

## **Agradecimientos**

*Mi más sincero agradecimiento a José Luis Bernal, director de este proyecto, por su tutela durante todo este tiempo de trabajo.*

*Gracias a todos mis amigos que me han hecho ver las cosas con humor, especialmente a Nano que de él fue el empujón para este proyecto y para Víctor, ayuda fundamental en el aspecto avícola.*

*Gracias a mi familia y a Marga por apoyarme y tener paciencia.*

# Estudio de la aplicación de instalaciones fotovoltaicas en granjas avícolas

## Resumen

Se pretende en este proyecto final de carrera estudiar posibles soluciones de suministro de energía eléctrica mediante paneles fotovoltaicos a granjas avícolas que no posean conexión a red, así como estudiar la mejor opción de venta de energía eléctrica en una instalación sobre cubierta conectada a red.

Será necesario determinar el consumo típico de energía en granjas avícolas, en particular se estudiarán las de pollos de engorde y las de gallinas ponedoras.

Se llevaran a cabo varias soluciones que permitan suministrar la demanda de energía mediante paneles fotovoltaicos en dichas granjas aisladas de red, así como estudiar la idoneidad económica de las instalaciones.

Se estudiará la mejor opción en una instalación sobre cubierta, discutiendo entre distintas tecnologías, distintas inclinaciones, distintos tamaños, etc. También se hará una comparación económica de las distintas alternativas estudiadas, en este caso la instalación irá encaminada a la venta de electricidad considerando el precio de venta actual.

Por el último se explicará un método fotográfico para conocer las pérdidas que se producirían en función de los obstáculos, en este caso distintos tipos de horizonte. Las pérdidas vendrán dadas en porcentaje de irradiación solar global anual perdido.

# Índice

<b>1 INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>4</b>
1.1 OBJETO.....	4
1.2 ALCANCE.....	4
<b>2. EQUIPOS CARACTERÍSTICOS DE UNA EXPLOTACIÓN AVIAR</b> .....	<b>5</b>
2.1 EQUIPOS CARACTERÍSTICOS DE UNA GRANJA DE GALLINAS PONEDORAS .....	5
2.2 EQUIPOS CARACTERÍSTICOS DE UNA GRANJA DE POLLOS DE ENGORDE.....	5
<b>3 INSTALACIONES CONECTADAS A LA RED ELÉCTRICA</b> .....	<b>6</b>
3.1 LA HERRAMIENTA PVSYSY.....	6
3.2 SIMULACIONES .....	7
3.2.1 SIMULACIÓN 1: PANELES 220 W. SILICIO MONOCRISTALINO.....	8
3.2.2 SIMULACIÓN 2: PANELES 180 W. SILICIO MONOCRISTALINO.....	8
3.2.3 SIMULACIÓN 3: PANELES 180 W. SUPERPOSICIÓN CON LA CUBIERTA .....	9
3.2.4 SIMULACIÓN 4: PANELES DE SILICIO AMORFO .....	9
3.3 CONCLUSIONES.....	11
<b>4 INSTALACIONES AISLADAS DE RED</b> .....	<b>13</b>
4.1 DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN EN LA GRANJA DE GALLINAS .....	13
4.1.1 SITUACIÓN.....	13
4.1.2 PERFIL DE CONSUMOS .....	13
4.1.3 CÁLCULOS.....	14
4.1.4 EQUIPOS SELECCIONADOS .....	16
4.1.5 ESTUDIO ECONÓMICO.....	16
4.1.6 CONCLUSIONES.....	17
4.2 GRANJA DE POLLOS DE ENGORDE .....	17
4.2.1 SITUACIÓN.....	17
4.2.2 CONSUMOS .....	17
4.2.3 CÁLCULO.....	19
4.2.4 COMPONENTES .....	21
4.2.5 ESTUDIO ECONÓMICO .....	21
4.2.5 CONCLUSIONES.....	22
<b>5. INFLUENCIA DE LAS SOMBRAS EN UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA. INFLUENCIA DEL HORIZONTE</b> .....	<b>23</b>
5.1 INTRODUCCIÓN .....	23
5.2 LOS CASOS ESTUDIADOS.....	26
5.3 CONCLUSIONES.....	28
<b>6 CONCLUSIONES</b> .....	<b>29</b>
<b>7 BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>30</b>
<b>ANEXOS</b> .....	<b>31</b>
1 RESULTADOS SIMULACIÓN PVSYSY 220 W .....	31
2 RESULTADOS SIMULACIÓN PVSYSY 180 W SI MONOCRISTALINO .....	34
3 RESULTADOS SIMULACIÓN PVSYSY 180 W SUPERPOSICIÓN.....	38
4 RESULTADOS PVSYSY PANELES SI AMORFO .....	42
5 BALANCE ECONÓMICO PANELES 220 W .....	50
6 BALANCE ECONÓMICO PANELES 180 W .....	51
7 BALANCE ECONÓMICO PANELES 180 W SUPERPOSICIÓN.....	52
8 BALANCE ECONÓMICO PANELES AMORFOS.....	53
9 CONSUMO ELÉCTRICO DE LA GRANJA DE GALLINAS (20000 GALLINAS PONEDORAS) .....	54
10 BALANCE ECONÓMICO GRANJA DE GALLINAS .....	55
11 BALANCE ECONÓMICO GRANJA DE POLLOS.....	57
12 FICHAS TÉCNICAS .....	58
13 SECCIÓN HE 5 DEL DOCUMENTO BÁSICO HE AHORRO DE ENERGÍA .....	75

# **1 Introducción**

## **1.1 Objeto**

En este proyecto se realiza un estudio técnico y económico sobre la posible aplicación de instalaciones fotovoltaicas en granjas avícolas. Se han considerado granjas de pollos de engorde y granjas de gallinas ponedoras.

En primer lugar se ha considerado la posibilidad de aprovechar las cubiertas de las naves de las granjas con el fin de llevar a cabo una instalación fotovoltaica conectada a la red eléctrica, considerando dos tecnologías de paneles, y determinando sus ventajas e inconvenientes. Para la simulación de los sistemas conectados a la red eléctrica se ha utilizado la herramienta PVsyst.

Además, se ha tenido en cuenta la posibilidad de que las instalaciones estén aisladas de la red eléctrica, determinando si son viables económicamente y si puede suministrarse toda la energía necesaria mediante paneles fotovoltaicos.

Se han obtenido conclusiones que pueden aplicarse a este tipo de instalaciones.

Finalmente, con el fin de determinar la influencia del horizonte en la producción de energía de las instalaciones, se ha aplicado un método que hace uso de fotografías, basado en una metodología propuesta por el IDAE (Instituto de Diversificación y Ahorro Energético).

## **1.2 Alcance**

A continuación se describe, brevemente, el contenido de este documento.

En primer lugar se indican los equipos básicos que son necesarios en las granjas avícolas que se han considerado en este proyecto. La diferencia entre los consumos de energía de una granja de engorde de pollos y una granja de gallinas ponedoras, es un dato de gran interés, tal y como se puede comprobar al realizar los cálculos correspondientes de las instalaciones fotovoltaicas para cada uno de los dos tipos de granjas. Estos consumos son de interés para el estudio que se realiza en el proyecto en el caso de instalaciones aisladas de la red eléctrica, e irrelevante en el caso de instalaciones conectadas a la red.

En la siguiente parte del proyecto se realiza un estudio considerando que la instalación fotovoltaica está conectada a la red eléctrica. Los resultados alcanzados al considerar dos tipos diferentes de tecnologías de paneles, permiten determinar cuál es el más adecuado tanto desde un punto de vista energético como económico. Para las simulaciones que han permitido obtener los resultados se ha utilizado la herramienta informática PVsyst.

En la siguiente parte del proyecto se lleva a cabo un estudio de la posible aplicación de instalaciones fotovoltaicas a granjas de engorde de pollos y de gallinas ponedoras, considerando que se desea suministrar parte del consumo de las granjas mediante paneles fotovoltaicos. Además, se estudia la posible viabilidad económica de ambas instalaciones. A continuación se muestra un método que permite calcular, de forma aproximada, el porcentaje de irradiación solar global que se podría perder por los obstáculos existentes en el horizonte (montañas, casas, edificios, etc.).

Finalmente se indican las conclusiones que se obtienen tras analizar los resultados que se han alcanzado a lo largo de la realización de este proyecto.

## **2. Equipos característicos de una explotación aviar**

### **2.1 Equipos característicos de una granja de gallinas ponedoras**

Para este tipo de explotación hay que prestar atención a cinco aspectos básicos: La alimentación, la ventilación, la iluminación, la extracción de estiércol y la recogida de huevos. Para ello es necesario disponer de ciertos equipos que funcionarán a lo largo del día en aquellos momentos en que sean necesarios. A continuación se indican brevemente las características que deben tener. Más adelante, cuando se realicen los cálculos técnicos de las instalaciones, se detallarán los consumos de los equipos.

