciones de CC.....	53
4.8.2.Protecciones de AC.....	54
5. Presupuesto.....	56
6. Estudio de viabilidad.....	59
7. CONCLUSIONES.....	64
8. PLANOS.....	65
9. BIBLIOGRAFÍA.....	66

1. Introducción

1.1. Energía solar y el efecto fotoeléctrico

El Sol es una fuente de energía extremadamente potente que irradia energía procedente de las reacciones nucleares de fusión que se producen en su núcleo. La superficie del astro se encuentra a una temperatura de 5500°C, emitiendo una enorme cantidad de energía al exterior en forma de radiación electromagnética. La tierra recibe en el exterior de su atmósfera una potencia total de 1353 W/m² medida sobre una superficie perpendicular.

La radiación emitida comprende toda la gama del espectro electromagnético, desde los rayos gamma hasta las ondas de radio. Pero debido al efecto de la capa más externa de la estrella, el flujo de energía emitida por el sol corresponde a la de un cuerpo a una temperatura aproximada de 6000K. Si examinamos el espectro representado en la figura 1.1, observamos que la mayor parte de la energía emitida por el sol se encuentra en la parte visible, representando el 47 % del total. Es cierto que las radiaciones ultravioleta son muy energéticas pero también poco abundantes, representando el 7% del total. Al contrario ocurre con las infrarrojas, que aunque representando el 46% del total pero son mucho menos energéticas que las anteriores. Sin embargo, al entrar en la atmósfera se produce una disminución de la radiación incidente en la corteza terrestre recibiendo tan solo 1000W/m².

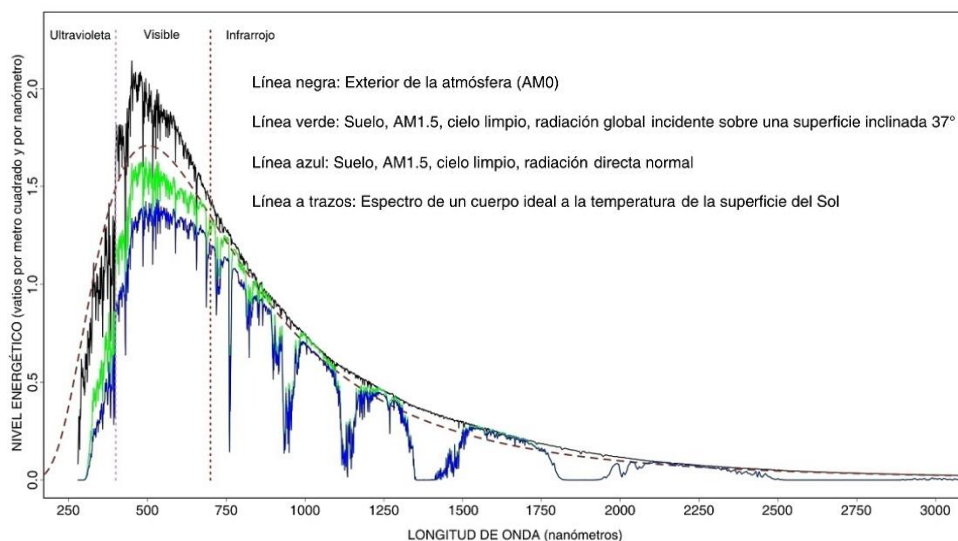


Figura 1.1: Espectro solar medido bajo tres masas de aire distintas. [1]

Si tenemos en cuenta el carácter aleatorio de la presencia de días claros y nublosos a lo largo del año, nos percatamos de que es imprescindible obtener datos estadísticos fiables de las diferentes irradiaciones de cada época del año y en cada ubicación posible para realizar una instalación solar.

1.2. Células paneles fotovoltaicos

Los efectos fotoeléctricos tienen sus primeras observaciones a principios el siglo XIX, cuando fue descrito por primera vez por Becquerel en 1839. Los trabajos en el efecto fotovoltaico llevaron a Chapin, Fueller y Pearson a desarrollar en 1954, en los laboratorios Bell, la primera célula solar capaz de convertir radiación solar en energía eléctrica.

La física que rige el funcionamiento de las células fotovoltaicas se basa en crear diferencias de potencial en el interior del material basadas en el potencial de contacto y en la afinidad eléctrica para la creación de campos eléctricos.

Así pues, las células convencionales están constituidas por dos regiones dispuestas una sobre la otra, la denominada n , la cual ha sido dopada (impurificada) con átomos de fósforo en la estructura cristalina de silicio, y la región p , dopada en este caso con boro. Se consigue crear una diferencia de potencial V_c entre las capas $p-n$ debido a que el fósforo tiene un electrón más de valencia que el silicio y el boro uno menos. Consecuentemente, el campo eléctrico dirigido de la zona n hacia la p tiende a enviar los electrones hacia la zona n y los huecos hacia la p . Cuando inciden fotones sobre la capa superior de la célula, algunos enlaces se rompen, generando pares electrón-hueco. Si esta generación supera la longitud de difusión, por el fuerte campo eléctrico existente en la unión se moverán los electrones hacia la zona n y el hueco hacia el p , dando lugar a una corriente eléctrica.

La materia base de las células son materiales semiconductores, existiendo una amplia gama de composiciones y estructuras entre los que destacan el arseniuro de galio, sulfuro de cadmio/ sulfuro de cobre, bifaciales, silicio amorfo, silicio monocristalino, silicio policristalino, y células de capa delgada de $\text{CuInSe}_2/\text{CdS}$ o CdTe/CdS entre otros. De entre ellas, para las instalaciones fotovoltaicas destinadas al autoconsumo, las que mayor aceptación tienen son las de silicio monocristalino y policristalino.

Las células de silicio monocristalino son las más utilizadas en la actualidad debido a la gran industria ya establecida en este mercado. La materia prima empleada es principalmente el óxido de sílice, el cual hay que purificar en mediante un complejo para obtener concentraciones del 99.9999. A este silicio puro conocido de grado electrónico hay que fundirlo a una temperatura de 1400°C con impurezas de boro. Posteriormente mediante una varilla con un germen de silicio en el extremo se consigue extraer lingotes de silicio sólido de la masa fundida. Una vez que se obtiene el bloque se silicio se trocea en finas obleas que posteriormente se transformarán en células solares. Este método de fabricación resulta caro y costoso, sin embargo se alcanzan altos rendimientos, del orden del 16% al 21%.

Sin embargo, las células de células fotovoltaicas de silicio policristalino están fabricadas mediante otro proceso productivo en el que los costes no son tan elevados. Sin embargo, también es cierto que esto repercute notablemente en un menor rendimiento encontrándonos en un rango de entre el 13% al 16%.

Para la formación de módulos fotovoltaicos se agrupan entre 20 y 60 de estas células y se conectan de forma óptima entre ellas para su integración en el sistema. De esta forma se suelen clasificar en función de la tensión de salida de 6V, 12V y 24V o bien de la potencia nominal del panel, aproximadamente entre los 10W a los 300W. Todo ello se encuentra debidamente encapsulado y protegido de los agentes exteriores que sino oxidarían los elementos electrónicos dejándolos inservibles, como podemos observar en la figura 1.2.

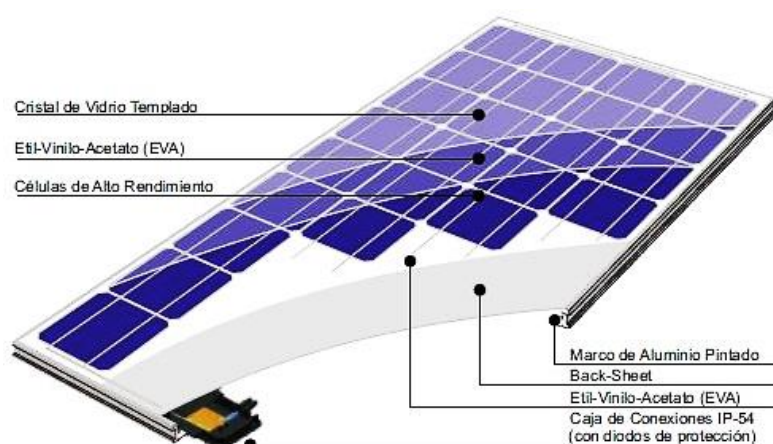


Figura 1.2: Módulo fotovoltaico [2]

1.3. Instalaciones fotovoltaicas

Como se ha visto, los módulos fotovoltaicos tienen una potencia que oscila entre los 10W y 300W. Sin embargo, un gran número de aplicaciones requieren mayores potencias por lo que se hace imprescindible tener que conectar varios de estos paneles para poder satisfacer las necesidades de la instalación. El caso más habitual consiste en una instalación cuyas necesidades energéticas pueden extenderse a lo largo de las 24h del día, por lo que se hace indispensable desarrollar algún sistema para poder proporcionar suministro eléctrico sin interrupciones. En función de la solución tomada para satisfacer este requerimiento, se pueden clasificar las instalaciones fotovoltaicas genéricamente en dos categorías:

- Instalaciones o sistemas autónomos de la red eléctrica
- Instalaciones o sistemas conectados a red eléctrica

Instalaciones o sistemas autónomos de la red eléctrica

La energía eléctrica producida se utiliza para pequeños consumos, situados en el mismo lugar de la instalación o en las cercanías. De entre sus aplicaciones principales podemos encontrar: suplir con energía eléctrica a viviendas alejadas de la red eléctrica, aplicaciones agrícolas y ganaderas, señalización y comunicación, iluminación pública de calles o sistemas de depuración de aguas entre otras.

En estas aplicaciones, con el objetivo de disponer de electricidad durante la noche o periodos de poca insolación, se hace imprescindible recurrir a un sistema de acumulador de energía generalmente mediante baterías con el correspondiente regulador de carga. Estos sistemas deben dimensionarse para satisfacer la totalidad de la demanda energética, a menos que se disponga de un sistema de apoyo, como un grupo electrógeno. En la figura 1.3 podemos observar un esquema básico de instalación autónoma o aislada.

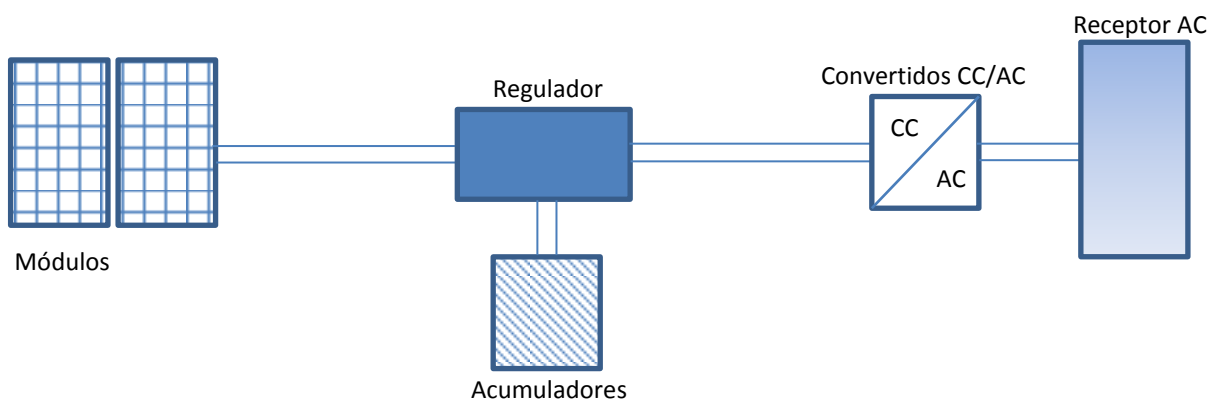


Figura 1.3: Esquema de conexión aislada

Instalaciones o sistemas conectados a red eléctrica

En éstos, la fracción o la totalidad de la energía producida se entrega a la red eléctrica. La diferencia entre la energía eléctrica entregada por la instalación fotovoltaica es facturada a un precio reglamentariamente establecido por la administración, o bien pactado con la compañía, y supone un ingreso económico. En cambio que la energía eléctrica consumida por el resto de las instalaciones debe comprarse a la compañía distribuidora al precio marcado. En estas instalaciones no es imprescindible vincular el dimensionado de la instalación al consumo estimado puesto que la conexión a la red sigue estando presente, pudiéndose hacer uso de ella en cualquier momento, independientemente de la producción de la instalación fotovoltaica.

Una instalación fotovoltaica conectada a red precisa de un menor número de componentes debido fundamentalmente a que no precisa de un sistema externo de almacenamiento, ni en consecuencia de un regulador. En efecto, en estas instalaciones la energía eléctrica generada por los paneles fotovoltaicos pasa directamente al inversor, que la transforma y la entrega (tras pasar por los elementos de medida y protección) como corriente alterna a la red.

Se distinguen dos aplicaciones principales:

- Centrales fotovoltaicas: En las que toda la energía eléctrica se inyecta a la red
- Sistemas integrados en los edificios: Donde la energía producida satisface una parte de la demanda eléctrica del edificio en las horas de gran consumo y la energía sobrante en las horas de menor consumo se vende a la red eléctrica. El objetivo buscado que se persigue en las instalaciones en los edificios es el aprovechamiento de las posibilidades arquitectónicas que ofrecen los tejados y fachadas para instalar captadores fotovoltaicos y reducir la compra de energía eléctrica a las redes convencionales.

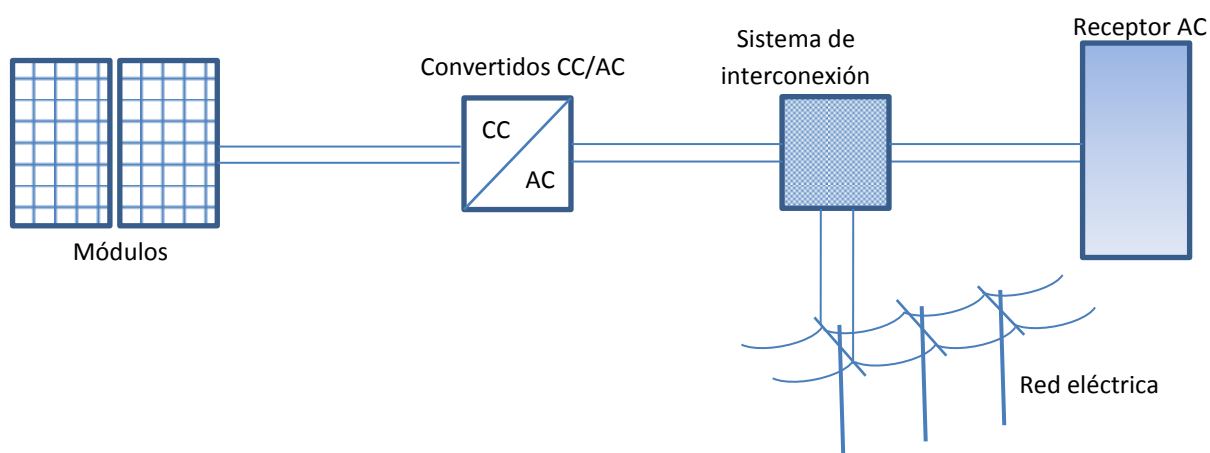


Figura 1.4: Esquema de conexión a red

2. OBJETIVOS

El objetivo de este Trabajo Final de Grado es el diseño de una instalación fotovoltaica interconectada de 50kW ubicada en la cubierta del instituto de educación secundaria Serpis de Valencia. También la realización de un estudio técnico-económico para analizar la viabilidad y rentabilidad del proyecto diseñado. Con todo ello se pretende reducir la dependencia energética de la institución pública, consiguiendo un cierto grado de autoabastecimiento y reducir el impacto ambiental que tiene en el medio ambiente el uso de energía proveniente de energías fósiles sustituyéndolas por energías limpias.

