

Master en Energías Renovables y Mercado
Energético

Energía Solar Fotovoltaica

Escuela de Organización Industrial

Tema:

**Dimensionado de Sistemas
Fotovoltaicos**

ANEXO I: Otros métodos de dimensionado de sistemas FV autónomos

Miguel Alonso Abella

CIEMAT

Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas

Departamento de Energías Renovables

Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica (PVLabDER - **CIEMAT**)

Avda. Complutense, 22 - MADRID 28040

Tel: 91-3466492 Fax: 91-3466037

miguel.alonso@ciemat.es

Contenido

1.- INTRODUCCIÓN	3
2. DIMENSIONADO DE SISTEMAS FV CON BATERÍAS	3
2.1.- DESCRIPCIÓN DE DOS MÉTODOS DE DIMENSIONADO	3
7.2.- MÉTODO “AMPERIOS-HORA”	4
1.- CÁLCULO DE LOS CONSUMOS DIARIOS	4
2.- CÁLCULO DE LA POTENCIA PICO Y DE LA CORRIENTE	4
3.- CORRECCIÓN DEL CONSUMO	4
4.- CORRIENTE Y ÁNGULO DE INCLINACIÓN	5
5.- DIMENSIONADO DE LA BATERÍA	5
6.- DIMENSIONADO DEL GENERADOR.....	8
7.- CONTROLADORES DE CARGA	9
8.- CABLEADO DEL SISTEMA	9
9.- INSTALACIÓN DEL SISTEMA	9
10.- CONSIDERACIONES GENERALES.....	10
7.3.- INSTRUCCIONES DETALLADAS PARA RELLENAR LAS HOJAS DE DIMENSIONADO	21
1.- DETERMINACIÓN DEL CONSUMO	21
2.- CORRIENTE DE DISEÑO.....	22
3.- DIMENSIONADO DE LA BATERÍA.....	22
4.- DIMENSIONADO DEL GENERADOR FV	23
5.- ESPECIFICACIONES DEL GENERADOR FV Y DE LA BATERÍA	24
6.- ESPECIFICACIONES DEL REGULADOR DE CARGA	24
7.- ACONDICIONAMIENTO DE POTENCIA.....	24
8.- ESPECIFICACIONES DE LOS COMPONENTES DE PROTECCIÓN	25
9.- CABLEADO	25
7.4.- ESTIMACIÓN DE LOS CONSUMOS	26
SELECCIÓN CONSUMO EN AC O EN DC	26
SELECCIÓN DEL VOLTAJE DEL SISTEMA	27
SELECCIÓN DEL INVERSOR	28
ILUMINACIÓN.....	30
DESCRIPCIÓN DE LOS TIPOS DE ILUMINACIÓN ELÉCTRICA	31
SISTEMAS DE REFRIGERACIÓN	34
<u>EQUATION SECTION</u> OTROS MÉTODOS DE DIMENSIONADO	35
MÉTODO SIMPLIFICADO	35
MÉTODO DEL IES	37
<u>EQUATION SECTION</u> EJEMPLOS DE APLICACIÓN DE MÉTODOS DE DIMENSIONADO	41
1.- SISTEMA AC.....	41
2.- COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE MÉTODOS DE DIMENSIONADO DE INSTALACIONES AUTÓNOMAS	53

1.- Introducción

Además de los métodos de dimensionado expuestos en el capítulo anterior, existen otros muchos referenciados en la bibliografía. En este anexo se presentan dos métodos adicionales.

2. Dimensionado de sistemas FV con baterías

El propósito del dimensionado del sistema FV es el cálculo del número de módulos y baterías necesarias para suministrar de modo fiable un determinado consumo durante un año típico. Esto involucra el balance entre dos objetivos, normalmente opuestos, máxima fiabilidad y mínimo coste.

El dimensionado de los sistemas FV ha sido objeto de amplios estudios teóricos, dando como resultado desde métodos simples hasta complejos modelos matemáticos. Nos basaremos aquí básicamente en dos métodos: un método simple que denominaremos “método amperios-hora”, ya que esencialmente calcula cuantos amperios-hora por día son necesarios del generador FV, de acuerdo con la carga de diseño y las condiciones climáticas. El otro método se basa en el concepto de “*Loss of Load Probability*” LLP o probabilidad de pérdida de carga, indicador de que el sistema falle o no sea capaz de suministrar el consumo requerido. Por ejemplo una LLP del 1% indicaría que a largo término la disponibilidad del sistema para el consumo de diseño sería del 99%. Mientras que el primer método se puede realizar con cálculos simples “a mano”, el segundo requiere cálculos mediante ordenador. Sea cual sea el método está basado en simples principios:

- Se dimensiona para que la producción del generador fotovoltaico sea igual al consumo (en valores promedio)
- Se dimensiona para que la batería pueda abastecer el consumo cuando no hay sol durante un determinado número de días consecutivos.

2.1.- Descripción de dos métodos de dimensionado

Método “ amperios-hora”

Este método se basa en el cálculo del consumo diario en amperios-hora, teniendo en cuenta las pérdidas entre la batería y las cargas y el rendimiento de carga de la batería. La batería se dimensiona teniendo en cuenta el “número de días de autonomía”. Para dimensionar el generador FV son necesarios los datos de irradiación del lugar de la instalación. En el caso más normal se supone un consumo estacionario durante el año, en cuyo caso se necesitan los valores diarios medios en el plano del generador para el peor mes del año y el ángulo óptimo de inclinación.

La radiación diaria también se puede considerar como “horas pico”. Una hora pico corresponde con 1000 Wh/m², por tanto si la irradiación medida es 5800 Wh/m²/día, es igual a 5.8 horas pico. Los módulos FV se dan a 1000 W/m², por lo que los amperios hora diarios producidos por un módulo es igual a su corriente nominal multiplicado por el número de horas pico.

El método descrito a continuación sigue el recomendado por *Sandia National Laboratories* en su *handbook Stand-alone Photovoltaic Systems* (1990).

Método de probabilidad de pérdida de carga LLP.

Es un método basado en cálculos con ordenador. Se especifica el consumo de diseño, incluyendo los rendimientos del regulador de carga, de carga de la batería, y del inversor. Se trata de utilizar los modelos de los distintos componentes (radiación solar, generador, batería, regulador...) para determinar cuanta energía de

generador es necesaria para suministrar el consumo de diseño. Esto depende del tamaño de generador y de la batería y de la radiación solar disponible. La LLP depende pues del tratamiento estadístico de los datos de radiación solar. Una vez que se obtienen diferentes combinaciones de batería/generador FV, se ha de proceder a calcular los costes de los sistemas para la determinación de la configuración óptima.

7.2.- Método “amperios-hora”

1.- Cálculo de los consumos diarios

Se trata de obtener el consumo medio diario, en amperios-hora por día, en la batería. Si este no es constante durante todo el año, se ha de calcular para cada mes. Se puede utilizar el voltaje de la batería, pero se ha de tener en cuenta que el voltaje al que operan los equipos incluyen las caídas de tensión, lo cual aumenta el consumo.

Si se utiliza un inversor se ha de tener en cuenta su rendimiento. El rendimiento puede ser diferente para diferentes consumos. Se debería establecer un perfil de consumo diario para la determinación del nivel de potencia a la que opera el inversor, y por tanto su rendimiento.

Se trata de confeccionar un listado de los diversos aparatos conectados al sistema, el número de horas de uso diario y el voltaje nominal de operación de cada uno. En principio la determinación del consumo resulta claro y directo: únicamente se necesita calcular el consumo de energía de todos los dispositivos que se incluirán en el sistema fotovoltaicos. En la práctica, sin embargo, la demanda de energía resulta incierta porque a menudo se desconoce el periodo de tiempo en que funcionará cada aparato.

La tensión (voltaje) nominal del sistema es normalmente la necesaria par las cargas más elevadas. Si predominan cargas AC, debe elegirse una tensión DC que sea compatible con la entrada del inversor. Si las demandas de potencia más elevadas son para el consumo de aparatos DC, debe elegirse el valor de la tensión de la carga mayor. Es necesario tener en cuenta que la determinación del voltaje también determina la corriente del sistema, que es necesario mantener en unos niveles aceptables. Normalmente la corriente de cada circuito debe limitarse a 20A, con un total de 100A.

Normalmente el rendimiento de los inversores es mejor para los aparatos que funcionan a tensiones más altas, como 48 y 120V. La selección del inversor es importante e influye tanto en el coste como en el funcionamiento y la fiabilidad del sistema. En general se recomiendan tensiones de 12V para potencias menores de 1.5 kW, 24 o 48V para potencias entre 1.5 y 5 kW y 48 o 120 V para potencias mayores de 5 kW.

2.- Cálculo de la potencia pico y de la corriente

Este paso es necesario para el dimensionado del regulador de carga, inversor, cableado, fusibles, etc..., de modo que puedan soportar la potencia pico. Consiste en sumar las potencias AC y DC del consumo y dividirlo por el voltaje de la batería para obtener la corriente pico, o corriente máxima de consumo.

3.- Corrección del consumo

Se utiliza un factor que toma en consideración el rendimiento de carga de la batería, y por tanto el consumo en amperios-hora obtenidos en el paso anterior se incrementan por este factor para dar un consumo corregido.

El rendimiento de la batería depende del tipo de batería y de cuan de profundo es el ciclado diario

También se incluye un factor que tiene en cuenta el rendimiento del cableado del sistema (normalmente en torno al 0.98).

4.- Corriente y ángulo de inclinación

Con este procedimiento de dimensionado existe un mes determinante para el diseño del sistema, que es el mes en que baja al mínimo la proporción de energía solar disponible y el consumo. Con este criterio, el sistema FV se dimensiona para satisfacer dicho consumo en el peor mes del un año promedio. Por ejemplo, si el consumo es constante durante todo el año, el mes peor será el de menor radiación media. Si el consumo no es constante es necesario realizar los cocientes para cada mes del año, ya que los cambios en el consumo pueden compensar las variaciones de radiación solar.

El ángulo de inclinación óptimo es aquel que da la mayor radiación para el mes peor.