*Alimentación:* Es necesario suministrar agua y alimento a las gallinas. El agua, generalmente, suele proceder de algún pozo, por lo que será necesaria una motobomba para extraerla. Para suministrar alimento serán necesarios unos motores que trabajen intermitentemente, y que generalmente funcionarán en seis ocasiones al día durante 15 minutos.

*Ventilación:* Es necesario mantener la nave ventilada, para ello se dispondrá de ventiladores que trabajen intermitentemente a lo largo del día.

*Iluminación:* Las gallinas necesitan 15 horas de luz al día (luz natural o artificial), y 2 horas de luz durante la noche. Dependiendo de la época del año será necesario un mayor o menor número de horas de luz artificial, y por lo tanto un mayor o menor consumo energético.

*Extracción de estiércol:* Será necesario un motor que evacue el estiércol de la nave. Dependiendo de las dimensiones de la nave tendrá más o menos potencia.

*Recogida de huevos:* Para la recogida de huevos serán necesarios unos motores que muevan las cintas transportadoras. Su funcionamiento será intermitente a lo largo del día.

### **2.2 Equipos característicos de una granja de pollos de engorde**

Para mantener un óptimo rendimiento en el engorde de los pollos, es fundamental conseguir unas condiciones ambientales que se mantengan estables, especialmente en el periodo de cría, siendo además fundamental un buen aislamiento de la instalación.

Por lo tanto, serán necesarios ventiladores, un sistema de calefacción (ambiental y para el suelo) y un sistema de apertura de ventanas (cortinas).

Para la alimentación y suministro de agua se necesitará de un sistema de fontanería y de suministro de alimento.

Por último, y no menos importante, es necesario disponer de los equipos de iluminación, distinguiendo entre las luces de atracción, que tienen especial importancia durante los cinco primeros días, y las luces ambientales. Estas últimas irán aumentando su potencia de forma gradual a partir del quinto día hasta alcanzar una intensidad equivalente a la iluminación natural en el décimo día.

## 3 Instalaciones conectadas a la red eléctrica.

### 3.1 La herramienta PVsyst

PVsyst (Figura 1) es una herramienta para el estudio, dimensionado, simulación y análisis de instalaciones fotovoltaicas.

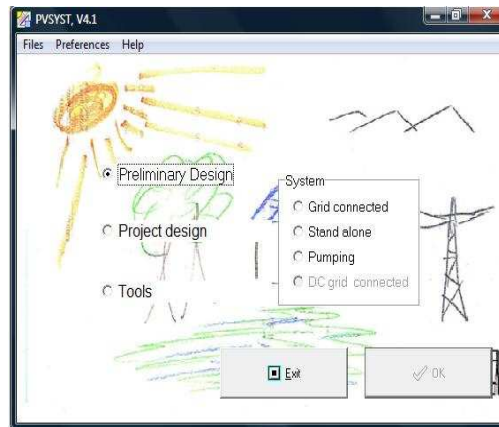


Figura 1. Pantalla inicial de la herramienta PVsyst

PVsyst es una potente herramienta que permite realizar diseños y simulaciones de una forma fiable y bastante detallada.

Posee varias opciones (Figura 2) que permiten desarrollar paso a paso el proyecto de una instalación fotovoltaica. Permite abordar el diseño de instalaciones conectadas a red o aisladas. Una característica muy interesante es su base de datos, siendo posible actualizarla a través de Internet, o manualmente por parte del usuario.

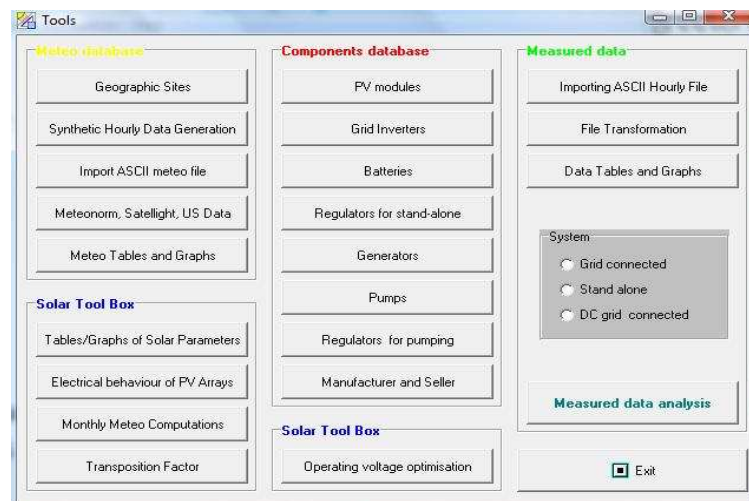


Figura 2. Menú de la herramienta PVsyst

Permite ubicar con exactitud la instalación e introducir los datos meteorológicos, tanto desde su base de datos o manualmente.

Aunque no es necesario para obtener resultados, permite dibujar la instalación (Figura 3), introduciendo sombras, variando la inclinación, azimut, etc.

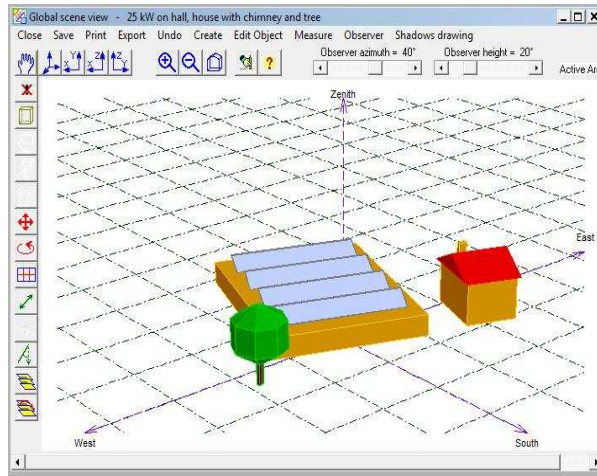


Figura 3. Instalación dibujada con PVsyst

Una vez realizado el dimensionado, la ubicación de los paneles, el cálculo de sombras, etc., se introducen los parámetros. Así, por ejemplo, en el caso de sistemas conectados a la red eléctrica, es posible indicar la potencia prevista, seleccionar el inversor y los paneles, así como la configuración en que se van a conectar (Figura 4).

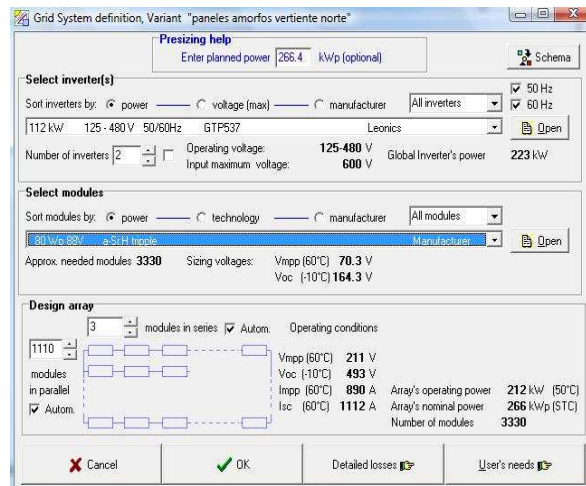


Figura 4. Selección del inversor y los paneles en PVsyst

Finalmente, tras introducir todos los datos necesarios, se puede realizar la simulación del sistema, donde PVsyst ofrece gran abanico de tablas y gráficos, siendo posible exportarlos a varios formatos.

### 3.2 Simulaciones

Las simulaciones que se van a mostrar a continuación se han realizado sobre la cubierta de cinco naves de una explotación aviar situada en las proximidades de Ejea de Los Caballeros, (más datos de la ubicación se pueden encontrar en los anexos 1, 2, 3 y 4), cada nave tiene unas dimensiones de 155 metros de largo por 14 metros de ancho. Las

naves están orientadas hacia el Sur y las cubiertas son a dos aguas, con una inclinación de 13 grados.

Se va a intentar cubrir el máximo espacio posible en dichas cubiertas para conseguir el máximo rendimiento.

### 3.2.1 Simulación 1: Paneles 220 W. Silicio monocristalino

En esta primera simulación se ha utilizado el panel Trinasolar Tsm-Dc 05 de 220 W. Es un módulo de tecnología monocristalina. Los paneles se han instalado sobre cubierta con 35° (inclinación óptima), orientados al Sur con 0° de azimut. Con las dimensiones de este panel (ver en anexos las fichas técnicas), se ha calculado que se pueden instalar cinco filas en la vertiente Sur y una fila en la vertiente Norte. La distancia mínima entre módulos es de 1700 milímetros, esta distancia asegura que las sombras producidas por los propios módulos sean mínimas. Por las dimensiones de las naves en cada fila caben 88 paneles, lo que haría un total de 2640 módulos. Finalmente el programa ha calculado un total de 2618 paneles, obteniendo una potencia de 463 kWp. La energía total producida alcanza los 624 MWh al año.