Los objetivos específicos a desarrollar:

- Estimación de las necesidades energéticas en función del consumo habitual.
- Determinación de la potencia máxima teórica en función de la superficie disponible.
- Análisis de costes.
- Análisis de viabilidad económica.

3. MEMORIA

3.1. Descripción de la instalación

El proyecto realizado tiene por objetivo la instalación de un sistema fotovoltaico de 50kW de potencia nominal conectada a la red de BT en el instituto de educación secundaria Serpis de Valencia. Su misión es satisfacer parte de la demanda generada en el edificio y contribuir a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero asociados al consumo eléctrico de la red y, así, minimizar la huella de carbono de la institución.

El colegio está formado por dos grandes pabellones rectangulares, ambos candidatos a situar la instalación fotovoltaica. Sin embargo, se ha seleccionado el edificio norte para su ubicación, ya que presenta menores pérdidas de sombras producidas por edificios colindantes y tiene un espacio disponible de 850 m² para el despliegue de los paneles.

La instalación fotovoltaica está compuesta por 228 módulos del modelo JKM260P de 260 W de potencia nominal, constituyendo todos ellos una instalación de 59,28 kWp. Los módulos estarán dispuestos en 12 ramas conectadas en paralelo, formadas cada una por 19 paneles acoplados en serie, y todos ellos controlados por un inversor trifásico modelo Ingecom Sun 50 kW que inyectará corriente alterna a 50Hz en la red de baja tensión (230/400V). Con ello se pretende obtener una producción eléctrica de 80 MWh/año que será aprovechada por las instalaciones del instituto.

Respecto al ahorro económico, se cubrirá mensualmente un porcentaje variable del consumo eléctrico. La amortización del sistema dependerá del marco legislativo en el que se encuentre a lo largo de su vida útil, ya que por la experiencia de los últimos años hemos podido comprobar que se trata de un sector muy volátil y sujeto a las modificaciones de las retribuciones. Así pues, no se puede afirmar su rentabilidad económica sin margen de error.

3.2. Situación y emplazamiento de la instalación

La instalación solar fotovoltaica se situará en Valencia, España. El instituto de educación secundaria Serpis se localiza en la calle José María de Haro, 63, en las proximidades de la Universitat Politècnica de València. El emplazamiento tiene coordenadas de Lat 39°28'50'', Long 00°21'59' W y una altitud de 11m sobre el nivel del mar. El centro educativo tiene una orientación de 20° W. En la figura 3.1 podemos observar la localización de la instalación.



Figura 3.1: Localización de la instalación [3]

El centro cuenta con una superficie útil total para el aprovechamiento solar en la cubierta de 1900 m² distribuida principalmente en dos grandes pabellones rectangulares. Ambos podrían ser válidos para instalar los generadores fotovoltaicos, sin embargo el edificio sur es más susceptible de tener mayores pérdidas por sombreado de obstáculos cercanos. Por ello se ha decidido situarlo en el pabellón norte, no estando por ello exento de sombras, por lo que se deberá realizar un estudio acerca de en qué medida afectan a la producción. Se puede observar en la figura 3.2 la zona de proyección de la instalación



Figura 3.2: Ubicación de la instalación [3]

Así pues, se ha necesitado determinar las dimensiones y localización de los edificios respecto a la ubicación de nuestro edificio de estudio. Para ello se ha empleado un medidor láser de gran precisión para poder determinar la localización exacta de los obstáculos y calcular las pérdidas de sombreado de forma rigurosa.

Una vez determinados los parámetros geométricos de los obstáculos se debe determinar la orientación e inclinación de los módulos. Estarán orientados al sur para su mayor aprovechamiento solar ya que nos encontramos en el hemisferio norte, y con una inclinación de 38° respecto a la horizontal, ángulo óptimo que maximiza la producción eléctrica anual.

Finalmente, una vez realizada la simulación, obtenemos como resultado unas pérdidas anuales totales por elementos de sombra del 6,8% respecto al total de la radiación total incidente, estando dentro de los límites aceptados por el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red PCT-C-REV – julio 2011.

3.3. Elementos de la instalación fotovoltaica

3.3.1. Módulo fotovoltaico

La elección del módulo fotovoltaico puede estar regida por varios criterios, de entre los cuales se ha seguido el siguiente razonamiento para su elección:

En primer lugar, el factor limitante que determina la selección del panel es el número de paneles máximo que es posible instalar en la cubierta en función de la superficie útil disponible. En nuestro caso se dispone de una superficie disponible para la instalación de módulos de 850 m². Teniendo en cuenta su geometría y el espacio mínimo que hay que disponer entre una fila y otra de módulos para evitar sombreados, se ha determinado que el máximo número de paneles que son posibles instalar es 250 módulos. Así pues, teniendo como objetivo una potencia nominal cercana a 60kWp, necesitábamos módulos de al menos 240W para instalar el número máximo de paneles. De este modo podemos obtener una primera aproximación de las dimensiones de la instalación.

El siguiente criterio a tener en cuenta es la tecnología a emplear en función de la aplicación. En la actualidad existen principalmente dos tipos diferentes de células fotovoltaicas. En primer lugar nos encontramos células de silicio monocristalino, la cual se caracteriza por una alta eficiencia de conversión eléctrica, llegando a rendimientos que rondan del 16% al 21% algunos fabricantes, y con una vida útil que supera los 25 años. Sin embargo, esta tecnología tiene un alto coste. Por otro lado, nos encontramos las células de silicio policristalino, cuyo rendimiento es menor, encontrándose entre un 13% a un 16% en función del fabricante con la ventaja de un coste menor.

Puesto que la superficie disponible no es un factor limitante en nuestra instalación, nos inclinamos a seleccionar un módulo policristalino, ya que a pesar de que será necesario instalar más unidades debido a su menor eficiencia, el coste total será más reducido, contribuyendo a recuperar la inversión en un plazo de tiempo menor.

Una vez conocido este valor aproximado, existe una gran oferta de módulos de parámetros técnicos similares. Así pues, el siguiente criterio a escoger ya no es tan determinante, puesto que la elección del módulo puede estar influenciada por la confianza de cierto fabricante, fiabilidad, o ya cuestiones que nada tienen que ver con características técnicas. Por consiguiente, obviando cualquier otro factor no económico, se ha elegido un módulo de gama media de precio asequible. Así pues se ha seleccionado el modelo JKM260P del fabricante JINKO, aunque sería válido otro de características técnicas equivalentes.

Tabla 3.1: Características eléctricas del módulo JKM260P [4]

Datos eléctricos (stc)	valor	Unidad de medida
potencia nominal	260	W
Tensión punto de máxima potencia	31,1	V
Tensión en circuito abierto	38,1	V
Corriente en el punto de máxima potencia	8,37	A
Corriente de cortocircuito	8,98	A
Coefficiente de rendimiento del módulo	15,89	%
Tensión de sistema máxima admisible	1000	V _{cc}
Corriente inversa máxima	15	A
Rango de temperaturas	-40, +90	°C
coeficiente de temperatura	-0,41	%/°C
coeficiente de temperatura	-0,31	%/°C
coeficiente de temperatura	0,06	%/°C

Dicho módulo está compuesto por 60 células de silicio policristalino de dimensiones (156x156mm) con un rendimiento global del 15,89 %. Además, el fabricante garantiza una potencia del 90% a los 12 años y del 80 a los 25, con una degradación lineal como podemos observar en la figura 3.3.

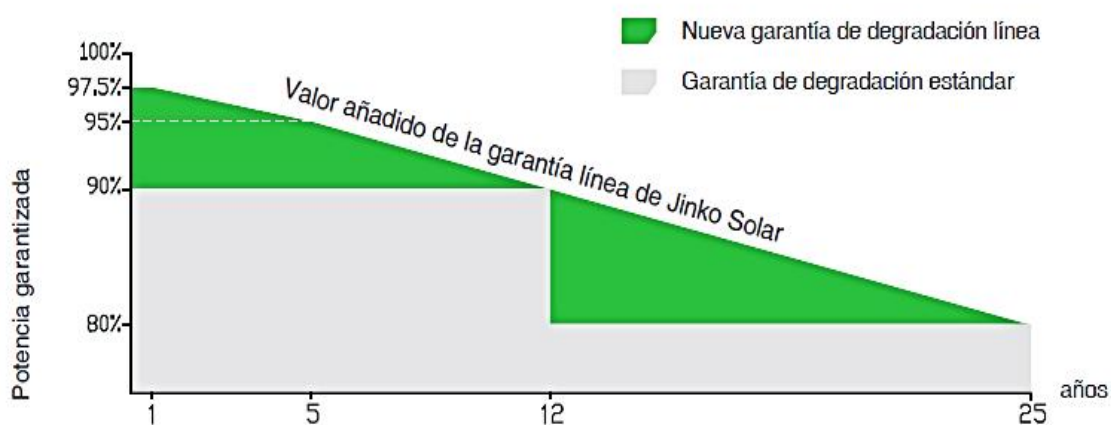


Figura 3.3: Reducción del rendimiento del módulo fotovoltaico JKM260P [4]

El fabricante también facilita la variación de la potencia entregada por el módulo fotovoltaico en función de la irradiación que recibe el panel, representada en la figura 3.4 .

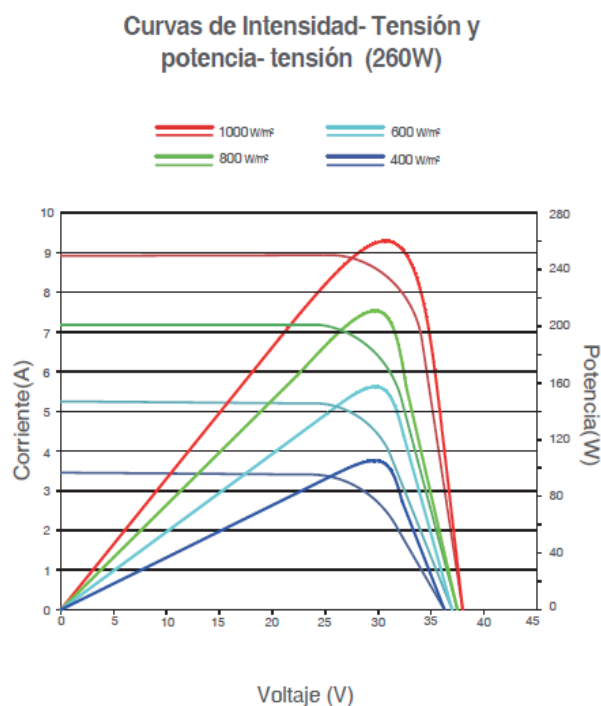


Figura 3.4: Potencia de salida del módulo en función de la irradiación [4]

3.3.2. Inversor

El inversor es el elemento encargado de convertir la corriente continua producida por los paneles en corriente alterna de la misma frecuencia de red (50Hz), además de inyectarla de forma sincronizada. Por otra parte, se encarga de modificar los parámetros eléctricos de intensidad y tensión de los módulos para poder extraer de ellos la máxima potencia posible en cada instante (MPP). Así pues, en este caso se ha seleccionado el inversor Ingecon® Sun 50 del fabricante Ingoteam, cuya potencia nominal es 50 kW, pero la máxima potencia pico que puede asumir en DC es de 65kWp, siendo capaz de soportar la potencia instalada en nuestro proyecto. Las características técnicas principales aparecen reflejadas en la tabla 3.2:

Tabla 3.2: Características eléctricas del inversor Ingecon® Sun 50 [5]

Ingecon® Sun 50		
Potencia	50	kW
Potencia entrada máxima	65	kWp
ENTRADA INVERSOR		
rango de tensión MPP	900	V
Tensión máxima DC	750	V
Nº entradas DC	900	V
MPPT	143	A
VALORES DE SALIDA (AC)		
Potencia nominal	50	kW
Corriente máxima AC	93	A
Frecuencia nominal AC	50/60	Hz
Coseno Phi	1	
Tasa distorsión armónica (THD)	<3	%
Máxima eficiencia	96,3	%
consumo nocturno	1	W
Consumo standby	30	W
Grado de protección	IP 20	

Además, el inversor seleccionado integra una serie de protecciones de corriente continua y corriente alterna para proteger dicho equipo como parte de la instalación fotovoltaica. Las protecciones que incluye son:

- Aislamiento galvánico entre la parte de DC y AC.
- Contra polarizaciones inversas.
- Contra cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Contra fallos de aislamiento.
- Anti-isla con desconexión automática.
- Seccionador en carga DC.
- Fusibles DC.
- Seccionador- magnetotérmico AC.
- Descargadores de sobretensiones DC.
- Descargadores de sobretensiones AC

El inversor estará localizado en la cubierta del edificio, resguardado de los elementos exteriores bajo un techo ya existente. Sin embargo el grado de protección ofrecido por el fabricante es un IP20, es decir, protege frente a la entrada de cuerpos sólidos con un diámetro superior a 12mm, sin embargo no está protegido frente a la entrada de agua. Acorde con lo indicado en la PCT-C-REV – julio 2011

proporcionado por el IDAE, se requiere un grado de protección mínima de un IP65. Para cumplir dicho cometido, se instalará el inversor y el armario de corriente alterna en el interior de un cuadro general con un grado de protección igual o superior a lo establecido en por la norma antes señalada.

3.3.3. Estructura de soporte

Los paneles serán colocados en la cubierta del edificio con una inclinación de 38º respecto a la horizontal. Para ello, utilizaremos unas estructuras de soporte prefabricadas para la correcta orientación y su sujeción de los módulos.

Se utilizarán varios modelos de la gama STR03H-1642-994 del fabricante TECHNO SUN, cada uno con capacidad de 2, 3, 5 o 7 módulos para su correcta distribución a lo largo de la superficie útil. Gracias a la selección de diferentes estructuras podemos reducir ligeramente el coste total de la instalación.

Las estructuras están formadas por perfiles de aluminio que permiten la óptima orientación de los paneles, permitiendo ajustar la inclinación entre los 30º y 60º. Todos ellos cuentan con una toma de conexión a tierra para evitar fallos de aislamiento y proteger la instalación frente a contactos directo. Del mismo modo, todos cumplen con la normativa AS/NZS 1170.

3.4. Cableado y tubos de protección

El cableado de la instalación se puede clasificar en dos subgrupos. El primero, que trabaja en corriente continua y va desde los módulos hasta el inversor y, el otro, que va desde el inversor hasta el punto de conexión de la red trifásica de baja tensión. Así pues, cada uno ha sido dimensionado en función de sus características. Para ambos tramos se empleará el mismo tipo de conductor, en este caso el cable específico para instalaciones fotovoltaicas del fabricante PRYSMIAN modelo P-SUN 2.0. Dicho cable está formado por un conductor de cobre con doble aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y PVC capacitado para trabajar a una tensión nominal entre 0,6/1 kV.

