



CONAMA10
CONGRESO NACIONAL
DEL MEDIO AMBIENTE

COMUNICACIÓN TÉCNICA

Dimensionado de un sistema fotovoltaico autónomo en dos instalaciones en hemisferios diferentes

Autor: Ricardo Escudero Cid

Institución: Universidad Autónoma de Madrid

e-mail: ricardo.escudero@uam.es

Otros Autores: Pilar Ocón Esteban (UAM); José Fullea García (CSIC)

RESUMEN

El Sol ha sido utilizado por el hombre desde los comienzos de la historia y sería poco racional no seguir intentando aprovechar, por todos los medios técnicamente posibles, esta fuente energética gratuita, limpia e inagotable. España, por su privilegiada situación y climatología, se ve particularmente favorecida para el desarrollo de la energía solar. Es preciso, no obstante, señalar que existen algunos problemas que debemos tener en cuenta, como es el caso de las fluctuaciones de la radiación solar durante las estaciones del año. Los diferentes modelos de dimensionado de los sistemas fotovoltaicos aislados utilizados en la actualidad, presentan la problemática del superávit energético por la fuerte variación de la insolación a lo largo del año. En este contexto, la presente comunicación propone una solución creativa y rentable al uso de sistemas fotovoltaicos aislados intentando que esta forma de energía sea competitiva a escala planetaria. El estudio que se plantea se centra en mejorar la rentabilidad de los sistemas fotovoltaicos autónomos, basándose en una mejor utilización del excedente de energía que se genera en los meses de mayor insolación. Para ello en primer lugar se dimensionaron dos sistemas fotovoltaicos aislados en dos ubicaciones diferentes, una en el hemisferio norte y otra en el hemisferio sur. A continuación se realizó la evaluación económica del transporte de los módulos fotovoltaicos entre los sistemas dimensionados durante épocas del año concretas, con el fin de comprobar la rentabilidad del proceso para posibles aplicaciones prácticas.

Palabras Clave: Energía, solar, fotovoltaica, aislada, hemisferios

INDICE:

1. Introducción
2. Objetivos
3. Fundamentos teóricos
 - 3.1. Sistema Solar Fotovoltaico Aislado
 - 3.2. Ciclajes de la batería
4. Metodología
5. Dimensionado de la Instalación
 - 5.1. Selección del tipo de explotación
 - 5.2. Selección de los emplazamientos
 - 5.3. Requerimientos
 - 5.4. Maquinaria
 - 5.5. Consumo diario medio
 - 5.6. Cálculos de irradiación
 - 5.7. Datos de las ubicaciones seleccionadas para instalar las explotaciones ganaderas
 - 5.8. Cálculos de dimensionado
 - 5.9. Cálculo de área para evitar sombras entre paneles
 - 5.10. Resumen
 - 5.11. Coste de la instalación
 - 5.12. Coste del transporte de paneles
 - 5.13. Rentabilidad del transporte
6. Conclusiones
7. Referencias Bibliográficas y otras fuentes de documentación
- Anexo I Características del módulo fotovoltaico
- Anexo II Características de las baterías
- Anexo III Características del regulador
- Anexo IV Características del inversor
- Anexo V Lista de precios de los elementos del sistema
- Anexo VI Coste del transporte

1. INTRODUCCIÓN

El Sol ha sido utilizado por el hombre desde los comienzos de la historia y sería poco racional no seguir intentando aprovechar, por todos los medios técnicamente posibles, esta fuente energética gratuita, limpia e inagotable. España, por su privilegiada situación y climatología, se ve particularmente favorecida para el desarrollo de la energía solar. Es preciso, no obstante, señalar que existen algunos problemas que debemos tener en cuenta, como es el caso de las fluctuaciones de la radiación solar durante las estaciones del año.

En este contexto, este proyecto de fin de Master pretende proponer una solución creativa y rentable al uso de sistemas fotovoltaicos aislados intentando que esta forma de energía sea competitiva a escala planetaria..

El estudio planteado se centra en mejorar la rentabilidad de los sistemas fotovoltaicos autónomos, basándose en una mejor utilización del excedente de energía que se genera en los meses de mayor insolación. Los diferentes modelos de dimensionado de los sistemas fotovoltaicos aislados utilizados en la actualidad, presentan la problemática del *superávit* energético por la fuerte variación de la insolación a lo largo del año. La hipótesis de partida será la mejora del rendimiento de los sistemas aislados mediante el traslado de paneles solares entre ellos durante épocas del año concretas.

2. OBJETIVOS

- Dimensionar dos sistemas fotovoltaicos aislados en dos ubicaciones diferentes, una en el hemisferio norte y otra en el hemisferio sur.
- Evaluar económicamente el transporte de los módulos fotovoltaicos entre los sistemas aislados dimensionados.
- Comprobar la rentabilidad del proceso para posibles aplicaciones prácticas.

3. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

En este apartado se abordará una descripción de los generadores fotovoltaicos autónomos, destacando algunos de algunos conceptos sobre el dimensionado que ayudaran al entendimiento de los objetivos del proyecto. En primer lugar se definirá lo que es un sistema fotovoltaico aislado, así como un breve comentario sobre sus componentes. A continuación se tratarán los tipos de sistema de ciclaje de la batería.

3.1 Sistema Solar Fotovoltaico Aislado

Un sistema solar fotovoltaico es un conjunto de dispositivos capaces de convertir de manera directa la radiación solar en energía eléctrica a través de procesos electrónicos, almacenarla y distribuirla para su uso.

Según Méndez y Cuervo (2007, p.39), los sistemas solares fotovoltaicos aislados: “Tienen como objeto satisfacer total o parcialmente la demanda de energía eléctrica de aquellos lugares donde no existe red eléctrica de distribución o ésta es de difícil acceso. Los sistemas aislados normalmente están equipados con sistemas de acumulación de energía, ya que sólo pueden proporcionar energía durante el día y la demanda se produce a lo largo del día y de la noche. Esto implica que el campo fotovoltaico ha de estar dimensionado de forma que permita, durante las horas de insolación, la alimentación de la carga y la recarga de las baterías de acumulación”.

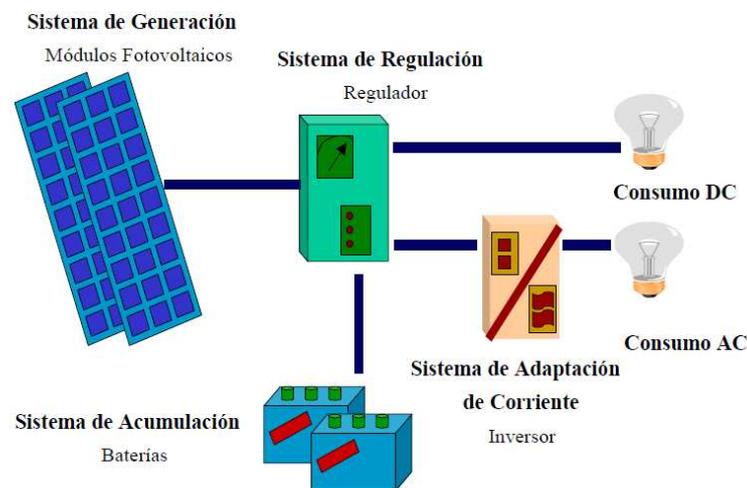


Figura 3.1: Estructura de un sistema fotovoltaico aislado

Fuente: *Dimensionado de sistemas fotovoltaicos autónomo*. Aguilera, J. y Hontoria, L. (2004)

En la figura 3.1 se pueden observar los distintos elementos que componen un sistema fotovoltaico aislado: sistema de generación, sistema de acumulación, sistema de regulación y sistema de adaptación de corriente, que explicaremos brevemente a continuación:

3.1.1 Sistema de generación

Se define como el conjunto de los módulos compuestos por células fotovoltaicas que componen el sistema. Son los encargados de convertir la radiación solar incidente en energía eléctrica debido a procesos de origen eléctrico generados en el seno de cada una de las células que lo constituyen.

3.1.2 Sistema de acumulación

Se denomina así a las baterías, que son cargadas por el sistema generador durante momentos de menor consumo, almacenan la energía mediante procesos químicos y pueden descargarla cuando sea preciso convirtiéndola otra vez en energía eléctrica disponible para su consumo. Se trata de un elemento fundamental en una instalación aislada ya que tiene como principal misión la de aportar energía en los momentos en los que el generador no aporta suficiente electricidad al proceso.

La participación del sistema de acumulación en los sistemas solares es clave, aportando energía eléctrica durante la noche o momentos de interrupción en la generación de los paneles. Otra de sus principales virtudes es la de capacitar al sistema para afrontar momentos de necesidades de potencia mayor a la producida por los módulos.

Asimismo, otra de las grandes ventajas que le otorga al sistema es posibilitar su autonomía, permitiendo que siga administrando energía a pesar de no estarla generando durante algún tiempo.

3.1.3 Sistema de regulación

El regulador es un dispositivo que tiene como función: “evitar las situaciones de sobrecarga y sobredescarga, para preservar la vida de la batería”. (Egido, 2010, p.20).

Actúa sobre las líneas de generación y consumo según la tensión de la batería o su estado de carga. Esto hace que, para poderlo dimensionar tengamos que tener principalmente en cuenta la corriente que deberá soportar, para no ver afectado su rendimiento.

3.1.4 Sistema de adaptación de corriente

El inversor del sistema es el encargado de convertir la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos en alterna, para así poder utilizarla con los dispositivos que se tengan instalados, adaptando la potencia a la requerida.

3.2 Ciclajes de la batería

Uno de los temas tratados durante el trabajo es el de los ciclados de la batería. Se puede hablar de dos tipos de ciclaje diferentes que experimenta una misma batería: el ciclo anual y el ciclo diario.

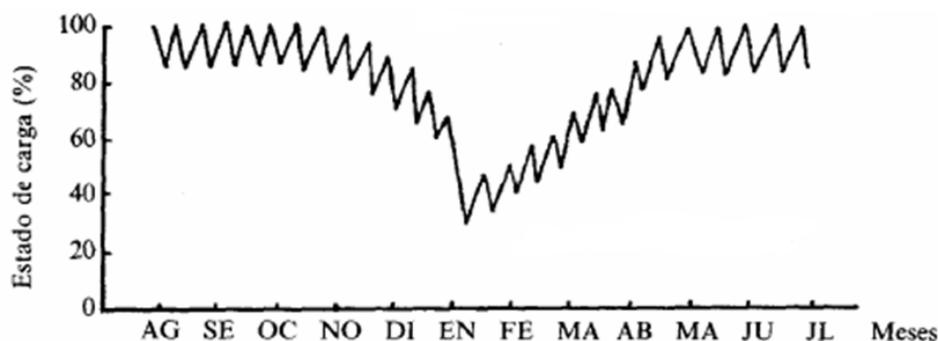


Figura 3.2: Ciclo anual y diario de un acumulador
Fuente: Acumuladores electroquímicos. Fullea, J. (1994)

Como se muestra en la Figura 3.2 el estado de carga de la batería sufre dos tipos de fluctuaciones o ciclajes a lo largo del año. Por una parte, se muestran unas ligeras variaciones que serían las relativas al **ciclo diario**, en el que influye el consumo diario, teniendo en cuenta la capacidad de la batería para enfrentarse ante momentos de baja o nula insolación.

Por otro lado, observando la Figura 3.2 de modo general se puede ver como el estado de carga de los acumuladores tiene un mínimo situado en los meses de menor insolación, recuperándose debido al aumento de la irradiación en los paneles. Esta variación más general que se puede ver durante todo el año y que marca el punto de máxima descarga de la batería es el **ciclo anual**.

3.2.1 Ciclo anual

En lo relativo al trabajo, el concepto del ciclo anual cambia de manera clara en referencia a un dimensionado con un número fijo de módulos. El hecho de que haya un traslado de paneles genera una diferencia entre la cantidad de ellos en épocas de verano e invierno. Esto, podría provocar que este ciclaje no se realizase del mismo modo ya que, al haber menor número de paneles se está generando menor cantidad de energía y por tanto se está cargando más lentamente las baterías.

Dos de los mayores problemas que le ocurren a las baterías es la descarga más allá de lo recomendado por el fabricante y mantenerla en altas descargas durante un periodo largo de tiempo. Ambos, son responsables de disminuir de manera evidente e irrecuperable el tiempo de vida media de los acumuladores.