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	T Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	EOutInv kWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	51.1	6.80	76.8	69.3	32470	30529	9.86	9.27
Febrero	66.9	7.70	93.4	86.1	40233	37888	10.05	9.47
Marzo	116.9	11.10	142.6	132.3	60779	57358	9.94	9.38
Abril	138.0	12.90	146.1	134.9	61392	57919	9.81	9.25
Mayo	172.7	17.00	167.3	154.5	68482	64593	9.55	9.01
Junio	187.5	21.40	173.7	160.5	69716	65780	9.37	8.84
Julio	195.9	23.20	185.0	171.2	73808	69693	9.31	8.79
Agosto	172.4	23.20	176.2	163.9	70389	66448	9.32	8.80
Septiembre	135.6	19.60	158.4	147.4	64947	61333	9.57	9.04
Octubre	93.6	16.00	125.5	117.0	52492	49497	9.76	9.20
Noviembre	56.7	9.90	85.8	78.1	35933	33826	9.78	9.20
Diciembre	44.3	6.70	72.5	65.0	30470	28645	9.81	9.22
Año	1431.6	14.67	1603.2	1480.3	661111	623510	9.62	9.08

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del campo
	T Amb	Temperatura ambiente	EOutInv	Energía disponible en la salida de inversor
	GlobInc	Incidente total en plano col.	EffArrR	Efic. campo Esal / sup. bruta
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombras	EffSysR	Efic. sistema Esal / sup. bruta

Tabla 1. Resultados de la Simulación 1.

En la Tabla 1 se muestran los resultados de la simulación, destacando el dato de la eficiencia del sistema, que alcanza el 9.08%. En el anexo 1 pueden encontrarse más resultados correspondientes a esta simulación.

### 3.2.2 Simulación 2: Paneles 180 W. Silicio monocristalino

En esta segunda simulación se ha escogido el módulo YE618M de 180 W. Se han instalado los paneles con orientación Sur, con una inclinación óptima de 35° y azimut 0°. Con las dimensiones de este panel (ver en anexos las fichas técnicas), se ha calculado que se pueden instalar seis filas en la vertiente Sur y una fila en la vertiente Norte. La distancia mínima entre módulos es de 1300 milímetros. Dadas las dimensiones de las naves, en cada fila caben 95 paneles, lo que haría un total de 3325 módulos. El programa ha calculado un total de 3294 módulos, cantidad que está dentro de los límites de capacidad por espacio. Se ha obtenido una potencia de 533 kWp, llegando a alcanzar anualmente una producción energética de 667 MWh.



Tal y como se puede observar en la Tabla 2 la eficiencia anual del sistema es del 10.25%. En el anexo 2 pueden encontrarse más resultados correspondientes a esta simulación.

**paneles pequeños**  
**Balances y resultados principales**

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	T Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	EOutInv kWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	51.1	6.80	76.8	67.8	35619	33516	11.42	10.75
Febrero	66.9	7.70	93.4	84.1	44200	41638	11.66	10.98
Marzo	116.9	11.10	142.6	128.7	66670	62915	11.51	10.87
Abril	138.0	12.90	146.1	128.5	65922	62184	11.12	10.49
Mayo	172.7	17.00	167.3	140.6	70628	66908	10.40	9.81
Junio	187.5	21.40	173.7	143.8	71047	67033	10.08	9.51
Julio	195.9	23.20	185.0	154.3	75669	71442	10.08	9.51
Agosto	172.4	23.20	176.2	152.6	74653	70456	10.44	9.85
Septiembre	135.6	19.60	158.4	143.0	71358	67375	11.10	10.48
Octubre	93.6	16.00	125.5	114.5	58098	54782	11.40	10.75
Noviembre	56.7	9.90	85.8	76.5	39571	37269	11.36	10.70
Diciembre	44.3	6.70	72.5	64.0	33706	31710	11.45	10.77
Año	1431.6	14.67	1603.2	1398.5	707142	666928	10.67	10.25

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal EArray Energía efectiva en la salida del campo  
T Amb Temperatura ambiente EOutInv Energía disponible en la salida de inversor  
GlobInc Incidente total en plano col. EffArrR Efic. campo Esal / sup. bruta  
GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombras EffSysR Efic. sistema Esal / sup. bruta

Tabla 2. Balances y resultados de la simulación 2.

### 3.2.3 Simulación 3: Paneles 180 W. Superposición con la cubierta.

En esta simulación se han utilizado los mismos paneles que en la simulación 2 (módulo monocristalino YE618M de 180 W). Como se hizo en los casos anteriores, previamente se ha calculado el número máximo de paneles que se pueden instalar sobre los tejados. En este caso se pueden instalar ocho filas en la vertiente Sur con 95 paneles por cada fila. Finalmente se han instalado un total de 3294 paneles de los 3800 posibles. Los paneles poseen la inclinación del tejado, es decir, están colocados directamente sobre la cubierta, a 13 grados. Se obtienen 533 kWp y una producción anual de 665 MWh, con una eficiencia del 10,61%, tal y como se muestra en la tabla 3. En el anexo 3 pueden encontrarse más resultados correspondientes a esta simulación.

**paneles pequeños**  
**Balances y resultados principales**

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	T Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	EOutInv kWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	51.1	6.80	62.7	55.6	28894	27108	11.36	10.66
Febrero	66.9	7.70	79.3	71.1	37265	35068	11.57	10.89
Marzo	116.9	11.10	130.7	118.1	61361	57913	11.56	10.91
Abril	138.0	12.90	145.4	131.8	67949	64144	11.51	10.86
Mayo	172.7	17.00	175.9	159.8	80519	75998	11.27	10.64
Junio	187.5	21.40	188.0	171.0	84565	79854	11.08	10.46
Julio	195.9	23.20	197.8	180.1	88395	83517	11.01	10.40
Agosto	172.4	23.20	179.4	163.4	80171	75715	11.01	10.40
Septiembre	135.6	19.60	149.0	135.2	67805	64049	11.21	10.59
Octubre	93.6	16.00	109.1	98.7	50247	47372	11.34	10.69
Noviembre	56.7	9.90	69.8	62.2	31976	30047	11.29	10.61
Diciembre	44.3	6.70	56.7	50.0	26041	24416	11.32	10.61
Año	1431.6	14.67	1544.0	1396.9	705187	665203	11.25	10.61

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal EArray Energía efectiva en la salida del campo  
T Amb Temperatura ambiente EOutInv Energía disponible en la salida de inversor  
GlobInc Incidente total en plano col. EffArrR Efic. campo Esal / sup. bruta  
GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombras EffSysR Efic. sistema Esal / sup. bruta

Tabla 3. Balance y resultados de la Simulación 3.

### 3.2.4 Simulación 4: Paneles de Silicio amorfo.

En este caso se han realizado dos simulaciones. En la primera se han colocado paneles distribuidos sobre cubierta en la vertiente Norte, y en una segunda simulación se han colocado en la vertiente Sur, también con la misma inclinación de la cubierta.

Se ha escogido el módulo Gadir Solar 80  $\alpha$ -Si (ver anexo y fichas técnicas), fabricado con Silicio amorfo, este tipo de panel es de los denominados de capa fina.

Los cálculos previos realizados permiten determinar que los paneles se pueden distribuir en seis filas por vertiente, con un total de 115 paneles por fila, esto da la posibilidad de instalar 6900 módulos en total. Finalmente se han instalado 6660 paneles, la mitad en la vertiente Norte y la otra mitad en la vertiente Sur, dando una potencia total de 424 kWp y con una producción de energía anual total de 445 MWh.

En este caso el aporte de la energía total producida es mayor en la vertiente Sur, dando un resultado de 248 MWh al año, y dejando para los paneles instalados en la cara Norte un total de 197 MWh al año.

paneles amorfos vertiente sur  
Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	T Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	EOutInv kWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	51.1	6.80	62.7	56.3	11076	9989	3.71	3.35
Febrero	66.9	7.70	79.3	71.8	14681	13346	3.89	3.53
Marzo	116.9	11.10	130.7	119.0	24372	22336	3.91	3.59
Abril	138.0	12.90	145.4	133.4	26929	24696	3.89	3.57
Mayo	172.7	17.00	175.9	162.3	31100	28564	3.71	3.41
Junio	187.5	21.40	188.0	173.7	32026	29408	3.58	3.28
Julio	195.9	23.20	197.8	182.9	33220	30546	3.53	3.24
Agosto	172.4	23.20	179.4	165.5	29991	27560	3.51	3.23
Septiembre	135.6	19.60	149.0	136.4	26049	23918	3.67	3.37
Octubre	93.6	16.00	109.1	99.5	19472	17780	3.75	3.42
Noviembre	56.7	9.90	69.8	62.9	12297	11133	3.70	3.35
Diciembre	44.3	6.70	56.7	50.7	9924	8933	3.68	3.31
Año	1431.6	14.67	1544.0	1414.5	271136	248209	3.69	3.38

Legendas: GlobHor Irradiación global horizontal EArray Energía efectiva en la salida del campo  
T Amb Temperatura ambiente EOutInv Energía disponible en la salida de inversor  
GlobInc Incidente total en plano col. EffArrR Efic. campo Esal / sup. bruta  
GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombras EffSysR Efic. sistema Esal / sup. bruta

Tabla 4. Balance y resultados de la Simulación 4, vertiente Sur.