Corriente continua:

Para el cableado de corriente continua nos acogemos a la norma AENOR EA 0038 en la cual se especifica que el cableado debe ser unipolar flexible para instalaciones fotovoltaicas con seguridad clase II, con la sección de los conductores comprendidas entre 2,5mm² y 35 mm².

Existen dos tramos principales en la instalación en la que se trabaja en corriente continua. El primero, entre los módulos y los armarios de corriente continua, en la que se utilizará una sección de conductor de 6mm². Hemos de tener en cuenta que la conexión entre módulos se realizará con las conexiones ya preinstaladas con las conexiones de seguridad TÜV de 4mm² de sección de conductor.

El segundo tramo, constituido por el cableado desde las cajas de conexiones al inversor, será cubierto por una sección de cable de 35mm².

Corriente alterna:

Para la parte de corriente alterna se emplearán tres fases más el neutro, ya que nos encontramos con un sistema trifásico a la salida del inversor, debido a su considerable potencia. Se dimensionará la sección de los conductores en función de la intensidad máxima que se pueda alcanzar y la caída de tensión máxima admisible. Al igual que en la parte de continua, también se divide en dos secciones. La primera que va desde el inversor al cuadro de corriente alterna y, el segundo, que va del cuadro a la acometida. Se utilizarán dos secciones diferentes de conductor, el primero de una sección de 25mm² y el segundo mayor, de 70mm², debido a la mayor distancia que debe recorrer este segmento.

Tubos de protección:

El objetivo principal de disponer los conductores de la instalación dentro de un sistema de tubos es protegerlos frente la degradación producida por los elementos climatológicos como al deterioro que pueden originar roedores u otros animales en el aislamiento del mismo. La selección de los tubos se realizará en función de la guía de BT-21, en la cual se especifica la sección mínima en función del número de conductores que discurran por su interior y sus secciones. Tal y como expresa en la tabla 3.3:

Tabla 3.3: Criterio selección del diámetro de tubos

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	20
2,5	12	16	20	20	20
4	12	16	20	20	25
6	12	16	25	25	25
10	16	25	25	32	32
16	20	25	32	32	40
25	25	32	40	40	50
35	25	40	40	50	50
50	32	40	50	50	63
70	32	50	63	63	63
95	40	50	63	75	75
120	40	63	75	75	--
150	50	63	75	--	--
185	50	75	--	--	--
240	63	75	--	--	--

Para la selección de los tubos se seguirán las indicaciones especificadas en la Guía BT-21 “La superficie interior de los tubos no deberá presentar en ningún punto aristas, asperezas o fisuras susceptibles de dañar los conductores o cables aislados o de causar heridas a instaladores o usuarios. Las dimensiones de los tubos no enterrados y con unión roscada utilizados en las instalaciones eléctricas son las que se prescriben en la UNE-EN 60.423. Para los tubos enterrados, las dimensiones se corresponden con las indicadas en la norma UNE-EN 50.086 -2-4. Para el resto de los tubos, las dimensiones serán las establecidas en la norma correspondiente de las citadas anteriormente. La denominación se realizará en función del diámetro exterior. El diámetro interior mínimo deberá ser declarado por el fabricante. En lo relativo a la resistencia a los efectos del fuego considerados en la norma particular para cada tipo de tubo, se seguirá lo establecido por la aplicación de la Directiva de Productos de la Construcción (89/106/CEE)” (Guía BT-21).

En primer lugar se ha decidido seleccionar dos secciones distintas de tubos, para los diferentes tramos de cableado. Para la parte de corriente continua, como todos los conductores tienen una sección inferior a 35mm^2 se empleará un tubo flexible metálico de sección 25mm^2 , mientras que para la parte de corriente alterna se usará una sección de al menos 63mm^2 .

3.5. Armarios de corriente continua (CC)

El objetivo de los armarios de corriente continua es el de unificar las diferentes ramas de la instalación en un punto y de ahí a través de un único conductor transferir la potencia generada al inversor fotovoltaico. En nuestro caso se instalarán dos armarios en los que se subdividirá el conjunto de módulos entre ambos de forma equitativa. De este modo conseguimos sectorizar la instalación fotovoltaica ofreciendo ciertas ventajas respecto a la operación de la misma.

Del mismo modo, en el armario se sitúan todos los elementos de seguridad y operación necesarias entre el inversor y los generadores fotovoltaicos. En este caso es necesario instalar fusibles que protejan ambos polos de cada rama con una intensidad de corte de 10A y que soporten tensiones de hasta 1000V en corriente continua. También es imprescindible incorporar un interruptor de seccionamiento con un poder de corte de 900V para poder aislar el generador fotovoltaico del inversor o realizar tareas de mantenimiento. Por último, es aconsejable instalar protectores de sobretensión para proteger la instalación frente a posibles elevaciones de la tensión producidas por rayos en las inmediaciones.

Así pues, con estos requisitos se ha seleccionado el equipo de protección de corriente continua del fabricante CAHORS, modelo ARF1-65-INT125-6S-CIL10-ST mostrado en la figura 3.5, el cual cuenta con los dispositivos de protección



Figura 3.5: Caja de conexiones CC [6]

enunciados anteriormente y con capacidad para conectar los 6 *strings* necesarios. Está fabricado de poliéster reforzado con fibra de vidrio ofreciendo un grado de protección IP66. Se ha elegido el modelo con mayor índice de estanqueidad, ya que al estar expuesto a la intemperie necesitaremos una buena protección frente a los elementos.

3.6. Armario de corriente alterna AC

El objetivo del armario de corriente alterna es proteger eléctricamente la línea de salida del inversor hasta la entrada del equipo de protección y medida regulado por la compañía eléctrica.

Este equipo debe ir compuesto por un interruptor Magneto-térmico de 100A y un interruptor diferencial para proteger a las personas frente a contactos directos o indirectos. Así pues, se ha seleccionado el armario del fabricante CAHORS modelo UNCA-100A mostrado en la figura 3.6 sin rearme automático del interruptor diferencial. Este modelo consta con un grado de protección IP55, siendo menor que lo estipulado por el PCT-C-REV – julio 2011 del IDAE, con lo que será instalado en un cuadro general con un grado de protección igual a superior a un IP65 conjuntamente con el inversor para proteger ambos elementos de partículas y la entrada de agua.



Figura 3.6: Caja de conexiones AC [6]

3.7. Elementos de protección y seguridad

El sistema de protecciones debe cumplir con lo establecido en el Real Decreto 1699/2011, de 18 de Noviembre, tal como indica el pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red del IDAE, cuyo objetivo es la correcta operación y seguridad de la instalación y de las personas que puedan entrar en contacto con ella.

De este modo, se ha de proteger la instalación frente a sobreintensidades, sobretensiones y faltas de aislamiento. Del mismo modo, deben incorporarse elementos seccionadores e interruptores para poder desconectar la instalación de la red o para realizar labores de mantenimiento.

Al igual que el cableado, la selección de protecciones se realizará de forma independiente en la parte de corriente continua y alterna.

Corriente continua:

En la parte de corriente continua se instalarán un total de 24 fusibles, instalando en ambas polaridades de cada una de las 12 ramas. Con el objetivo de protegerlo frente a cortocircuitos que pudieran degradarlos, se instalarán dos protectores de sobretensión y seccionadores para la operación, cada uno en un armario.

Los fusibles son los elementos de protección que abren el circuito en caso de una subida de intensidad por encima del valor establecido. Son utilizados para la protección de equipos, cableado e instalaciones. Sin embargo, en el caso que nos ocupa, su función principal es la protección de los módulos, ya que son los elementos más sensibles de la instalación, estando los conductores seleccionados para soportar unas intensidades mayores que en los módulos.

Para la selección de los fusibles se ha calculado la intensidad máxima que son capaces de soportar los módulos ya que es el factor crítico. Así pues, se han escogido fusibles de intensidad de corte de 10A, del tipo gPV, ya incluido en la caja de conexiones seleccionadas. Además se instalará la caja de conexiones ARF1-65-INT125-6S-CIL10-ST del fabricante CAHORS, con capacidad para la conexión de 6 *strings* con sus correspondientes fusibles ya preinstalados, interruptor de corte y descargador de tensión.

Corriente alterna:

Al llevar incorporado el inversor las protecciones necesarias para proteger dicho equipo contra sobretensiones y sobreintensidades, tan solo es necesario instalar un interruptor magnetotérmico y otro diferencial para corriente alterna.

Por tanto, se va a instalar un cuadro de protecciones de CA en el que se instalará un interruptor magnetotérmico de 100A, ya que la máxima salida del inversor son 93A, y uno diferencial para proteger frente a contactos directos e indirectos. Con esta finalidad se ha elegido un equipo sin rearme automático del interruptor diferencial, ya que el sobrecoste que implica no se ve recompensado. El modelo elegido ha sido el UNCA-100A del fabricante CAHORS.

3.8. Puesta a Tierra

Se seguirán las instrucciones y especificaciones recogidas en el ITC-BT-18: “Las puestas a tierra se establecen principalmente con objeto de limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados. Cuando otras instrucciones técnicas prescriban como obligatoria la puesta a tierra de algún elemento o parte de la instalación, dichas puestas a tierra se regirán por el contenido de la presente instrucción.

La puesta o conexión a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo. Mediante la instalación de puesta a tierra se deberá conseguir que en el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima del terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico.

Los conductores de protección sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos. En el circuito de conexión a tierra, los conductores de protección unirán las masas al conductor de tierra. En otros casos reciben igualmente el nombre de conductores de protección, aquellos conductores que unen las masas: - al neutro de la red, - a un relé de protección. La sección de los conductores de protección será la indicada en la tabla 3.4, o se obtendrá por cálculo conforme a lo indicado en la Norma UNE 20.460 - 5-54 apartado 543.1.1.” (ITC-BT-18)

Tabla 3.4: Criterio selección conductor puesta a tierra

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm ²)	sección mínima de los conductores de protección de Sp (mm ²)
S ≤ 16	Sp=S
16 < S ≤ 35	Sp=16
S > 35	Sp= S/2

Además, se ha de tener en cuenta lo referente a la puesta de tierra en el documento de Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red IDAE (PCT-C-REV – julio 2011).

“5.9.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

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

5.9.3 Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.” (Fuente: PCT-C-REV – julio 2011).

3.9. Contadores

En lugar de instalar un contador bidireccional que mida directamente la diferencia entre la energía consumida y producida, se instalará uno lo más cerca de la acometida que mida el flujo de energía inyectada por el sistema fotovoltaico y, otro, que obtenga el valor de la energía consumida por el centro. La energía total facturada será el resultado de restar los valores obtenidos en cada contador independientemente. Se realizará esta instalación ya que resulta más económico que un único contador bidireccional. Todo ello debe ir correctamente precintado por la empresa distribuidora.

En la instalación descrita en este proyecto se instalará un contador trifásico a la salida de la instalación fotovoltaica lo más cerca de la acometida. Se ha seleccionado el modelo EC 360 mostrado en la figura 3.7, del fabricante HAGER con una intensidad nominal de 100A de medida directa. En el apartado de anexos se facilita la hoja de características técnicas facilitada por el fabricante.



Figura 3.7: Contador EC 360 del fabricante Hager [7]

3.10. Producción anual esperada

Para el cálculo de la producción anual esperada se ha recurrido a la aplicación informática PVsyst V6.18. Este es un software desarrollado por la universidad de Ginebra que cuenta con un reconocido prestigio y gran fiabilidad para el análisis de instalaciones fotovoltaicas.

Dicho programa incluye una extensa base de datos climatológicos en el que se ha escogido la localidad en la que se situará el proyecto, en este caso Valencia. A continuación también se define el tipo de instalación a realizar, siendo conectada a red. Posteriormente, se seleccionan los elementos propios de la instalación de la base de datos que ya incluye la aplicación y en la que se encuentran los seleccionados en este proyecto, ya descritos anteriormente.

Finalmente, una vez seleccionados todos los equipos, se define la disposición de los módulos al igual que su inclinación y orientación, ya que es un factor de gran influencia en la producción energética. También es imprescindible realizar una representación en 3D de los obstáculos cercanos para tener en cuenta las pérdidas por sombras, ya que pueden suponer un serio problema en algunos casos.

Una vez se han definido todos los parámetros del proyecto, se ha realizado la simulación obteniéndose los siguientes resultados referidos en la tabla 3.5:

Tabla 3.5: Producción anual esperada [8]

valencia serpis simul
Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	66.9	10.04	114.0	100.3	5584	5297	13.12	12.45
Febrero	90.7	10.95	135.5	123.2	6765	6435	13.37	12.72
Marzo	134.6	13.82	166.0	153.2	8280	7869	13.37	12.70
Abril	166.3	15.53	178.9	163.9	8806	8372	13.19	12.54
Mayo	188.1	19.12	179.5	163.3	8674	8213	12.95	12.26
Junio	202.3	23.32	181.9	165.5	8611	8154	12.68	12.01
Julio	209.0	26.03	192.8	175.0	9016	8550	12.53	11.88
Agosto	178.5	26.11	182.9	167.3	8524	8095	12.49	11.86
Septiembre	136.8	22.55	159.9	147.0	7654	7263	12.82	12.17
Octubre	110.1	19.11	152.9	139.9	7395	7032	12.96	12.32
Noviembre	71.3	13.53	115.4	101.1	5485	5189	12.74	12.05
Diciembre	59.5	10.77	104.6	91.0	5068	4806	12.99	12.31
Año	1614.1	17.61	1864.3	1690.8	89863	85275	12.92	12.26

A la vista de los resultados expuestos en la tabla 3.5 podemos afirmar que la energía total producida por la instalación fotovoltaica es de 85275 kWh/año. Representando el 46,7% de la demanda eléctrica del centro educativo.

Sin embargo, hemos de tener en cuenta cuánta energía vamos a poder autoconsumir y cuánta vamos a verter a red. Como vemos en la figura 3.8, hemos comparado la demanda mensual de las instalaciones con la producción media mensual de la planta fotovoltaica. Como podemos observar en el mes de Agosto principalmente observamos que la producción solar es mucho mayor que la demanda eléctrica, siendo claro que verteremos una gran cantidad de energía.

Además del enfoque mensual, hemos de tener presente que de forma diaria tampoco somos capaces de autoconsumir toda la energía producida ya que las curvas de producción y consumo no serán idénticas, vertiéndose a red un porcentaje de la energía producida de forma diaria. A efectos de este trabajo final de grado se va a realizar una hipótesis en la que supondremos que será posible autoconsumir el 70% de la energía generada y verteremos el 30% restante a la red. Para confirmar esta hipótesis sería necesario realizar un estudio posterior de forma exhaustiva en la que se realizaría un seguimiento del consumo del centro durante un tiempo considerable para poder modelizar el consumo y determinar con exactitud la energía consumida.