Debido a la importancia de estos inconvenientes deben ser evitados en la medida de lo posible. La mejor manera es asegurarse que las zonas de ubicación sean lo suficientemente favorables con respecto a la radiación solar, encontrando balances energéticos muy positivos a pesar del menor número de paneles.

3.2.2 Ciclo diario

Definimos este ciclaje como el porcentaje de carga máxima de la batería que se perderá en un día. Este, da una muestra del trabajo al que se someterá a los acumuladores, lo que permitirá conocer el comportamiento de la instalación al variar su valor. Lo más favorable para una batería es que sus ciclajes sean lo más superficiales posibles, con el menor índice de pérdidas. Al aumentar este valor, se hace que su vida media se reduzca pero a su vez se consigue garantizar el funcionamiento del sistema con una menor capacidad de los acumuladores, lo que será económicamente más rentable.

Como se puede ver, esta cuestión no tiene una solución fácil, sino que se ha de llegar a un compromiso entre la vida media útil del producto y las pérdidas de carga de manera que se encuentre la mayor eficiencia posible en el sistema.

Para conocer mejor el sistema se analizará a partir de diferentes ciclajes, todos ellos realistas, es decir, no siendo demasiado desfavorables con la batería.

4. METODOLOGÍA

- Reflexión sobre la actividad a realizar en la instalación
- Búsqueda de emplazamientos óptimos
- Búsqueda de información sobre la explotación ganadera y sus consumos
- Documentación sobre irradiancia en ambas ubicaciones
- Dimensionado de las instalaciones para diferente número de módulos
- Dimensiones del terreno
- Cálculo de costes y análisis de resultados
- Conclusiones

5. DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN

Una vez planteados los objetivos principales de este trabajo, lo primero que se hará es seleccionar el tipo de instalación con la que se va a trabajar, centrándonos a continuación en su ubicación y posteriormente estudiaremos tanto sus requerimientos energéticos como de maquinaria asociada.

5.1 Selección del tipo de explotación

El hecho de que los sistemas sean aislados nos hace pensar inicialmente en una explotación agrícola o ganadera ya que son las que habitualmente se encuentran más alejadas de zonas con conexión a la red eléctrica.

Una de las premisas de partida para que el proyecto sea rentable es que el consumo energético sea lo más estable posible, permitiendo así el intercambio de los paneles solares sin producir déficit de energía en ninguna de las ubicaciones elegidas. La agricultura, tiene unos procesos naturales que hacen que sus necesidades energéticas sean muy diferentes dependiendo del periodo del año. Esto, hizo desechar este tipo de explotación y seleccionar para el estudio la actividad ganadera, por ser esta una explotación con una demanda energética importante y mucho más estable.

Una vez seleccionada la explotación, el siguiente paso fue escoger la especie ganadera. En nuestro país tanto por tradición como por necesidades energéticas, la actividad ganadera que más nos conviene es la de vacuno, y en particular la relacionada con la producción lechera. En la explotación elegida el ganado se encontrará estabulado y bajo condiciones artificiales, por tanto con un consumo energético continuado y sin grandes oscilaciones.

5.2 Selección de los emplazamientos

Para la instalación del primer sistema aislado se parte de España como la zona elegida en el hemisferio norte. Fijada ya la primera ubicación, se tendrá que seleccionar la zona más adecuada para la segunda en el hemisferio sur, para ello se tendrá en cuenta aspectos como: facilidad de la implantación de la instalación lechera, existencia

de carreteras para el transporte interior y, por último, que disponga de relaciones comerciales fluidas con España.

A la hora de una especificación más concreta de cada instalación y con la intención de que el proyecto sea lo más realista posible, se debe tener en cuenta las siguientes características: elección de regiones con presencia de ganado vacuno y pastos; con índices de insolación altos durante el año; que cuenten con pocos días seguidos nubosos y con buenas vías de comunicación para así facilitar el transporte de los paneles solares.

Teniendo en cuenta todos los requerimientos citados, en el hemisferio sur una de las zonas más adecuadas sería la parte más oriental de Argentina, ya que se encuentra colindante con el océano Atlántico lo que posibilita además del transporte aéreo el transporte marítimo. En esta zona en concreto, hemos seleccionado una ubicación cercana a Bragado, ciudad situada en la provincia de Buenos Aires.

En el caso de España después de un estudio pormenorizado de los factores señalados, la elección de la instalación ha recaído en las cercanías del pueblo de Onda, en la provincia de Castellón.



Figura 5.1: Localización de las centrales lecheras

Otra de las razones por las cuales se lleva a cabo la elección de los lugares es su interés y clara postura frente a las energías renovables. En Castellón: *“la Unió de Llauradors y la empresa Heliotec promueven la instalación de paneles fotovoltaicos en los techos de las 2.000 explotaciones ganaderas de la provincia. Cada día es más difícil conseguir que una explotación agrícola sea rentable, por lo que la idea ha sido bien recibida ya que puede ser la salvación económica para muchas granjas que podrían ser abandonadas por no resultar rentables. Con este plan se pretende ayudar a 2.000 explotaciones ganaderas, evitando la despoblación de las zonas del interior. [...] El ganadero podrá financiar el 80% del coste total que es de 100.000 euros, aportando unos 20.000 euros. Las explotaciones tendrán garantizada por ley la rentabilidad de las placas*

fotovoltaicas durante 25 años.”(<http://www.energiasolartermica.biz/castellon-granjas-de-energia-fotovoltaica/>, 2009).

En la provincia de Buenos Aires, según su ministra de infraestructura provincial Cristina Álvarez Rodríguez: *“es un hecho la progresiva instalación de parques eólicos y fotovoltaicos en toda la provincia. Desde el Ministerio estamos muy comprometidos con el la idea de otorgarle el carácter de “cuestión de estado” al cuidado del medio ambiente y los recursos naturales”.*

5.3 Requerimientos

Una vez establecido el tipo de actividad y el lugar donde se ubicará, es necesario estimar las características de la central lechera, es decir, sus dimensiones en referencia tanto a las cabezas de ganado como a la producción, ya que ambos factores condicionarán el tipo de maquinaria y el comportamiento de nuestro sistema.

Teniendo en cuenta el objetivo de trasladar los paneles de una instalación a otra, se precisa que las explotaciones lecheras sean de un tamaño considerable, requiriendo por tanto un consumo energético elevado. Esto, hará que se necesiten mayor número de paneles en invierno y, por lo tanto, permitirá un mayor desplazamiento de placas fotovoltaicas en períodos de máxima generación, lo que posibilitará una mayor rentabilidad en el transporte.

Los requerimientos citados y los datos aportados por CENER (2006) hacen que seleccionemos, para aplicar nuestros cálculos, una granja con 200 vacas, produciendo entorno a 3000 litros de leche diarios.

5.4 Maquinaria

Los dispositivos fundamentales para el correcto funcionamiento de cada una de nuestras granjas son:

- una ordeñadora eléctrica encargada de la extracción diaria de la leche
- un tanque refrigerador, con la capacidad necesaria para la leche diaria y en el cual introducimos la leche al ser ordeñada
- dos tornillos sinfines encargados de trasladar la comida necesaria para los animales
- dos arrastradoras cuyo cometido es el de la limpieza de la granja.

Toda esta maquinaria necesita un gran aporte energético y, al ser una explotación aislada, la suministraremos gracias a paneles fotovoltaicos y a acumuladores.

5.5 Consumo diario medio

A continuación se presentan las necesidades energéticas que requiere este tipo de instalación, realizando su cálculo a partir de los datos de la potencia de la maquinaria y el tiempo necesario de uso diario. Los datos sobre las potencias de la maquinaria asociada a la instalación fueron tomados de CENER (2006) y CPTS (2006) y siendo además tratados para optimizar el funcionamiento.

Descripción del equipo	Potencia (W)	Tiempo de uso (h)	Energía (Wh)
Sinfín 1	735	2	1470
Sinfín 2	1470	1	1470
Tanque refrigerador	3500	24	84000
Ordeñadora	4042	6	24252
Arrastradores (2)	4410	1	4410
			115602

Tabla 5.1: Consumo diario

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CENER, 2006 y CPTS, 2006

En la Figura 5.2 se muestra gráficamente el comportamiento diario con mayor precisión, presentando las necesidades de potencia en función de la hora del día.

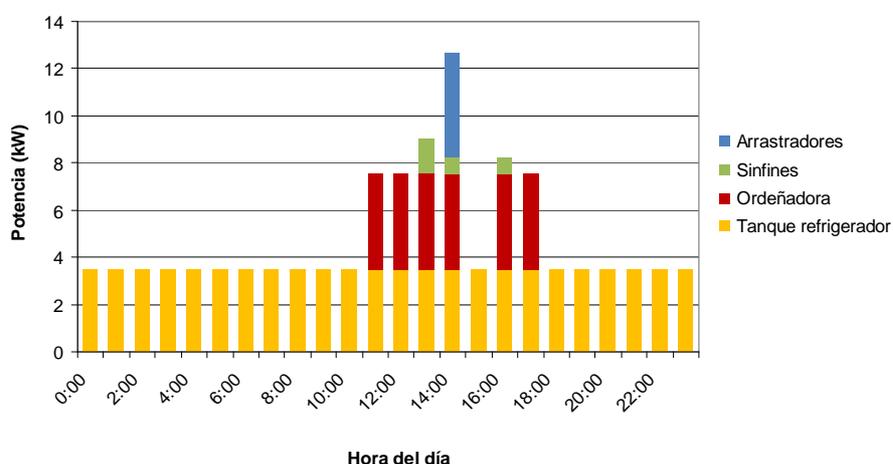


Figura 5.2: Relación del consumo con respecto a la hora diaria

Fuente: Elaboración propia

Los resultados de la Figura 5.2 muestran el uso continuado del refrigerador a lo largo del día, encargado de mantener la leche en su temperatura óptima hasta su recogida. Además también cabe reseñar el pico de potencia debido al uso de arrastradores, encargados de la limpieza de los establos, y de los sinfines, responsables de transportar la comida hasta todos los comederos. Por último, explicar la hora de inactividad entendiéndola como el momento de descanso de los trabajadores.

5.6 Cálculos de irradiación

La inclinación de los módulos solares con respecto a la horizontal es uno de los mayores condicionantes a la hora de estimar la insolación de la que vamos a disponer en nuestras centrales lecheras.

La variable inclinación es discutible. Por un lado, lo más rentable es ponerlo siempre en su inclinación óptima, aquella en la que presenta la mayor cantidad posible de irradiación a lo largo de un año. Sin embargo, esto provoca que no se optimice demasiado los meses de invierno, y por tanto, que sean necesarios un elevado número de paneles. Una segunda opción es considerar la configuración más adecuada durante el

mes de peor irradiancia, tratando de hacer incidir la máxima radiación posible. Esto, sería muy apropiado para los meses de menor insolación pero, provocaría que en los de verano obtengamos baja irradiación, lo que perjudicaría la rentabilidad del traslado de los paneles.

Dado que se han seleccionado dos ubicaciones diferentes, pero que deben contemplarse conjuntamente, es necesario buscar un término medio, que permita alcanzar una buena eficiencia en invierno pero que a su vez se pueda proceder al envío de suficientes placas solares como para rentabilizar el viaje.

Con este propósito se debe calcular en cual de los dos puntos la energía incidente es menor, tratando que la inclinación sea favorable para los meses de menor radiación. Eso implica que no dispondremos de muchos paneles, lo cual nos generará un problema en los meses de mayor radiación. Para contrarrestar esta limitación, en la otra instalación situamos nuestros módulos de manera que estén a un ángulo óptimo permitiendo que en verano, con menos cantidad de paneles, pueda trabajar eficientemente. Este hecho implicará que durante el invierno se genere un déficit, aunque en todo caso no tan elevado como en el lugar de menor insolación ya que la irradiación es mayor y por tanto alcanzamos más energía con menor número de paneles.

Esta idea de mejorar el rendimiento del sistema pensando en él como un conjunto es decisiva para poder rentabilizar costes y realizar un dimensionado en ambas instalaciones a la vez. Si no procedemos a esta visión global, los resultados que recogeríamos no serían tan eficientes.