5.- Dimensionado de la batería

La fórmula básica para calcular el tamaño de batería se obtiene multiplicando el número de días de autonomía por el consumo diario y dividido por la máxima profundidad de descarga

$$\text{Capacidad de batería} = \frac{\text{N}^\circ \text{ días autonomía} \times \text{Consumo diario}}{\text{Máxima profundidad de descarga}}$$

Para sistemas no críticos, donde la LLP está entre el 1 y el 5%, se recomienda un número de días de autonomía entre 2 y 5, mientras que en sistemas críticos el número de días de autonomía puede incrementarse tomando un valor entre 5 y 10. Sin embargo es contraproducente tener una capacidad de batería muy grande si la potencia del generador FV no es suficiente para recargar dicha batería correctamente. El aumento de la fiabilidad se obtiene aumentando tanto el tamaño de generador como el de batería. Una de las limitaciones del presente método de dimensionado es que no proporciona un método para calcular cuanto generador ha de ser sobredimensionado, y trata la fiabilidad del sistema únicamente en función de la capacidad de batería.

Esta fórmula básica para el cálculo de la capacidad de batería ha de ser modificada por factores que afecten la capacidad de batería y la máxima profundidad de descarga. Un primer factor que se ha de tener en cuenta es el hecho de que las baterías pierden capacidad cuando las temperaturas son muy bajas. Este factor de corrección

$$\text{Régimen descarga medio (horas)} = \frac{\text{N}^\circ \text{ días autonomía} \times \text{tiempo de operación de las cargas}}{\text{Máxima profundidad de descarga}}$$

por temperatura depende del régimen de descarga. A su vez la capacidad de la batería también varía con el régimen de descarga (la capacidad de la batería es mayor a corrientes de descarga muy bajas). El régimen de descarga medio se puede obtener como:

$$\text{Tiempo de operación medio (horas)} = \frac{\sum \text{consumos} \times \text{tiempo de operación}}{\sum \text{consumos}} = \frac{Wh_{dia}}{W}$$

Donde el tiempo medio de operación de las cargas es: 24 horas en el caso de un consumo constante diario, el tiempo de operación de la carga en el caso de un solo consumo, o un tiempo promedio de operación en el caso de varios consumos operando diferentes tiempos.

$$\text{N}^\circ \text{ baterías serie} = \frac{\text{Voltaje no min al sistema}}{\text{Voltaje nominal Batería}}$$

El número de baterías conectadas en serie viene determinado por el cociente entre el voltaje nominal de las cargas del consumo y el voltaje nominal de la batería.

El número de batería conectadas en paralelo viene determinado por el cociente entre la capacidad necesaria de

batería y la capacidad nominal de una sola batería.

$$N^{\circ} \text{ baterías paralelo} = \frac{\text{Capacidad necesaria batería}}{\text{Capacidad de una batería}}$$

Modelo	Capacidad (Ah) para voltaje final de descarga 1.82 V/cell						
	5 horas	10 horas	24 horas	48 horas	72 horas	120 horas	240 horas
Vb2306	270	300	360	408	432	450	468
Vb2407	630	700	840	952	1008	1050	1092

Tabla 1.- Ejemplo de variación de la capacidad nominal de la batería con el régimen de descarga. Normalmente estos datos son suministrados por el fabricante

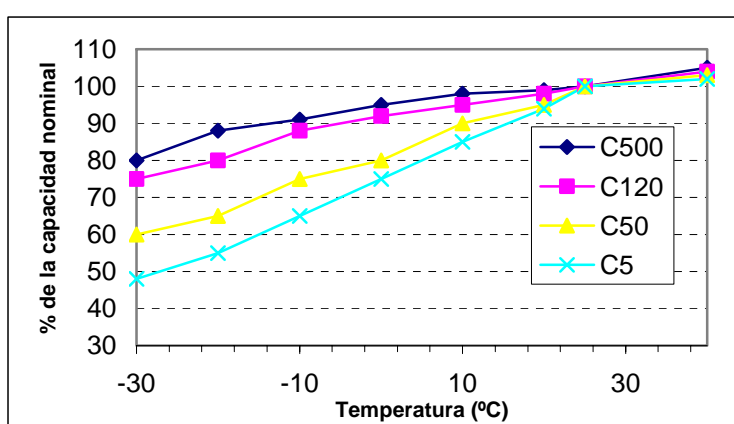


Figura 1.- Ejemplo del efecto de la temperatura de operación y del régimen de descarga en la capacidad de la batería (Pb-ácido).

Otro factor que también se ha de tener en cuenta es el ajuste de la máxima profundidad de descarga para prevenir la congelación del electrolito en climas muy fríos. Cuando la batería está completamente cargada el punto de congelación del electrolito es muy bajo. A medida que la batería se descarga, la densidad del electrolito se acerca a la del agua y su punto de congelación tiende a 0°C. En climas muy fríos, si se permite que la batería se descargue demasiado el electrolito podría congelarse dañando irreversiblemente la batería.

Como ejemplo, pensemos en un sistema con una demanda de consumo de 400 Ah/día. Si consideramos necesarios 5 días de autonomía y la utilización de baterías de ciclo profundo (máxima profundidad de descarga del 80%), entonces la capacidad necesaria de batería será de $C = (400 \text{ Ah/día} \times 5 \text{ días}) / 0.8 = 2500 \text{ Ah}$.

Pero si además sabemos que el tiempo promedio de operación de los consumos es de 5 horas y el sistema se instalará en un lugar en el que se alcanzan los -20°C de temperatura, entonces introduciremos los factores de corrección por temperatura y régimen de operación. De la figura 67 se obtiene que para evitar la congelación del electrolito, la máxima profundidad de descarga a -20°C es del 50%. De la ecuación 111 se obtiene que el régimen de descarga medio es de 50 horas (= 5 días x 5 horas / 0.5). De la figura 66, usando un régimen de corriente C50, para -20°C se obtiene un factor de corrección por temperatura del 70% (0.7), con lo que la capacidad de la batería será de $C = (400 \text{ Ah/día} \times 5 \text{ días}) / (0.5 \times 0.7) = 5715 \text{ Ah}$. A la hora de seleccionar la batería de instalación deberemos tener en cuenta que tenga una capacidad de 5715 Ah a un régimen de descarga de 50 horas.

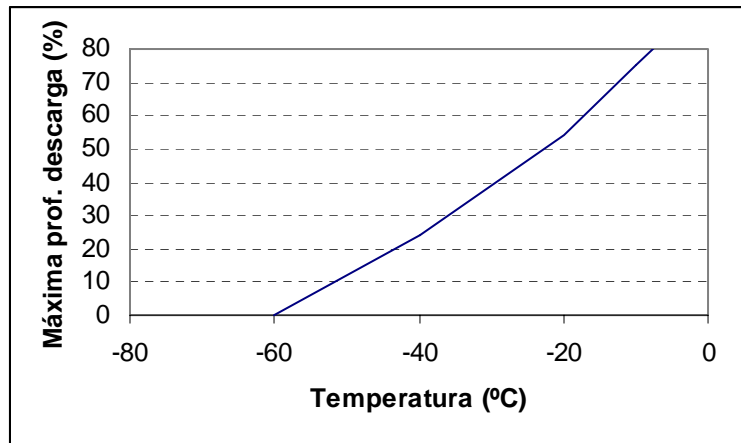


Figura 2.- Corrección de la máxima profundidad de descarga debido a la posible congelación del electrolito.

Cuando se calcula la capacidad del sistema de baterías es necesario decidir cuántas baterías reales se conectan en serie o paralelo. Por ejemplo, si se ha determinado que la capacidad necesaria de batería es de 1000 Ah, ¿se eligen una sola batería de 1000 Ah, dos de 500 Ah o cuatro de 250 Ah?. Como regla general se recomienda que no se conecten más de cuatro baterías en paralelo y si es posible evitar las conexiones de baterías en paralelo.

Los criterios de selección de una batería se pueden resumir en:

- Voltaje nominal del sistema
- Necesidades de regulación de carga
- Necesidades de capacidad y autonomía
- Capacidad en Amperios-hora al régimen de descarga
- Profundidad de descarga diaria y máxima
- Autodescarga
- Características de gaseo
- Rendimiento
- Efectos de la temperatura
- Dimensiones, peso y características estructurales
- Posibilidad de congelación
- Posibilidad de sulfatación y estratificación
- Concentración y tipo de electrolito
- Necesidades de mantenimiento
- Tiempo de vida (número de ciclos carga/descarga)
- Coste y garantías

Las características constructivas deseables para que la batería tenga un largo tiempo de vida son:

- Placas gruesas para reducir la pérdida de agua y proporcionar la suficiente rigidez mecánica.
- Separadores entorno a las placas positivas para minimizar los potenciales cortocircuitos internos.
- Suficiente volumen de electrolito entre la parte inferior de las placas y el fondo de la batería que permita la acumulación de la materia activa desprendida sin provocar cortocircuitos.
- Suficiente nivel de electrolito por encima de las placas para minimizar la frecuencia de adición de agua.
- Contenedores transparentes que permitan la inspección visual.

Las dimensiones y el peso puede suponer otra restricción a la hora de seleccionar una batería. Una batería típica de 12V, 100 Ah de plomo-ácido puede pesar entre 20 y 40 kg. Los costes de transporte son altos y puede que la batería óptima para una aplicación no se encuentre disponible en el país, especialmente en países en

desarrollo. En estos casos se debe utilizar la mejor batería disponible, prestando especial atención al buen dimensionado y larga vida útil.

Las baterías producen mezclas de gases tóxicos y explosivos, principalmente hidrógeno, y se necesita una ventilación adecuada en el lugar de instalación. Aunque normalmente la ventilación pasiva resulta suficiente, determinadas aplicaciones pueden requerir ventilación forzada mediante ventiladores. Bajo ninguna circunstancia situar la batería en lugares poco ventilados accesibles por los usuarios.

Además de los tapones estándar, existen tapones recombinantes cuya principal función es reducir la pérdida de electrolito. Dichos tapones contienen partículas de paladio o platino, cuyas superficies absorben el hidrógeno liberado por la batería durante el gaseo, que posteriormente es recombinado con el oxígeno en un proceso exotérmico para formar agua que cae de nuevo en la batería. La utilización de estos tapones recombinantes puede disminuir hasta un 50% la adición de agua en climas cálidos.