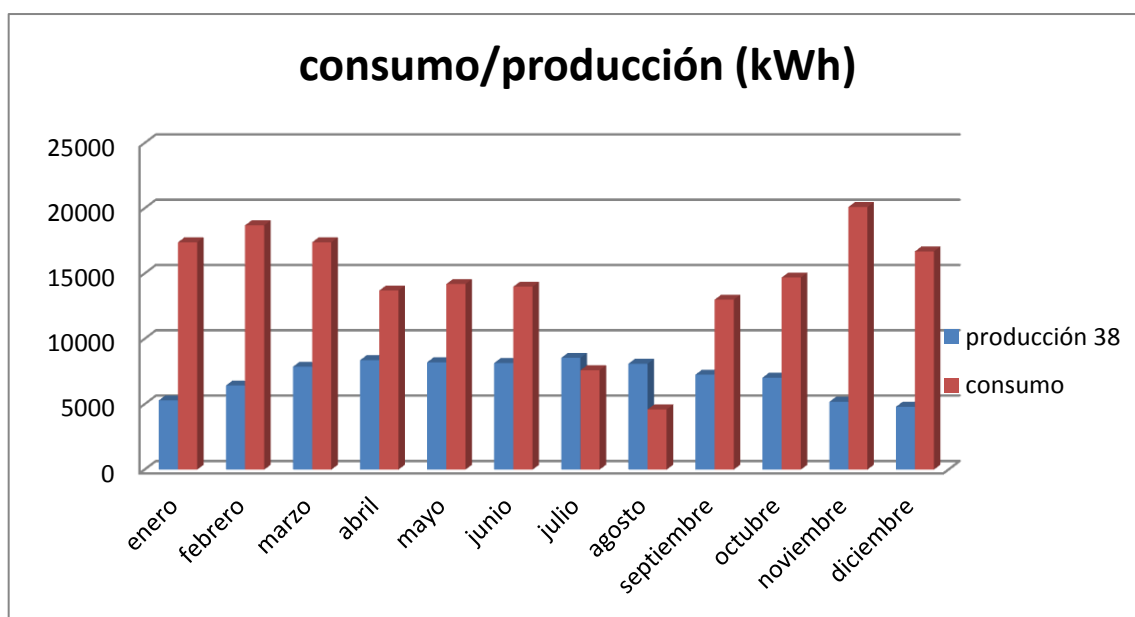


Figura 3.8: comparación consumos/producción fotovoltaica

4. CÁLCULOS

A continuación se presentarán los cálculos técnicos de los elementos de la instalación, así como la justificación de la selección de los diferentes equipos elegidos.

En primer lugar se realizará un cálculo de forma manual y, posteriormente y para una mayor precisión, se hará uso de la aplicación informática PVsyst v.6.3.8. También se empleará este programa para realizar una evaluación económica y una estimación de la energía total generada.

4.1. Dimensionado de la instalación fotovoltaica:

Para realizar el dimensionamiento es necesaria una estimación respecto al tamaño total de la instalación y se calculará el número de módulos necesarios para el generador fotovoltaico y cuál es la forma óptima de conexión entre ellos. Para ello se ha de determinar la demanda energética existente a la que hay que hacer frente y la disponibilidad de superficie útil para situar la instalación generadora.

En este proyecto se ha realizado un estudio preliminar de la potencia y consumo de energía eléctrica de la institución. Para ello se ha analizado las facturas energéticas de los últimos tres años. El contrato existente con la compañía comercializadora es del tipo 3.0A, es decir, existen tres costes diferentes de la energía a lo largo del día según unas franjas horarias preestablecidas. Por otra parte, la potencia contratada para todos los periodos es de 70 kW. Así pues, analizando las facturas de los últimos tres meses podemos conocer aproximadamente el consumo medio para cada franja horaria como se puede observar en la tabla 4.1:

Tabla 4.1: Consumo eléctrico real por franjas horarias

Periodo horario	Consumo eléctrico (kWh)
Punta	2717
Llano	11269
Valle	2777

Además, hemos de conocer cuáles son estas franjas horarias para saber cuándo se producen dichos consumos y si coincidirán con nuestra producción fotovoltaica. Estos horarios para la tarifa 3.0A han sido establecidos en el Orden ITC/2794/200, de 27 de septiembre. En la tabla 4.2 podemos observar cuáles son estos horarios tanto en invierno como en verano:

Tabla 4.2: Franjas de discriminación horaria

Zona	Invierno			Verano		
	Punta	Llano	Valle	Punta	Llano	Valle
Península	18-22	18-23, 22-24	0-8	11-15	8-11, 15- 24	0-8

Teniendo estas consideraciones en cuenta, se ha decidido realizar una instalación utilizando el ala norte del edificio, ya que es la que presenta menores pérdidas por sobras de edificios cercanos y tiene el área suficiente para la potencia proyectada. Se ha decidido instalar un campo generador de 60 kWp, Potencia suficiente para cubrir un gran porcentaje de la demanda y que evita tener excedente de generación.

4.2. Dimensionado del generador

El sistema fotovoltaico proyectado tiene una potencia pico de 60 kW. Por tanto la instalación debe aproximarse tanto como sea posible a dicho valor. Por ello calculamos el número necesario de módulos a instalar sabiendo que tienen una potencia unitaria de 260 W.

De acuerdo con los datos disponibles, el número necesario de módulos para entregar dicha potencia será:

$$N^{\circ} = \frac{P_{tot}}{P_{mod}}$$

-Donde:

- Nº Número de módulos a instalar
- Ptot Potencia proyectada de la instalación
- Pmod Potencia unitaria del módulo

Obteniendo como resultado:

$$N^{\circ} = \frac{60000}{260} = 231 \text{ módulos}$$

Es decir, necesitaremos un total de 231 módulos para alcanzar una potencia pico de 60kWp. Como se explicará más adelante, se instalarán 228 módulos, alcanzándose una potencia pico del campo generador de 59280Wp, muy próximo al deseado.

4.3. Conexión de los módulos

La conexión entre los módulos depende de las características eléctricas de los paneles y de los valores admisibles del inversor. Así pues, se debe conseguir un acoplamiento adecuado entre el generador fotovoltaico y el inversor de modo que:

- La tensión máxima del campo fotovoltaico debe ser inferior al de la máxima tensión del inversor en DC.
- La mínima tensión del campo fotovoltaico debe ser mayor que la tensión mínima que acepta el inversor.
- La máxima corriente del campo fotovoltaico debe ser inferior a la intensidad máxima que soporta el inversor en DC.

Además de estas consideraciones, también se ha de realizar una serie de ajustes respecto a la temperatura de operación ya que esta influye en los parámetros eléctricos de los módulos, desviándose ligeramente de los datos estandarizados de catálogo. Para dichos ajustes se debe tener en cuenta:

- La tensión máxima en la instalación fotovoltaica se produce en circuito abierto, con la mayor irradiación posible y la menor temperatura.
- La mínima tensión en la instalación fotovoltaica se produce a la máxima temperatura de operación esperable, despreciándose la influencia de la irradiación.

Además, al encontrarse nuestra instalación en la ciudad de Valencia, se ha recurrido a la Guía técnica del IDAE de condiciones climáticas de proyecto. Así se ha determinado los valores de temperatura máxima y mínima [9]:

- $T_{max} = 40.3^{\circ}C$
- $T_{min} = -1.6^{\circ}C$

Con lo que se ha corregido la temperatura máxima según la ecuación 4.1 de operación de los módulos en función de la zona donde está ubicada como del parámetro NOTC del módulo:

$$T_{max} = T_{amb-max}(^{\circ}C) + G_{max} \left(\frac{kW}{m^2} \right) \frac{NOTC(^{\circ}C) - 20^{\circ}}{0.8 \left(\frac{kW}{m^2} \right)} \quad (4.1)$$

Obteniendo como resultado:

$$T_{max} = 40.3 + 1 * \frac{47^{\circ} - 20^{\circ}}{0.8} \approx 74^{\circ}C$$

4.3.1. Módulos en serie

La elección del número de paneles en serie no tiene solución única, existiendo un cierto margen determinado por las tensiones máximas y mínimas en las que puede trabajar el inversor, así como los parámetros que afectan a la tensión de salida de los módulos.

El número máximo y mínimo de paneles en serie se determinará mediante las ecuaciones 4.2 y 4.3:

$$N_{s-max} \leq \left(\frac{V_{dc-max}}{V_{mod-oc}(G_{stc}, T_{min})} \right) \quad (4.2)$$

$$N_{s-min} \geq \left(\frac{V_{mppt-min}}{V_{mod-mppt}(G_{stc}, T_{max})} \right) \quad (4.3)$$

Donde:

$$V_{mod-oc}(G_{stc}, T_{min}) = V_{mod-oc-stc} + \beta_V(T_{min} - 25^{\circ})$$

$$V_{mod-mppt}(G_{stc}, T_{max}) = V_{mod-mppt-stc} + \beta_V(T_{max} - 25^{\circ})$$

Por tanto:

$$\left(\frac{V_{mppt-min}}{V_{mod-mppt}(G_{stc}, T_{max})} \right) \leq N_s \leq \left(\frac{V_{mppt-max}}{V_{mod-mppt}(G_{stc}, T_{min})} \right)$$

$$V_{mod-oc}(G_{stc}, T_{min}) = 38.1 + (-0,11811)(-1.6 - 25^{\circ}) = 41.24V$$

$$V_{mod-mpp}(G_{stc}, T_{max}) = 31.1 + (-0,11811)(74 - 25^{\circ}) = 25.3V$$

Como se conoce el rango de tensiones de operación en la que trabaja el inversor, 405-750V y la tensión máxima que es capaz de soportar 900V, podemos calcular:

$$\left(\frac{405}{25.3}\right) \leq N_s \leq \left(\frac{900}{41.24}\right)$$

Por tanto, una vez conocido el intervalo de trabajo del inversor y las tensiones producidas en los módulos, podemos concluir que el intervalo módulos a conectar en serie será de 15 a 21.

$$15.9 \leq N_s \leq 21.8$$

4.3.2. Módulos en paralelo

Para definir el número de conexiones en paralelo a realizar hay que conocer la potencia del inversor, el conjunto de módulos en serie que han sido conectados y la intensidad máxima que es capaz de admitir el inversor a la entrada de DC.

Para ello, al igual que en el caso anterior, se ha de corregir la intensidad producida por los módulos en función de la máxima temperatura de operación, ya que varían ligeramente respecto a los valores de catálogo.

$$I_{mod-sc}(T_{max}) = I_{mod-sc-stc} + \alpha_l(T_{max} - 25)$$

Como podemos observar en la expresión 4.4, el número de módulos conectados en paralelo se encuentra limitado inferiormente por los ya conectados en serie y superiormente por la intensidad máxima admisible por el inversor.

$$\frac{N_{mod}}{N_s} \leq N_p \leq \frac{I_{DC-max}}{I_{mod-sc}(T_{max})} \quad (4.4)$$

Donde:

I_{DC-max}	Intensidad máxima que soporta en inversor [A]
$I_{mod-sc}(T_{max})$	Intensidad máxima producida por los módulos [A]
α_l	Coefficiente de Tª de corriente I_{sc} [A/°C]
$I_{mod-sc-stc}$	Intensidad de cortocircuito [A]

Resolviendo:

$$I_{mod-sc}(T_{max}) = 8.98 + 0.005388(74 - 25) = 9.24$$

Además, sabiendo que la máxima intensidad que soporta el inversor a la entrada en DC es de 143A:

$$N_p \leq \frac{143}{9.24} = 15$$

Finalmente, podemos concluir que el máximo número de ramas en paralelo que podemos conectar es de 15. Sin embargo, el número mínimo de conexiones no se puede determinar con precisión ya que depende del número de módulos conectados en serie.

Una vez obtenidos estos resultados se pueden analizar las distintas posibles combinaciones de conexiones y determinar cuál es la óptima para nuestras necesidades, siempre teniendo en cuenta las limitaciones de los equipos anteriormente calculadas.

Tabla 4.3: Comparativa conexiones entre módulos

NS	NP(N-MOD)=240	NP	N-MOD	P-GFV	VGFV-MPP-STC	VGFV-MPP-MIN	VGF-OC-MAX	IGFV-MAX
15	14	14	210	54600	466,5	379,68	618,62	129,41
16	13,12	14	224	58240	497,6	405,00	659,86	129,41
17	12,35	14	238	61880	528,7	430,31	701,10	129,41
18	11,66	12	216	56160	559,8	455,62	742,35	110,92
19	11,05	12	228	59280	590,9	480,93	783,59	110,92
20	10,5	12	240	62400	622	506,25	824,83	110,92
21	10	10	210	54600	653,1	531,56	866,076	92,44

Como podemos observar en la tabla 4.3 se ha decidido instalar 19 módulos en serie distribuido en 12 ramas en paralelo. De esta forma conseguimos una potencia muy cercana a nuestro objetivo, con un total de 228 módulos, cantidad admisible por la superficie disponible en la cubierta de nuestro edificio. Además, se puede comprobar que con esta conexión el inversor trabaja dentro de sus límites técnicos. Así pues obtenemos una potencia pico de **59280Wp**.

4.4. Dimensionado del inversor

Para dimensionar la potencia y tipo del inversor se utilizan los siguientes criterios: potencia pico de la instalación fotovoltaica y tipo de arquitectura de la instalación. En este caso se ha optado por la selección de un único inversor común para todos los módulos. Por tanto, se calcula el factor de dimensionado del inversor mediante la ecuación 4.5:

$$F_s = \frac{P_{dc - max}}{P_{gfv - mpp - stc}} \quad (4.5)$$

-Donde:

F_s	Factor de dimensionado del inversor
P_{dc-max}	Potencia del inversor máxima en DC
$P_{gfv-mpp-stc}$	Potencia pico de la instalación fotovoltaica

Obteniendo como resultado:

$$F_s = \frac{55000}{59280} = 0.9278$$

El número de módulos que se pueden conectar en serie y paralelo está estrechamente relacionado con las características del inversor. Por ello se ha de realizar un proceso de selección en paralelo de la arquitectura de la instalación junto con el inversor. Una vez realizada una primera aproximación de la conexión entre los módulos comprobamos si el inversor es capaz de trabajar bajo dichas condiciones.

Como se ha explicado anteriormente, el inversor es un componente fundamental para la conversión de corriente continua a corriente alterna necesaria para poder ser inyectada a la red trifásica. Para

el dimensionado del inversor es necesario conocer las características de los módulos y su configuración, es por ello que el dimensionado de ambos se realiza de forma paralela.

Por consiguiente, una vez seleccionada la arquitectura de la instalación debemos comprobar que el generador fotovoltaico no excederá los límites eléctricos marcados por el inversor. Para ello hemos de comprobar que los valores de tensión e intensidad creados por el generador fotovoltaico son admisibles por el inversor seleccionado.

En primer lugar, se ha de calcular la tensión máxima con la expresión 4.6 que puede ser generada por el conjunto de módulos fotovoltaicos:

$$U_{GFV} = N_s U_{mpp\ mod} = 19 * 31.1 = 590.9V \quad (4.6)$$

Conociendo los valores de trabajo del inversor, los cuales son de 405V a 750V, podemos afirmar que el equipo seleccionado será capaz de soportar dicha tensión.