5.7 Datos de las ubicaciones seleccionadas para instalar las explotaciones ganaderas

- **Onda (39°57'55" Norte, 0°15'45" Oeste, Elevación: 1 93 m)**

Ángulo de inclinación óptimo: 35°

Mes	Hh	Hopt	H(64)	lopt	T24h
Jan	1980	3300	3650	62	9.9
Feb	2740	3950	4100	54	10.7
Mar	3910	4860	4600	42	13.2
Apr	4900	5240	4440	26	15.2
May	5890	5710	4420	15	18.7
Jun	6400	5930	4370	7	23.0
Jul	6420	6080	4560	11	25.3
Aug	5700	5900	4820	22	25.6
Sep	4610	5470	4980	37	22.2
Oct	3340	4620	4650	51	18.6
Nov	2170	3420	3710	60	13.2
Dec	1690	2900	3260	64	10.1
Year	4150	4790	4300	35	17.1

Tabla 5.2: Irradiaciones mensuales en Onda

Fuente: Joint Research Centre Institute for Energy (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/index.htm>)

Hh: Irradiación en plano horizontal (Wh/m²)

Hopt: Irradiación en plano con inclinación óptima (Wh/m²)

H(64): Irradiación en plano con inclinación de 64° (Wh/m²)

lopt: Inclinación óptima (°)

T24h: Media de temperaturas diarias (°C)

- **Bragado (-35°36' Norte, -60°30' Oeste, Elevación: 0 m)**

Ángulo de inclinación: 53°

Mes	Nº de días	Global Inclinada (kW/m ²)	Global Horizontal (kW/m ²)
1	31	173501	229524
2	28	156509	176534
3	31	173426	160630
4	30	162720	121824
5	31	121272	82138
6	30	77112	54504
7	31	103788	70606
8	25	126554	93595
9	30	158832	137808
10	31	179676	188678
11	30	175680	220464
12	31	180420	251546

Tabla 5.3: Irradiaciones mensuales en Bragado

Fuente: HelioClim-3 Database of Solar Irradiance (<http://www.soda-is.com/>)

5.8 Cálculos de dimensionado

Lo primero que se debe llevar a cabo a la hora de establecer el dimensionado del sistema es elegir en el mercado un módulo fotovoltaico que nos interese para instalar. Esta selección es sumamente importante, dando información para poder realizar los cálculos necesarios. En el Anexo I podemos ver los diferentes tipos de módulos de silicio monocristalino, y de ellos escogemos el **SW245**, ya que es el que tiene más potencia pico y su coste es más rentable que los demás.

A partir de la elección del tipo de panel, y con los datos que nos facilita la empresa se realizan los correspondientes cálculos para dimensionar la instalación. Se debe calcular el número de módulos necesarios para cumplir con los requerimientos energéticos de la granja pero, para ello, se necesita suponer previamente que ciclaje diario queremos en la batería. Lo que se hace es realizar el dimensionado para cuatro ciclajes diferentes y comprobar cual es el más adecuado para los resultados que se quieren lograr.

El primer cálculo a realizar es el del balance energético mensual de la instalación, es decir, un cálculo que, teniendo en cuenta la irradiación que llega a nuestros módulos y el consumo diario, estima las ganancias o pérdidas energéticas que tendremos durante el año.

$$\text{Balance energético} = (I_{mpp} (A) \cdot N_p \cdot Irr(kW / m^2) \cdot Fc - Cd(Ah)) \cdot Nd$$

- I_{mpp} (A): Intensidad del panel
- N_p : Número de paneles en paralelo
- Irr (kW/m²): Irradiancia mensual
- Fc: Factor de carga ; normalmente se usa $Fc = 0,9$ (Fullea,, 1994)
- Cd (Ah): Consumo diario
- Nd: Número de días del mes

$$Cd (Ah) = Cd(Wh) / (\eta_{bat} \cdot \eta_{inv} \cdot V_{bat})$$

- V_{bat} : Es el voltaje que tendrá el circuito. Dado las dimensiones y comparándolo con otros similares encontrados en la bibliografía usamos un $V_{bat} = 48$ V.

- η_{bat} y η_{inv} : es el rendimiento estimado de la batería y el inversor. Buscando datos en la bibliografía (Egido, M. A., 2010) podemos estimar que sus funcionamientos normales se dan con $\eta_{bat} = 0,9$ y $\eta_{inv} = 0,9$.

Con estos datos podemos estimar el consumo diario en Ah:

$$Cd (Ah) = Cd(Wh) / (\eta_{bat} \cdot \eta_{inv} \cdot V_{bat}) = 115602 Wh / (0,9 \cdot 0,9 \cdot 48 V) = 2973,30 Ah$$

La información generada hasta este punto permitirá realizar una valoración del balance energético mensual en cada uno de los lugares. Para ello se necesita suponer un número de paneles, de tal modo que nos aporten un ciclaje determinado.

Para poder hacer, más adelante, valoraciones sobre el tipo de instalación más rentable para llevar a cabo el dimensionado, en este apartado del proyecto se realizan todos los cálculos para cuatro ciclajes diferenciados y que son favorables para el buen mantenimiento de la batería.

5.8.1 Ciclaje del 15%

▪ Paneles

Lo primero que hacemos es calcular el balance energético mensual para cada una de las zonas. Para ello estimamos el número de paneles que nos aporten el ciclaje esperado, mostrando los resultados en la Tabla 5.4.

Mes	ONDA		BRAGADO	
	Balance energético (Ah)	N _p	Balance energético (Ah)	N _p
Enero	17259,51	135	29637,82	98
Febrero	23713,21	135	26628,12	98
Marzo	23855,41	107,5	29585,16	98
Abril	895,39	80	89157,02	153
Mayo	9275,59	80	40752,89	153
Junio	12758,97	80	-4677,23	153
Julio	15849,28	80	21588,82	153
Agosto	12651,27	80	79834,01	153
Septiembre	4849,92	80	53603,92	125,5
Octubre	46341,41	135	33973,11	98
Noviembre	10029,49	135	34140,93	98
Diciembre	-5226,49	135	34495,45	98

Tabla 5.4: Relación entre balances energéticos y número de paneles en paralelo en ciclaje del 15%

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 5.4 se indican los paneles en paralelo que tendremos en cada una de las ubicaciones en cada mes del año, y el balance energético. Además, se muestra como en los meses de mayor radiación de cada una de las zonas tenemos menos paneles, ya que estos se trasladan a la otra ubicación. Por otro lado, un dato relevante que se extrae de la Tabla 5.4 es el relativo al mes de marzo en Onda y a septiembre en Bragado, se explica porque, la duración del viaje, tal y como se puede ver en el Anexo VI, es de 15 días, y por tanto durante ese tiempo no se podría generar electricidad con esos paneles. Debido a eso, durante los meses de viaje se tendrán que estimar como si se tuviera menor cantidad de paneles durante todo el mes pese a que ello no es del todo cierto, pero para el cálculo final sí que lo sería.

Para conocer el número total de paneles requerido también es necesario conocer el número de ellos que habrá en serie. Para este cálculo necesitamos saber el voltaje del sistema y el máximo admitido por los módulos fotovoltaicos, lo cual encontramos en los detalles del Anexo I.

$$N_s = V_{bat} / V_{mpp} = 48 V / 30,8 V \approx 2$$

A partir de estos cálculos procedemos a ver la **pérdida del ciclo anual**, que no será más que la suma de los balances energéticos negativos que se tengan al año.

Onda: *Pérdida del ciclo anual = 5226.49 Ah*

Bragado: *Pérdida del ciclo anual = 4677,23 Ah*

La **autonomía** del sistema viene dado por el consumo diario que tenga y por la cantidad de días nublados que pueda haber en la zona. Según Egido (2010) y debido a la ausencia de datos concretos en las zonas de estudio se recomienda hacer los cálculos para una autonomía de 3 días.

$$\text{Autonomía} = 2973,30 \text{ Ah} \cdot 3 \text{ dias} = 8919,91 \text{ Ah}$$

Ya con estos datos de pérdidas y autonomías, y sabiendo que para nuestra batería la descarga máxima que se debe realizar, para mantener su durabilidad, es del 70%, podemos conocer la capacidad necesaria para nuestros acumuladores.

$$\text{Capacidad} = (\text{Autonomía} + \text{Pérdida de ciclo}) / \text{Capacidad límite}$$

$$\text{Onda: Capacidad} = (8919,91 + 5226,49) / 0,7 = 20209,14 \text{ Ah}$$

$$\text{Bragado: Capacidad} = (4677,23 + 8919,91) / 0,7 = 19424,48 \text{ Ah}$$

Con todo lo calculado hasta ahora sólo nos falta hallar el ciclaje diario que tendríamos en las baterías y que sea lo más parecido posible a lo esperado, comprobando así que todo lo anterior esté bien hecho.

$$\text{Ciclaje} = \frac{Cd(Ah)}{\text{Capacidad}} \cdot 100$$

$$\text{Onda: Ciclaje} = \frac{2973,30}{20209,14} \cdot 100 = 14,71\%$$

$$\text{Bragado: Ciclaje} = \frac{2973,30}{19424,48} \cdot 100 = 15,31\%$$

▪ Baterías

Ahora que ya contamos con la capacidad que deben tener nuestras **baterías**, debemos tomar datos reales de sus características y decidir cuantos acumuladores se tienen que colocar tanto en serie como en paralelo. Para ello tomamos los datos del Anexo II, que nos proporciona el fabricante. De entre los tipos que se muestran en el catálogo elegiremos la **24 OPzS 3000** por ser la mayor de todas y la más rentable en cuanto a su capacidad con respecto del precio. Los datos técnicos del catálogo dan el C_{10} , pero viendo el segundo de los documentos adjuntados en este Anexo II vemos como también conocemos su C_{100} , que nos interesa más por asemejarse al nivel de descarga que tendremos en nuestro equipo. Con esto, veremos cuantas baterías serán necesarias en serie y en paralelo para cada una de las instalaciones.

$$\text{Onda: } N_{\text{bat,serie}} = 48V / 1,85 V = 25,94 \approx 26$$

$$N_{\text{bat,paralelo}} = 20209,14 \text{ Ah} / 4340 \text{ Ah} = 4,66 \approx 5$$

$$N_{\text{bat}} = 26 \cdot 5 = 130$$

$$\text{Bragado: } N_{\text{bat,serie}} = 48V / 1,85 V = 25,94 \approx 26$$

$$N_{\text{bat,paralelo}} = 19424,48 \text{ Ah} / 4340 \text{ Ah} = 4,48 \approx 5$$

$$N_{\text{bat}} = 26 \cdot 5 = 130$$

▪ Regulador

Pasamos ahora a dimensionar el siguiente elemento del circuito, que será el regulador. Para esto, tenemos que valorar cual de las dos intensidades que sufre, la de entrada y la de salida, es mayor y calcularlo para ese valor. Con ese dato, calculamos la

cantidad de reguladores que serán necesarios con los valores del Anexo III para equipos con 48 V de tensión, escogiendo el **Power Tarom 4140**.

$$I_{\text{entrada}} = I_{\text{mmp}} \cdot N_p$$

$I_{\text{salida}} = P_{AC} / 220 \text{ V}$; P_{AC} es la potencia máxima que soporta el sistema $P_{AC} = 12687 \text{ W}$.

Onda: $I_{\text{entrada}} = 7,96 \cdot 135 = 1074,6 \text{ A}$

$$I_{\text{salida}} = 12687 \text{ W} / 220 \text{ V} = 57,67 \text{ A}$$

$$N_{\text{reguladores}} = 1074,6 \text{ A} / 140 \text{ A} = 7,68 \approx 8$$

Bragado: $I_{\text{entrada}} = 7,96 \cdot 153 = 1217,88 \text{ A}$

$$I_{\text{salida}} = 12687 \text{ W} / 220 \text{ V} = 57,67 \text{ A}$$

$$N_{\text{reguladores}} = 1217,88 \text{ A} / 140 \text{ A} = 8,70 \approx 9$$

▪ Inversores

Para terminar de conocer todo nuestro circuito debemos de calcular las necesidades que tenemos en cuestión de inversores. Para ello, y tomando los datos del Anexo IV, para el **HPC 8000-48**, estimamos el número de equipos que precisamos teniendo en cuenta la potencia máxima que pasa por el sistema y la que soporta el propio inversor.

$$N_{\text{inversores}} = P_{AC} / P_{inv} = 12687 \text{ W} / 7000 \text{ W} = 1,81 \approx 2$$

Este valor, debido a los datos de los cuales depende, no variará dependiendo del lugar ni dependiendo del ciclaje que tengamos en el sistema.