Normalmente se requiere que las baterías se instalen en cajas separadas del control o de otros componentes del sistema. Estos contenedores deben estar lo suficientemente ventilados y aislados para protegerlas de las temperaturas elevadas.

6.- Dimensionado del generador

El dimensionado de la batería se ha realizado en base al número de días de autonomía. El dimensionado del generador FV se basa en suministrar el consumo medio diario.

En primer lugar se determina el ángulo óptimo de inclinación del generador FV como aquel en el que se obtiene la mayor radiación en el peor mes del año (en relación con el consumo para cada mes).

El número de **horas de sol pico** se obtiene como la radiación media para cada mes en Wh/m²/día dividido por 1000 W/m².

La corriente de diseño del generador FV se obtiene dividiendo el consumo corregido en amperios-hora, obtenido anteriormente, entre el número de horas de sol pico. Esto proporciona los amperios que el generador ha de suministrar por cada 1000 Wh/m² de radiación solar. Normalmente es suficiente con repetir el cálculo para tres inclinaciones (la latitud del lugar $\pm 15^\circ$).

Se introduce un factor de corrección del módulo que tiene en cuenta que los módulos operan en condiciones diferentes de las nominales (STC). Se puede tomar un factor de 0.9 para silicio cristalino y 0.7 para silicio amorfo.

También se introduce un factor de ajuste para la descarga estacional de la batería durante largo tiempo. Este factor da como resultado una reducción de la capacidad del conjunto fotovoltaico cuando se proyecta usar la capacidad de almacenamiento de la batería para satisfacer completamente los requisitos de la carga durante el mes determinante para el diseño del sistema. La utilización de estos factores se muestra en las hojas de dimensionado.

El número de módulos en paralelo se obtiene como el cociente entre la corriente de diseño y la corriente del módulo en el punto de máxima potencia en condiciones estándar de medida (STC). Si el número obtenido no es un número entero como norma general se recomienda redondear al entero superior si la aplicación es crítica y hacia el inferior en caso contrario.

El número de módulos en serie se obtiene del cociente entre el voltaje nominal del sistema y el voltaje nominal del módulo.

7.- Controladores de carga

Los controladores de carga se incluyen en los sistemas FV para proteger las baterías contra sobrecargas y descargas excesivas. La mayoría de los controladores detectan la tensión de batería y actúan de acuerdo con los niveles de tensión. Algunos también poseen sensores de temperatura para compensar el efecto de la temperatura sobre la tensión de la batería y su estado de carga. El controlador debe tener suficiente capacidad para controlar la máxima corriente del sistema. Se recomienda incluir un factor de seguridad de 1.25 respecto de la corriente de cortocircuito del generador para acomodar la corriente excesiva causada por el aumento de irradiancia que a veces producen las nubes durante cortos periodos de tiempo. Dado que las características y los tipos de reguladores disponibles es muy amplia, se ha de elegir aquel regulador que mejor se adapte al sistema que se está diseñando.

En cuanto a su instalación, el regulador siempre se ha de proteger contra la intemperie, instalándolo preferiblemente en el interior de una caja protegida. Por otro lado el calor es una fuente común de fallo con lo que se ha de procurar un correcta ventilación.

8.- Cableado del sistema

Las conexiones bien hechas y seguras son esenciales si se desea que el sistema funcione correctamente de acuerdo con el dimensionado realizado y tenga una larga vida útil. La instalación de interruptores y fusibles es muy importante para el funcionamiento y mantenimiento seguro del sistema.

La correcta selección del tipo y calibre de los conductores aumenta el rendimiento y la fiabilidad del sistema FV. Dimensionar los conductores para que las caídas de tensión sean inferiores al 3% en cualquiera de los circuitos. En general es suficiente con cumplir la normativa expresada en el reglamento electrotécnico de baja tensión.

Se usan interruptores y fusibles para proteger los equipos y al personal. Los interruptores permiten cortar manualmente el flujo de corriente en caso de emergencia. Los fusibles proporcionan protección contra sobrecorrientes en caso de cortocircuito del sistema o de fallo a tierra. En un sistema FV es recomendable separar mediante fusibles e interruptores el generador FV, el regulador de carga, la batería y el consumo. Es necesario tener en cuenta que los interruptores AC no son aptos para operar en DC.

9.- Instalación del sistema

En principio, los sistemas FV autónomos podrían producir energía durante más de 20 años si se dimensionan adecuadamente, se diseñan correctamente y se instalan cuidadosamente.

Los módulos fotovoltaicos van montados en estructuras soporte que pueden ser de hierro, aluminio, acero inoxidable o madera. Estas estructuras soporte han de proteger al generador frente a los fenómenos atmosféricos, como la fuerza del viento. De entre los diferentes tipos de estructuras soporte se ha de evitar en la medida de lo posible la instalación sobre el tejado de los edificios (excepto en las instalaciones de integración en edificios donde las estructuras soporte ya han sido diseñadas específicamente).

Las baterías han de estar protegidas contra los elementos atmosféricos y han de situarse en lugares donde no implique ningún riesgo humano debido al gaseo o posibilidad de explosión por cortocircuito. Lo más recomendable es instalarla en compartimentos especialmente diseñados (que permitan la suficiente ventilación) con acceso restringido a personal autorizado (no permitir el acceso a niños o animales).

Los equipos electrónicos, como reguladores de carga e inversores, han de estar protegidos contra la intemperie

para asegurar una larga vida útil. Especialmente importante es la protección contra la humedad y el polvo y contra el exceso de temperatura.

Si la instalación lo requiere proporcionar una buena conexión de tierra tal y como indica el reglamento electrotécnico de baja tensión.

10.- Consideraciones generales

Un modo de compensar el efecto de la temperatura de operación del generador fotovoltaico es mediante el factor de corrección de temperatura y tomando que la corriente nominal del generador es la corriente en el punto de máxima potencia. Ya que normalmente las baterías suelen operar a voltajes un poco menores que el voltaje del punto de máxima potencia, la corriente de batería es un poco mayor que la corriente del punto de máxima potencia. El efecto de la temperatura es mayor en módulos con pocas células conectadas en serie. Potr tanto este método es más apropiado para módulos de 36 células que para módulos de 33 células, especialmente en climas muy cálidos.

En este método, se transforma la radiación tal medida en horas de sol pico. Realmente, al comienzo y al final del día hay un tiempo en que la irradiancia es tan baja que no hay el suficiente voltaje para cargar la batería.

Uno de los factores determinantes es la posibilidad de disponer de datos de radiación solar fiables, sobre diferentes inclinaciones.

A continuación se presentan las hojas para realizar los cálculos de dimensionado junto con las instrucciones para rellenarlas.

CALCULO DEL CONSUMO (para cada mes o estación del año)

Hoja #1

1.1	1.2	1.3	1.4	1.5a	1.5b	1.6	1.7	1.8	1.9	1.10	
Descripción	Nº	Corriente (A)	Voltaje (V)	Potencia DC (W)	Potencia AC (W)	Ciclo diario (horas/día)	Ciclo semanal (Días/semana)	Rendimiento de conversión	Voltaje nominal del sistema (V)	Consumo Amp-Hora (Ah/Día)	
DC		X	X	=		X	X ÷7	÷	÷	=	
DC		X	X	=		X	X ÷7	÷	÷	=	
DC		X	X	=		X	X ÷7	÷	÷	=	
AC		X	X			X	X ÷7	÷	÷	=	
AC		X	X			X	X ÷7	÷	÷	=	
AC		X	X		X	X ÷7	÷	÷	=		
Potencia Total (W)			D	1.11a	A	1.11b	Consumo Total Amp-Hora (Ah/Día)				
			C		C		1.12				

1.11a	1.11b	1.9	1.13	1.12	1.14	1.15	1.16
Potencia DC Total (W)	Potencia AC Total (W)	Voltaje Nominal del Sistema (V)	Corriente pico (A)	Consumo total A-h (W)	Factor de rendimiento de cableado	Factor de rendimiento de batería	Consumo total Ah corregido (Ah/Día)
	+	+	=		÷	÷	=

HOJA #2

CORRIENTE Y ANGULO DE INCLINACIÓN

2.1	Localidad		Latitud		Longitud	
Datos de radiación			Latitud		Longitud	

Angulo incl.		=		
M	1.6	2.2	2.3	
E	Consumo Corregido (Ah/Día)	Horas sol pico (Hrs/Día)	Corriente diseño (A)	
S				
E		÷	=	
F		÷	=	
M		÷	=	
A		÷	=	
M		÷	=	
J		÷	=	
J		÷	=	
A		÷	=	
S		÷	=	
O		÷	=	
N		÷	=	
D		÷	=	

Angulo incl.		=		
M	1.6	2.2	2.3	
E	Consumo Corregido (Ah/Día)	Horas sol pico (Hrs/Día)	Corriente diseño (A)	
S				
E		÷	=	
F		÷	=	
M		÷	=	
A		÷	=	
M		÷	=	
J		÷	=	
J		÷	=	
A		÷	=	
S		÷	=	
O		÷	=	
N		÷	=	
D		÷	=	

Angulo incl.		=		
M	1.6	2.2	2.3	
E	Consumo Corregido (Ah/Día)	Horas sol pico (Hrs/Día)	Corriente diseño (A)	
S				
E		÷	=	
F		÷	=	
M		÷	=	
A		÷	=	
M		÷	=	
J		÷	=	
J		÷	=	
A		÷	=	
S		÷	=	
O		÷	=	
N		÷	=	
D		÷	=	

Seleccionar de cada inclinación la corriente y las horas de sol pico máximos

Angulo		=		
2.4a		2.4b		
Horas sol pico (Hrs/Día)		Corriente Diseño (A)		

Angulo		=		
2.4a		2.4b		
Horas sol pico (Hrs/Día)		Corriente Diseño (A)		

Angulo		=		
2.4a		2.4b		
Horas sol pico (Hrs/Día)		Corriente Diseño (A)		

Elegir la corriente mínima y las horas de sol máxima

Angulo		=		
2.5		2.6		
Horas sol pico (Hrs/Día)		Corriente Diseño (A)		