paneles amorfos vertiente norte  
Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	T Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	EOutInv kWh	EffArrR %	EffSysR %
January	51.1	6.80	38.1	33.5	5083	4340	2.80	2.39
February	66.9	7.70	52.2	46.4	8248	7297	3.32	2.93
March	116.9	11.10	98.8	89.4	17777	16143	3.78	3.43
April	138.0	12.90	125.7	115.6	23411	21403	3.91	3.58
May	172.7	17.00	163.1	151.0	29417	26960	3.79	3.47
June	187.5	21.40	179.8	167.0	31451	28874	3.67	3.37
July	195.9	23.20	186.5	173.1	32086	29461	3.61	3.32
August	172.4	23.20	158.8	146.2	27047	24769	3.58	3.28
September	135.6	19.60	117.1	106.7	20398	18594	3.66	3.33
October	93.6	16.00	74.7	66.9	12304	11038	3.46	3.11
November	56.7	9.90	41.9	36.8	5772	4986	2.89	2.50
December	44.3	6.70	30.5	26.5	3551	2942	2.45	2.03
Year	1431.6	14.67	1267.3	1159.2	216544	196809	3.59	3.26

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array  
T Amb Ambient Temperature EOutInv Available Energy at Inverter Output  
GlobInc Global incident in coll. plane EffArrR Effic. Eout array / rough area  
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EffSysR Effic. Eout system / rough area

Tabla 5. Balance y resultados de la Simulación 4, vertiente Norte

En las Tabla 4 y 5 se puede observar la baja eficiencia de los paneles utilizados.

### 3.3 Conclusiones

El objetivo de estas simulaciones ha sido el de comparar la tecnología más utilizada en la actualidad (Silicio monocristalino) con la de capa delgada, que está intentando desbancar al Silicio monocristalino. La tecnología de capa delgada, y en concreto la de Silicio amorfo, tiene como principal ventaja un coste de producción sensiblemente inferior, sin embargo presenta una menor eficiencia, así como una mayor degradación con el paso del tiempo.

La tabla 6 muestra los resultados más representativos de cada simulación.

	Paneles grandes (220 Wp) 35°	Paneles pequeños (180 Wp) 35°	Paneles pequeños Superposición	Paneles amorfos		Superposición amorfos
				Vertiente Norte	Vertiente Sur	
Nº módulos	2618,0	3294,0	3294,0	3330,0	3330,0	6660,0
Potencia pico kWp	463,0	533,0	533,0	212,0	212,0	424,0
MWh/año	624,0	667,0	665,0	197,0	248,0	445,0
kWh/kWp	1083,0	1125,0	1122,0	739,0	932,0	1671,0
Superficie módulos	4285,0	4060,0	4060,0	4762,0	4762,0	9524,0
Dimensión de la cubierta	10500,0	10500,0	10500,0	10500,0	10500,0	10500,0
kWh/m <sup>2</sup>	47,8	57,1	57,0	14,9	18,8	67,5
kWh/ m <sup>2</sup> captación	117,0	147,7	147,3	32,9	41,5	74,4
PR %	67,5	70,2	72,7	58,9	60,3	

Tabla 6. Cuadro resumen de los resultados de las simulaciones realizadas

Un dato a tener en cuenta es el de la energía inyectada a la red en relación con la potencia nominal de los generadores. Se observa que el Silicio amorfo, con 1671 kWh/kWp, es con diferencia el que da mejor resultado, pero es necesario analizar correctamente este dato. Hay que tener en cuenta que muchos fabricantes de Silicio amorfo proporcionan datos de potencia nominal inferiores a los reales, siendo así posible, que una vez que la instalación esté en funcionamiento, la energía facturada sea mayor de lo esperado.

Comparando los datos de energía anual producida de la tabla 6 se puede ver que la mejor solución se obtiene utilizando paneles de 180 W, tanto inclinados 35 grados con 667 MWh/año, como los instalados sobre cubierta. Esto se debe al mayor número de paneles instalados respecto de la instalación de paneles de 220 W de Silicio monocristalino. Y si se compara con la instalación de módulos de Silicio amorfo la diferencia viene dada por la mayor eficiencia del Silicio monocristalino.

Para la estimación de las pérdidas se ha utilizado el PR, que se define como el Rendimiento Global del sistema. Es un factor de rendimiento que considera las pérdidas energéticas asociadas a la conversión DC/AC, el seguimiento del punto de máxima potencia, el efecto de la temperatura en el rendimiento del panel, etc.

Teniendo en cuenta el PR se observa en la tabla 6 que el mejor valor lo obtiene, con un 72,7 %, la instalación de paneles de 180 W en superposición con la cubierta.

Este dato, junto al de la eficiencia, es uno de los más representativos de la instalación, observándose que las instalaciones de Silicio monocristalino presentan mejores resultados que las del Silicio amorfo.

Finalmente se van a valorar económicamente las diferentes distribuciones.

Para hacer el balance económico se ha tenido en cuenta, en primer lugar, el valor de la inversión de cada instalación, con una vida útil de 25 años. Actualmente se tiene una estimación de 3,1 euros por vatio pico instalado para el Silicio monocristalino y 1,8 euros por vatio pico instalado para la tecnología de Silicio amorfo.

En segundo lugar se ha considerado que el precio de venta de energía eléctrica actual es de 0,4658 euros por kWh, precio en el que está incluida la prima adjudicada para este tipo de instalaciones. Este precio está revisado cada año con un incremento del 1% de IPC previsto. Como gastos anuales se han estimado 3000 euros en mantenimiento.

Se ha estimado un 1% de degradación constante al año en la tecnología del Silicio monocristalino, mientras que para el Silicio amorfo se ha estimado que en los dos primeros años la degradación de los paneles es de un 10 %, y durante el resto de los años un 1%.

En la tabla 7 se han resumido los resultados obtenidos (véanse los anexos del 5 al 8).

	Tanto medio rentabilidad	T.I.R	Periodo de recuperación
Paneles 220 W. Inclinación óptima	16%	16%	6 años y 3 meses
Paneles 180 W. Inclinación óptima	15%	14%	6 años y 10 meses
Paneles 180 W superposición	15%	14%	6 años y 10 meses
Paneles amorfos	20%	20%	4 años y 10 meses

Tabla 7. Resultados Balance económico de las distintas soluciones

De estos datos (Tabla 7) se puede deducir que las distribuciones con la tecnología de Silicio monocristalino no presentan mucha variación en cuanto a la rentabilidad y a los rendimientos económicos, si bien resulta un poco más ventajosa económicamente la de los paneles de 220 W, aunque la diferencia es muy pequeña. La diferencia más notable se observa en el caso de los paneles amorfos, que darían lugar a la inversión más atractiva desde un punto de vista económico.

La inversión inicial es mucho menor en el caso de los paneles amorfos, aunque también lo es el beneficio anual.

Se puede concluir que:

- Si el espacio no es problema pero la financiación sí que puede resultar problemática, la tecnología que se debería instalar es la de Silicio amorfo. Además esta tecnología se puede aprovechar para cubiertas mal orientadas y con sombras, incluso con orientación Norte (suele dar lugar a unas pérdidas del 8 % de la producción respecto a la orientación Sur).
- Si por el contrario la orientación es la adecuada, y la financiación tampoco es un problema, entonces el Silicio monocristalino es la mejor opción, dando lugar a mejores rendimientos que el Silicio amorfo.

## 4 Instalaciones aisladas de red

### 4.1 Dimensionado de la instalación en la granja de gallinas.

#### 4.1.1 Situación

Se parte de una nave situada en las coordenadas 41,26° N, 1,62° O, en las proximidades de Maluenda, cerca de Calatayud. La nave tiene unas dimensiones de 13x105 metros.

El método de cálculo que se ha utilizado es el “método del mes peor”, que se basa en que la instalación suministre la energía suficiente a las cargas durante el mes en el que la irradiación solar en los paneles presenta un menor valor. En este caso el peor mes es Diciembre. Para lograr que durante ese mes la irradiación que llega hasta los paneles sea lo mayor posible, en latitudes correspondientes a la península ibérica, la inclinación que se les suele dar a los paneles es de, aproximadamente, unos 20° más que la latitud.

En este caso, debido a la elevada potencia a instalar y a las limitaciones de espacio, si se instalasen los paneles con una inclinación de 60°, sería necesario separar los paneles una distancia excesivamente grande para evitar que no se produjeran elevadas pérdidas por sombreado. Así, el número total de paneles no sería suficiente para generar toda la energía para alimentar a todas las cargas. Por ello se ha escogido una inclinación de 33° (inclinación óptima para una instalación conectada a red) que hace que se puedan instalar un mayor número de módulos sin que haya apenas pérdidas por sombras de los propios paneles.

Los datos de radiación se han obtenido de la aplicación PVGIS a través del atlas europeo, para la inclinación de 33°.

#### 4.1.2 Perfil de consumos

Debido a la inviabilidad de abastecer todo el consumo por medio de un campo de generadores fotovoltaicos, y por la imposibilidad de acumular tanta energía, se ha realizado un perfil de consumos a lo largo del día para determinar qué cargas pueden alimentarse mediante paneles fotovoltaicos.