Ahora, procederemos al análisis del dimensionado para el resto de los ciclajes. En estos se seguirá el mismo esquema hecho por el anterior, por lo que no se repetirán las explicaciones dadas anteriormente para los cálculos.

5.8.2 Ciclaje del 12%

▪ Paneles

Mes	ONDA		BRAGADO	
	Balance energético (Ah)	Np	Balance energético (Ah)	Np
Enero	3101,66	130	27151,90	96
Febrero	19751,52	130	24385,66	96
Marzo	21157,09	105	27100,31	96
Abril	895,39	80	80996,93	146
Mayo	9275,59	80	34671,34	146
Junio	12758,97	80	-8544,24	146
Julio	15849,28	80	16384,06	146
Agosto	12651,27	80	71964,44	146
Septiembre	4849,92	80	48483,49	121

Octubre	41211,27	130	31398,71	96
Noviembre	6354,36	130	31623,79	96
Diciembre	-8446,71	130	31910,40	96

Tabla 5.5: Relación entre balances energéticos y número de paneles en paralelo en ciclaje del 12%

Fuente: Elaboración propia

$$N_s = V_{bat} / V_{mpp} = 48 \text{ V} / 30,8 \text{ V} \approx 2$$

Onda: Pérdida del ciclo anual = 8446,71 Ah

Bragado: Pérdida del ciclo anual = 8544,24 Ah

$$\text{Autonomía} = 2973,30 \text{ Ah} \cdot 3 \text{ dias} = 8919,91 \text{ Ah}$$

$$\text{Capacidad} = (\text{Autonomía} + \text{Pérdida de ciclo}) / \text{Capacidad límite}$$

$$\text{Onda: Capacidad} = (8919,91 + 8446,71) / 0,7 = 24809,45 \text{ Ah}$$

$$\text{Bragado: Capacidad} = (8544,24 + 8919,91) / 0,7 = 24948,78 \text{ Ah}$$

Con todo lo calculado hasta ahora sólo nos falta calcular el ciclaje diario que tendríamos en las baterías y que sea lo más parecido posible a lo esperado.

$$\text{Ciclaje} = \frac{Cd(\text{Ah})}{\text{Capacidad}} \cdot 100$$

$$\text{Onda: Ciclaje} = \frac{2973,30}{24809,45} \cdot 100 = 11,98\%$$

$$\text{Bragado: Ciclaje} = \frac{2973,30}{24948,78} \cdot 100 = 11,92\%$$

▪ Baterías

$$\text{Onda: } N_{\text{bat,serie}} = 48\text{V} / 1,85 \text{ V} = 25,94 \approx 26$$

$$N_{\text{bat,paralelo}} = 24809,45 \text{ Ah} / 4340 \text{ Ah} = 5,72 \approx 6$$

$$N_{\text{bat}} = 26 \cdot 6 = 156$$

$$\text{Bragado: } N_{\text{bat,serie}} = 48\text{V} / 1,85 \text{ V} = 25,94 \approx 26$$

$$N_{\text{bat,paralelo}} = 24948,78 \text{ Ah} / 4340 \text{ Ah} = 5,75 \approx 6$$

$$N_{\text{bat}} = 26 \cdot 6 = 156$$

▪ Regulador

$$I_{\text{entrada}} = I_{\text{mpp}} \cdot N_p$$

$$I_{\text{salida}} = P_{AC} / 220 \text{ V}; P_{AC} \text{ es la potencia máxima que soporta el sistema } P_{AC} = 12687 \text{ W.}$$

Onda: $I_{\text{entrada}} = 7,96 \cdot 130 = 1034,8 \text{ A}$

$I_{\text{salida}} = 12687 \text{ W} / 220 \text{ V} = 57,67 \text{ A}$

$N_{\text{reguladores}} = 1034,8 \text{ A} / 140 \text{ A} = 7,39 \approx 8$

Bragado: $I_{\text{entrada}} = 7,96 \cdot 146 = 1162,16 \text{ A}$

$I_{\text{salida}} = 12687 \text{ W} / 220 \text{ V} = 57,67 \text{ A}$

$N_{\text{reguladores}} = 1162,16 \text{ A} / 140 \text{ A} = 8,30 \approx 9$

▪ Inversores

$$N_{\text{inversores}} = P_{AC} / P_{inv} = 12687 \text{ W} / 7000 \text{ W} = 1,81 \approx 2$$

5.8.3 Ciclaje del 10%

▪ Paneles

Mes	ONDA		BRAGADO	
	Balance energético (Ah)	Np	Balance energético (Ah)	Np
Enero	-562,73	125	25908,93	95
Febrero	15789,83	125	23264,43	95
Marzo	18458,77	103	25857,89	95
Abril	895,39	80	74002,58	140
Mayo	9275,59	80	29458,59	140
Junio	12758,97	80	-11858,82	140
Julio	15849,28	80	11922,84	140
Agosto	12651,27	80	65219,09	140
Septiembre	4849,92	80	44500,94	118
Octubre	36081,13	125	30111,52	95
Noviembre	2679,23	125	30365,22	95
Diciembre	-11666,93	125	30617,87	95

Tabla 5.6: Relación entre balances energéticos y número de paneles en paralelo en ciclaje del 10%

Fuente: Elaboración propia

$$N_s = V_{bat} / V_{mpp} = 48 \text{ V} / 30,8 \text{ V} \approx 2$$

Onda: Pérdida del ciclo anual = 12229,65 Ah

Bragado: Pérdida del ciclo anual = 11858,82 Ah

Autonomía = 2973,30 Ah · 3 días = 8919,91 Ah



$Capacidad = (Autonomía + Pérdida de ciclo) / Capacidad\ límite$

Onda: $Capacidad = (8919,91 + 12229,65) / 0,7 = 30213,66\ Ah$

Bragado: $Capacidad = (8544,24 + 11858,82) / 0,7 = 29683,90\ Ah$

Con todo lo calculado hasta ahora sólo nos falta calcular el ciclaje diario que tendríamos en las baterías y que sea lo más parecido posible a lo esperado.

$$Ciclaje = \frac{Cd(Ah)}{Capacidad} \cdot 100$$

Onda: $Ciclaje = \frac{2973,30}{30213,66} \cdot 100 = 9,84\%$

Bragado: $Ciclaje = \frac{2973,30}{29683,90} \cdot 100 = 10,02\%$

▪ Baterías

Onda: $N_{bat,serie} = 48V / 1,85\ V = 25,94 \approx 26$

$$N_{bat,paralelo} = 30213,66\ Ah / 4340\ Ah = 6,96 \approx 7$$

$$N_{bat} = 26 \cdot 7 = 182$$

Bragado: $N_{bat,serie} = 48V / 1,85\ V = 25,94 \approx 26$

$$N_{bat,paralelo} = 29683,90\ Ah / 4340\ Ah = 6,84 \approx 7$$

$$N_{bat} = 26 \cdot 7 = 182$$

▪ Regulador

$$I_{entrada} = I_{mmp} \cdot N_p$$

$$I_{salida} = P_{AC} / 220\ V ; P_{AC}\ es\ la\ potencia\ máxima\ que\ soporta\ el\ sistema\ P_{AC} = 12687\ W.$$

Onda: $I_{entrada} = 7,96 \cdot 125 = 995\ A$

$$I_{salida} = 12687\ W / 220\ V = 57,67\ A$$

$$N_{reguladores} = 995\ A / 140\ A = 7,11 \approx 8$$

Bragado: $I_{entrada} = 7,96 \cdot 140 = 1114,4\ A$

$$I_{salida} = 12687\ W / 220\ V = 57,67\ A$$

$$N_{reguladores} = 1114,4\ A / 140\ A = 7,96 \approx 8$$

▪ Inversores

$$N_{inversores} = P_{AC} / P_{inv} = 12687\ W / 7000\ W = 1,81 \approx 2$$

5.8.4 Ciclaje del 8%

▪ Paneles

Mes	ONDA		BRAGADO	
	Balance energético (Ah)	Np	Balance energético (Ah)	Np
Enero	-3494,24	121	19694,13	90
Febrero	12620,48	121	17658,27	90
Marzo	16300,11	101	19645,77	90
Abril	895,39	80	63511,04	131
Mayo	9275,59	80	21639,46	131
Junio	12758,97	80	-16830,70	131
Julio	15849,28	80	5231,00	131
Agosto	12651,27	80	55101,06	131
Septiembre	4849,92	80	36535,83	111
Octubre	31977,02	121	23675,52	90
Noviembre	-260,88	121	24072,36	90
Diciembre	-14243,10	121	24155,22	90

Tabla 5.7: Relación entre balances energéticos y número de paneles en paralelo en ciclaje del 8%

Fuente: Elaboración propia

$$N_s = V_{bat} / V_{mpp} = 48 V / 30,8 V \approx 2$$

Onda: Pérdida del ciclo anual = 17998,22 Ah

Bragado: Pérdida del ciclo anual = 16830,70 Ah

$$\text{Autonomía} = 2973,30 \text{ Ah} \cdot 3 \text{ dias} = 8919,91 \text{ Ah}$$

$$\text{Capacidad} = (\text{Autonomía} + \text{Pérdida de ciclo}) / \text{Capacidad límite}$$

$$\text{Onda: Capacidad} = (8919,91 + 17998,22) / 0,7 = 38454,46 \text{ Ah}$$

$$\text{Bragado: Capacidad} = (8544,24 + 16830,70) / 0,7 = 36786,58 \text{ Ah}$$

Con todo lo calculado hasta ahora sólo nos falta calcular el ciclaje diario que tendríamos en las baterías y que sea lo más parecido posible a lo esperado.

$$\text{Ciclaje} = \frac{Cd(\text{Ah})}{\text{Capacidad}} \cdot 100$$

$$\text{Onda: Ciclaje} = \frac{2973,30}{38454,46} \cdot 100 = 7,73\%$$

$$\text{Bragado: Ciclaje} = \frac{2973,30}{36786,58} \cdot 100 = 8,08\%$$

▪ Baterías

Onda: $N_{bat,serie} = 48V/1,85 V = 25,94 \approx 26$

$$N_{bat,paralelo} = 38454,46 \text{ Ah}/4340 \text{ Ah} = 8,86 \approx 9$$

$$N_{bat} = 26 \cdot 9 = 234$$

Bragado: $N_{bat,serie} = 48V/1,85 V = 25,94 \approx 26$

$$N_{bat,paralelo} = 36786,58 \text{ Ah}/4340 \text{ Ah} = 8,48 \approx 9$$

$$N_{bat} = 26 \cdot 9 = 234$$

▪ Regulador

$$I_{entrada} = I_{mmp} \cdot N_p$$

$$I_{salida} = P_{AC}/220 \text{ V}; P_{AC} \text{ es la potencia máxima que soporta el sistema } P_{AC} = 12687 \text{ W.}$$

Onda: $I_{entrada} = 7,96 \cdot 121 = 963,16 \text{ A}$

$$I_{salida} = 12687 \text{ W}/220 \text{ V} = 57,67 \text{ A}$$

$$N_{reguladores} = 963,16 \text{ A}/140 \text{ A} = 6,88 \approx 7$$

Bragado: $I_{entrada} = 7,96 \cdot 131 = 1042,76 \text{ A}$

$$I_{salida} = 12687 \text{ W}/220 \text{ V} = 57,67 \text{ A}$$

$$N_{reguladores} = 1042,76 \text{ A}/140 \text{ A} = 7,45 \approx 8$$

▪ Inversores

$$N_{inversores} = P_{AC}/P_{inv} = 12687 \text{ W}/7000 \text{ W} = 1,81 \approx 2$$

5.9 Cálculo de área para evitar las sombras entre paneles

A pesar de que en el proyecto no se ponen limitaciones en ningún momento al área de terreno del que disponemos para nuestras placas solares, creo conveniente hacer un cálculo de tal modo que podamos conocer el espacio que ocuparían en cada caso para que afecten lo más mínimo las unas a las otras.