DIMENSIONADO DE LA BATERÍA

HOJA #3

1.16	Consumo total A-h corregido (Ah/Día)	3.1	Días de autonomía (Días)	3.2	Máxima profundidad de descarga	3.3	Corrección por temperatura	3.4	Capacidad necesaria de batería (Ah)	3.5	Capacidad de la batería seleccionada (Ah)	3.6	Baterías En Paralelo
		X		÷		÷		=		÷		=	

Nota: En caso de diseño crítico del sistema, redondee al entero mayor el número de baterías. En caso contrario, redondee al número entero menor

1.9	Voltaje Nominal del sistema (V)	3.7	Voltaje Nominal de la batería (V)	3.8	Baterías en Serie	3.6	Baterías en Paralelo	3.9	Nº Total Baterías
		÷		=		X		=	

INFORMACION de la BATERIA	
Marca	
Modelo	
Tipe	
Voltaje nominal (V)	
Capacidad nominal (Ah)	

3.6	Baterías En Paralelo	3.5	Capacidad de la batería seleccionada (Ah)	3.10	Capacidad del sistema de Baterías (Ah)	3.11	Factor de profundidad de descarga estacional	3.12	Capacidad Util (Ah)
		X		=		X		=	

DIMENSIONADO DEL GENERADOR FV

HOJA #4

3.12	2.5	4.1	4.2
Capacidad Util (A)	Horas sol Pico máximo (h/día)	Días consecutivos estacionales sol mínimo (días)	Reducción estacional de corriente (A)
	÷	÷	=

2.6	4.2	4.3
Corriente de diseño (A)	Reducción estacional de corriente (A)	Corriente corregida (A)
	-	=

2.6	4.4	4.5	4.6	4.7
Corriente corregida (A)	Factor de corrección del módulo	Corriente Diseño corregida (A)	Corriente nominal del módulo (A)	Módulos en paralelo
	X	=	÷	=

Nota: Utilizar datos de módulos FV certificados en Laboratorio

Notas: Redondear al entero superior el nº módulo paralelo para diseños críticos
 Redondear modulos in serie al enetero superior
 O seleccionar otro módulo con voltaje suficiente para carga las baterías operando a la mayor temperatura esperada

Condiciones Standard de medida (STC) son 1000 W/m² irradiancia y 25°C temperatura

1.9	4.8	4.9	4.8	4.10
Tensión nominal sistema (V)	Tensión nominal del módulo (V)	Módulos en serie	Módulos en paralelo	Total Módulos
	÷	=	X	=

INFORMACIÓN DEL MODULO FV				
Modelo			Voltios nominales	
Largo	Ancho		Ancho	
Peso			Didodo bypass	Y N
Voltaje (V)	a STC	Voc	A la mayor temperatura esperada	
Corriente (A)	a STC	Isc		

MODULO FOTOVOLTAICO

HOJA #5

Modelo			
Tipo			
Potencia (W)			
4.6	4.7	5.1	
Corriente Nominal Módulo (A)	Módulos en paralelo	Corriente Nominal Generador (A)	
	X	=	
5.2	4.7	5.3	
Isc Módulo (A)	Módulos en paralelo	Isc del Generador (A)	
	X	=	
4.8	4.9	5.4	
Voltaje Nominal Módulo (V)	Módulos en serie	Voltaje Nominal Generador (V)	
	X	=	
5.5	4.9	5.6	
Voc Módulo (V)	Módulos en serie	Voc Generador (V)	
	X	=	

BATERIA

ESPECIFICACIONES DEL GENERADOR Y DE LA BATERÍA

Modelo			
Tipo			
Voltaje nominal (V)			
Capacidad nominal (Ah)			
3.6	3.8	3.9	
Baterías en paralelo	Baterías en serie	Total baterías (A)	
	X	=	
			3.10
			Capacidad del sistema de baterías (Ah)

HOJA #6

SPECIFICACIONES DEL REGULADOR DE CARGA

	5.2	6.1	6.2	6.3
	Isc del generador (A)	Corriente mínima del Regulador (A)	Corriente Nominal regulador (A)	Reguladores en paralelo
1.25	X	=	÷	=

Modelo _____

Tipo _____

Voltaje _____

Puntos de corte ajustables (X) _____

Compensación de temperatura () _____

Voltaje corte sobrecarga () _____

Voltaje corte sobredescarga () _____

Voltaje rearme sobrecarga () _____

Voltaje rearme sobredescarga () _____

Seguidor MPP () _____

Protección corriente inversa () _____

Medidas

Voltaje sistema () _____

Corriente sistema () _____

DC Load Current () _____

HOJA #7

ACONDICIONAMIENTO DE POTENCIA**INVERSOR**

Requerimientos del sistema		
7.1	Forma de onda	(V)
7.2	Voltaje DC	(V)
7.3	Voltaje AC	(W)
7.4	Potencia Máxima	(W)
7.5	Potencia Nominal	(W)
7.6	Tiempo de operación en sobrecarga	minutos
7.7	Regimen de servicio continuo	(W)
7.8	Rendimiento a carga nominal	(%)

7.9	Inverter Specifications	
	Marca	
	Modelo	
	Forma de onda	
	Voltaje (DC)	(V)
	Voltaje (AC)	(V)
	Potencia máx	(W)
	<u>Características:</u>	
	Carga de batería	()
	Voltímetro	()
	Control remoto	()
	Arranque de generador aux.	()
	Conmutador de cambio	()
	Seguimiento MPP	()

Convertidor DC/DC

Requerimientos del Sistema			
7.10	Voltaje DC entrada	a	(V)
7.11	Voltaje DC salida	a	(V)
7.12	Potencia salida	_____	(W)
7.13	Temperatura operación	a	(W)

7.14	Convertidor DC/DC	
	Marca	
	Modelo	
	Voltaje entrada	(V)
	Voltaje salida	(V)
	Corriente salida	(A)
	Temperatura operación	(°C)
	<u>Características:</u>	
	Tensión de salida regulable	(V)

HOJA #8

ESPECIFICACIONES DE LOS COMPONENTES DE PROTECCION

Generador - Regulador /Inversor											
	5.3		8.1		5.6		8.2		Interruptor	Diodo	Fusible
	Isc del generador FV (A)		Corriente máx del generador (A)		Voc del generador (V)		Corriente Nominal (A)				
							Voltaje Nominal (V)				
							Tipo				
Regulador /Inversor - Consumo											
	1.13		8.3		8.4		8.5		Interruptor	Diodo	Fusible
	Corriente DC pico de consumo (A)		Máxima Corriente DC (A)		Voltaje máximo DC (V)		Corriente Nominal (A)				
							Voltaje Nominal (V)				
							Tipo				
1.25	X		=				Situación				
Batería - Regulador/Inversor											
	4.12		8.3		8.6		8.7		Interruptor	Diodo	Fusible
	Corriente DC máx. generador (A)		Corriente máxima consumo (A)		Voltaje máximo batería (V)		Corriente Nominal (A)				
							Voltaje Nominal (V)				
							Tipo				
1.25	X		o				Situación				
Otros interruptores											
							8.8		Interruptor	Diodo	Fusible
							Corriente Nominal (A)				
							Voltaje Nominal (V)				
							Tipo				
1.25	X		=				Situación				

HOJA #9

CABLEADO DC

9.1	9.2	9.3	9.4	9.5	9.6	9.7	9.8
Tendido de conductores	Voltaje del sistema (V)	Máxima corriente (A)	Longitud (m)	Caidas de tensión permitidas (%)	Corrección por temperatura	Tamaño	Tipo de cable
Circuito del generador							
Módulo a Módulo							
Generador al regulador o batería							
Circuitos DC							
Batería a Batería							
Batería o regulador a cargas DC							
Otros circuitos							
A							
B							
C							
D							
E							
Cargador de baterías a baterías							
Baterías a inversor o convertidor DC/DC							
Puesta a tierra		Tipo de cable		Tamaño		Tipo de puesta a tierra	
9.9	Puesta a tierra de equipos						
9.10	Puesta a tierra del sistema						

HOJA #10

CABLEADO AC

10.1	10.2	10.3	10.4	10.5	10.6	10.7	10.8
Wire Runs	Voltaje del sistema (V)	Corriente Máxima (A)	Longitud (m)	Caida de voltaje permitida (%)	Corrección por temperatura	Tamaño	Tipo de cable
Circuitos AC							
Inversor a cargas AC							
Otros circuitos							
A							
B							
C							
D							
E							
G							
Generador							
Generador a regulador de carga							
Generator a inversor							
Cableado de Puesta a tierra	Tipo de cable		Tamaño		Tipo de puesta a tierra		
Puesta a tierra de equipos							
10.9 Puesta a tierra del sistema							
10.10							

7.3.- Instrucciones detalladas para rellenar las hojas de dimensionado

1.- Determinación del consumo

Hoja #1

Las hojas son para su utilización en el dimensionado de sistemas fotovoltaicos. Cada bloque en cada hoja tiene un número en la parte superior izquierda. Las instrucciones para completarlas son las siguientes:

- 1.1. –*Descripción de la carga: Breve descripción de cada consumo (carga) como por ejemplo lámparas, radio,.... Anote las cargas DC y AC. Agrupe las cargas según la tensión de utilización. Si el consumo varía cada mes o cada estación de año, considerar el “peor” caso.*
- 1.2. *Nº: Anote la cantidad de consumos idénticos en el sistema.*
- 1.3. *Corriente (A): Anotar una estimación de la corriente consumida por cada carga. Utilizar los datos del fabricante o medirla en caso de disponer de los aparatos.*
- 1.4. *Voltaje (V): Anotar el voltaje de operación de la carga (Normalmente se encuentra indicado en los diferentes aparatos que se vayan a utilizar.*
- 1.5a. - *Potencia DC (W): Calcular y anotar la potencia DC de cada carga DC.*
- 1.5b. - *Potencia AC (W): Calcular y anotar la potencia AC de cada carga AC.*
- 1.6. - *Ciclo diario (Hrs/Día): Anotar en promedio el número de horas al día que se va a utilizar dicho consumo (Anote las fracciones de horas en forma decimal, p.e. 1 hora y 15 minutos se debe poner como 1,25)*
- 1.7. - *Ciclo semanal (Días/semana): Anotar el número de días a la semana que se va a utilizar el consumo.*
- 1.8. - *Rendimiento de conversión: Este factor tiene en cuenta las pérdidas del sistema si se utilizan dispositivos de acondicionamiento de potencia (inversores o convertidores DC/DC). Los valores que se pueden tomar por defecto son:*