Por otra parte, debe comprobarse con la expresión 4.7 que la intensidad generada en el campo fotovoltaico no exceda de la máxima intensidad que admite la entrada del inversor en DC. Para ello se ha de calcular la intensidad máxima que se puede producir en el campo fotovoltaico, la cual se dará bajo las condiciones de máxima irradiación y a la máxima temperatura posible de operación:

$$I_{mod-sc}(T_{max}) = I_{mod-sc-stc} + \alpha_l(T_{max} - 25) \quad (4.7)$$

Dónde:

I_{DC-max} es la intensidad máxima que soporta en inversor [A]

$I_{mod-sc}(T_{max})$ es la intensidad máxima producida por los módulos [A]

α_l es el coeficiente de Tª de corriente I_{sc} [A/°C]

$I_{mod-sc-stc}$ es la corriente de cortocircuito [A]

Resolviendo dicha expresión para una temperatura ya calculada de 74°C obtenemos:

$$I_{mod-sc}(T_{max}) = 8.98 + 0.005388(74 - 25) = 9.24$$

A partir de este valor, podemos calcular la corriente total en la entrada del inversor a partir del número total de ramas en paralelo, tal que:

$$I_{total}(T_{max}) = I_{mod-sc}(T_{max}) * N_{mod\ parallel} = 9,24 * 12 = 110.88A$$

Finalmente, se puede comprobar que la intensidad máxima que pueden generar los módulos es menor que la intensidad máxima que admite el inversor. Se cumple por tanto con las especificaciones del fabricante.

$$\mathbf{110.88A < I_{max.inv} = 143A}$$

4.5. Dimensionado de la estructura de soporte

La estructura de soporte debe asegurar una correcta fijación al pavimento, así como garantizar una estabilidad y resistencia suficiente frente a los elementos climatológicos sometidos. Del mismo modo, garantizar la seguridad de la instalación y la correcta orientación de los módulos para un correcto aprovechamiento solar deben constituir características prioritarias.

Para ello se han seleccionado las estructuras de aluminio TECHNO SUN, de diferentes modelos. Cada una con una capacidad de 2,3,5 o 7 módulos por unidad. De esta forma conseguimos mayor versatilidad para el aprovechamiento del área disponible sobre cubierta y una reducción del coste total.

Todos ellos están formados por perfiles de aluminio y acero inoxidable con un rango de inclinaciones entre 30º y 60º. Los modelos cumplen la normativa AS/NZS 1170

4.5.1. Orientación e inclinación.

La orientación e inclinación de los paneles tiene como objetivo maximizar la producción anual de nuestra instalación obteniendo el máximo beneficio posible de su operación.

Sin embargo, para ello se ha de estudiar las demandas energéticas del centro educativo. Estudiando la factura eléctrica podemos observar que a lo largo de todo el año el consumo energético es mayor que lo que es capaz de proporcionar la instalación fotovoltaica excepto en el mes de agosto por la propia inactividad del centro, en la que la instalación cubrirá la demanda existente y vertiendo a la red la energía excedente, obteniendo por ella unos ingresos determinados.

Por tanto, nuestro objetivo es encontrar la orientación que maximice la producción anual a lo largo del año teniendo en cuenta que durante el mes de agosto el excedente producido será recompensado, pero a un precio relativamente reducido.

En primer lugar, se ha de orientar los paneles al Sur para un máximo aprovechamiento, ya que nos encontramos en el hemisferio norte del planeta. En segundo lugar, respecto a la inclinación, el óptimo el mismo valor para la latitud de Valencia es en este caso 39,5º. Sin embargo, con la ayuda de la aplicación informática PVsyst se ha observado que el ángulo que maximiza la producción anual es 38º. Esta variación se debe a que el software contiene una serie de datos climatológicos a partir de los cuales realiza una corrección respecto al original. Así pues, realizando un estudio con diferentes ángulos de inclinación y teniendo en cuenta la actividad del colegio se ha confirmado que el ángulo que mayor producción anual se obtiene es con 38º como se muestra en la figura 4.1.

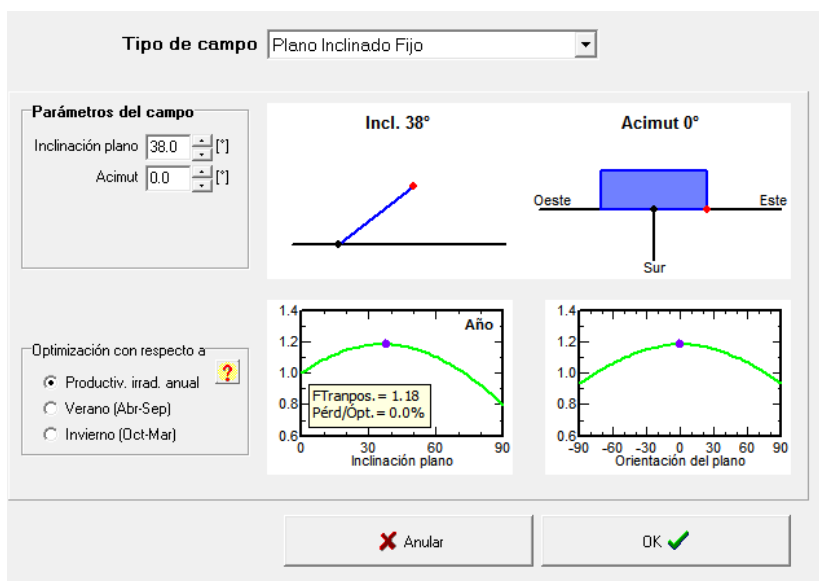


Figura 4.1: pérdidas por inclinación y orientación [8]

Realizando un estudio comparativo, se puede observar la diferencia entre las producciones mensuales con una inclinación de 38°, 45°, 50° y 55° comparadas con el consumo mensual de un año tipo como se observa en la figura 4.2:

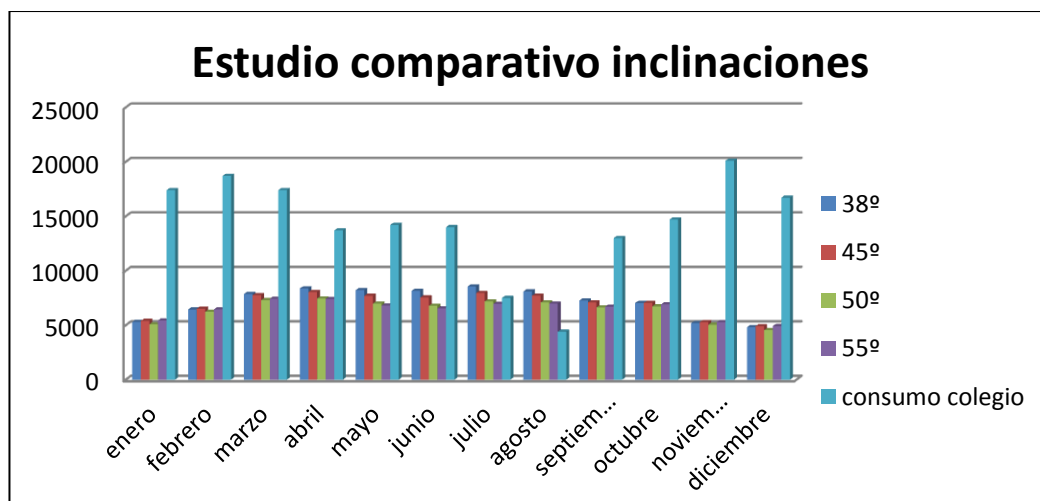


Figura 4.2: Comparativa de distintas inclinaciones

Como se puede observar, Con una inclinación de 38° conseguimos una producción anual mayor que con una inclinación mayor que teóricamente favorece el aprovechamiento de la radiación solar en invierno. Sin embargo hemos de tener en cuenta que la energía producida durante julio y agosto será vendida a la red eléctrica obteniendo por ello unos ingresos relativamente bajos, aunque no despreciables. En la tabla 4.4 observamos la energía total producida:

Tabla 4.4: Comparativa de conexiones entre módulos [8]

valencia serpis simul
Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	66.9	10.04	114.0	100.3	5584	5297	13.12	12.45
Febrero	90.7	10.95	135.5	123.2	6765	6435	13.37	12.72
Marzo	134.6	13.82	166.0	153.2	8280	7869	13.37	12.70
Abril	166.3	15.53	178.9	163.9	8806	8372	13.19	12.54
Mayo	188.1	19.12	179.5	163.3	8674	8213	12.95	12.26
Junio	202.3	23.32	181.9	165.5	8611	8154	12.68	12.01
Julio	209.0	26.03	192.8	175.0	9016	8550	12.53	11.88
Agosto	178.5	26.11	182.9	167.3	8524	8095	12.49	11.86
Septiembre	136.8	22.55	159.9	147.0	7654	7263	12.82	12.17
Octubre	110.1	19.11	152.9	139.9	7395	7032	12.96	12.32
Noviembre	71.3	13.53	115.4	101.1	5485	5189	12.74	12.05
Diciembre	59.5	10.77	104.6	91.0	5068	4806	12.99	12.31
Año	1614.1	17.61	1864.3	1690.8	89863	85275	12.92	12.26

En base a los datos y argumentos anteriormente expuestos, concluimos que la orientación óptima es hacia el **sur** con una inclinación de **38°**.

4.5.2. Sombreado, reducción por pérdidas

En primer lugar, se ha de determinar la separación entre las filas de módulos para evitar que existan sombras entre unos y otros. Para ello se recurre al Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE en donde se determina la distancia medida en horizontal entre fila y fila para que la sombra proyectada por un obstáculo de altura H, como se ha representado en la figura 4.3, que garantice al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Así pues, la distancia se calcula mediante la expresión 4.8:

$$d = \frac{h}{\tan(61 - lat)} = \frac{0.7817}{\tan(61 - 39.5)} = 1.98m \quad (4.8)$$

Donde:

- Lat Latitud de la ubicación
 h Altura de los paneles medidos en vertical

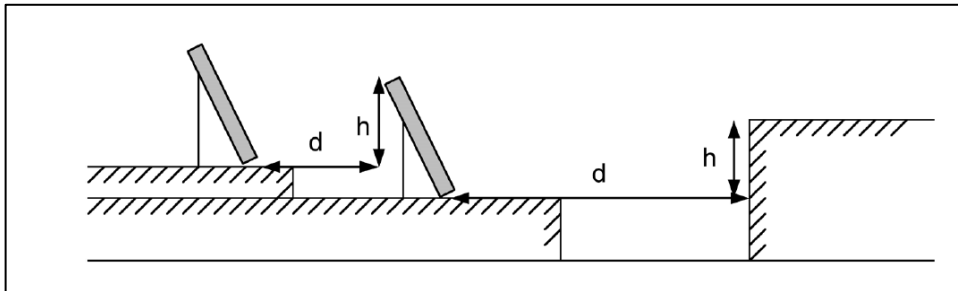


Figura 4.3: Diagrama de trayectorias del Sol [10]

De este modo se determina que la distancia que se ha de dejar entre filas de paneles es de **1.98m**.

Para el cálculo de pérdidas en la instalación por sombras, recurrimos al Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE, en donde en su anexo III podemos encontrar el procedimiento a seguir para su evaluación.

Las pérdidas que serán calculadas representan el porcentaje de radiación global que incidiría sobre la superficie fotovoltaica de no existir sombra alguna respecto a la que realmente incide sobre ella. El procedimiento consiste en localizar los obstáculos que pueden afectar a la superficie, en términos de su posición azimuth (ángulo de desviación con respecto a la dirección Sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal). Así pues, se representa el perfil de obstáculos en la figura proporcionada por el IDAE en el que se muestra la banda de trayectoria del Sol a lo largo de todo el año. Dicha banda se encuentra dividida en zonas que representan el recorrido del sol para unos intervalos de tiempo correspondientes a lo largo del año, como se puede observar en la figura 4.4.

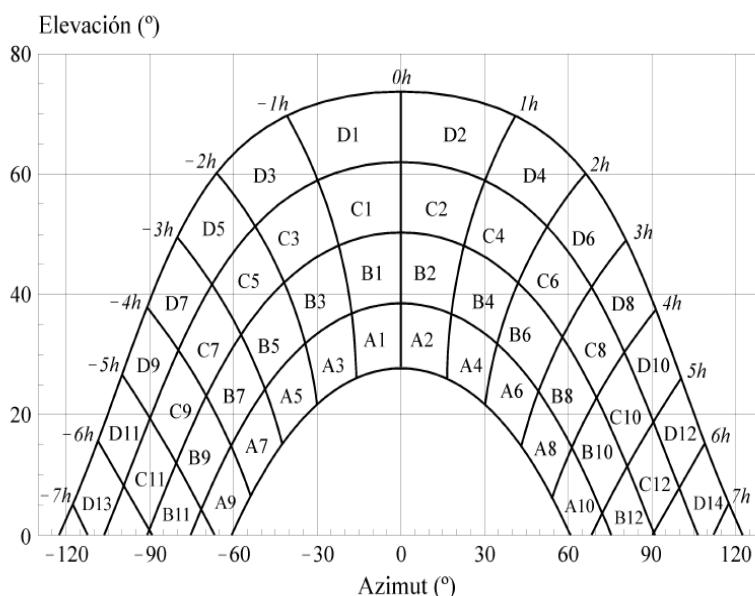


Figura 4.4: Diagrama de trayectorias del Sol [10]

Cada porción de la banda representa una aportación de irradiación solar anual sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra total o parcialmente alguna sección del diagrama implica una pérdida de irradiación. En el caso de ocultación parcial se utilizará un factor de llenado (porcentaje oculto respecto al total de la porción) más próximo a los valores 0,25, 0,50, 0,75 ó 1. Una vez determinado el porcentaje de llenado se utilizará la tabla más apropiada de ponderación de pérdidas en función del ángulo azimut y de elevación β . En este caso un ángulo azimut es igual a cero ya que está orientado al sur y una inclinación de 30° , ya que es lo más próximo a la inclinación de los paneles en nuestro diseño.

Tabla V-1

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

Figura 4.5: Diagrama de trayectorias del Sol [10]

Sin embargo, aunque esta metodología es muy práctica y sencilla para geometría sin gran complicación, nos encontramos en una situación en la que nuestra instalación está situada en la cubierta plana de un edificio de tres alturas sin impedimentos en la propia superficie, sí que encontramos una serie de edificios de gran tamaño en la proximidades que pueden crear ciertas pérdidas por sombras en nuestra planta fotovoltaica.

Así pues, para obtener una mayor precisión en el cálculo de pérdidas se ha recurrido a simular la localización mediante el software PVsyst, en el que mediante un diseño en 3D es posible representar los posibles obstáculos susceptibles a crear sombras. Para ello ha sido necesario determinar con la mayor precisión posible las dimensiones y posicionamientos de dichos obstáculos respecto a nuestra instalación. Para ello se ha empleado el medidor laser Disto™ D210 del fabricante Leica, con un alcance de 80m y una precisión de +/-1mm. Con el cual se ha determinado la altura y distancia con una gran exactitud. Así pues, una vez tomadas las mediciones se ha representado en la aplicación informática como se puede observar en la figura 4.6.