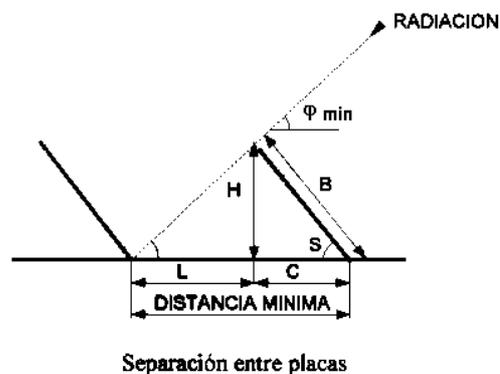


Figura 5.3: Elementos para el cálculo de la distancia mínima entre placas

Lo primero que haremos para llevar a cabo este cálculo es conocer el ángulo de declinación al mediodía en el solsticio de invierno.

$$\delta_{\min} = 23,45 \cdot \text{sen} \left(360 \cdot \frac{284 + N_d}{365} \right) = -23,45^\circ$$

Ahora elegimos como hora solar las 6 centrales del día, de tal modo que capturemos gran parte de la radiación. Debido a esto, nuestro ángulo horario será de:

$$H = 15 \cdot (12 - t) = 45^\circ$$

Con esto, sólo nos queda calcular definitivamente la altura solar a las 9 de la mañana del día del solsticio de invierno.

$$\text{sen } h = \text{sen } L \cdot \text{sen } \delta + \cos L \cdot \cos \delta \cdot \cos H ; \text{ siendo } L \text{ la latitud del lugar.}$$

Onda: $\text{sen } h = \text{sen } 39,96^\circ \cdot \text{sen } (-23,45^\circ) + \cos 39,96^\circ \cdot \cos (-23,45^\circ) \cdot \cos 45^\circ = 0,2416$

$$h = 13,98^\circ$$

Bragado:

$$\text{sen } h = \text{sen } (-35,11^\circ) \cdot \text{sen } (-23,45^\circ) + \cos (-35,11^\circ) \cdot \cos (-23,45^\circ) \cdot \cos 45^\circ = 0,3018$$

$$h = 17,56^\circ$$

Siguiendo la Figura 5.3 explicaremos que es cada parte de él y como calcular lo que nos quede. La B se trata de la altura del panel, la cual nos viene indicada en las características del Anexo I, y será de 1,001 m. La s, será la inclinación que tengamos en nuestro panel con respecto de la horizontal, que será de 35° en Onda y de 53° en Bragado. La H será la altura que tendrá con respecto al suelo, teniendo en cuenta que está inclinado, para calcularlo será:

Onda: $H = 1,001 \cdot \text{sen } 35^\circ = 0,5741 \text{ m}$

Bragado: $H = 1,001 \cdot \text{sen } 53^\circ = 0,7994 \text{ m}$

Si queremos entonces, conocer la C nos basta con:

Onda: $C = 1,001 \cdot \cos 35^\circ = 0,8199 \text{ m}$

Bragado: $C = 1,001 \cdot \cos 53^\circ = 0,6024 \text{ m}$

Por último, para saber la distancia mínima necesaria entre planos debemos de calcular L y para ello:

Onda: $L = H / \tan h = 0,5741 / \tan 13,98^\circ = 2,3379 \text{ m}$

Bragado: $L = H / \tan h = 0,7994 / \tan 17,56^\circ = 2,5254 \text{ m}$

La distancia mínima entre paneles será:

Onda: $D = L + C = 2,3379 + 0,8199 = 3,1578 \text{ m}$

Bragado: $D = L + C = 2,5254 + 0,6024 = 3,1278 \text{ m}$

El área ocupada por cada módulo, entonces será el de su propia anchura por la sombra que genera:

Onda: $\text{Área} / \text{módulo} = 1,675 \cdot 3,1578 = 5,2894 \text{ m}^2$

Bragado: $\text{Área} / \text{módulo} = 1,675 \cdot 3,1278 = 5,2391 \text{ m}^2$

Entonces, para cada ciclaje tenemos un número de paneles, y por lo tanto tendremos un área ocupada diferente:

Ciclaje 15%

Onda: $\text{Área} = 5,2894 \text{ m}^2 \cdot 135 \cdot 2 = 1428,14 \text{ m}^2$

Bragado: $\text{Área} = 5,2391 \text{ m}^2 \cdot 153 \cdot 2 = 1603,16 \text{ m}^2$

Ciclaje 12%

Onda: $\text{Área} = 5,2894 \text{ m}^2 \cdot 130 \cdot 2 = 1375,24 \text{ m}^2$

Bragado: $\text{Área} = 5,2391 \text{ m}^2 \cdot 146 \cdot 2 = 1529,82 \text{ m}^2$

Ciclaje 10%

Onda: $\text{Área} = 5,2894 \text{ m}^2 \cdot 125 \cdot 2 = 1322,35 \text{ m}^2$

Bragado: $\text{Área} = 5,2391 \text{ m}^2 \cdot 140 \cdot 2 = 1466,95 \text{ m}^2$

Ciclaje 8%

Onda: $\text{Área} = 5,2894 \text{ m}^2 \cdot 121 \cdot 2 = 1280,03 \text{ m}^2$

Bragado: $\text{Área} = 5,2391 \text{ m}^2 \cdot 131 \cdot 2 = 1372,64 \text{ m}^2$

5.10 Resumen

	Ciclaje (%)	N_T	Transportados	Capacidad (Ah)	N_{bat}	N_{reg}	N_{inv}	Área (m ²)
Onda	15	270	110	20209,14	130	8	2	1428,14
	12	260	100	24809,4514	156	8	2	1375,24
	10	250	90	30213,6579	182	8	2	1322,35
	8	242	82	38454,4621	234	7	2	1280,03
Bragado	15	306	110	19424,48	130	9	2	1603,16
	12	292	100	24948,7825	156	9	2	1529,82
	10	280	90	29683,9	182	8	2	1466,95
	8	262	82	36786,5761	234	8	2	1372,64

Tabla 5.8: Resumen características de las instalaciones para los diferentes ciclajes

Fuente: Elaboración propia

N_T : Número total de paneles; $N_T = N_p \cdot N_s$

5.11 Coste de la instalación

Si revisamos los precios del Anexo V de los elementos utilizados podemos hacer un cálculo del coste de toda la instalación eléctrica.

Ciclaje 15%		Elemento	Precio/Unidad (€/ud.)	Unidades	Precio Total (€)
Onda		Paneles	812	270	219240
		Baterías	1094	130	142220
		Reguladores	2043	8	16344
		Inversores	4277	2	8554
		TOTAL			



	Bragado	Paneles	812	196	159152
		Baterías	1094	130	142220
		Reguladores	2043	9	18387
		Inversores	4277	2	8554
		TOTAL			328313
Ciclaje 12%	Onda	Elemento	Precio/Unidad (€/ud.)	Unidades	Precio Total (€)
		Paneles	812	260	211120
		Baterías	1094	156	170664
		Reguladores	2043	8	16344
		Inversores	4277	2	8554
	TOTAL			406682	
	Bragado	Paneles	812	192	155904
		Baterías	1094	156	170664
		Reguladores	2043	9	18387
		Inversores	4277	2	8554
TOTAL				353509	
Ciclaje 10%	Onda	Elemento	Precio/Unidad (€/ud.)	Unidades	Precio Total (€)
		Paneles	812	250	203000
		Baterías	1094	182	199108
		Reguladores	2043	8	16344
		Inversores	4277	2	8554
	TOTAL			427006	
	Bragado	Paneles	812	190	154280
		Baterías	1094	192	210048
		Reguladores	2043	8	16344
		Inversores	4277	2	8554
TOTAL				389226	
Ciclaje 8%	Onda	Elemento	Precio/Unidad (€/ud.)	Unidades	Precio Total (€)
		Paneles	812	242	196504
		Baterías	1094	234	255996
		Reguladores	2043	7	14301
		Inversores	4277	2	8554
	TOTAL			475355	
	Bragado	Paneles	812	180	146160

	Baterías	1094	234	255996
	Reguladores	2043	8	16344
	Inversores	4277	2	8554
	TOTAL			427054

Tabla 5.9: Precios de los elementos para cada instalación y ciclaje

Fuente: Elaboración propia

Realmente, para poderlo completar totalmente los costes nos hacen falta algunos datos más de los cuales no disponemos de manera exacta. Para hacer el balance, lo realizaremos a partir de datos estimativos recogidos en un informe de la Asociación de Industria Fotovoltaica (ASIF) del 2006:

(EN EUROS)	100 Wp	1 kWp	3 kWp
Paneles	390	3.800	11.400
Estructura soporte y elem. macánicos	60	450	1.050
Batería	270	2.050	5.100
Inversor + protecciones+ monit.	190	1.350	3.000
Cableado y varios	70	500	1.050
Montaje y p.e.m.	185	1.100	2.400
Ingeniería, gastos generales, admin. etc y B° industrial	275	2.150	5.100
Total (EUR)	1.440	11.400	29.100

(EN EUROS/Wp)	100 Wp	1 kWp	3 kWp
Paneles	3,90	3,80	3,80
Estructura soporte y elem. macánicos	0,60	0,45	0,35
Batería	2,70	2,05	1,70
Inversor + protecciones+ monit.	1,90	1,35	1,00
Cableado y varios	0,70	0,50	0,35
Montaje y p.e.m.	1,85	1,10	0,80
Ingeniería, gastos generales, admin. etc y B° industrial	2,75	2,15	1,70
Total (EUR/Wp)	14,4	11,400	9,700

%	100 Wp	1 kWp	3 kWp
Paneles	27,08	33,33	39,18
Estructura soporte y elem. mecánicos	4,17	3,95	3,61
Batería	18,75	17,98	17,53
Inversor + protecciones+ monit.	13,19	11,84	10,31
Cableado y varios	4,86	4,39	3,61
Montaje y p.e.m.	12,85	9,65	8,25
Ingeniería, gastos generales, admin. etc y Bº industrial	19,10	18,86	17,53
Total	100%	100%	100%

Tabla 5.10: Desglose de precios medios de las instalaciones
Fuente: Informe de la Asociación de la Industria Fotovoltaica (2006)

A partir de estos valores podemos dar unos costes aproximados de toda la instalación.

$$\text{Potencia pico} = 245 \text{ Wp} \cdot N_T$$

	Ciclaje	N_T	Pot. (Wp)	Estructura soporte (€)	Cableado (€)	Montaje (€)	Ingeniería (€)
Onda	15	270	66150	23152,5	23152,5	52920	112455
	12	260	63700	22295	22295	50960	108290
	10	250	61250	21437,5	21437,5	49000	104125
	8	242	59290	20751,5	20751,5	47432	100793
Bragado	15	306	74970	26239,5	26239,5	59976	127449
	12	292	71540	25039	25039	57232	121618
	10	280	68600	24010	24010	54880	116620
	8	262	64190	22466,5	22466,5	51352	109123

Tabla 5.11: Precios estimados de elementos de las instalaciones
Fuente: Elaboración propia

Con todos estos datos de precios podemos hacer el cálculo final del coste total de la instalación para cada uno de los ciclajes, sabiendo así la inversión que debemos hacer.

Onda		Bragado	
Ciclaje	Coste total (€)	Ciclaje	Coste total (€)
15	598038	15	568217
12	610522	12	582437
10	623006	10	608746
8	665083	8	632462

Tabla 5.12: Costes totales de las instalaciones

Fuente: Elaboración propia

5.12 Coste del transporte de paneles

El Anexo VI contiene una carta de una empresa en la cual se nos facilitan detalles del traslado de paneles entre los lugares donde se encuentran nuestras instalaciones. A partir de estos datos, vamos a hacer una estimación del coste que supondría el traslado de paneles cada año. Para dar más detalles, se añade en el Anexo VI un esquema detallado del tipo de container donde se llevaría a cabo el transporte, para conocer las posibilidades de carga que tendría.