Rendimiento de conversión (valores por defecto)	
<i>Inversor DC / AC</i>	<i>0.80</i>
<i>Convertidor DC / DC</i>	<i>0.85</i>

- 1.9. - *Voltaje nominal del sistema (V). Anotar el voltaje nominal del sistema. Los valores normales sone 12,24,48,120 V.*
- 1.10. - *Consumo en Amperios-Hora (Ah/Día): Anotar el consumo diario en amperios-hora.*
- 1.11. - *Potencias totales AC y DC (W): Anotar la potencia total AC y DC en watios*
 - 11a *Potencia total DC en Watios*
 - 11b *Potencia total AC en Watios*
- 1.12. - *Consumo total (Ah/Día): Anotar el consumo total diario en amperios-hora diarios, obtenidos de la suma de las casillas 1.10.*
- 1.13. - *Corriente pico (A): La corriente máxima requerida por el consumo si todas las cargas del sistema estuviesen funcionando simultáneamente. Este valor se utiliza para el dimensionado de los fusibles, interruptores, cableado, etc.*
- 1.14. –*Factor de rendimiento del cableado: Anotar el factor que tiene en cuenta las pérdidas en el cableado del sistema. Este factor puede variar desde 0.95 a 0.99. El cableado se debe seleccionar para que las caídas de tensión sean menores del 3% (factor>0.97) en cualquiera de*

los circuitos del sistema.

Factor de rendimiento de cableado por defecto = 0.98
--

1.15. – Factor de rendimiento de la batería : Anotar el rendimiento de la batería que es igual a los amperios-hora que se pueden descargar dividido por los que se han utilizado para cargar.

Factor de rendimiento de batería por defecto = 0.9
--

1.16. – Consumo total Ah corregido (Ah/Día): Calcular la energía necesaria para suministrar el consumo diario de diseño.

2. – Corriente de diseño

Hoja #2

2.1. – Localidad/Datos de radiación: Anotar la latitud y longitud del sistema así como la del lugar de los datos de radiación que se vayan a utilizar. Se recomienda calcular la corriente para varias inclinaciones y seleccionar el caso peor.

2.2. – Horas de sol pico (Hrs/Día): Anotar el promedio del número de horas en cada día en las que las radiación solar es 1000 W/m². Anotar el valor medio para cada mes. El número de horas de sol pico puede ser obtenido de la radiación media mensual en kWh/m², sobre superficies inclinadas.

2.3. – Corriente de diseño: Se calcula la corriente necesaria para satisfacer el consumo

NOTA: El ángulo de inclinación del generador FV se selecciona determinando primero la mayor corriente de diseño para cada inclinación, y después seleccionando la menor de ellas.

2.4. – Horas pico (Hrs/Día) y corriente de diseño (A): Seleccionar y anotar la mayor corriente de cada mes y las horas pico correspondientes de las casillas 2.2 y 2.3.

2.5. – Horas pico (Hrs/Día) y 2.6. – Corriente de diseño (A): Seleccionar el menor de las corrientes de diseño y las correspondientes horas de sol pico de las casillas 2.4.

3. – Dimensionado de la batería

Hoja #3

3.1. – Días de autonomía: Elegir el número de días que la batería ha de suministrar el consumo sin que haya radiación solar disponible.

3.2. – Máxima profundidad de descarga: Anotar la máxima profundidad de descarga permitida a la batería. Este valor dependerá del tipo y tamaño de la batería. Los valores recomendados son:

Máxima profundidad de descarga	
Tipo de Batería	Valor por defecto
Plomo antimonio	0.8
Plomo calcio	0.6
Niquel Cadmio	0.9

3.3. – Corrección por temperatura: Elegir un factor que corrija la capacidad de la batería debido a

bajas temperaturas.

Valor por defecto para factor de corrección por temperatura = 0.9

- 3.4. – Capacidad necesaria de la batería (Ah): Se calcula la capacidad necesaria de batería para abastecer el consumo para el número de días de autonomía seleccionado.
- 3.5. – Capacidad de la batería seleccionada (Ah): Anotar la capacidad nominal de la batería en amperios-hora.
- 3.6. – Baterías en paralelo: Cálculo del número de baterías en paralelo necesarias para suministrar el consumo.
- 3.7. – Voltaje nominal de la batería(V): Anotar el voltaje nominal de la batería seleccionada.
- 3.8. – Baterías en serie: Cálculo del número de baterías en serie necesarias para alcanzar el voltaje del sistema.
- 3.9. – N° total de baterías: Cálculo del número total de baterías en el sistema.
- 3.10. – Capacidad del sistemas de baterías (Ah): Cálculo de la capacidad total del sistema de baterías.
- 3.11.- Factor de profundidad de descarga estacional: Un factor de ajuste para la descarga estacional de la batería durante largo tiempo. Este factor da como resultado una reducción de la capacidad del generador fotovoltaicos cuando se proyecta usar la capacidad de almacenamiento de la batería para satisfacer completamente los requisitos del consumo durante el mes determinante para el diseño del sistema (mes peor).

Valor por defecto para factor de profundidad dedescarga estacional = 0.25

- 3.12. –Capacidad util (Ah): El número de amperios-hora usado para reducir la capcidad del sistema debido al factor estacional de profundidad de descarga.

4. – Dimensionado del generador FV

Hoja #4

- 4.1.- Días consecutivos estacionales de sol mínimo: Elegir el número de días consecutivos en que es posible tener una baja radiación en un lugar determinado. Este número se debe escoger junto con el factor de profundidad de descarga estacional.

Valor por defecto para el número de días consecutivos de sol mínimo = 45

- 4.2.- Reducción estacional de corriente: Cálculo de la reducción de corriente resultante.
- 4.3.- Corriente corregida (A): Corriente de diseño corregida según el factor estacional
- 4.4. – Factor de corrección del módulo: Elegir un factor para corregir que el módulo no estará operando en las condiciones nominales (STC) de 1000 W/m² and 25°C .

FACTOR DE CORRECCIÓN DE MÓDULO	
Tipo de módulo	Factor
Cristalino	0.9
Amorfo	0.7

- 4.5. – Corriente corregida de diseño (A): Cálculo de la corriente mínima del generador para suministrar en promedio el consumo diario en el lugar seleccionado.
46. – Corriente nominal del módulo (A): Anotar el valor de la corriente del punto de máxima potencia en condiciones nominales de medida (STC)
- 4.7. - Módulos en paralelo: Cálculo del número de módulos conectados en paralelo para suministrar la corriente necesaria.

4.8. – Voltaje nominal del módulo (V): Anotar el voltaje nominal del módulo (no confundir con el voltaje de circuito abierto). La mayoría de los módulos de 36 células tienen un voltaje nominal de 12V.

4.9. - Módulos en Serie: Cálculo del número de módulos conector en serie necesarios para producir el voltaje del sistema. No se puede redondear hacia el entero inferior.

4.8. - Total Módulos: Cálculo del número total de módulos en el generador fotovoltaico.

4.9. - Rated Module Current (A): Enter the module current when operating at 1000 W/m² and 45°C temperature.

5.- Especificaciones del generador FV y de la batería

Hoja #5

5.1.- Corriente nominal del generador (A): Es la corriente del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico.

5.2.- Isc módulo (A): Anotar la corriente de cortocircuito del módulo utilizado.

5.3.- Isc del generador (A): Corriente de cortocircuito del generador FV.

5.4.- Voltaje nominal del generador (V): Cálculo del voltaje nominal del generador FV (normalmente resulta en 12,24,48,120 V)

5.5.- Voc Módulo (V): Anote el votaje de circuito abierto del módulo FV utilizado.

5.6.- Voc del generador (V): Voltaje de circuito abierto del generador FV.

6.- Especificaciones del regulador de carga

Hoja #6

6.1. – Corriente mínima del regulador (A): Cálculo de la corriente mínima que ha de ser capaz de regular el controlador de carga. Se sobredimensiona en un 25% la corriente de cortocircuito del generador FV en STC.

6.2. – Corriente nominal del regulador (A): Anotar la corriente nominal del regulador seleccionado.

6.3. – Reguladores en Paralelo: Cálculo del número de reguladores en paralelo necesarios

Indicar los datos del regulador seleccionado: modelo, tipo, voltaje nominal, tipo de control, voltajes de corte, protecciones, etc...

7. – Acondicionamiento de potencia

Hoja #7

Inversor

7.1. – Especificar la forma de onda necesaria.

7.2. – Especificar el voltaje DC de entrada que se ha de corresponder con el voltaje de batería, o con el voltaje de salida del convertidor DC/DC.

7.3. – Especificar el voltaje AC de salida que ha de corresponderse con el voltaje AC de los consumos en AC.

7.4. – Especificar la potencia máxima del inversor.

7.5. – Potencia nominal del inversor. Ha de corresponderse con la potencia total AC de la hoja #1.

7.6. – Especificar el tiempo máximo de operación en condiciones de sobrecarga.

7.7. – Especificar la potencia en regimen de servicio continuo.

- 7.8. – Especificar el rendimiento a potencia nominal
- 7.9.- Anotar las especificaciones del inversor, tomar los datos del fabricante.

Convertidor

- 7.10. – Voltaje DC de entrada (V): Es el voltaje nominal del sistema de la hoja #1.
- 7.11. – Voltaje DC de salida (V): Anotar el voltaje de salida del convertidor DC/DC
- 7.12. – Potencia de salida (W): Anotar la potencia que debe suministrar para la operación de los diferentes consumos
- 7.13. – Anotar la temperatura de operación.
- 7.14. – Anotar las especificaciones del convertidor

8. – Especificaciones de los componentes de protección

Hoja #8

Generador-Regulador/Inversor

- 8.1. – Corriente máxima del generador (A): Calculada con un factor de seguridad del 25% respecto de la corriente de cortocircuito del generador
- 8.2. – Especificar los interruptores, diodos y fusibles.