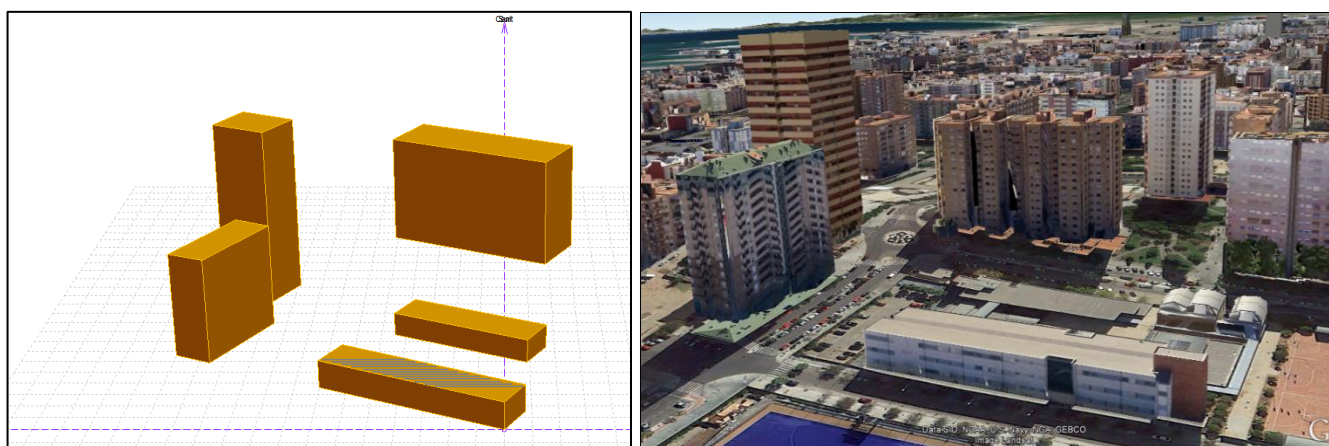


Figura 4.6: Simulación localización en el programa PV.Syst [8]

A continuación, el software realiza un procedimiento similar al anteriormente explicado, obteniéndose un gráfico en el que se muestran las pérdidas que producen dichos obstáculos en nuestra generación a lo largo del año.

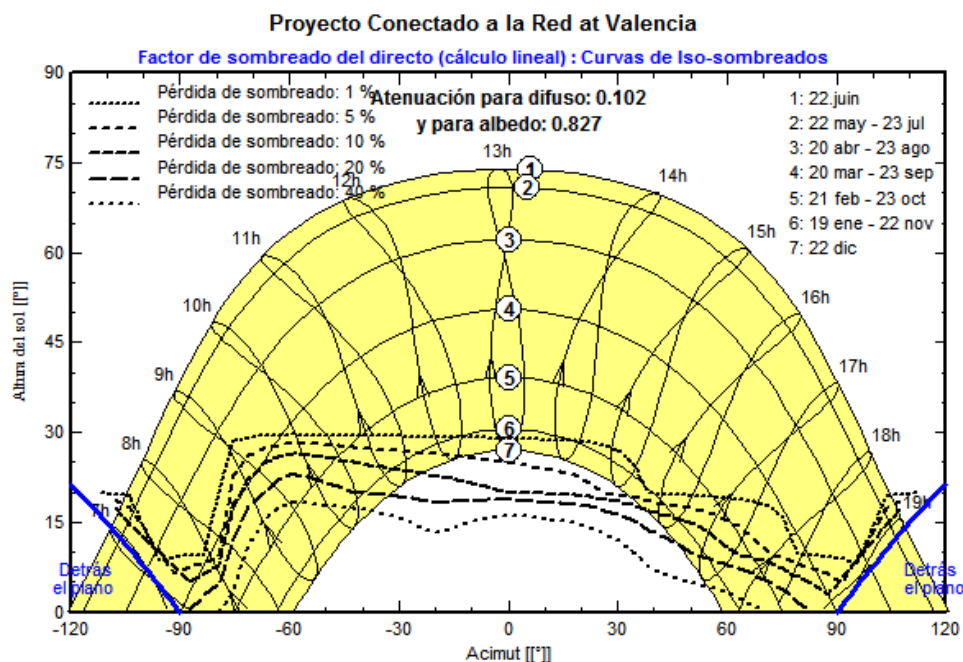


Figura 4.7: Resultado de pérdidas por sombras anuales [8]

Finalmente, tras la simulación obtenemos el resultado total de pérdidas por sombras, alcanzando un valor de **6,8%** del total de la energía que incidiría en el caso ideal de recibir la máxima irradiación posible sobre los módulos. Comprobando las especificaciones en el PCT-C-REV – julio 2011 del IDAE observamos que las pérdidas máximas admisibles son de un 10% respecto a las perdidas por sombreado, estando en este caso por debajo de dicho límite.

4.6. Dimensionado del cableado

El dimensionado del cableado de la instalación se ha realizado en función del marco normativo existente para dicho cometido. Para determinar el tipo de cable y sección se hará uso del criterio más restrictivo:

- Según el ITC-BT40 y UNE 20460-7-712 la corriente máxima admisible por el cable ha de ser menor al 125% de la corriente máxima que se puede producir.
- Según el ITC-BT40 la caída de tensión máxima admisible en la sección ha de ser menor al 1,5% nominal.

El cableado se puede clasificar en dos grandes segmentos, el primero caracterizado por trabajar con corriente continua, es decir, desde los módulos fotovoltaicos hasta el inversor. Y la segunda, desde el inversor fotovoltaico hasta la conexión a red, trabajando en corriente alterna.

4.6.1. Cableado entre módulos y caja de conexiones

El cableado entre paneles une los diferentes módulos entre sí hasta la caja de conexiones que unifica la formación. Los paneles seleccionados ya llevan incorporados conexiones especiales TÜV de sección de 4mm^2 para realizar las interconexiones entre ellos. Sin embargo, hay que seleccionar el cableado necesario para llevarlo hasta la caja de conexiones. Todos los ramales constan del mismo número de módulos, por lo que la sección de conductor seleccionado será el mismo para todos. Como se ha mencionado anteriormente, se analizarán los dos criterios de dimensionado y se seleccionará el más restrictivo de ellos.

Criterio de máxima corriente admisible:

La corriente máxima admisible se obtiene cuando se alcanza la temperatura máxima en la instalación. Así pues, como se indica el ITC-BT40 y en la regla UNE 20460-7-712 la intensidad máxima que ha de ser capaz de soportar el dicho cableado ha de ser el 125% de la intensidad máxima en cortocircuito. Mediante la expresión 4.9 calculamos:

$$I_{cab-string} \geq 1.25 \cdot I_{mod-sc-stc} = 1.25 \cdot 8.98 = 11.225\text{A} \quad (4.9)$$

Dónde:

$I_{cab-string}$ Máxima intensidad que ha de ser capaz de soportar el cable

$I_{mod-sc-stc}$ Intensidad de cortocircuito del módulo

Para determinar la sección se han seguido las especificaciones de la norma AENOR EA 0038 en la tabla correspondiente a la Intensidad máxima admisible en cables eléctricos para conexiones de placas o paneles fotovoltaicos. Observamos que la sección mínima necesaria para cable al aire para una temperatura ambiente de 60°C que soporte una intensidad máxima de $11,225\text{A}$ es una sección de **$1,5\text{mm}^2$** .

Criterio de caída de tensión máxima:

Tal y como se expresa en el *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE* la caída máxima admisible en el cableado de corriente continua ha de ser como máximo del 1,5%. Esto significa que dicha caída de tensión se ha de repartir entre el cableado antes del cuadro de conexiones y entre el cuadro y el inversor. Por ello, en este caso vamos a realizar un reparto lógico entre las caídas de tensión de cada segmento asignando el 0.7% de la caída entre los módulos y la caja de conexiones, y el 0.8% restante entre las cajas de conexiones y el inversor. A partir de estos datos calculamos la máxima caída de tensión en la parte del cableado de estudio con la expresión 4.10:

$$S_{stringf} \geq \frac{2 \cdot L_{string} I_{mod-mpp-stc}}{\frac{\Delta V_{string-1}(\%)}{100} \cdot \sigma(T_{max}) N_s V_{mod-mpp-stc}} \quad (4.10)$$

Dónde:

L_{string} Distancia máxima del panel más alejado del armario, igual a 35m

$I_{mod-mpp-stc}$ Valor de la corriente de cortocircuito del panel

$\Delta V_{cc-1}(\%)$ Porcentaje de la caída de tensión máxima, es decir 0,7

$\sigma(T_{max})$ Conductividad del cobre a 90°C, cuyo valor es de 44m/Ω·m²

Obteniendo como resultado:

$$S_{stringf} \geq 4.59mm^2$$

Como los módulos llevan instalados cables de 4mm², para el resto del cableado hasta la caja de conexiones seleccionaremos un cable de 6mm², de esta forma reduciremos ligeramente las pérdidas existentes en este tramo. Por otra parte, como indica el REBT no se pueden instalar secciones de cableado de menor sección que 6mm². Así pues, en la instalación se emplearán dos conductor unipolares de sección **6mm²** con una intensidad máxima de 72A con doble aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y PVC bajo tubo para mayor protección.

4.6.2. Cableado entre las cajas de conexiones e inversor

Para el cálculo de la sección del cableado entre las dos cajas de conexiones y el inversor se ha procedido de manera análoga al caso anterior. Sin embargo, ahora la máxima distancia entre la caja de conexión más lejana al inversor es de 60 m. Además, se ha de tener presente que se han instalado dos cajas, por lo que cada una conduce la mitad de la intensidad de la instalación total, es decir, a cada una se le conectan 6 strings.

Criterio de máxima corriente admisible:

En esta sección del cableado circula corriente continua, por lo que la sección se calcula como como en el caso anterior, mediante la ecuación 4.9, teniendo en cuenta que circulará la intensidad de 6 de los 12 ramales de la instalación.

$$I_{cab-string} \geq 1.25 \cdot I_{mod-sc-stc} \cdot N_p = 1.25 \cdot 8.98 \cdot 6 = 67,35A$$

Según este criterio, y consultando la tabla A52-1 bis facilitada en la norma UNE 20460-5-523 puede verse que el cable solar necesario para soportar dicha intensidad tiene una sección mínima de 25 mm².

Criterio de caída de tensión máxima:

Con respecto al criterio de máxima caída de tensión se ha de contemplar:

$$S_{CC-1} \geq \frac{2 \cdot L_{CC-1} N_p I_{mod-mpp-stc}}{\frac{\Delta V_{CC-1}(\%)}{100} \cdot \sigma(T_{max}) N_s V_{mod-mpp-stc}}$$

Dónde:

L_{string}	Distancia máxima del panel más alejado del armario, 60m
$I_{mod-mpp-stc}$	Valor de la corriente de cortocircuito del panel, igual a 8.37A
$\Delta V_{CC-1}(\%)$	Porcentaje de la caída de tensión máxima 0,8
$\sigma(T_{max})$	Conductividad del cobre a 90°C, cuyo valor es de 44m/Ω·m ²

N_p Numero de ramas en paralelo, es decir 6

Se concluye:

$$S_{CC-1} \geq 28.97 \text{mm}^2$$

De este modo, recurriendo de nuevo a la tabla A52-1 bis de la norma UNE 20460-5-523 concluimos que la sección normalizada necesaria para este cableado ha de ser de **35 mm²**. Con las mismas especificaciones no eléctricas que en el caso anterior, dos cables unipolares con doble aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y PVC bajo tubo. Con un valor de corriente máxima admisible de 174A.

Al estar bajo canalización, hay que aplicar una corrección de intensidad. Acudiendo el REBT deducimos, que se reduce un 20% la intensidad máxima del conductor, pasando a ser de 139,2A, muy superior a la producida en los módulos de 67,35A.

4.6.3. Cableado entre el inversor y el armario principal de CA

El cableado de esta sección está formado por las líneas de corriente alterna que salen del inversor y llegan al armario principal de CA, en donde se encuentran todas las protecciones para el sistema trifásico. Entre ambos no existe una distancia mayor de 5m, ya que ambos se alojan en la zona superior del edificio. Al ser un circuito de corriente alterna, el cálculo de la sección se realiza mediante una expresión para dicho tipo de corriente.

Criterio de máxima corriente admisible:

Puesto que se suponen unas condiciones de operación similares a la de la parte de CC, se recurre a la tabla A52-1 bis de la norma UNE 20460-5-523, para la selección de la sección de cable normalizada. Al igual que en CC, según el ITC-BT40 el cableado debe ser capaz de soportar un máximo de corriente del 125% del máximo teórico.

$$I_{cab-CA} \geq 1.25 \cdot I_{g-RMS-N} = 1.25 \cdot 93 = 116.25A$$

Donde:

$I_{g-RMS-N}$ Máxima intensidad que puede existir a la salida del inversor.

Por lo tanto, según este criterio la sección necesaria sería de **25mm²**.

Criterio de caída de tensión máxima:

La máxima caída de tensión que puede existir en toda la línea de AC es del 1,5% de la tensión nominal. Así pues, al existir dos tramos diferenciados (del inversor al armario de protecciones, y del armario al cuadro de conexiones) se asigna una caída de tensión proporcional a la distancia que tiene que recorrer cada tramo de cableado. Teniendo en cuenta este condicionante se ha asignado un 0.2% de la caída al primero un 1.3% al segundo.

La expresión para el cálculo de la sección de conductor en corriente alterna es la siguiente:

$$S_{CC-1} \geq \frac{\sqrt{3} \cdot L_{CA} \cdot I_{g-RMS-N} \cos \varphi_1}{\frac{\Delta V_{ca}(\%)}{100} \cdot \sigma(T_{max}) V_{g-\emptyset\emptyset}}$$

Donde:

L_{CA}	Longitud hasta el armario principal, 5m
$I_{g-RMS-N}$	Valor de la corriente de la salida del inversor, es decir 93A
$\cos \varphi_1$	Valor proporcionado por el fabricante, igual a 1
$\Delta V_{ca}(\%)$	Máxima caída de tensión admisible, 0.2%
$\sigma(T_{max})$	Conductividad del cobre a 90°C, cuyo valor es de 44m/Ω·m ²
$V_{g-\emptyset\emptyset}$	Tensión de conexión a la red trifásica = 400V

$$S_{CC-1} \geq 22.88 \text{mm}^2$$

Relanzando los cálculos, obtenemos una sección necesaria de 22.88 mm², trasladando a la tabla de secciones normalizadas necesitaremos un conductor con una sección de 25mm², el cual tendrá una capacidad de conducción de intensidad máxima de 140A.

Finalmente seleccionaremos tres cables unipolares con conductor neutro de 25 mm² con doble aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y PVC con una intensidad máxima de 140A, valor superior a la máxima intensidad a conducir de 93A.

4.6.4. Cableado entre armario principal de CA y cuadro de conexiones

Al igual que en el primer tramo de CA, se utilizarán las mismas expresiones. Sin embargo en este caso la distancia a recorrer es mayor ya que se ha de conducir la energía producida hasta la conexión con la red de distribución.