La figura 5 muestra el consumo energético de los equipos de la granja y en el momento del día en el que actúan (véase anexo 9).

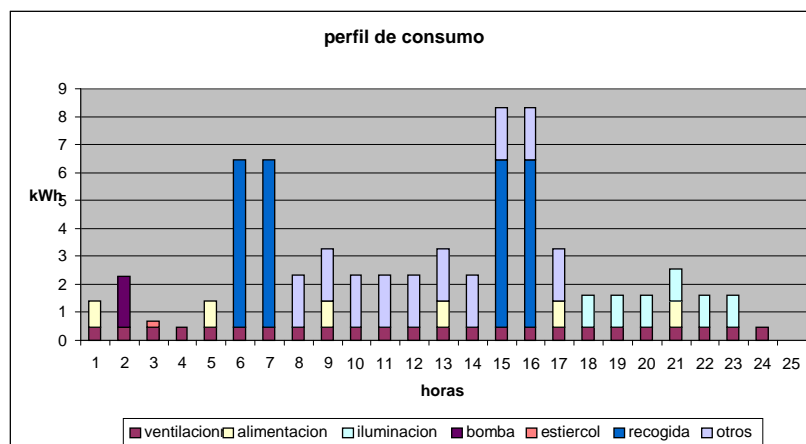


Figura 5. Perfil de consumos de la granja

Con estos datos se ha determinado que es posible suministrar 15 kW de consumo diario, colocando además un grupo electrógeno de apoyo.

### 4.1.3 Cálculos

Se calcula primero el número máximo de módulos por ramal.

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

Temperatura del módulo en estas condiciones:

$$T_p = T_a + \left( \frac{T_{ONC} - 20}{800} \right) \cdot I$$

Donde:

$T_p$  Temperatura del módulo [ $^{\circ}\text{C}$ ].

$T_a$  Temperatura ambiente [ $-5^{\circ}\text{C}$ ].

$T_{ONC}$  Temperatura nominal de funcionamiento de la célula [ $45^{\circ}\text{C}$ ].

$I$  Irradiancia [ $100\text{ W}/\text{m}^2$ ].

En un día de invierno soleado puede darse el caso de que el inversor se pare, por ejemplo, debido a un fallo en la red, y que al volverse a encender exista una tensión en circuito abierto alta en el generador y, por ello, que el inversor no arranque. Por este motivo la tensión en circuito abierto del generador debe ser siempre menor a la tensión máxima de entrada del inversor. Por esto el número máximo de módulos por ramal conectados en serie se calcula como el cociente entre la tensión máxima de entrada del inversor y la tensión en circuito abierto del módulo en su temperatura mínima. Aplicando la fórmula anterior se obtiene un valor de  $T_p = -1,87$ .

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

Donde:

$U_{ca}$  Tensión en circuito abierto del módulo [V].

$\Delta V$  Variación de la tensión con la temperatura.

$$U_{ca}(-1,87^{\circ}\text{C}) = 27,04$$

El número máximo de módulos por ramal corresponde a:

$$N_{\max} = \frac{U_{\max(inv)}}{U_{ca(T\min)}} = 7.76$$

Que ajustamos a 7 para asegurarnos de que no se sobrepase la tensión máxima del inversor.

Una vez calculado el número máximo se calcula el número mínimo de módulos por ramal.

El número mínimo de módulos por ramal viene limitado por la tensión mínima de entrada al inversor y la tensión en el punto de máxima potencia del módulo a una temperatura aproximada de 70° C.

El valor mínimo de la tensión de entrada al inversor debe ser menor o igual que la tensión de máxima potencia mínima del generador fotovoltaico, que corresponde a la situación en la que la temperatura del módulo es máxima.

$$U_{PMP(T\max)} = U_{PMP(STC)} + [(T_{\max} - 25^{\circ}C) \cdot \Delta V]$$

Donde:

$U_{PMP(STC)}$  Tensión de máxima potencia del módulo [V].

$\Delta V$  Variación de la tensión.

Se obtiene un resultado de 28,37.

El número mínimo de módulos por ramal corresponde a:

$$N_{\min} = \frac{U_{PMP(inv)}}{U_{PMP(T\max)}} = 2.82$$

Donde:

$U_{PMP(inv)}$  Tensión mínima de seguimiento del punto de máxima potencia [V].

$U_{PMP(T\max)}$  Valor de la tensión de máxima potencia a la temperatura máxima del módulo.

El valor obtenido al aplicar la fórmula es de 2,82, que ajustamos a 3 módulos para asegurar que no se trabaja con tensiones dentro de los rangos de máxima potencia.

Ahora se calcula el número de ramales en paralelo.

El número de ramales en paralelo debe cumplir que la corriente de cortocircuito máxima de un ramal, por el número de ramales conectados en paralelo, sea menor que la corriente máxima admisible a la entrada del inversor.

$$N_{\text{ramales}} = \frac{I_{\max(inv)}}{I_{cc(ramal)}}$$

Donde:

$I_{\max(inv)}$  Intensidad máxima de entrada al inversor [A].

$I_{cc(ramal)}$  Intensidad de cortocircuito de cada ramal [A].

El valor obtenido es 2,99 ramales en paralelo, por lo que para no hacer trabajar al inversor al límite de la corriente máxima de trabajo, se ajusta el valor a 2 ramales.

Tras realizar estos cálculos se han seleccionado cuatro inversores. Seis paneles en serie por ramal y dos ramales en paralelo por cada inversor. En total constituyen el campo generador 48 paneles fotovoltaicos. Se instalan sobre el tejado orientado al Sur, con una inclinación de 33 grados y con una separación entre filas de 2 metros.

Para la acumulación de energía se han calculado 24 baterías de 2 V cada una. Doce baterías en serie conectadas en dos ramas en paralelo.

#### 4.1.4 Equipos seleccionados

Módulo kyocera KD180GH-2P.

Inversor Xantrex DR1548E.

Baterías OPzS Solar 1320.

Regulador Mornigstar Prostar PS30.

Las fichas de cada equipo se encuentran en el anexo 12 (fichas técnicas).

#### 4.1.5 Estudio económico

Para realizar el estudio económico de esta instalación se ha tenido en cuenta el coste en electricidad que tiene dicha explotación y su valor revisado cada año por el incremento del IPC, durante los 25 años de vida útil de la instalación. Este ahorro en la factura eléctrica correspondería en este balance a los beneficios anuales. Como gastos anuales se han estimado 200 euros de mantenimiento. Por último se ha calculado el coste de la inversión que asciende a 86427,28 euros, tal y como se puede observar en la tabla 8.

	unidades	Precio (euros)	IVA	coste total (euros)
<b>inversor Xantrex Dr series</b>	4	2782	16%	12908,48
<b>regulador postar ps30</b>	1	270	16%	313,2
<b>bateria opsz 1320</b>	24	538	16%	14977,92
<b>modulo kyocera 180</b>	48	1026	16%	57127,68
<b>grupo electrogeno</b>		1100		1100
			<b>Total</b>	86427,28

Tabla 8: Coste de los equipos



Se ha calculado el plazo de recuperación (véase anexo 10), que mide el plazo que ha de transcurrir hasta que los rendimientos netos iguallen al desembolso o coste de la inversión, dando un resultado de 20 años y 2 meses.

También se calculó el TIR (tasa interna de retorno, véase anexo 10), que es un indicador de la rentabilidad del proyecto, a mayor TIR mayor rentabilidad. Dando un resultado del 1 %.

#### 4.1.6 Conclusiones

A la vista de los resultados económicos se puede observar el pésimo resultado que se obtiene en términos de rentabilidad económica. El PR (plazo de recuperación) es demasiado elevado (20 años y 2 meses), ya que en una instalación que se calcula con una vida útil de 25 años da lugar a un margen de beneficio muy pequeño.

Por lo tanto, este tipo de instalaciones aisladas de la red sólo son recomendables en situaciones en las que no sea posible la conexión a la red eléctrica.

## 4.2 Granja de pollos de engorde

### 4.2.1 Situación

Se parte de una nave situada en las proximidades de Calatayud, en la provincia de Zaragoza. La nave tiene unas dimensiones de 15x150 metros. Los datos de radiación se han obtenido de la aplicación PVGIS a través del atlas europeo, para la inclinación de 33°.

### 4.2.2 Consumos

Como sucedía en la granja de gallinas el consumo de la granja es muy elevado para este tipo de instalaciones fotovoltaicas aisladas de red. En este caso se ha optado por separar la instalación en tres subgeneradores. Se ha escogido esta solución con el fin de comparar ambas soluciones.

A continuación se muestra la distribución de consumo mensual de cada uno de los subgeneradores (Tablas 9,10 y 11).