La tara máxima marcada por el container nos da una idea de la cantidad máxima de paneles que podremos transportar:

$$\text{Paneles transportados} = \frac{\text{Tara máxima}}{\text{Peso del panel}} = \frac{3400 \text{ kg}}{22 \text{ kg}} = 154,54 \approx 154 \text{ paneles}$$

Por otra parte, las dimensiones internas también nos marcarían un máximo a transportar. Sabiendo que el espesor de un panel es de 34 mm, y pensando en dejar una distancia de seguridad, para aislarlos evitando roturas, haremos que cada módulo ocupe 60 mm de espesor. Con este dato y conociendo el largo tendremos:

$$\text{Paneles transportados} = \frac{\text{Largo}}{\text{Espesor del panel}} = \frac{5025 \text{ mm}}{60 \text{ mm}} = 83,75 \approx 83 \text{ paneles}$$

Dado que la anchura del container es mayor al doble de la anchura de los paneles, podrían colocarse dos hileras de ellos y por lo tanto duplicar el número máximo de paneles a transportar.

$$\text{Paneles transportados} = 83 \cdot 2 = 166 \text{ paneles}$$

Este número es mayor que el disponible por la tara máxima, así que será el delimitado por el peso el que marcará el número máximo de paneles que podremos trasladar de un lugar a otro en un solo contenedor.

Anteriormente se mostró la cantidad de paneles que se trasladarán de uno a otro lugar dependiendo del ciclaje de nuestras baterías. Como se puede comprobar, no supondría ningún problema para llevarlo en un solo container.

Por lo tanto, en todos los casos, el coste de transporte sería el mismo, ya que los llevaríamos en la misma cantidad de recintos.

Coste de transporte = 2218,94 €/viaje · 2 viajes / año = 4437,88 €/año

5.13 Rentabilidad del transporte

Para hacer un cálculo de la rentabilidad del transporte frente a la compra de paneles, debemos ser capaces de hallar cuanto tiempo de vida debería de tener el módulo para que nos fuera más económico comprarlo que llevarlo de un sitio a otro. Esto, dependerá del número de paneles que transportemos, y por tanto del ciclaje.

Ciclaje	N _p transportados	Coste de paneles comprados (€)	Coste de viajes (€/año)	Años para amortizar la compra
15	110	89320	4437,88	20,13
12	100	81200	4437,88	18,30
10	90	73080	4437,88	16,47
8	82	66584	4437,88	15,00

Tabla 5.13: Amortización del transporte frente a la compra de paneles

Fuente: Elaboración propia

Como podemos ver, para el primero de los ciclajes, el número de paneles transportados es mayor, por lo que es más difícil amortizar la compra. Si suponemos que un panel fotovoltaico tiene una vida estimada de 20 años, en este caso, nos saldría rentable el transporte.

Buscando el caso extremo de máxima rentabilidad debemos de suponer que trasladaremos el máximo de paneles que cabrían en el container y hacer el cálculo a partir de ellos:

$$\text{Años para amortizar la compra} = \frac{154 \text{ paneles} \cdot 812 \text{ €/panel}}{4437,88 \text{ €/año}} = 28,18 \text{ años}$$

Con este número de paneles la rentabilidad del transporte sería máxima y se vería claramente el ahorro que supondría con respecto a la compra de módulos en ambas localizaciones.

6. CONCLUSIONES

A la vista de los resultados presentados a lo largo del proyecto se puede deducir que la hipótesis de partida, la posibilidad del traslado de módulos entre las dos instalaciones, es posible y además es rentable desde el punto de vista económico. Analizando los datos obtenidos, se puede concluir que este nuevo tipo de explotaciones con la participación de dos instalaciones situadas en lugares diferentes del globo y con emplazamientos y dimensionado correctamente diseñado pueden obtener mejores beneficios económicos que un sistema aislado simple.

Otra de las ventajas que presenta el sistema binario frente al sistema convencional es en lo referente a la inversión inicial. En una instalación única aislada se necesita un desembolso económico de partida más elevado, al tener que comprar un mayor número de paneles, con el coste que eso supone.

Con los sistemas aislados convencionales la instalación trata de satisfacer las necesidades en el mes de peores índices de insolación. Esto causa grandes excedentes en los meses de verano, teniendo por tanto una gran cantidad de energía desaprovechada. En el momento de crisis actual que estamos viviendo, este hecho es un despilfarro energético que debe ser combatido mediante el aprovechamiento y el ahorro energético. Este es el caso de la utilización de los excedentes en otros usos con requerimientos energéticos, como puede ser el bombeo de agua o el riego. En este proyecto la alternativa que se propone pasa por la disminución del *superavit* energético mediante una nueva visión de las instalaciones convencionales.

A las ventajas anteriormente señaladas hay que sumar los beneficios debidos a la propia elección de sistemas aislados. De forma reiterada cuando se diseña una instalación se hace hincapié en que debe de ser sostenible desde el punto de vista económico y ecológico, pero en muchos casos se olvida que una de las partes fundamentales del desarrollo sostenible es el compromiso social. El hecho de realizar instalaciones aisladas en lugares rurales genera puestos de trabajo, disminuyendo el frecuente éxodo de las poblaciones hacia las zonas urbanas con mayores posibilidades económicas. El supuesto que presenta este proyecto posibilita un mayor desarrollo de zonas rurales deprimidas económicamente situadas en diferentes hemisferios. Si se habla más concretamente de los lugares elegidos, la ubicación del hemisferio norte se encuentra cercana a Onda, en la Sierra de Espadán, los pueblos de esta zona sufren una constante pérdida demográfica por la emigración de sus gentes hacia zonas costeras, con más recursos. En el caso de la localización escogida en Argentina la situación es similar, con un éxodo pronunciado de la población hacia la urbe más cercana, Buenos Aires. El hecho de apoyar los sistemas aislados y ser estos rentables, permite nuevas perspectivas económicas y sociales para las poblaciones de las ubicaciones seleccionadas. Pero además, en el caso de Argentina, cuya situación económica es peor que la española, las mejoras que reportarían los sistemas aislados serían aún más significativas.

Partiendo de la base aportada por este trabajo se exponen una serie de ideas que no se han podido desarrollar, pero que sería interesante abordarlas como continuación de éste proyecto y cuya finalidad sería mejorar el rendimiento de los resultados obtenidos.

La primera de las propuestas tiene como finalidad abaratar o mejorar las condiciones de la inversión de las instalaciones. Se trataría de conseguir posibles financiaciones tanto autonómicas como estatales, para poder llevar a cabo las explotaciones proyectadas y permitir su funcionamiento. En España, se podrían lograr a partir de las ayudas ICO-IDAE o bien el apoyo de las comunidades autónomas. Para lograr estas subvenciones se deben conocer datos concretos de la instalación y pasar una selección. Al no concurrir a ser posibles candidatos para ser otorgada dicha financiación, no se tuvo en cuenta ese beneficio en el proyecto presentado. Evidentemente, esta posible mejora debe ser tenida en cuenta cuando se lleve a cabo este planteamiento en un caso real.

En segundo lugar, otra de las ideas que se proponen para mejorar la rentabilidad del proyecto es la posibilidad de llegar a acuerdos óptimos con las empresas que realicen el transporte de los paneles solares. Al ser un traslado periódico y llevarse a cabo una gran cantidad de veces durante la vida útil de los paneles, se puede negociar con los transportistas obteniendo rebajas en los precios y por lo tanto pudiendo llegar a una rentabilidad mayor.

Por último, para obtener una visión mucho más integral del proyecto se debería abordar el tema desde un punto de vista ecológico. Así, uno de los inconvenientes que presenta el proyecto es el hecho de que el traslado de los módulos acarrea una necesidad energética y unas emisiones que provocan impacto ambiental y esto debe ser valorado, aunque también debemos de ser conscientes que si se realiza el transporte de los módulos se está ahorrando energía y materias primas en su fabricación. Por otra parte, la construcción de los paneles solares necesita un aporte energético, tanto para la extracción del silicio como para su purificación y posterior tratamiento. Con todo esto, lo que se pretende sugerir es la posibilidad de realizar un estudio del impacto ambiental comparando ambos procesos: el sistema aislado convencional y el sistema binario intercambiable.

7. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS Y OTRAS FUENTES DE DOCUMENTACIÓN

AGUILERA, J. y HONTORIA, L. (2004): "Dimensionado de sistemas fotovoltaicos aislados". *Curso de energía solar fotovoltaica*. Disponible en <http://www.ujaen.es/dep/ingeauto/PgPersonal/PPLHontoria/PPLHontorialInvestigacion/Ca pLibros/LHontoriaCiemat2004.pdf> (Fecha de consulta: 6 de junio de 2010).

ASIF (2006): "Informe de 2006". Disponible en http://www.asif.org/files/INFORME%20ASIF%202006_E3.pdf. (Fecha de consulta 2 de junio de 2010).

CENER (2006): "Incorporación de jóvenes a la actividad agraria: ganadería". *Presentación del congreso Best Result*, pp. 54-63.

CPTS (2006): "Estudio de caso PML-025", pp. 5-8. Disponible en <http://www.cpts.org/prodlimp/casosest/25AGAPLE.pdf> (Fecha de consulta: 31 de mayo de 2010).

EGIDO, M. A. (2010): "Sistemas fotovoltaicos autónomos: Componentes y dimensionado". *Documentación del máster de energías y combustibles para el futuro*.

ENERGÍA SOLAR TÉRMICA: "Castellón granjas de energía fotovoltaica". Disponible en <http://www.energiasolartermica.biz/castellon-granjas-de-energia-fotovoltaica/> (Fecha de consulta 26 de mayo de 2010).

FULLEA, J. (1994): *Acumuladores electroquímicos*. Aravaca: McGraw-Hill.

HELIOCLIM-3: "Database of Solar Irradiance". Disponible en <http://www.soda-is.com/>. (Fecha de consulta 24 de mayo de 2010).

IBAÑEZ, M. (2004): *Tecnología solar*. Madrid: Mundi-Prensa libros.

JHROERDEN: "Productos de energía solar". Disponible en <http://www.jhroerden.com/solar/> (Fecha de consulta 1 de junio de 2010).

JHROERDEN (2010): "Lista de precios". Disponible en <http://www.jhroerden.com/solar/descargas/Lista%20de%20precios.pdf> (Fecha de consulta: 1 de junio de 2010).

JOINT RESEARCH CENTRE INSTITUTE FOR ENERGY: "Solar Irradiation data". Disponible en <http://sunbird.jrc.it/pvgis/apps/radmonth.php>. (Fecha de consulta 24 de mayo de 2010).

LÓPEZ LUQUE, R. (1995): *Manual de dimensionado solar fotovoltaico según garantía de suministro*. Universidad.

MARIÑELARENA, J. M. (2008): "Proyecto de ganadería Las Bárdenas", pp. 1-6 Disponible en <http://www.navarra.es/NR/rdonlyres/5A34C8CD-0D9E-4F49-A764->

14CAE3F414C2/126968/GanderialasBardenas_AR287_091.pdf (Fecha de consulta 31 de mayo de 2006).

MÉNDEZ, J. M. y CUERVO, R. (2008): *Energía solar fotovoltaica*. Madrid: Fundación Confemetal.

MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURAS PROVINCIAL DE BUENOS AIRES: "Inversiones para promover energías no contaminantes". Disponible en <http://www.mosp.gba.gov.ar/prensa/noticia.php?idnoticia=9880>. (Fecha de consulta 26 de mayo de 2010).

NASA: "Surface meteorology and Solar Energy". Disponible en <http://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/retscreen.cgi?&step=1&submit=Submit> (Fecha de consulta 23 de mayo de 2010).



CONAMA10
CONGRESO NACIONAL
DEL MEDIO AMBIENTE

Anexos

ANEXO I: CARACTERÍSTICAS DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

Sunmodule⁺

SW 220/225/230/235/240/245 mono

Performance under standard test conditions (STC*)

	SW 220	SW 225	SW 230	SW 235	SW 240	SW 245
Maximum power	220 Wp	225 Wp	230 Wp	235 Wp	240 Wp	245 Wp
Open circuit voltage	37.2 V	37.3 V	37.4 V	37.5 V	37.6 V	37.7 V
Maximum power point voltage	29.4 V	29.7 V	30 V	30.3 V	30.6 V	30.8 V
Short circuit current	8.10 A	8.13 A	8.16 A	8.19 A	8.22 A	8.25 A
Maximum power point current	7.50 A	7.59 A	7.68 A	7.77 A	7.87 A	7.96 A

*STC: 1000W/m², 25°C, AM 1.5

Performance at 800 W/m², NOCT, AM 1.5

	SW 220	SW 225	SW 230	SW 235	SW 240	SW 245
Maximum power	159 Wp	163 Wp	167 Wp	171 Wp	175 Wp	179 Wp
Open circuit voltage	33.5 V	33.7 V	33.9 V	34 V	34.2 V	34.4 V
Maximum power point voltage	26.5 V	26.8 V	27.2 V	27.5 V	27.9 V	28.1 V
Short circuit current	6.53 A	6.56 A	6.58 A	6.6 A	6.63 A	6.65 A
Maximum power point current	6.00 A	6.07 A	6.14 A	6.22 A	6.30 A	6.37 A

Minor reduction in efficiency under partial load conditions at 25°C: at 220 W/m², 95% (+/- 3%) of the STC efficiency (1000 W/m²) is achieved.