Criterio de máxima corriente admisible:

Puesto que se suponen unas condiciones de operación similares a la de la parte de CC, se recurre a la tabla A52-1 bis de la norma UNE 20460-5-523, para la selección de la sección de cable normalizada. Al igual que en CC, según el ITC-BT40 el cableado debe ser capaz de soportar un máximo de corriente del 125% del máximo teórico.

$$I_{cab-CA} \geq 1.25 \cdot I_{g-RMS-N} = 1.25 \cdot 93 = 116.25A$$

Donde:

$I_{g-RMS-N}$ Máxima intensidad que puede existir a la salida del inversor

Por lo tanto, según este criterio y acudiendo nuevamente a la norma la sección necesaria sería de **25mm²**.

Criterio de caída de tensión máxima:

Como se ha argumentado anteriormente, a este tramo de línea se asigna una caída de tensión del 1,3%. Así pues, calculamos mediante la expresión :

$$S_{CC-1} \geq \frac{\sqrt{3} \cdot L_{CA} \cdot I_{g-RMS-N} \cos \varphi_1}{\frac{\Delta V_{ca}(\%)}{100} \cdot \sigma(T_{max}) V_{g-\emptyset\emptyset}} \quad (4.11)$$

Donde:

L_{CA}	Longitud hasta el armario principal, 90m
$I_{g-RMS-N}$	Valor de la corriente de la salida del inversor, es decir 93A
$\cos \varphi_1$	Valor proporcionado por el fabricante, igual a 1
$\Delta V_{ca}(\%)$	Máxima caída de tensión admisible, es decir 1.3%
$\sigma(T_{max})$	Conductividad del cobre a 90°C, cuyo valor es de 44m/Ω·m ²
$V_{g-\emptyset\emptyset}$	Tensión de conexión a la red trifásica, 400V

Operando, obtenemos el siguiente resultado:

$$S_{CC-1} \geq 63.36mm^2$$

Relanzando los cálculos obtenemos una sección necesaria de 63.36mm², trasladando a la tabla de secciones normalizadas necesitaremos un conductor con una sección de 70mm², el cual tendrá una capacidad de conducción de intensidad máxima de 269A.

Finalmente emplearemos tres cables de 70mm² por fase, con conductor neutro, con doble aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y PVC y una intensidad máxima de 269A, valor muy superior a la máxima intensidad a conducir de 93A.

4.7. Dimensionado de los tubos

Los conductores se instalarán bajo tubo metálico flexible para protegerlo frente a las condiciones climáticas y sobre todo para evitar la degradación que pueden producir ciertos roedores sobre los cables eléctricos. Así pues, para su dimensionamiento hemos recurrido a la Guía BT-21 en la que se remite a la norma UNE-EN 50.086 -2-4 para la selección de la sección del tubo a instalar, mostrada en la siguiente tabla.

Tabla 4.6: Criterio selección del diámetro de tubos

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	20
2,5	12	16	20	20	20
4	12	16	20	20	25
6	12	16	25	25	25
10	16	25	25	32	32
16	20	25	32	32	40
25	25	32	40	40	50
35	25	40	40	50	50
50	32	40	50	50	63
70	32	50	63	63	63
95	40	50	63	75	75
120	40	63	75	75	--
150	50	63	75	--	--
185	50	75	--	--	--
240	63	75	--	--	--

Por ello se empleará dos secciones de tubo distinto:

- Cableado de corriente continua, en la que en ningún tramo la sección del conductor sobrepasa los 35mm² y como máximo existen tres conductores a entubar se empleará un tubo flexible de acero con recubrimiento plástico de 25mm².
- Para la sección de corriente alterna en la que la sección de los conductores es mayor y con un número total de cuatro conductores por tramo, se empleará un tubo de una sección de 63mm² de la misma naturaleza que en el caso anterior.

4.8. Dimensionado de protecciones

El dimensionamiento de las protecciones ha de hacerse de acuerdo con el REBT y el Real Decreto 1699/2011 con respecto a las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

4.8.1. Protecciones de CC:

El objetivo de las protecciones de corriente continua es velar por la seguridad e integridad tanto del inversor como de los módulos fotovoltaicos. Al igual que todo el cableado pertinente. Todos ellos se alojan en los dos armarios a instalar entre los módulos y el inversor.

Dimensionado de fusibles strings

Se instala un fusible por cada ramal con el objetivo de proteger el cableado de CC y los módulos de unas posibles subidas de intensidad. Para ello se diseña de tal forma que la intensidad de corte sea mayor que la máxima intensidad que pueda soportar el módulo en inversa y menor que la intensidad máxima producida por el string. Se instalarán una serie de fusibles en las dos cajas de conexiones, todos ellos iguales ya que trabajaran bajo las mismas condiciones y otros de mayor capacidad en el armario general de CC. En todos ellos aplicaremos la norma IEC 60269-6, en la que se especifica que el fusible debe interrumpir la corriente en el caso de que la intensidad circulante se 1,45% mayor a la nominal.

Para el primer grupo de fusibles calculamos mediante la expresión 4.12:

$$I_{mod-max-inversa} \leq I_{fusible-n} \leq 1,45 \cdot I_{mod-mpp-stc} \quad (4.12)$$

$$V_{max} \geq 1.2 \cdot V_{mod-mpp-stc} = 1.2 \cdot 38.1 = 45.72V$$

Donde:

$I_{mod-max-inversa}$ Intensidad máxima del módulo en inversa

$I_{fusible-n}$ Intensidad que debe cortar el fusible

V_{max} Tensión máxima que debe permitir el fusible

$$8.98A \leq I_{fusible-n} \leq 12.14A$$

El objetivo principal de los fusibles de corriente continua es proteger los módulos de sobretensiones provenientes de la red de corriente alterna. Ya que la máxima intensidad que se produciría en el caso de un cortocircuito en los paneles sería de 8,98A. Este valor no es peligroso para el cableado de la instalación, ya que la sección es de 6mm², capaz de soportar 67A.

Con estos resultados instalaremos 12 fusibles en cada una de las dos cajas de conexiones, es decir un total de 24 unidades. Se han seleccionado los fusibles de 10A ya premontados en el armario de protecciones de corriente continua.

Además, se ha de tener en cuenta que es imprescindible incluir un interruptor seccionador en el armario principal de CC para poder desconectar del inversor el generador fotovoltaico en el caso de que sea necesario. Por ello será seleccionado un interruptor con un poder de corte de 900V.

4.8.2. Protecciones de AC

Protecciones entre e inversor y armario de AC

El inversor seleccionado ya incluye las protecciones tanto para corriente continua y alterna como para sobretensiones y cortocircuitos. Por ello, no es necesario añadir protecciones adicionales para proteger este equipo frente a posibles fallos.

Protecciones entre inversor y armario de AC

Como se ha dicho anteriormente el inversor ya cuenta con las protecciones necesarias para protegerse a sí mismo frente a posibles subidas de tensión o intensidad tanto proveniente del lado de corriente alterna como de continua. Es por ello que no es necesario añadir más protecciones a este equipo.

Tan solo se instalará un interruptor magnetotérmico en el armario principal de AC de 100A de corriente nominal que protegerá el cableado desde el punto de conexión de la acometida hasta el inversor.

Puesta a tierra

Según el *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red PCT-C-REV - julio 2011 IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía*: Todas las instalaciones cumplirán con lo

dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

-La sección de la puesta a tierra de los módulos tendrá una sección de 6mm² al igual que los conductores de dicha fase, tal y como especifica la el REBT.

-La sección de la puesta de tierra entre la caja al inversor será de 16mm² ya que está especificado que si la sección de la fase es igual o menor de 35 mm² la toma de tierra tendrá dicha sección.

- La puesta a tierra entre el inversor y el armario de AC tendrá una sección de 16 mm² también por tener una sección el conductor de la fase menor de 35mm² en función de la norma,

- La sección de la puesta a tierra entre el armario de AC y el centro de transformación deberá tener una sección tal que se cumpla:

$$S_p = \frac{S}{2}$$

-Es decir, como la sección de la línea es de 70 mm², la sección del conductor de puesta a tierra deberá tener una sección de 35 mm². A continuación mostramos en la tabla 4.7 un resumen de las secciones escogidas para cada tramo:

Tabla 4.7: Resumen secciones conductores de toma a tierra

Tramo	Sección (mm ²)
Paneles a caja de conexiones	6
Caja de conexiones a inversor	16
Inversor a armario de AC	16
Armario de AC a red	35

5. Presupuesto

A continuación se evalúa el coste total que supondrá la instalación del sistema fotovoltaico. Se ha subdividido según el tipo de elementos por categorías. También por descripción, coste unitario, coste del conjunto y coste total

Tabla 5.1: Coste módulos fotovoltaicos e inversor

Generador fotovoltaico			
Artículo	UND.	precio unitario (€)	precio final (€)
Módulo fotovoltaico JINKO JKM260P	228	205,6	46.876,8
Inversor Trifásico Ingecom Sun 50 kW	1	18181,8	18.181,8
		SUBTOTAL	65.058,6
		IVA 21%	13.662,306
		TOTAL	78.720,906

Tabla 5.2: Coste estructuras de soporte

Estructuras de soporte			
Artículo	UND.	precio unitario (€)	precio final (€)
Estructura aluminio 2 módulos- TECHNO SUN	5	173,19	865,95
Estructura aluminio 3 módulos- TECHNO SUN	9	263,4	2.370,6
Estructura aluminio 5 módulos- TECHNO SUN	13	334,78	4.352,14
Estructura aluminio 7 módulos- TECHNO SUN	18	444,23	7.996,14
		SUBTOTAL	15.584,83
		IVA 21%	3.272,8143
		TOTAL	18.857,6443

Tabla 5.3: Coste cableado

Cableado				
Artículo	Longitud(m)	precio unitario (€)	precio final (€)	
cableado entre ramales				
cable rojo unipolar sección 6mm2	450	4,352	1.958,4	
cable negro unipolar sección 6mm2	450	4,352	1.958,4	
cable amarillo-verde unipolar sección 6mm2	450	4,352	1.958,4	
Tubería corrugada 32mm diámetro	225	3,18	715,5	
cableado entre caja de conexiones e inversor				

cable rojo unipolar sección 35mm2	120	21,738	2.608,56
cable negro unipolar sección 35mm2	120	21,738	2.608,56
cable amarillo-verde unipolar sección 35mm2	120	21,738	2.608,56
Tubería corrugada 32mm diámetro	120	3,18	381,6
cableado entre inversor y armario CA			
cable rojo unipolar sección 25mm2	5	16,547	82,735
cable negro unipolar sección 25mm2	5	16,547	82,735
cable azul unipolar sección 25mm2	5	16,547	82,735
cable amarillo-verde unipolar sección 25mm2	5	16,547	82,735
Tubería corrugada 50mm diámetro	5	9,94	49,7
cableado entre armario CA y cuadro general CA			
cable rojo unipolar sección 70mm2	90	41,45	3.730,5
cable negro unipolar sección 70mm2	90	41,45	3.730,5
cable azul unipolar sección 35mm2	90	41,45	3.730,5
cable amarillo-verde unipolar sección 90mm2	90	21,738	1.956,42
Tubería corrugada 50mm diámetro	90	9,94	894,6
		SUBTOTAL	29.221,14
		IVA 21%	6.136,4394
		TOTAL	35.357,5794

Tabla 5.4: Coste elementos de operación y maniobra

Elementos de protección y maniobra			
Artículo	UND.	precio unitario (€)	precio final (€)
Protección CC			
Armario	2	875	1.750
Protección CA			
Armario	1	671	671
contador E 360	1	556	556
		SUBTOTAL	2.977
		IVA 21%	625,17
		TOTAL	3.602,17

Tabla 5.5: Coste transporte, montaje y otros

Transporte, montaje y otros			
	UND.	precio unitario (€)	precio final (€)
Montaje e instalación de equipos	1	7000	7.000
Proyecto técnico y trámites	1	3000	3.000
otro material	1	250	250
		SUBTOTAL	10.250
		IVA 21%	2.152,5
		TOTAL	12.402,5

Tabla 5.6: Coste

	Importe (€) sin IVA
Total Generador fotovoltaico	67.338,6
Total estructuras de soporte	15.584,83
Total cableado	29.221,14
Total elementos de protección	2.977
Total transporte, montaje y otros	10.250
TOTAL sin IVA	125.371,57
IVA 21%	26.328,0297
TOTAL	151.699,6

6. Estudio de viabilidad

Durante los últimos años el sector de la energía fotovoltaica ha sido extremadamente inestable a causa de las variaciones de su regulación desde sus inicios a principios de la década del 2000. Siendo éste un sector incipiente, se tomaron medidas para su promoción en la que se eliminaron las barreras de económicas para la conexión a la red eléctrica. Posteriormente en el Real Decreto 436/2004 se establecieron una serie de primas para favorecer esta tecnología. A raíz de este decreto y el posteriormente publicado RD 661/2007, España se convirtió en uno de los principales países con más energía fotovoltaica instalada. Sin embargo a raíz del RD 1.565/2010 las inversiones en nuevos parques generadores se paralizaron, ya que la estabilidad de las remuneraciones quedaba comprometida. Como se muestra en la figura 6.1 podemos ver una clara correlación entre la entrada en vigor de cada nueva legislación con la potencia instalada en cada periodo:

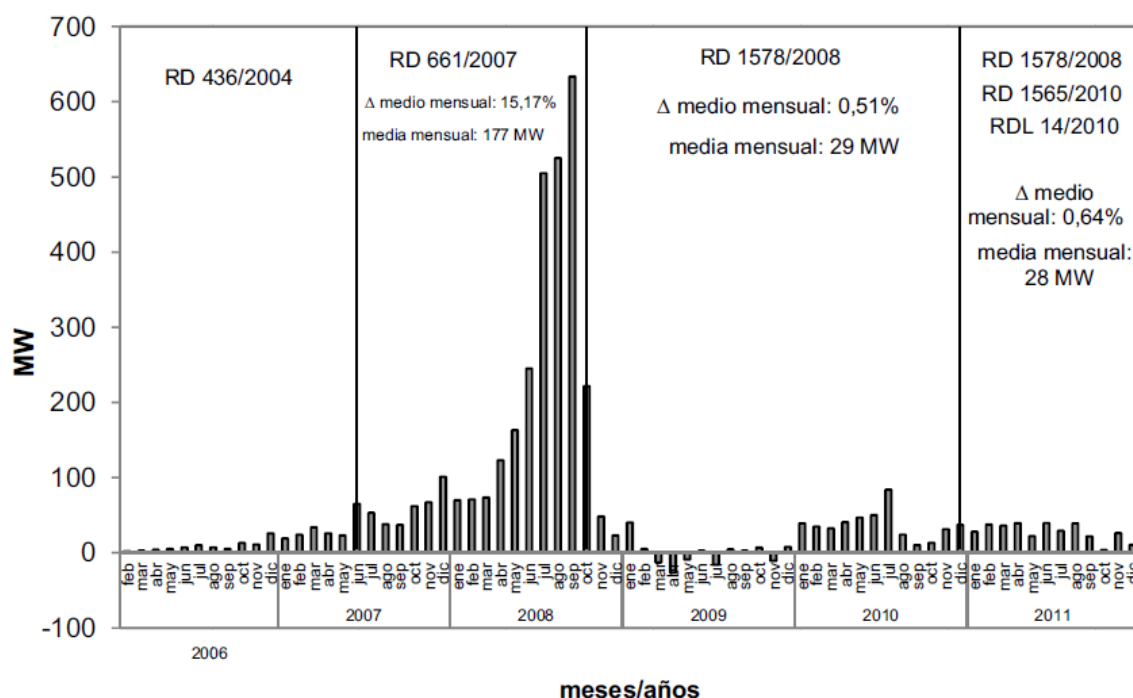


Figura 6.1: Potencia fotovoltaica mensual instalada (Febrero 2006-2011) [11]

Ahora mismo está en proceso de aprobación un Real Decreto mediante el cual se pretende introducir un nuevo impuesto dividido en dos, uno en función de la potencia contratada y otro variable en función de la energía autoconsumida. Este hecho está justificado con el razonamiento de que hay que contribuir de igual forma a la financiación del sistema eléctrico que al resto de usuarios de la red.