Regulador/Inversor - Carga

- 8.3. - Corriente máxima DC (A): Calculada con un factor de seguridad del 25% respecto de la corriente pico del consumo.
- 8.4. – Voltaje Máximo DC (V): Anotar el máximo voltaje DC de los consumos. Seleccionar interruptores que soporten dicha tensión con un factor de seguridad adecuado.
- 8.5. - Especificar los interruptores, diodos y fusibles.

Batería – Regulador/Inversor

- 8.6. – Anotar el máximo voltaje esperado de la batería.
- 8.7. - Especificar los interruptores, diodos y fusibles.
- 8.8. - Especificar otros interruptores, diodos y fusibles que puedan ser necesarios.

Hoja #9 (DC) y #10 (AC)

9. - Cableado

El cableado de un sistema fotovoltaico debe cumplir con el reglamento electrotécnico de baja tensión. Asegurarse de especificar cables para exterior resistentes a la degradación por la acción de la luz solar. Considerar la opción de entubar los conductores. Considerar los términos de corrección por temperatura si los cables se ven expuestos a temperaturas superiores a 30°C.

- 9.1. – Identificar y listar todos los cableados del sistema
- 9.2. – Voltaje nominal del sistema.
- 9.3. – Corriente máxima (A).
- 9.4. – Determine la longitud de cable en cada uno de los circuitos.
- 9.5. – Especificar las máximas caídas de tensión admisibles.
- 9.6. – Corrección por temperatura, si los cables soportan temperaturas superiores a los 30°C.
- 9.7. – Calcular la sección del conductor en mm².
- 9.8. – Describir el tipo de cable utilizado.
- 9.9. – Especificar el tipo de cable para la puesta a tierra de equipos.
- 9.10. – Especificar el tipo de cable para la puesta a tierra del sistema.

7.4.- Estimación de los consumos

El dimensionado completo del sistema FV está basado en el diseño de los consumos. Si la información no es precisa, los costes iniciales serán muy elevados o el generador y la batería pueden ser demasiado pequeños y el sistema fallará. Es por tanto esencial determinar cuidadosamente los consumos.

El cálculo detallado del consumo de los diferentes aparatos de un sistema fotovoltaico puede resultar extraño a los técnicos acostumbrados a trabajar con la red eléctrica convencional. Una vez que se conecta la red, el usuario tiene una gran flexibilidad en cuanto a la potencia de utilización y a su vez el uso que se haga de esa potencia normalmente no afecta al propietario de la red eléctrica. Sin embargo, en los sistemas fotovoltaicos, se han de estimar muy cuidadosamente las necesidades de los usuarios. De otro modo el sistema resultante puede ser excesivamente caro o no ser capaz de suministrar el consumo deseado (aún contando con la naturaleza variable de la radiación solar, fuente de potencia).

Cuando se trate de estimar el consumo de una instalación se pueden tener en cuenta las siguientes recomendaciones generales:

- *Lo importante es el servicio, no los kWh.* Normalmente, el usuario no quiere energía como tal, sino los servicios que puede proporcionar esa energía. La elección de los distintos aparatos es fundamental. Un mismo servicio puede ser proporcionado más eficientemente por menos kWh, da lugar a menores costes del sistema.
- *Las necesidades energéticas son parte de otras actividades.* Para entender las necesidades energéticas es necesario entender las actividades humanas. Por ejemplo, ¿Una familia verá la TV únicamente dos horas al día?.
- *Algunas necesidades son más importantes que otras.*
- *No sobreestimar los consumos.* La estimación del consumo suele ser a menudo incierta. Generalmente se suele tener tendencia al sobredimensionado lo que repercute drásticamente en un incremento del coste del sistema.
- *Considerar los servicios de mantenimiento.*
- *Seleccionar los mejores recursos energéticos.* ¿Se debe considerar un sistema fotovoltaico para una aplicación en particular? Eso depende de la comparación con todas las alternativas. En casos de consumos altamente variables o inciertos un sistema híbrido, u otras opciones, puede ser mejor solución

La pregunta de ¿Qué necesidades deben ser consideradas? Toma una mayor dimensión cuando se trata de decidir si se utiliza un sistema FV autónomo o se opta por una extensión de la red eléctrica. Por ejemplo, a priori puede parecer económicamente más viable un sistema FV autónomo para electrificar una casa rural que invertir para extender 25 km la red eléctrica. No obstante puede haber otras necesidades energéticas que se pueden ver cubiertas en dicha extensión de la red.

Selección consumo en AC o en DC

La decisión de si establecer consumos en AC o en DC ha de tener en cuenta que la red eléctrica convencional es AC (senoidal, 50Hz) y la mayoría de los aparatos de consumo y de aplicación industrial han sido diseñados para trabajar en AC. Los electrodomésticos AC se encuentran con mayor facilidad y en mayor variedad para AC que para DC. Una de las razones por las que la alimentación AC está más extendida es que es más fácil cambiar el voltaje usando transformadores. Esto es especialmente importante en el transporte de energía en largas

distancias. Las pérdidas energéticas se reducen a altos voltajes (elevados voltajes se traducen en pequeñas corrientes y las pérdidas son proporcionales al cuadrado de la corriente).

Por otro lado los generadores FV producen energía DC que a su vez se almacena en baterías (DC). Para convertir la energía DC en AC se necesitan inversores. A pesar de que técnicamente esto no supone ninguna complicación, la inclusión de inversores supone un coste adicional, una fuente de fallos y una pérdida por rendimiento.

Para pequeñas instalaciones la energía se utiliza más eficientemente si se utilizan aparatos DC, que son más eficientes que los equivalentes AC y se evitan las pérdidas en los inversores. No obstante hay una serie de limitaciones en la utilización de consumos DC:

- El usuario tiene dificultad para encontrar aparatos en DC equivalentes a los existentes en AC. El mantenimiento o encontrar repuestos resulta más difícil.
- Debido a la diferencia de voltajes nominales (6, 12, 24, 48 V) se suelen necesitar convertidores DC/DC.
- Los aparatos de elevada potencia a bajo voltaje consumen más corriente, lo que requiere un cableado más caro para limitar las pérdidas.

La opción AC, utilizando inversores, también tiene ventajas e inconvenientes. Entre las ventajas se encuentra su mayor versatilidad y facilidad para encontrar aparatos estándar, reducción de pérdidas en los cableados y la posibilidad de utilizar interruptores, enchufes, cables,... standard. Entre las desventajas se puede mencionar:

- Los inversores implican un coste extra del sistema
- Los inversores se han de dimensionar para cubrir los picos de demanda y su rendimiento decrece cuando se utilizan a potencias mucho menores que la potencia nominal.
- Las formas de onda de muchos inversores poseen un alto contenido en armónicos que puede resultar perjudicial para muchos de los consumos.
- Existe un factor de potencia para cargas inductivas o capacitivas, que reduce la potencia disponible.
- Muchos de los aparatos AC son menos eficientes que los AC. Por ejemplo, las lámparas fluorescentes AC usan balastos electromagnéticos que no son tan eficientes como los balastos electrónicos utilizados en DC.
- Los inversores pueden ser una fuente de ruido e interferencias electromagnéticas
- Los inversores pueden fallar.

Las recomendaciones generales en la elección AC o DC son:

- Para pequeños sistemas, si se dispone de aparatos DC adecuados, si la potencia demandada es menor de 200W, y las distancias de cableado no son muy grandes, utilizar sistemas DC a 12V.
- En las mismas condiciones, pero con mayor potencia demandada o mayor longitud de cableado, utilizar sistemas DC a 24V.
- Si se considera esencial la utilización de aparatos AC o si la potencia es mayor de 1.5 kW, se debe considerar la opción AC.
- Existe la posibilidad de un sistema mixto AC/DC donde las cargas de potencia se abastezcan en AC y los pequeños consumos como la iluminación en DC.

Selección del voltaje del sistema

En sistemas DC, los criterios principales son:

- Disponibilidad de aparatos de consumo y sus voltajes nominales
- Las corrientes máximas pico
- Posibles pérdidas en el cableado

La mayoría de los aparatos operan a 12 o 24V siendo más difícil encontrarlos a otras tensiones. Las corrientes máximas deben limitarse a 20 A en cada circuito, no superando los 100 A en total. La potencia de cada circuito

debe limitarse a 240W (12V), 480W (24V) o 720W (36V), mientras que la potencia total a 1.2 kW, 2.4 kW o 3.6 kW respectivamente.

Las pérdidas en los cables dependen de la corriente y la sección. Se recomienda que no sean superiores al 3% en cada circuito (lo que representa unas pérdidas energéticas del 6%).

Si hay una gran distancia entre el generador FV y las baterías, se prefieren voltajes mayores o mayores secciones en los conductores. (Una desventaja de utilizar voltajes grandes es que resulta más caro ampliar el sistema. Mientras que un sistema de 12V se puede ampliar con un solo módulo, un sistema de 36V necesita 3 módulos de 12V).

En los sistemas AC la selección del voltaje de la batería depende principalmente de la potencia pico de demanda. Se puede recomendar:

Potencia demandada AC (kW)	Voltaje entrada al inversor (V)
1.5	12
1.5 - 5	24 o 48
>5	48 o mayores

Perfiles de consumo

No todas las cargas tienen un valor constante durante todo el año. Algunas consumos presentan un valor de pleno funcionamiento y un valor standaby. Por ejemplo, los equipos de telecomunicaciones tienen un valor de transmisión, de recepción y de stanby. Se debe determinar el tiempo que cada carga opera a sus diferentes niveles de consumo, y se ha de sumar la demanda energética para cada modo de operación.

Los consumos también pueden variar estacionalmente. Esto influirá en la elección del ángulo de inclinación del generador FV.

Es necesario tener en cuenta que si el consumo es el mismo cada día, entonces el generador FV ha de dimensionarse para suministrar dicha demanda. Si un consumo se usa más determinados días de la semana entonces el tamaño de generador FV puede disminuirse para suministrar el consumo medio semanal.

Selección del inversor

La selección del inversor viene determinada por el suministro de la potencia de los consumos AC que operan de modo continuado y por el suministro de los picos de demanda. Las cargas inductivas como motores (lavadoras), compresores (refrigeradores) poseen bobinas que se deben cargar. Durante un corto periodo de arranque la corriente demandada puede aumentar de 4 a 6 veces el valor de operación continuada. Por tanto el inversor elegido debe ser capaz de suministrar estos picos de corriente de arranque. Por ejemplo, si la carga total diaria es de 20 kWh/día, el consumo continuado puede estar entre los 4 a 7 kW y el consumo pico entre los 10-20 kW.