#### Subgenerador 1

	Corriente alterna	
Equipo	Tiempo utilización (horas/día)	Consumo diario (kWh/día)
Calefacción		4,2
Motor de alimentación		14,7
	Consumo total Eca	19,0
	Rendimiento del inversor	0,8
	Rendimiento del regulador	1,0
	Consumo total con pérdidas	24,2
	Consumo total	24,2

Tabla 9. Consumo diario generador 1

### Subgenerador 2

Corriente alterna		
Equipo	Tiempo utilización (horas/día)	Consumo diario (kWh/día)
Ventilación		37,50
	Consumo total Eca	37,50
	Rendimiento del inversor	0,80
	Rendimiento del regulador	0,98
	Consumo total con pérdidas	47,83
	Consumo total	47,83

Tabla 10. Consumo diario generador 2

### Subgenerador 3

Corriente alterna		
Equipo	Tiempo utilización (horas/día)	Consumo diario (kWh/día)
Apertura de ventanas		5,88
Motor de bombeo		2,0
	Consumo total Eca	7,9
	Rendimiento del inversor	0,8
	Rendimiento del regulador	1,0
	Consumo total con pérdidas	10,0
Corriente continua		
Equipo	Tiempo utilización (horas/día)	Consumo diario (kWh/día)
Iluminación		5,0
	Consumo total Ecc	5,0
	Rendimiento del regulador	1,0
	Consumo total con pérdidas	5,1
	Consumo total	15,1

Tabla 11. Consumo diario generador 3

### 4.2.3 Cálculo

El procedimiento de cálculo es idéntico al utilizado en el caso de la granja de gallinas ponedoras. Este apartado es el mismo para los tres subgeneradores, ya que se van a utilizar los mismos equipos, sólo va a cambiar la distribución de ellos. Sólo hay que seguir las fórmulas e ir calculando los valores.

Número máximo de módulos por ramal.

$$T_p = T_a + \left( \frac{T_{ONC} - 20}{800} \right) \cdot I$$

Donde:

$T_p$  Temperatura del módulo [ $^{\circ}$  C].

$T_a$  Temperatura ambiente [ $-5^{\circ}$  C].

$T_{ONC}$  Temperatura nominal de funcionamiento de la célula [ $45^{\circ}$  C].

$I$  Irradiancia [ $100 \text{ W}/\text{m}^2$  ].

Aplicando la fórmula anterior nos da un valor de  $T_p = -1,87$ .

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

Donde:

$U_{ca}$  Tensión en circuito abierto del módulo [V].

$\Delta V$  Variación de la tensión con la temperatura.

$$U_{ca}(-1,87^{\circ} \text{ C}) = 33,63$$

El número máximo de módulos por ramal corresponde a:

$$N_{\max} = \frac{U_{\max(\text{inv})}}{U_{ca}(T_{\min})} = 9,13$$

Que ajustamos a 9 para asegurarnos de no sobrepasar la tensión máxima del inversor.

Numero mínimo de módulos por ramal.

$$U_{PMP(T_{\max})} = U_{PMP(STC)} + \left[ (T_{\max} - 25^{\circ} \text{ C}) \cdot \Delta V \right]$$

Donde:

$U_{PMP(STC)}$  Tensión de máxima potencia del módulo [V].

$\Delta V$  Variación de la tensión.

Se obtiene un resultado de 31,83.

El número mínimo de módulos por ramal corresponde a:

$$N_{\min} = \frac{U_{PMP(inv)}}{U_{PMP(T_{\max})}} = 5,65$$

Donde:

$U_{PMP(inv)}$  Tensión mínima de seguimiento del punto de máxima potencia [V].

$U_{PMP(T_{\max})}$  Valor de la tensión de máxima potencia a la temperatura máxima del módulo.

El valor obtenido al aplicar la fórmula es de 5,65, que ajustamos a 6 módulos para asegurar que no se trabaja con tensiones dentro de los rangos de máxima potencia.

El número de ramales en paralelo debe cumplir que la corriente de cortocircuito máxima de un ramal por el número de ramales conectados en paralelo sea menor que la corriente máxima admisible a la entrada del inversor.

$$N_{\text{ramales}} = \frac{I_{\max(inv)}}{I_{cc(ramal)}}$$

Donde:

$I_{\max(inv)}$  Intensidad máxima de entrada al inversor [A].

$I_{cc(ramal)}$  Intensidad de cortocircuito de cada ramal [A].

El valor obtenido es 3,47 ramales en paralelo, por lo que para no hacer trabajar al inversor al límite de la corriente máxima de trabajo ajustamos el valor a 3 ramales.

Una vez calculado lo necesario para dimensionar la instalación se procede a calcular cada uno de los subgeneradores por separado.

### **Subgenerador 1**

Para cubrir los 25 kW de consumo diario se necesitan 62 paneles. Jugando con las limitaciones y las necesidades se llega a la conclusión de instalar 7 paneles en serie y 2 ramales en paralelo por cada inversor, siendo el número de inversores de 5, lo que hace un total de 70 módulos fotovoltaicos.

Para la acumulación de energía se instalarán 24 baterías de 2350 Ah. 2 líneas paralelas de 12 acumuladores en serie.

### **Subgerador 2**

Para cubrir los 48 kW de consumo diario se necesitan 119 paneles. Jugando con las limitaciones y las necesidades se llega a la conclusión de instalar 7 paneles en serie y 2 ramales en paralelo por cada inversor, siendo el número de inversores de 9, lo que hace un total de 126 módulos fotovoltaicos.

Para la acumulación de energía se instalarán 24 baterías de 4500 Ah. 2 líneas paralelas de 12 acumuladores en serie.

### Subgenerador 3

Para cubrir los 15 kW de consumo diario se necesitan 38 paneles. Jugando con las limitaciones y las necesidades se llega a la conclusión de instalar 7 paneles en serie y 2 ramales en paralelo por cada inversor, siendo el número de inversores de 3, lo que hace un total de 42 módulos fotovoltaicos.

Para la acumulación de energía se instalarán 24 baterías de 1320 Ah. 2 líneas paralelas de 12 acumuladores en serie.

Todos los paneles se instalarán con una inclinación de 33 grados, orientados al Sur y sobre la cubierta. Debido a las dimensiones de la nave no hay problemas de espacio para la instalación de los paneles.

#### 4.2.4 Componentes

Módulos fotovoltaicos msk 210.

Inversor outback Fx 3000.

Regulador Mornigstar Prostar PS30.

Baterías OPzS Solar.

Las fichas técnicas de los productos se pueden encontrar en el anexo “fichas técnicas”.

#### 4.2.5 Estudio económico

Para realizar el estudio económico de esta instalación se ha tenido en cuenta el coste de la electricidad que tiene dicha explotación y su valor revisado cada año por el incremento del IPC, durante los 25 años de vida útil de la instalación. Este ahorro en la factura eléctrica correspondería en este balance a los beneficios anuales. Como gastos anuales se han estimado 200 euros de mantenimiento. Por último se ha calculado el coste de la inversión, que asciende a 395904,9 euros, tal y como se puede observar en la tabla 12.

		Precio (euros)	IVA	Coste total (euros)
Nº paneles	238,0	876,8	16 %	242053,1
Nº inversores	17,0	3549,9	16 %	70004,6
Nº baterías subgerador 1	24,0	815,0	16 %	22689,6
Nº baterías subgenerador 2	24,0	1625,0	16 %	45240,0
Nº baterías subgenerdor 3	24,0	538,0	16 %	14977,9
Nº reguladores	3,0	270,0	16 %	939,6
			Total	395904,9

Tabla 12. Coste de los equipos instalados

Teniendo en cuenta el ahorro que supondría en gasto de luz de un total de 8975 euros anuales como se puede ver en los cálculos del anexo 11, la instalación no es viable económicamente ya que en los 25 años de vida de la instalación no se recupera la inversión.

#### **4.2.5 Conclusiones**

Es lógico pensar que la instalación fotovoltaica asilada, dado que no se puede recuperar la inversión, solamente se recomendaría en el caso de no tener la posibilidad de acceso a la red eléctrica.

## 5. Influencia de las sombras en una instalación fotovoltaica. Influencia del horizonte

### 5.1 Introducción

A continuación se muestra y aplica un método que permite calcular, de forma aproximada, el porcentaje de irradiación solar global que se podría perder por los obstáculos existentes en el horizonte (montañas, casas, edificios, etc.). El método está basado en el proporcionado por el IDAE (Instituto de Diversificación y Ahorro Energético), (ver anexo 13).

El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del sol (Figura 6). Hay que seguir los siguientes pasos.

En primer lugar se deben localizar los obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición azimuth (ángulo de desviación con respecto al Sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal).

Se debe representar el perfil de obstáculos en el diagrama que se muestra en la Figura 6, en el que se muestra la banda de trayectorias del sol a lo largo de todo el año, válido para la península Ibérica y Baleares, siendo necesario desplazarlo  $12^\circ$  para las islas Canarias en sentido vertical ascendente. Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después de éste) e identificadas por una letra y un número (A1, A2, ..., D14).