Component materials

Cells per module	60
Cell type	monocrystalline silicon
Cell dimensions	156 x 156 mm ²

System integration parameters

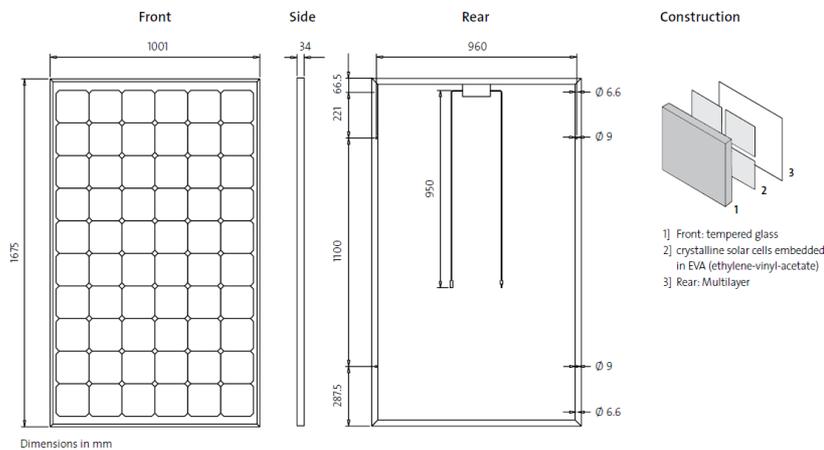
Maximum system voltage SC II	1000 V _{DC}
Maximum reverse current	Do not apply external voltages larger than V _{OC} to the module

Thermal characteristics

NOCT	46°C
TK I _{sc}	0.036 %/K
TK V _{oc}	-0.33 %/K

Additional data

Power tolerance	+/- 3 %
Junction box	IP 65
Connector	MC type 4



Fuente: http://www.jhroerden.com/solar/descargas/SWPlus_220-245_mono_EN.pdf

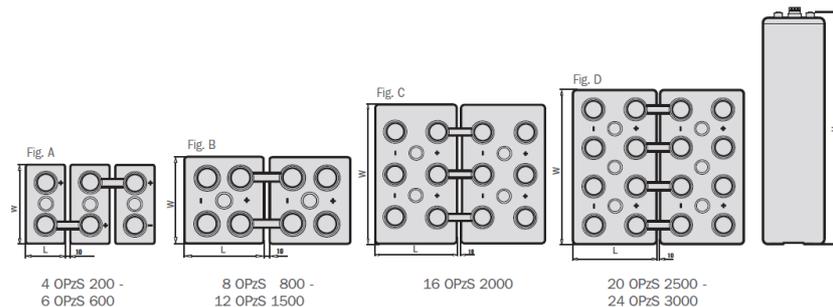
ANEXO II: CARACTERÍSTICAS DE LAS BATERÍAS

Type Overview

Capacities, dimensions and weights

Type	C _{nom} /1.80 V Ah *	C ₁₀ /1.80 V Ah **	C ₅ /1.77 V Ah	C ₂ /1.75 V Ah	C ₁ /1.67 V Ah	Weight kg	Weight electrolyte kg (1.24 kg/l)	Length L mm	Width W mm	Height H mm	Figure
4 OPzS 200	200	213	182	161	118	17.2	4.9	105	208	420	A
5 OPzS 250	250	266	227	201	147	20.8	6.1	126	208	420	A
6 OPzS 300	300	320	272	241	177	24.3	7.2	147	208	420	A
5 OPzS 350	350	390	345	304	217	26.9	7.9	126	208	535	A
6 OPzS 420	420	468	414	364	261	31.5	9.4	147	208	535	A
7 OPzS 490	490	546	483	425	304	36.1	10.9	168	208	535	A
6 OPzS 600	600	686	592	511	353	44.8	12.9	147	208	710	A
8 OPzS 800	800	915	789	681	470	61.3	16.9	215	193	710	B
10 OPzS 1000	1000	1143	986	852	588	74.6	21.1	215	235	710	B
12 OPzS 1200	1200	1372	1184	1022	706	88.0	25.5	215	277	710	B
12 OPzS 1500	1500	1609	1398	1197	784	114.3	34.2	215	277	855	B
16 OPzS 2000	2000	2146	1864	1596	1045	151.5	48.0	215	400	815	C
20 OPzS 2500	2500	2682	2330	1995	1307	193.0	68.0	215	490	815	D
24 OPzS 3000	3000	3219	2796	2394	1568	246.0	76.0	215	580	815	D

* C_{nom} = Nominal capacity according to DIN 40736-1 ** C₁₀ = Capacity at 10 h discharge



Life expectancy: up to 20 years

Suitable for cycling: up to 1500 discharges at 80% DOD

Fuente: http://www.hoppecke-us.com/pdfs/lead%20acid/OPzS_english_internet.pdf

Art. n°	0303061	0303062	0303063	0303066	0303067
Modelo	Hoppecke 16 OPzS 2000 solar	Hoppecke 20 OPzS 2500 solar	Hoppecke 24 OPzS 3000 solar	Hoppecke 4 OPzV solar. power 250	Hoppecke 5 OPzV solar. power 310
Tensión	1.85 V	1.85 V	1.85 V	1.85 V	1.85 V
Capacidad (10 h)	2000 Ah	2500 Ah	3000 Ah	206 Ah	258 Ah
Capacidad (100 h)	2900 Ah	3610 Ah	4340 Ah	247 Ah	309 Ah
Dimensiones (l / a / a)	215 mm / 400 mm / 815 mm	215 mm / 490 mm / 815 mm	215 mm / 580 mm / 815 mm	105 mm / 208 mm / 420 mm	126 mm / 208 mm / 420 mm
Peso	151.5 kg	193.0 kg	246.0 kg	20.0 kg	24.0 kg
Garantía *	2 años	2 años	2 años	2 años	2 años

Fuente: http://www.tritec-energy.com/images/content/103_Baterias_web_esp.pdf

ANEXO III: CARACTERÍSTICAS DEL REGULADOR

Steca Power Tarom

2070, 2140, 4055, 4110, 4140

Especialmente concebido para aplicaciones industriales y al aire libre, el Steca Power Tarom se suministra en una carcasa de acero recubierto de polvo sinterizado con grado de protección IP 65.

Con este regulador de carga solar se pueden regular sistemas hasta 8.400 Wp en tres niveles de tensión (12 V, 24 V, 48 V). El Steca Power Tarom está basado en la tecnología de los reguladores Steca Tarom. Es posible conectar en paralelo varios reguladores de esta serie para operarlos en un sistema de energía solar doméstico sencillo o sistema híbrido mediante un bus CC convencional. De esta manera se puede alcanzar también una potencia superior a 20 kWp.



Características del producto

- Regulador híbrido
- Determinación del estado de carga con Steca AtonIC (SOC)
- Selección automática de tensión
- Regulación MAP
- Tecnología de carga escalonada
- Desconexión de carga en función de SOC
- Reconexión automática del consumidor
- Compensación de temperatura
- Toma de tierra en uno o varios terminales positivos o sólo en uno de los terminales negativos
- Registrador de datos integrado
- Función de luz nocturna con Steca PA 15
- Función de autocontrol
- Carga mensual de mantenimiento
- Contador de energía integrado

Funciones de protección electrónica

- Protección contra sobrecarga
- Protección contra descarga total
- Protección contra polaridad inversa de los módulos, la carga y la batería
- Protección contra polaridad inversa por medio de fusible interno
- Fusible electrónico automático
- Protección contra cortocircuito de la carga y los módulos solares
- Protección contra sobretensión en la entrada del módulo
- Protección contra circuito abierto sin batería
- Protección contra corriente inversa por la noche
- Protección contra sobretensión y sobrecarga
- Desconexión por sobretensión en la batería

Indicaciones

- Display LCD para textos
— para parámetros de funcionamiento, avisos de fallo, autocontrol

Manejo

- Fácil manejo con menús
- Programación por medio de botones
- Conmutación manual de carga

Interfaces

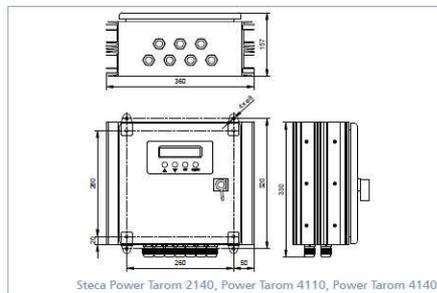
- Interfaz RJ45

Opciones

- Sensor de temperatura externo
- Contacto de alarma

Certificaciones

- Aprobado por el Banco Mundial para Nepal
- Conforme al uso en zonas tropicales (DIN IEC 68 parte 2-30)
- Conforme a los estándares europeos (CE)
- Fabricado en Alemania
- Desarrollado en Alemania
- Fabricado conforme a ISO 9001 e ISO 14001



Steca Power Tarom 2140, Power Tarom 4110, Power Tarom 4140

	2070	2140	4055	4110	4140
Funcionamiento					
Tensión del sistema	12 V (24 V)		48 V		
Consumo propio	14 mA				
Datos de entrada CC					
Tensión de circuito abierto del módulo solar	< 47 V		< 82 V		
Corriente del módulo	70 A	140 A	55 A	110 A	140 A
Datos de salida CC					
Corriente de consumo	70 A	70 A	55 A	55 A	70 A
Tensión final de carga	13,7 V (27,4 V)		54,8 V		
Tensión de carga reforzada	14,4 V (28,8 V)		57,6 V		
Carga de compensación	14,7 V (29,4 V)		58,8 V		
Tensión de reconexión (SOC / LVR) > 50 % / 12,6 V (25,2 V)	> 50 % / 50,4 V		> 50 % / 50,4 V		
Protección contra descarga profunda (SOC / LVD) < 30 % / 11,1 V (22,2 V)	< 30 % / 44,4 V		< 30 % / 44,4 V		
Condiciones de uso					
Temperatura ambiente	-10 °C ... +60 °C				
Equipamiento y diseño					
Terminal (cable fino / único)	50 mm ² / 70 mm ² - AWG 1 / 00				
Grado de protección	IP 65				
Dimensiones (X x Y x Z)	330 x 330 x 157 mm	360 x 330 x 157 mm	330 x 330 x 157 mm	360 x 330 x 157 mm	360 x 330 x 157 mm
Peso	10 kg				

Datos técnicos a 25 °C / 77 °F



Steca PA Tarcom
Registrador de datos



Steca PA HS200
Shunt



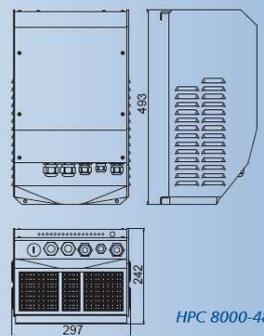
Steca PA 15
Control remoto

Fuente: http://www.jhroerden.com/solar/descargas/Steca_Power_Tarom_especificidad_ES.pdf

ANEXO IV: CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR



Inversor cargador



Clase de potencia 2800 - 8000 W



Steca HPC
2800-12, 4400-24, 6000-48, 8000-48

La tecnología de los inversores HPC está basada en la serie Steca Compact. Sin embargo, los cuatro tipos diferentes suministran mucha más potencia. Los Steca HPC están equipados con prensaestopas PG para atenuar tensiones mecánicas y proteger todas las conexiones. Los Steca HPC consisten en un inversor senoidal, un cargador de baterías, un sistema de transferencia y un contacto multifuncional sin tensión. Principalmente se usan en sistemas híbridos. La función de potencia compartida integrada asegura que el sistema de transferencia siempre suministre la potencia necesaria a los consumidores conectados.