Para estimar la potencia pico que el inversor ha de suministrar se han de sumar cada una de las potencias pico de las cargas inductivas individuales. Esto puede dar lugar a un sobredimensionado del inversor. Ya que la probabilidad de que dos o mas cargas inductivas arranquen al mismo tiempo es bastante baja se suele dimensionar para la carga con mayor potencia pico (sumada a la potencia consumida de modo continuado).

En los grandes sistemas AC suele resultar bastante difícil realizar una estimación precisa de cuanto tiempo se utilizará cada carga, y cuantas cargas estarán operando al mismo tiempo. Normalmente se utilizan promedios estadísticos anuales. Para obtener el consumo diario se suma el consumo medio anual de cada aparatos y se dividido por 365.

Carga	Potencia (W)	Consumo Anual (kWh)	Carga	Potencia (W)	Consumo Anual (kWh)
Lavavajillas	1190-1250	182-363	Luz baño	50	18-30
Microondas	1450	190	Luz Dormitorio	50	20-50
Frigorífico	325	1135	Luz Hall	75	54
Tostadora	110-1250	39	Luz Cocina	100	75-100
Plancha	1080-1116	22	Luz Sala estar	75	108
Lavadora	375-515	103	Radio	71-80	86
Aire Acond.	1300	1275-1350	TV (ByN)	75-250	120-400
Equipo Estereo	105	108	TV (Color)	200-300	320-660
Ordenador	80-200		Proyectores	150-300	
Ordenad. Portatil	10-30		Fotocopiadoras	750-1500	
Impresora matr.	30-50		Fax	40-80	
Impr. Laser	600-900		Máq. de coser	80	3.6-10.8

Tabla 2.- Consumos medios anuales típicos para algunos electrodomésticos en AC.

Iluminación

La iluminación es probablemente el servicio más demandado en los sistemas FV autónomos. En general la iluminación artificial resulta cara y se recomienda aprovechar al máximo la iluminación natural. Sin embargo resulta necesaria para las actividades nocturnas.

Tipo de luz	Lumenes	Rendimiento (lumenes/Watio)
<i>Candela</i>	10-30	0.2
<i>Lámpara de parafina</i>	20-80	0.3
<i>Lámpara de parafina presurizada</i>	500-1500	1.2
<i>Lámpara de gas LPG</i>	300-1200	1
<i>Incandescente (40W)</i>	400	10
<i>Incandescente (60W)</i>	660	11
<i>Halógena (50W)</i>	1000	20
<i>Fluorescente (12W)</i>	600	50
<i>Fluorescente (12W)</i>	1250	62
<i>Fluorescente (12W)</i>	3000	75
<i>Vapor de mercurio alta presión (400W)</i>	4000	40
<i>Vapor de sodio alta presión (250W)</i>	25000	99

Tabla 3.- Características de algunas opciones típicas para suministrar iluminación artificial.

Evidentemente si se dispone de electricidad, el coste y el rendimiento es mucho mayor que otras opciones.

El conjunto del sistema de iluminación se suele denominar normalmente luminaria y consta de: lámpara, reflector, aparato de control o balasto y accesorios para fijación. Algunas luminarias incorporan interruptores, otras no. Las luminarias pueden ser decorativas o funcionales. Generalmente las decoraciones reducen el flujo luminoso. De especial importancia son los reflectores y que la luz se enfoque hacia el lugar de interés (y no se disperse hacia el techo por ejemplo). Hay esencialmente cinco tipos de iluminación eléctrica:

- Filamentos incandescentes de tungsteno o similares.
- Halógenos de cuarzo
- Fluorescentes o tubos de descarga de gas a baja presión con balastos electromagnéticos
- Fluorescentes de alto rendimiento (compactas), tubos de baja presión con color corregido y balastos electrónicos de alto rendimiento.
- Lámparas de descarga de alta intensidad. Tubos de descarga de vapor de mercurio o sodio a alta presión.



Los criterios técnicos para seleccionar un determinado tipo de luminaria son: flujo luminoso, temperatura de color, rendimiento, tiempo de vida, estabilidad de la luz, radiointerferencias y coste.

La luz emitida se define en términos de flujo luminoso o cantidad de luz emitida por segundo en un ángulo sólido de un estereoradián por una fuente puntual uniforme de una candela de intensidad. Se mide en lúmenes.

La temperatura de color es una medida de la distribución espectral de la radiación electromagnética emitida por una fuente de luz (esto es, la calidad de la luz). Se mide en °K.

El tiempo de vida se define en términos del número de horas de operación continua con ciclos de encendido y apagado (por ejemplo ciclos de 3 horas encendido y 20 minutos apagado).

La estabilidad de la luz es el grado según el cual la cantidad y calidad de la luz varía con la temperatura ambiente, voltaje de alimentación y tiempo de vida.

Las radiointerferencias (también llamadas interferencias electromagnéticas EMI) es la generación de señales electromagnéticas por circuitos oscilantes, como los balastos en las lámparas fluorescentes, que interfieren en las señales de radio y TV.

Descripción de los tipos de iluminación eléctrica

Incandescente

Se construyen con un filamento de tungsteno dentro de una cápsula fina de vidrio lleno con argón o nitrógeno (para reducir la oxidación o quema del filamento). Tienen un bajo rendimiento (8-10 lúmenes/watio) y duran entre 500 y 2000 horas dependiendo de la calidad de fabricación. El bajo rendimiento es debido al alto contenido en infrarrojo del espectro visible, lo que significa que son más eficientes para calentar que para dar luz. Las ventajas incluyen: su bajo coste, la posibilidad de operar en AC o DC, emiten luz en cuanto se conectan, no tienen radiointerferencias. Las desventajas incluyen: bajo rendimiento y relativamente bajo tiempo de vida.

Halógenas

Similares a las incandescentes, utilizan un filamento de tungsteno dentro de un vidrio de cuarzo lleno con un gas halógeno que permite al filamento operar a una mayor temperatura por mayor tiempo. Su rendimiento es mayor que el de las incandescentes, dando un 10% más de luz para la misma potencia y tienen tiempos de vida entre 2000 y 2500 horas.

Tubos de descarga a alta presión

Utilizado principalmente en iluminación exterior, en general la calidad de la luz no es la indicada para iluminación interior.

Fluorescentes

Su luz tiene un color azul cálido característico y un flicker perceptible (50 Hz). Los fluorescentes de alto rendimiento o compactos son una buena alternativa con bajo consumo, un color agradable y no presentan flicker (balasto de alta frecuencia).

En ambos casos el principio de operación se basa en la producción de una descarga en un vapor de mercurio entre ambas partes del tubo para producir luz por excitación de una capa de fósforo en su interior.

Los fluorescentes necesitan un balasto para regular el voltaje y la corriente de la lámpara que asegure un correcto encendido y operación. Los principales balastos AC son electromagnéticos mientras que los DC son electrónicos. Los balastos de alto rendimiento son más costosos que los electromagnéticos, pero su elevada frecuencia de conmutación (20 kHz) mejora la luz del fluorescente en un 20% al 30% y se elimina el flicker de 50 Hz. Muchos diseños de balastos no tienen en cuenta las necesidades de factor de potencia del tubo fluorescente. El factor de potencia está relacionado con el desfase entre las ondas de tensión y corriente, y un valor menor de la unidad implica una pérdida de energía. Los balastos poco adecuados ("malos") pueden tener un grave impacto en el consumo. Por ejemplo un tubo fluorescente típico de 40W con un balasto electrónico de alto rendimiento puede producir 72 lúmenes/Watio, mientras que el mismo tubo con un balasto electromagnético sin corrección del factor de potencia puede dar 27 lúmenes/Watio.

Los balastos electrónicos para aplicaciones DC son esencialmente pequeños inversores de alta frecuencia, que pueden estar separados o integrados en la luminaria DC.

<i>Factor</i>	<i>Incandescente</i>	<i>Fluorescente compacta (PL)</i>
<i>Potencia</i>	<i>75 W</i>	<i>15 W</i>
<i>Coste</i>	<i>\$0.50</i>	<i>\$15 incluyendo balasto</i>
<i>Lúmenes</i>	<i>1100 Lúmenes</i>	<i>975 Lúmenes</i>
<i>Vida</i>	<i>1000 horas</i>	<i>8000 horas</i>
<i>Coste de la electricidad</i>	<i>\$0.10/kWh</i>	<i>\$0.10/kWh</i>

Tabla 4.- comparación entre el coste total en el tiempo de una lámpara incandescente y su equivalente fluorescente compacta.

Los tiempos de vida de los balastos electrónicos pueden alcanzar las 50 000 horas. Normalmente toleran una variación del voltaje de entrada (10 a 14 V para el caso de 12 V nominales) pero se pueden romper si se operan con fuentes de alimentación no reguladas. Algunos también se estropean si funcionan sin tubo fluorescente.

Los tubos fluorescentes son sensibles a las condiciones de arranque y a la temperatura de operación que debe estar preferiblemente entre 15 y 25°C. La calidad de la luz aumenta hasta un máximo que se alcanza unos minutos después del encendido. Las altas temperaturas degradan la luz. La vida del tubo se larga si el circuito de control proporciona un precalentamiento en el encendido.

Los tubos estándar tienen tiempos de vida entre 7500 y 20000 horas, y los compactos del orden de 10 000 horas.

La experiencia ha demostrado que no todos los fluorescentes DC son fiables, fallando mucho antes de su tiempo de vida esperado. En algunos casos los tubos sufren un ennegrecimiento en sus extremos debido al mal diseño del balasto, mientras que otras veces los balastos se sobrecalientan y sufren fallos de sus componentes debido a un mal control de calidad en su fabricación.

Mientras que los fluorescentes AC se encuentran disponibles en un amplio rango de potencias, las luminarias DC están en el rango de 8 a 20W (proporcionando en torno 400 – 1200 lúmenes) y 40W (3150 lúmenes).

En general se recomienda la utilización de fluorescentes electrónicos cuando sea posible.