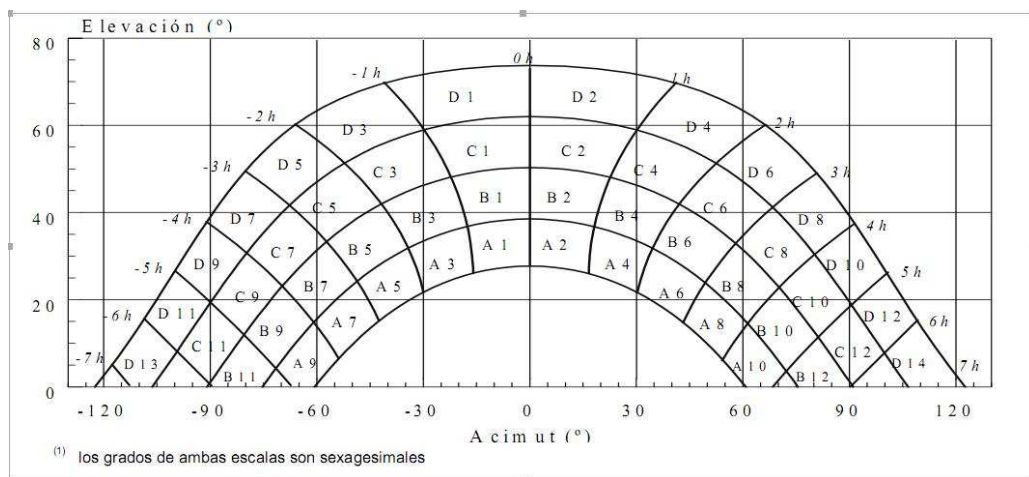


Figura 6. Diagrama de trayectorias del Sol

Cada una de las porciones de la Figura 6 representa el recorrido del sol en un cierto periodo de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquella que resulte interceptada por el obstáculo.

Existen unas tablas (anexo 13) que se refieren a distintas superficies caracterizadas por sus ángulos de inclinación y orientación ( $\beta$  y  $\alpha$ , respectivamente). Debe escogerse la que

resulte más parecida a la superficie en estudio. Los números que figuran en cada casilla se corresponden con el porcentaje de irradiación solar global anual que se perdería si la porción correspondiente resultase interceptada por un obstáculo.

La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del Sol, permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar que incide sobre la superficie a lo largo de todo el año. Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En caso de ocultación parcial se utilizará el factor de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción) más próximo a los valores 0.25, 0.50, 0.75 ó 1.

En este caso, como se han tomado fotografías directamente, hay que tener en cuenta algunos detalles para representarlas y superponerlas en el diagrama.

Se parte de la descripción de la zona de visión de una cámara (Figura 7) con una lente de longitud focal de 35mm. El ángulo de visión de la misma es de  $54.4^\circ$  en horizontal y  $37.8^\circ$  en vertical

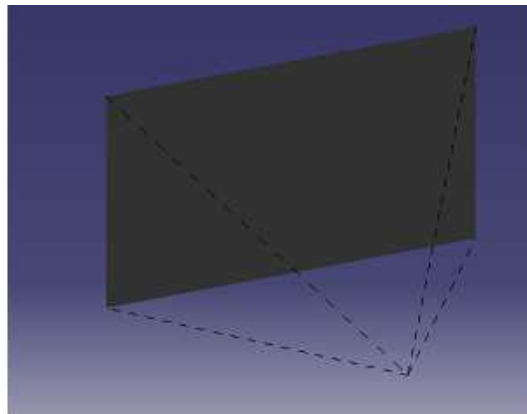


Figura 7. Zona de visión de una cámara fotográfica

La plantilla para la estimación de sombras del IDAE cubre un sector esférico entre  $-120^\circ$  y  $120^\circ$  en azimuth y entre  $0$  y  $80^\circ$  de inclinación.

Hay que tener en cuenta que la plantilla representa una proyección esférica 3D (figura 8) en la que se representan valores angulares, por lo que por cada cuadrícula rectangular de la plantilla que representa un sector de  $30^\circ \times 20^\circ$ , en la realidad es un sector esférico, cuyo área proyectada es menor cuanto mayor sea la inclinación.

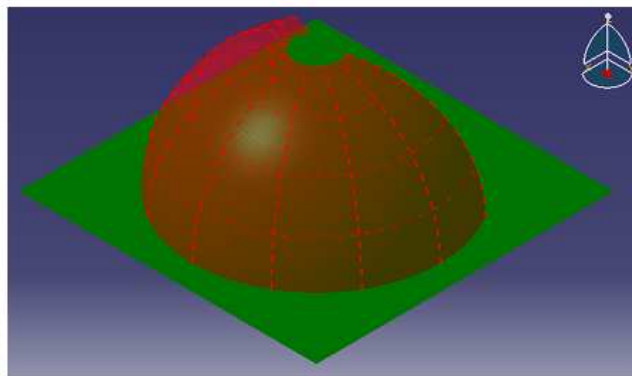


Figura 8. Proyección esférica del diagrama de trayectorias



Si se superpone la zona de visión de nuestra cámara con la gráfica del IDAE, la zona cubierta es la que se ve en la figura 9.

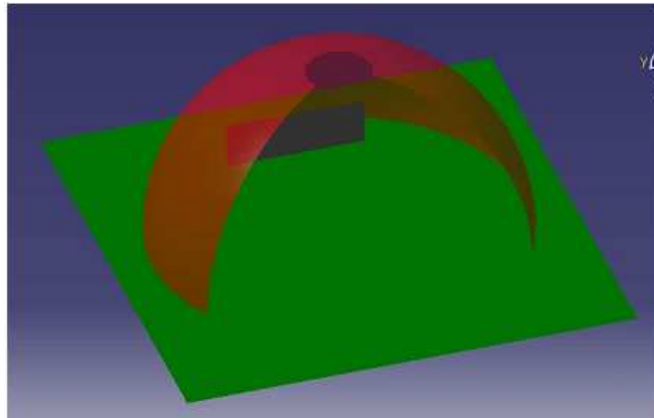


Figura 9: Superposición zona visión con proyección gráfica 3D

Si se busca cubrir más ángulo de visión, se podrían sacar más fotos en el mismo plano del horizonte dirigiéndose más hacia el Este o al Oeste. En el ejemplo de la cámara de 35mm, deberíamos tomar al menos 5 fotografías para cubrir los 240° de azimut, suponiendo que se empieza una fotografía exactamente donde acaba la siguiente (figura 10). Es importante remarcar que con la cámara se está describiendo un “cilindro”, no una esfera.

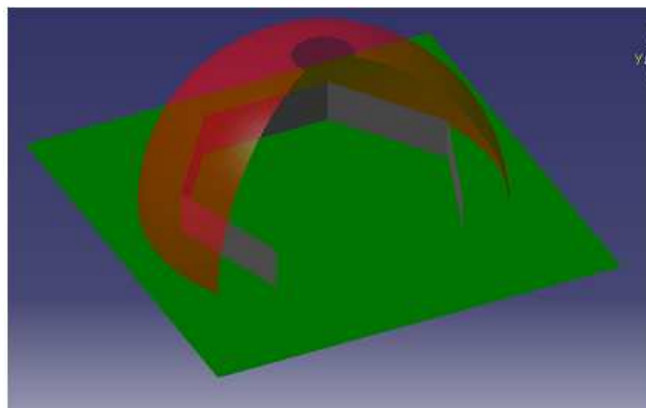


Figura 10. 5 fotografías superpuestas en la bóveda tridimensional

En la Figura 11 se puede ver la proyección en planta y lateral de la figura anterior, mostrando en la zona rayada el ángulo de visión de la cámara para una fotografía. Se aprecia que al estar tomando las fotos según un “cilindro”, hay una distorsión en sentido vertical, tanto mayor cuanto mayor fuera el ángulo de apertura de la cámara de la plantilla del IDAE.

Como modo práctico de funcionamiento, si se toman las 5 fotografías y se ponen una al lado de otra “desenvolviendo” el “cilindro” (Figura 11), el diagrama del IDAE podría escalarse para inclinaciones pequeñas y medirse más o menos directamente sobre las fotografías. Sin embargo, para inclinaciones mayores debería tenerse en cuenta la distorsión anteriormente mencionada

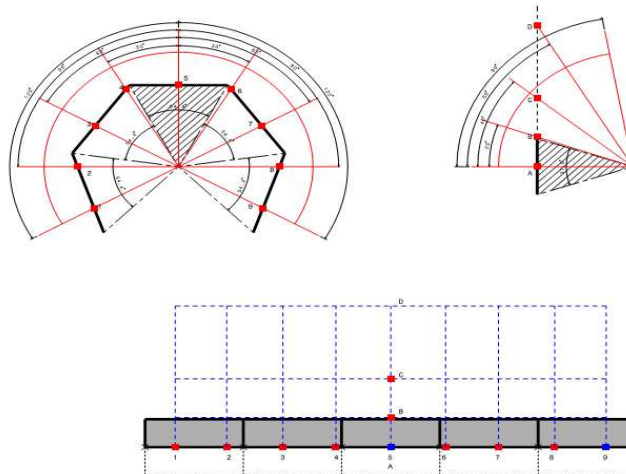


Figura 11. Planta, alzado y perfil de figura 10

La Tabla 13 muestra los ángulos de visión horizontal, vertical y diagonal, en grados, de una lente rectilínea en formato 35 mm.