Ante este panorama de inestabilidad legislativa resulta complicado poder realizar una estimación de la viabilidad económica de la instalación fotovoltaica diseñada. Sin embargo, trataremos de ser lo más conservadores posibles.

En primer lugar, tras realizar el análisis de la producción anual esperada, hemos de suponer cuánta de ella vamos a autoconsumir y cuánta de ella vamos a verter a la red. Como se ha calculado anteriormente, se ha deducido que se producirán del orden de 85275 kWh/año, sin embargo, al no ser iguales las curvas de producción y consumo no será posible utilizar para la propia instalación toda la energía producida. Es decir, si en los momentos centrales del día, en donde se produce una gran cantidad de energía no se consume toda parte deberá ser inyectada a la red, y viceversa. Así pues, a efectos de este trabajo fin de grado, y a falta de un estudio completo de las curvas de demanda del colegio realizaremos una hipótesis en la que supondremos que autoconsumiremos el 70% de la energía producida, y verteremos a red el 30% restante. Esta es una aproximación que debería ser contrastada con un estudio de la demanda realizada de forma exhaustiva para obtener un análisis económico más preciso.

Además, como indica el fabricante de los módulos en las especificaciones técnicas, hemos de tener en cuenta una pérdida de rendimiento del 0,8% anual durante los próximos 25 años.

Por último, cabe realizar una hipótesis aproximada de ciertos valores para el cálculo aproximado, en los que tendremos:

- En tanto que no se apruebe el borrador de la reforma de las retribuciones para el sector fotovoltaico consideraremos la venta de energía a la red como:

$\text{Precio Pool- Peaje de acceso-representación} = 4.2 \text{ c.€/kWh} - 0.05 \text{ c.€/kWh} - 0.085 \text{ c.€/kWh} = 4.07 \text{ c.€/kWh}$
--

- Por otra parte, con respecto a la energía autoconsumida, a expensas de que no se imponga ninguna tarifa de respaldo prevista en el borrador, puede considerarse que la energía ahorrada se descuenta del recibo eléctrico. Así pues, tal como se observa en la propia factura podemos discernir tres precios variables como se muestra en la tabla 4.13:

Tabla 6.1: Costes eléctricos por franja horaria

Franja horaria	Coste (€/kWh)
Punta	0.124675
Llano	0.102539
Valle	0.070596

Tabla 6.2: Discriminación horaria

Zona	Invierno			Verano		
	Punta	Llano	Valle	Punta	Llano	Valle
Península	18-22	8-18, 22-24	0-8	11-15	8-11, 15- 24	0-8

Teniendo en cuenta la franja horaria asociada a cada una, como se puede observar en la tabla 4.14, podemos estimar un precio medio entre punta y llano ya que el colegio tiene su máxima actividad entre las 8:00 a.m y las 17.00 p.m. Es decir, supondremos un coste de la energía de 0,11 céntimos €/kWh.

- Además hemos de tener en cuenta un coste asociado de mantenimiento y seguro al que le asignaremos un valor orientativo de 650 € anuales
- Por último, debemos estimar el valor de la inflación Española para los próximos años. Para ello recurrimos a estudiar los valores de los últimos años, en los que ha pasado a estar negativo como en la actualidad. Sin embargo, para este caso lo consideraremos ligeramente positivo asignándole un valor de 0,2%.

Tabla 6.3: Análisis económico

Año	coste manten.	energía autocon.	energía a red	precio factura	precio red	caja	ahorro acumulado
0	0,00	0,00	0,00	0,110	0,047	-151699,60	-151699,60
1	650,00	59692,50	25582,50	0,110	0,047	7134,09	-144565,51
2	651,30	59160,06	25354,31	0,110	0,047	7078,79	-137486,72
3	652,60	58632,37	25128,16	0,111	0,047	7023,86	-130462,87
4	653,91	58109,38	24904,02	0,111	0,047	6969,30	-123493,57
5	655,22	57591,06	24681,88	0,111	0,047	6915,10	-116578,47
6	656,53	57077,37	24461,73	0,111	0,048	6861,27	-109717,20
7	657,84	56568,25	24243,54	0,112	0,048	6807,80	-102909,40
8	659,15	56063,68	24027,29	0,112	0,048	6754,69	-96154,70
9	660,47	55563,61	23812,97	0,112	0,048	6701,94	-89452,76
10	661,79	55068,00	23600,57	0,112	0,048	6649,54	-82803,22
11	663,12	54576,80	23390,06	0,112	0,048	6597,50	-76205,72
12	664,44	54089,99	23181,43	0,113	0,048	6545,80	-69659,92
13	665,77	53607,53	22974,65	0,113	0,048	6494,45	-63165,47
14	667,10	53129,36	22769,73	0,113	0,048	6443,44	-56722,03
15	668,44	52655,46	22566,63	0,113	0,048	6392,78	-50329,25
16	669,78	52185,79	22365,34	0,114	0,049	6342,45	-43986,79
17	671,11	51720,31	22165,85	0,114	0,049	6292,47	-37694,33
18	672,46	51258,98	21968,13	0,114	0,049	6242,81	-31451,51
19	673,80	50801,76	21772,18	0,114	0,049	6193,49	-25258,02

20	675,15	50348,62	21577,98	0,114	0,049	6144,50	-19113,51
21	676,50	49899,53	21385,51	0,115	0,049	6095,84	-13017,67
22	677,85	49454,44	21194,76	0,115	0,049	6047,51	-6970,16
23	679,21	49013,32	21005,71	0,115	0,049	5999,49	-970,67
24	680,57	48576,13	20818,34	0,115	0,049	5951,80	4981,13
25	681,93	48142,85	20632,65	0,116	0,049	5904,43	10885,56

A continuación procedemos a estimar los parámetros que nos determinarán la viabilidad del proyecto. Para ello nos basaremos en la evaluación del VAN y el TIR.

Valor actual neto (VAN)

El valor actual neto es un mecanismo que permite calcular el valor presente de un conjunto de flujos de cajas futuros como consecuencia de una inversión. El procedimiento consiste en descontar respecto al momento inicial o tiempo 0 todos los flujos de caja futuros generados en proyecto, y comparar dicha cantidad con la inversión inicial. Para ello hemos de tener en cuenta una tasa de actualización o de descuento del coste medio ponderado de capital y la tasa de inflación del periodo. Cuando dicho resultado es positivo es recomendable que el proyecto sea aceptado, en caso contrario, indica que el valor actual del futuro proyecto es menor que el coste de la inversión.

En este caso se va a tomar un valor de inflación pequeño ya que al encontrarnos actualmente en un periodo económicamente complicado, el valor de la inflación española actual se encuentra en valores negativos, concretamente a -0.182%. En nuestra evaluación supondremos un valor positivo, pero muy reducido, concretamente 0.206% [12] que es la inflación existente en el año 2014.

Además, puesto que el proyecto tiene una vida útil de unos 25 años, tomaremos como referencia el valor del bono español a 30 años para asignar un valor a los intereses. Así pues, en la actualidad los intereses a día de hoy están en el 3,292%. [13]

Así pues, utilizamos la expresión 6.1 para el cálculo del VAN:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0 = -40610,93€ \quad (6.1)$$

A la vista de este indicador económico, el proyecto no es económicamente rentable ya que su resultado es negativo y elevado.

Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno de una inversión es el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión. Puede ser entendida como el valor de la tasa de descuento que hace que el valor actual neto será igual a cero. Este indicador económico puede ser empleado para evaluar la rentabilidad de un proyecto, es decir, a mayor TIR, mayor será la rentabilidad de la inversión.

Como se ha dicho, mediante la expresión 6.2 calculamos el TIR. Es decir, igualando el VAN a cero:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1 + TIR)^t} - I_o = 0 \quad (6.2)$$

TIR=0.56%

Es decir, este indicador nos muestra que el proyecto tiene una baja rentabilidad económica y a priori no parece económicamente viable.

Periodo de retorno:

Por otra parte se ha analizado el periodo de recuperación de la inversión en función de la hipótesis establecida inicialmente. En consecuencia nos encontramos con que no recuperamos todo el capital inicial hasta el año vigesimotercero, resultando un periodo excesivamente largo teniendo en cuenta la vida útil de la instalación supuesta en 25 años.

Sin embargo, al igual que el resto de parámetros calculados, son dependientes a las hipótesis planteadas inicialmente, al igual que de la regulación del sector. Así pues antes de tomar ninguna decisión respecto a la viabilidad económica del proyecto se debería realizar un estudio exhaustivo de los diferentes parámetros que pueden afectar a su viabilidad económica, y con esos resultados tomar una decisión respecto a su ejecución.

7. Conclusiones

A la vista del análisis realizado y los resultados obtenidos, podemos concluir que en el aspecto económico el proyecto no resulta viable debido a la reducción de retribuciones a la energía solar en el marco legislativo actual. Durante los últimos años han existido grandes cambios en la normativa referente a las retribuciones de las energías renovables en un periodo muy corto de tiempo, introduciendo cierta sensación de inestabilidad nada alentadora para realizar nuevas inversiones. Hemos de tener en cuenta que, debido a la naturaleza de estas instalaciones, los costes de operación y mantenimiento son especialmente reducidos, no así la inversión inicial de la instalación. Es por ello que es imprescindible una férrea legislación que asegure la estabilidad del sector a largo plazo ya que los periodos de recuperación de la inversión inicial requieren cierto margen para ser rentabilizado.

Respecto al tema medioambiental, la energía solar fotovoltaica debe ser un pilar básico para el cambio del modelo energético basado en los combustibles fósiles hacia un nuevo sistema basado en las energías limpias tanto eólica, solar térmica, mareas y fotovoltaica. Ya que existe la tecnología que permite su aprovechamiento de forma rentable, con su promoción será viable un mayor desarrollo de las técnicas de fabricación en las que se consiga reducir los costes asociados. Así pues, con nuestra instalación hemos conseguido reducir las emisiones de gases de efecto invernadero ya que hemos sustituido casi un 47% de la demanda eléctrica de la institución que provenía de la red y a su vez en un alto porcentaje de centrales térmicas por energía limpia proveniente del sol, con ello se ha conseguido evitar la emisión de 17,705 t CO₂/año.

Por último se ha conseguido demostrar que el autoconsumo es una alternativa técnicamente viable y necesaria, ya que existe la tecnología necesaria para aprovechar la energía gratuita proveniente del sol para satisfacer sino total, parcialmente, la demanda eléctrica. Este proyecto sirve como base para el inicio del cambio de modelo actual basado en grandes centrales eléctricas alejadas de los puntos de consumo -generando grandes pérdidas en las líneas de transmisión- a uno basado en la generación distribuida, en la que un gran número de pequeños generadores a escala local o particular producen parte de la demanda eléctrica mediante energías renovables tales como la solar o la eólica. Debemos tener presente el caso de un país como España, donde la ausencia casi total de hidrocarburos nos hace dependientes de países exportadores de los que nos vemos forzados a adquirir combustibles de forma incondicional. Sin embargo, nuestra idílica localización nos convierte en unas de las zonas con mayor irradiación anual que podría ser aprovechada por distintos sistemas solares para alcanzar un cierto grado de autoabastecimiento nada despreciable, que repercutiría positivamente en nuestra sociedad y economía.

8. Planos

9. Bibliografía

[1] Centro de Estudios de la Energía Solar, recuperado el 2 de Julio:
<http://www.censolar.es/especsol.htm>

[2] Era-ingeniería. Recurado el 2 de Julio:
http://www.eraingenieria.com/_EraIngenieria/images/modulofv.bmp

[3] Google Earth para Windows 2015. [programa informático de descarga libre] Disponible en Google earth. Página web disponible en: <https://www.google.es/intl/es/earth/index.html>

[4] JINCO SOLAR (2014). Recuperado el 16 Abril: <http://www.jinkosolar.com/product.html?lan=sp>

[5] INGETEAM. Recuperado el 21 de Abril de INGETEAM: <http://www.ingeteam.com/es-es/inicio.aspx>

[6] CAHORS (2014). Recuperado el 5 de Junio de CAHORS: <http://www.cahors.es/>

[7] HAGER. Recuperado el 15 de Junio de Hager: <http://www.hager.es/productos-e-catalogo/pequeno-material-+-sistemas-para-control-de-edificios/sistemas-de-gestion-de-la-energia/contadores-de-energia-y-medida/9041.htm>

[8] PV.syst para Windows 2015. Versión 6.3.8 [programa informático versión de prueba] Disponible en PVsyst. Página web disponible en: <http://www.pvsyst.com/>

[9] Condiciones climáticas exteriores, IDAE. Recuperado el 7 de Mayo:
http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_12_Guia_tecnica_condiciones_climaticas_exteriores_de_proyecto_e4e5b769.pdf

[10] Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, (PCT-C-REV - julio 2011) ,IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía: www.idae.es.

[11] Mir, P. (2012). *Cuadernos económicos del ICE Nº 83*. Universidad de Lleida. "La regulación fotovoltaica y solar termoeléctrica en España"

[12] elEconomista.es, recuperado el 29 junio:
<http://www.economista.es/bono/bono-espana-30-years>

[13] Global-rates.com, Recuperado el 29 junio:
<http://es.global-rates.com/estadisticas-economicas/inflacion/indice-de-precios-al-consumo/ipc/espana.aspx>

Para búsqueda de información general:

- M Ibáñez Plana, J.R Rosell Polo, J.I Rosell Urrutia. (2005). *Tecnología solar*. Madrid: Ediciones Mundi-Prensa.
- Alonso Abella,M.(2005) *Sistemas Fotovoltáicos. Introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica*. (2ª ed.) Madrid: S.A.P.T Publicaciones técnicas S.L.
- Alcor,E. (2002) *Instalaciones solares fotovoltaicas*. (3ª ed.) Sevilla: Progensa.
- Labouret,A –Villoz,M. (2008) *Energía solar fotovoltaica, manual práctico*.(1ª ed.) Madrid: Mundi-Prensa.
- CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas). (2006)*Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar Fotovoltaica*. Madrid: Ed. CIEMAT.