Inversor cargador HPC	2800-12	4400-24	6000-48	8000-48
Tensión nominal de entrada (V)	12	24	48	48
Rango de tensión de entrada (V)	9,5 - 17	19 - 34	38 - 68	38 - 68
Tensión de salida	230 V +0 / -10 % (onda senoidal pura)			
Frecuencia de salida	50 Hz +/-0,05 %			
Potencia continua (VA)	2500	4000	5000	7000
Potencia máx. por 30 min. (VA)	2800	4400	6000	8000
Max. power 5 sec. (VA)	7500	12000	15000	21000
Eficiencia máxima (%)	93	94	96	96
Consumo en standby (W)	1,8	2,0	2,5	3,0
Detección de consumidor (standby)	ajustable: 1 - 25 W			
Corriente de carga ajustable (A)	0 - 110	0 - 100	0 - 70	0 - 90
Balance de corriente de entrada ajustable (A), potencia compartida	1 - 30			1 - 50
Tensión mín. de entrada	ajustable de 150 a 230 VAC			
Monitorización de la batería	Descarga profunda, tensión final de carga, no contacto a tierra y tensión de compensación ajustables por el usuario			
Corriente máx. / potencia en el sistema de transferencia	30 A / 6,9 kVA		50 A / 11,5 kVA	
Tiempo de conmutación	< 20 ms			
Temperatura de trabajo	- 20 °C to + 55 °C			
Tipo de protección	IP 20			
Peso (kg)	33	39	41	45
Dimensiones L x 297 x 242 (mm)	480		493	

Opciones

- tipos con 230 V / 60 Hz
- control remoto RCC-01
- sensor de temperatura CT35 para corregir las tensiones de trabajo acorde a la temperatura de la batería
- control remoto RPS-01 para la función de potencia compartida

Características

- rango de potencia 2.800 - 8.000 W
- cargador de baterías ajustable incluido
- excelente capacidad de sobrecarga
- detección automática de consumidor ajustable
- empleable como apoyo o sistema de alimentación ininterrumpida
- potencia compartida ajustable
- alta fiabilidad

Protección electrónica

- descarga profunda de la batería
- desconexión por sobretensión en la batería
- sobretensión y sobrecarga
- protección contra cortocircuitos
- polaridad invertida, por medio de fusible interno
- señal acústica antes de desconectar la batería por descarga o recalentamiento

Visualización

- 17 LEDs para estado operativo del inversor y estado de carga
- monitor de potencia local y corriente de carga

Fuente: <http://www.jhroerden.com/solar/descargas/Steca%20HPC%20FT%20español.pdf>

ANEXO V: LISTA DE PRECIOS DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA

PANELES FOTOVOLTAICOS MONO Y POLICRISTALINOS

1.1 Paneles SOLARWORLD		T. máxima	Pnominál/ salida	Pmax	alto-ancho-fondo (mm)	P.V.P.
	2230800 P. SOLARWORLD MONOCRISTALINOS SW 220	20V	220W		1675x1001x34	715,00
	2230801 P. SOLARWORLD MONOCRISTALINOS SW 225	20V	225W		1675x1001x34	732,00
	2230802 P. SOLARWORLD MONOCRISTALINOS SW 230	20V	230W		1675x1001x34	755,00
	2230803 P. SOLARWORLD MONOCRISTALINOS SW 235	20V	235W		1675x1001x34	771,00
	2230804 P. SOLARWORLD MONOCRISTALINOS SW 240	20V	240W		1675x1001x34	795,00
	2230805 P. SOLARWORLD MONOCRISTALINOS SW 245	20V	245W		1675x1001x34	812,00
	2235200 P. SOLARWORLD POLICRISTALINOS SW 200 Texturizado	20V	200W		1675x1001x34	651,00
	2235205 P. SOLARWORLD POLICRISTALINOS SW 205 Texturizado	20V	205W		1675x1001x34	667,00
	2235210 P. SOLARWORLD POLICRISTALINOS SW 210 Texturizado	20V	210W		1675x1001x34	683,00
	2235215 P. SOLARWORLD POLICRISTALINOS SW 215 Texturizado	20V	215W		1675x1001x34	699,00
2235220 P. SOLARWORLD POLICRISTALINOS SW 220 Texturizado	20V	220W		1675x1001x34	715,00	
2235225 P. SOLARWORLD POLICRISTALINOS SW 225 Texturizado	20V	225W		1675x1001x34	732,00	
2235230 P. SOLARWORLD POLICRISTALINOS SW 230 Texturizado	20V	230W		1675x1001x34	748,00	

Fuente: <http://www.jhroerden.com/solar/descargas/Lista%20de%20precios.pdf>

Batteries - Hoppecke OpzS

Brand / Type	Ah	C	V	Kg.	PVP
Hoppecke 4 OPzS 200G TV	200	10	2	12,3	123.00 €
Hoppecke 5 OPzS 250G TV	250	10	2	14,7	141.00€
Hoppecke 6 OPzS 300G TV	300	10	2	17,1	160.00 €
Hoppecke 5 OPzS 350G TV	350	10	2	19,0	169.50 €
Hoppecke 6 OPzS 420G TV	420	10	2	22,1	193.49 €
Hoppecke 7 OPzS 490G TV	490	10	2	25,1	217.57 €
Hoppecke 6 OPzS 600G TV	600	10	2	31,9	242.00 €
Hoppecke 8 OPzS 800G TV	800	10	2	44,4	339.25 €
Hoppecke 10 OPzS 1000G TV	1000	10	2	53,5	391.00 €
Hoppecke 12 OPzS 1200G TV	1200	10	2	62,5	463.50 €
Hoppecke 12 OPzS 1500G TV	1200	10	2	80,1	549.75 €
Hoppecke 16 OPzS 2000G TV	2000	10	2	103,5	794.00 €
Hoppecke 20 OPzS 2500G TV	2500	10	2	125	945.00 €
Hoppecke 24 OPzS 3000G TV	3000	10	2	170	1.094.00 €
Hoppecke 6 V Power.Bloc OPzS 200 TV	200	10	6	44	333.75€
Hoppecke 6 V Power.Bloc OPzS 250 TV	250	10	6	56	395.08€
Hoppecke 6 V Power.Bloc OPzS 300 TV	300	10	6	63	452.50 €
Hoppecke 12 V Power.Bloc OPzS 50 TV	50	10	12	35	243.75 €
Hoppecke 12 V Power.Bloc OPzS 100 TV	100	10	12	45	350.20€
Hoppecke 12 V Power.Bloc OPzS 150 TV	150	10	12	64	474.50 €

Fuente: <http://www.pmasolar.eu/batteries/hoppecke-opzs/>

4.6 Reguladores Algorítmicos Programables Gran Potencia STECA				20/50°C	alto-ancho-fondo (mm)	P.V.P.
	2252070	R. SOLARIX POWER TAROM 2070	12/24V	IP65 70A	330x360x190	1.222,00
	2252140	R. SOLARIX POWER TAROM 2140	12/24V	IP65 140A	330x360x190	1.582,00
	2254055	R. SOLARIX POWER TAROM 4055	48V	IP65 55A	330x360x190	1.394,00
	2254110	R. SOLARIX POWER TAROM 4110	48V	IP65 110A	330x360x190	1.785,00
	2254115	R. SOLARIX POWER TAROM 4140	48V	IP65 140A	330x360x190	2.043,00

Fuente: <http://www.jhroerden.com/solar/descargas/Lista%20de%20precios.pdf>

3.2 Inversores / cargadores Senoidales Automáticos Aislados STECA				P.CONTINUA	alto-ancho-fondo (mm)	P.V.P.	
	3.11.1 STECA XPC						
	2262620	I/C. XPC 1400-12	3300W	12/230V	1100W	410x215x124	1.069,00
	2262625	I/C. XPC 2200-24	4800W	24/230V	1600W	410x215x124	1.130,00
	2262630	I/C. XPC 2200-48	4800W	48/230V	1600W	410x215x124	1.191,00
	3.11.2 STECA XTM						
	2262631	I/C. XTM 2000-12	4.8kVA	12/230V	1600VA	133x322x466	1.914,00
	2262632	I/C. XTM 3500-24	9kVA	24/230V	3000VA	133x322x466	2.005,00
	2262633	I/C. XTM 4000-48	10.5kVA	48/230V	3500VA	133x322x466	2.097,00
	3.11.3 STECA COMPACT						
	2262635	I/C. C 1600-12	3900W	12/230V	1300W	480x215x124	1.490,00
	2262640	I/C. C 2600-24	6900W	24/230V	2300W	480x215x124	1.692,00
	2262645	I/C. C 4000-48	10500W	48/230V	3500W	480x215x124	2.314,00
	3.11.4 STECA HPC						
	2262650	I/C. HPC 2800-12	7500W	12/230V	2500W	480x297x242	2.358,00
	2262655	I/C. HPC 4400-24	12000W	24/230V	4000W	480x297x242	2.977,00
	2262660	I/C. HPC 6000-48	15000W	48/230V	5000W	480x297x242	3.475,00
	2262665	I/C. HPC 8000-48	21000W	48/230V	7000W	493x297x242	4.277,00
	3.11.5 STECA XTENDER						
	2269101	I. STECA XTENDER 3000-12	3000VA	12/230V	2500W	220x290x500	2.552,00
	2269102	I. STECA XTENDER 5000-24	5000VA	24/230V	4500W	220x290x500	3.281,00
	2269103	I. STECA XTENDER 6000-48	6000VA	48/230V	5000W	220x290x500	3.737,00
	2269104	I. STECA XTENDER 8000-48	8000VA	48/230V	7000W	220x310x500	4.693,00

Fuente: <http://www.jhroerden.com/solar/descargas/Lista%20de%20precios.pdf>

ANEXO VI: COSTES DEL TRANSPORTE



PARA:

FROM:

ROEHLIG ESPAÑA / BARCELONA

ATT.:

SR. RICARDO ESCUDERO

DATE:

19 NOVEMBER 2010

FAX NUMBER (REF.):

JG280410

TOTAL PAGES:

1

ESTIMADO SR. RICARDO,

COMO CONTINUACIÓN A SU ATENTA SOLICITUD, PLACENOS SEGUIDAMENTE DETALLARLE NUESTROS MEJORES PRECIOS DE TRANSPORTE.

OFERTA DE EXPORTACIÓN MARÍTIMA EN CONTAINER COMPLETO 20'
DESDE VALENCIA HASTA BUENOS AIRES (ARGENTINA)

T TIME 15 DIAS
VALIDEZ 31/05/10

RECOGIDA EUR 200,00 X CNTR
ONDA - VALENCIA

VALENCIA – BUENOS AIRES.

FLETE CNTR 20' EUR 1296,42 X CNTR
(ALL IN)
(INCLUYE FLETE + RECARGOS + BL DE ORIGEN + THC DE ORIGEN Y DE DESTINO +
CONTAINER CLEANING + ISPS + T3)

GASTOS FOB DE EMBARQUE

DESP. ADUANAS EUR 65,00 X BL

USD 920,00 X CNTR
BUENOS AIRES – BRAGADO

QUEBRANTO 1 % SOBRE VALOR FLETE

SEGURO 0,50% SOBRE VALOR A ASEGURAR

*CUALQUIER GASTO ADICIONAL QUE PUDIERA SURGIR NO ESTARA INCLUIDO.

SIN OTRO PARTICULAR, EN LA CONFIANZA DE QUE NUESTRA OFERTA SERA DE SU APROBACIÓN, APROVECHAMOS ESTA OPORTUNIDAD PARA SALUDARLES MUY ATENTAMENTE.

JOSEP GIL

REEFER 20'
Γ 20'x 8'x 8.6' 1



Capacidad

Volumen útil	24.3 m3
Peso máximo carga	22,000 kg
Tara	3,400 kg
Peso Bruto máximo	25,400 kg

Dimensiones internas

Largo	5,025 mm
Ancho	2,225 mm
Alto	2,169 mm

Apertura de techo

Anchura	2,219 mm
Altura	2,118 mm

Otros

Rango temperatura	-25/+25 °C
Requisitos eléctricos	380/440V. 50/60Hz.trifásico

Fuente: <http://www.sitiosargentina.com.ar/notas/2007/julio/modelos-container-maritimo.htm>