Longitud focal (mm)	13	15	18	21	24	28	35	50	85	105	135	180	210	300	400	500	600	830	1200
Diagonal (°)	118	111	100	91.7	84.1	75.4	63.4	46.8	28.6	23.3	18.2	13.7	11.8	8.25	6.19	4.96	4.13	2.99	2.07
Vertical (°)	85.4	77.3	67.4	59.5	53.1	46.4	37.8	27.0	16.1	13.0	10.2	7.63	6.54	4.58	3.44	2.75	2.29	1.66	1.15
Horizontal (°)	108	100.4	90.0	81.2	73.7	65.5	54.4	39.6	23.9	19.5	15.2	11.4	9.80	6.87	5.15	4.12	3.44	2.48	1.72

Tabla 13. Ángulos de visión de una cámara de 35 mm

## 5.2 Los casos estudiados

En los casos estudiados las fotografías se han tomado con una longitud focal de 18 mm. Se han realizado tres fotografías para poder abarcar los 240 grados del diagrama de trayectorias del Sol (Figura 6).

Para superponer las fotografías en el diagrama se ha utilizado una herramienta informática de edición de fotografías denominada Gimp.

### Caso 1

Una vez superpuesta la fotografía con el diagrama de trayectorias del Sol (Figura 12), se procede a marcar, en el cuadro proporcionado por el IDAE (tabla 14), lo que ocupa cada obstáculo y se calcula el porcentaje de irradiación solar global anual que se pierde con esta distribución de horizonte.

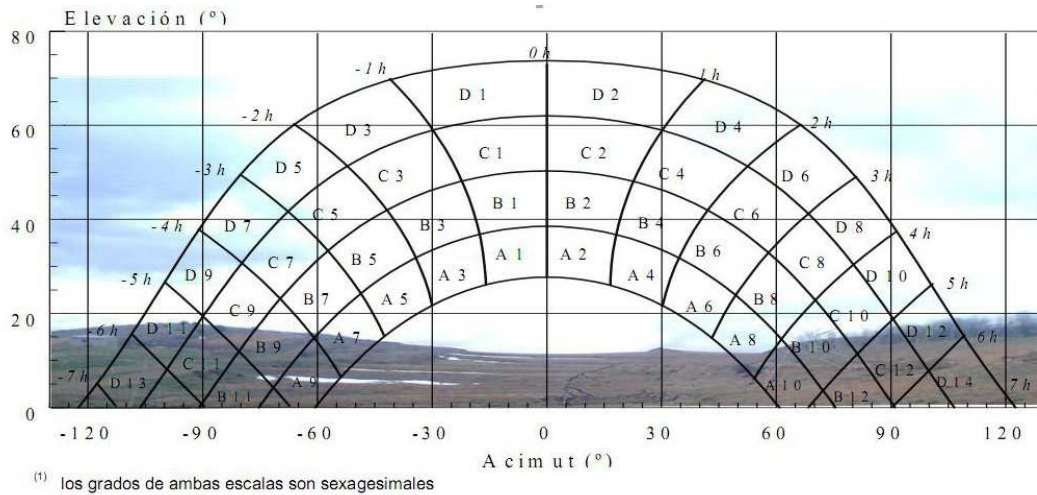


Figura 12. Fotografía del horizonte superpuesta a la grafica trayectoria solar

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

factor de llenado 1   0,75   0,5   0,25

Tabla 14. Porcentaje de radiación solar perdido para una inclinación 35° y acimut 0°. Factor de llenado por obstáculo.

Porcentaje de irradiación solar global anual que se pierde= 2,5075%

## Caso 2

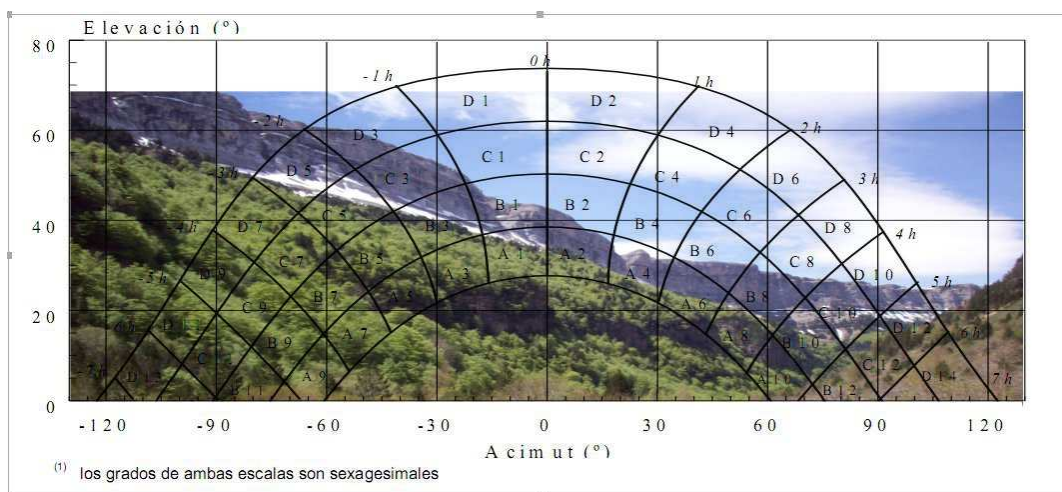


Figura 13. Fotografía del horizonte superpuesta a la grafica trayectoria solar

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

factor de llenado 1   0,75   0,5   0,25

Tabla 15. Porcentaje de radiación solar perdido para una inclinación 35° y acimut 0°. Factor de llenado por obstáculo

El porcentaje de irradiación solar global anual que se pierde en este caso es del 38,42%, (tabla 15).

### 5.3 Conclusiones

Como cabía esperar, la elección del emplazamiento de la instalación solar es muy importante, se ha pasado de unas pérdidas del 2,5 % de una ubicación sin apenas obstáculos (figura 12) debidas a la línea del horizonte, al 38,4 % de un emplazamiento de alta montaña (figura 13).

## 6 Conclusiones

En la actualidad la energía fotovoltaica está en auge, pero en los años próximos está previsto que en España se reduzca las primas que se ofrecen para este tipo de instalaciones generadoras de electricidad. Esto podría hacer que se redujese el número de las instalaciones previstas para los próximos años.

En lo que respecta al estudio que aquí se ha realizado se pueden sacar varias conclusiones en lo que se refiere a las explotaciones aviares.

Si se posee de espacio suficiente en el tejado de las explotaciones saldría rentable el hecho de vender la energía eléctrica producida por la energía solar. En cambio si lo que se quiere hacer es una instalación para autoabastecimiento ya no sale tan rentable debido al elevado consumo. En caso de tener que instalar una explotación aviar en una zona donde no es posible la conexión a la red, sin duda habría que elegir la primera solución. Realizando un estudio detallado del consumo de la explotación, se puede ajustar en gran medida la producción de energía solar a la demanda de la granja.

No hay que decir que una buena ubicación de la instalación ayudará a la rentabilidad del proyecto.

Uno de los objetivos del proyecto ha sido el de comparar la tecnología más utilizada en la actualidad (Silicio monocristalino) con la de Silicio amorfo.

La inversión inicial es mucho menor en el caso de los paneles amorfos, aunque también lo es el beneficio anual, ya que tiene menor eficiencia y presenta mayor degradación con el paso del tiempo.

Se puede concluir que:

- Si el espacio no es problema pero la financiación sí que puede resultar problemática, la tecnología que se debería instalar es la de Silicio amorfo. Además esta tecnología se puede aprovechar para cubiertas mal orientadas y con sombras, incluso con orientación Norte (suele dar lugar a unas pérdidas del 8 % de la producción respecto a la orientación Sur).
- Si por el contrario la orientación es la adecuada, y la financiación tampoco es un problema, entonces el Silicio monocristalino es la mejor opción, dando lugar a mejores rendimientos que el Silicio amorfo.

## 7 Bibliografía

- **Censolar** (Centro de estudios de la energía solar). “Instalaciones de Energía Solar. Sistemas de Conversión eléctrica”.
- **IDAE** (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red”.
- **IDAE** (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red”
- **IDAE** (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). “Manuales de Energías Renovables. Energía Solar Fotovoltaica”.
- **Energía Solar Fotovoltaica**. Manual del proyectista. Junta de Castilla León.
- **Miguel Alonso Abella y Faustino Chenlo**. CIEMAT. Laboratorio de Sistemas Fotovoltaicos.
- **Retratos de la conexión fotovoltaica a la red III**. “Silicio Cristalino versus Capa delgada”. Eduardo Lorenzo.

### Páginas Web

- [www.solarweb.net](http://www.solarweb.net)
- [www.trinasolar.com](http://www.trinasolar.com)
- [www.yohcon.com](http://www.yohcon.com)
- [www.endesaonline.com](http://www.endesaonline.com)
- [www.boe.es](http://www.boe.es)
- [www.censolar.org](http://www.censolar.org)
- [www.idae.es](http://www.idae.es)
- [www.pvgys.com](http://www.pvgys.com)