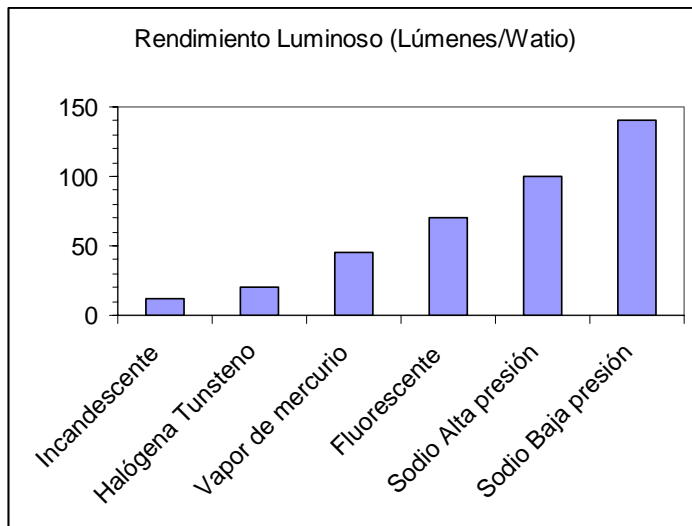


Figura 1.- Rendimiento luminoso de algunos de los tipos de lámparas

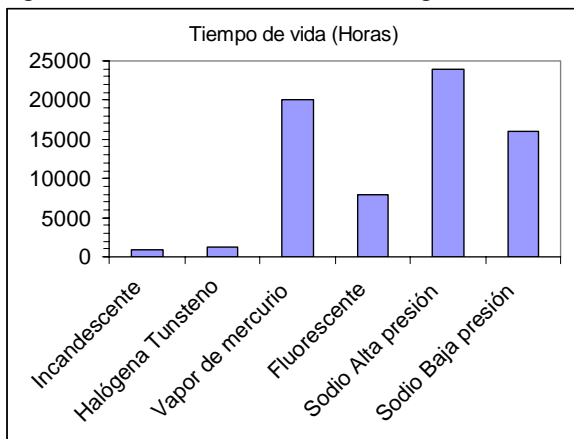


Figura 1.- Tiempo de vida en horas de algunos de los tipos de lámparas

Niveles de iluminación

Los niveles de iluminación se miden en "Lux". El lux se define como 1 lúmen/m², o como la iluminancia de una esfera de radio 1 metro conteniendo un punto uniforme de luz en su centro de intensidad 1 candela.

Como guía, sirva decir que una lámpara incandescente de 100W (1750 lúmenes) en una habitación de 12 m² y 2.5 m de altura, daría una iluminancia de 50 lux al nivel de una mesa y de 80 lux sobre una mesa inmediatamente inferior a la lámpara.



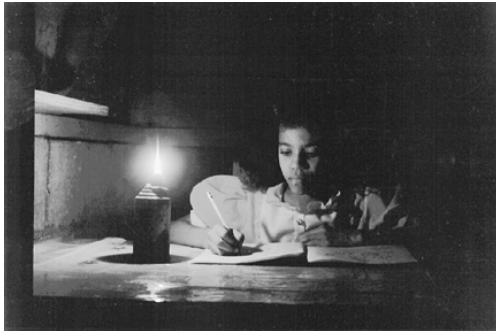
Los niveles de luxes dependen de varios factores:

- La iluminancia (lux) de una fuente de luz depende del cuadrado de la distancia a dicha fuente.
- Si la superficie es normal a una fuente directa de luz, la

iluminancia es mayor que si la superficie está inclinada un determinado ángulo.

- En la práctica las luminarias son direccionales y proporcionan mayor iluminancia en direcciones definidas.
- En las habitaciones, la luz es reflejada y absorbida por las paredes y techos y por otras superficies.

Los niveles adecuados de iluminación están definidos por los organismos internacionales de normalización. Un nivel de 50 a 100 lux se considera adecuado para iluminación general. Para determinadas actividades se requiere mayor iluminación, 100 a 300 lux para un aula escolar, 500 lux para una sala de costura.



El nivel apropiado de iluminación tiene un cierto carácter subjetivo que influye en la percepción de nuestro entorno, el espacio, confort, etc... y en general se ha de tener en cuenta para que actividad se necesita la iluminación.

Cálculo del número de luminarias necesarias para un cierto nivel de iluminación medio

El objetivo es iluminar una habitación de una determinada área a un cierto nivel medio de iluminancia. Los cálculos establecerán cuantas lámparas son necesarias. Los procedimientos pueden ser muy complicados (se pueden consultar libros especializados en

iluminación). Lo siguiente es una guía simple de cálculo.

$$n = \frac{E_{av} \times A}{MF \times COU \times \phi_{lamp}}$$

El número de luminarias necesaria para un nivel dado de iluminación puede determinarse mediante la siguiente ecuación:

Donde

N	=	número de lámparas necesario
E _{av}	=	iluminancia nominal promedio necesaria
A	=	Area a ser iluminada (m ²)
MF	=	Factor de mantenimiento de la luminaria
COU	=	Coficiente de utilización
φ _{lamp}	=	Lúmenes de cada luminaria

E_{av} debe seleccionarse de acuerdo con la actividad a desarrollar en la habitación o sala a iluminar

El factor de mantenimiento, MF, tiene en cuenta el deterioro en el tiempo de los lúmenes de la lámpara, y también efectos como la suciedad. Los valores recomendados son:

Fluorescentes	0.8
Halógeno	0.99
Incandescente	0.85

El coeficiente de utilización, COU, depende de varios factores:

- a) La iluminación efectiva, definida como el cociente entre la luz de la luminaria dividido por la luz de la lámpara. Por ejemplo un fluorescente de 9W tiene una lámpara de 460 lúmenes, pero el reflector difunde hacia abajo sólo 400 lúmenes, con lo que el factor de iluminación efectiva será de 0.87.
- b) La geometría y el tamaño de la habitación y los colores y reflectancias de los muros y techos. Los cálculos pueden ser muy complicados y dependerán del tipo de luminarias (p.e. su direccionalidad). El efecto combinado se denomina “utilización”, y se pueden utilizar los siguientes valores para fluorescentes:

Montados en el techo a 2.3 m del plano de trabajo

Habitación pequeña con paredes oscuras (3mx3m)	0.4
Habitación pequeña clara	0.55
Habitación grande oscura	0.7
Habitación grande clara	0.8

Suspendidas a 1.3 m del plano de trabajo

Habitación pequeña clara	0.7
Habitación grande clara	0.9

El coeficiente de utilización se obtiene multiplicando la iluminación efectiva por la utilización. Los valores típicos son:

	COU
Habitación pequeña, montada en el techo	0.5
Habitación grande, montada en el techo	0.7
Habitación pequeña, suspendida del techo	0.6
Habitación grande, suspendida del techo	0.8

Como ejemplo, suponiendo que se utilizan fluorescentes de 18W DC con 1050 lúmenes, que se montan en el techo con un factor de mantenimiento MF=0.7 se tiene:

Nivel de iluminación (lux)	Area (m ²)	COU	Nº de luminarias
20	12	0.3	1
50	20	0.5	3
100	6	0.4	2
150	9	0.5	4
200	9	0.5	5

Sistemas de refrigeración

Después de la iluminación, la refrigeración es el uso más común en las viviendas. Normalmente la gente no está concienciada de cuanto tiempo funciona el compresor de su frigorífico o cuanta potencia consume. La utilización de aparatos de alto rendimiento energético puede dar lugar a un considerable ahorro en el coste de la instalación reduciendo los costes del generador y de la batería.

Las unidades de refrigeración pueden ser alimentadas eléctricamente (AC o DC) y mediante combustible (Queroseno o propano).



Una buena medida del rendimiento energético de los frigoríficos es el cociente entre la energía consumida anual y el volumen interno (kWh/litro por año). Los frigoríficos bien diseñados pueden operar entre 0.4 y 1.3 kWh/litro año, aunque se pueden encontrar diseños avanzados de 0.2 a 0.4 kWh/litro año. La mayoría de los frigoríficos domésticos consumen entre 2 y 5 kWh/litro año, esto es, de 3 a 8 kWh/día.

Los frigoríficos DC tienen un rendimiento mucho mayor, 15 Ah/día a 12 V (180Wh/día o 1.18 kWh/litro año) para una unidad de 56 litros (este consumo puede duplicarse para 160 litros). Un frigorífico de 225 litros a 12 VDC puede consumir aproximadamente 550 Wh/día en verano (0.9 kWh/litro año). En este caso el compresor consume 15 A en el arranque y 5.5 en operación normal, con un tiempo de utilización de 10 horas al día.

Algunos de los factores que afectan al consumo son: el aislamiento y características térmicas, al menos entre 50 mm y 100 mm de aislante de poliuretano, la configuración física, los hábitos de uso (frecuencia de apertura de la puerta) y la regulación del termostato.

Un tipo de refrigeradores muy utilizados son los refrigeradores para vacunas en clínicas de países llamados del tercer mundo, que desempeñan un papel muy importante en la salud de la población. Suelen ser unidades de 12 o 24 V con 10 a 200 litros de capacidad y una capacidad de congelación de 5 kg/día. Dada la fiabilidad extremadamente crítica del sistema, estos suelen ser totalmente autónomos (unidades completas con generador FV y batería independientes de la iluminación) con rangos entre 150 y 200 Wp y el número de días de autonomía recomendado es de 5.

Los requerimientos esenciales de estas unidades son: mantener la temperatura interna entre 0°C y 8°C bajo temperaturas ambiente de hasta 43°C y congelación de 2 kg de hielo en 24 horas. Además deben poder mantener la refrigeración durante un mínimo de 10 horas cuando se les retira la alimentación.

Los consumos típicos están entre 300 y 500 Wh/día para 100 litros a 32°C de temperatura ambiente. A 43°C congelando 2 kg de hielo por día el consumo puede aumentar hasta 600-1200 Wh/día.

Otros métodos de dimensionado

En la bibliografía se pueden encontrar multitud de formas diferentes de abordar el dimensionado de un sistema fotovoltaico (básicamente entendemos por dimensionado la determinación del tamaño de generador y tamaño de batería que satisfacen un determinado consumo en una determinada localidad). También es necesario decir que los diferentes métodos pueden conducir a resultados en algunas ocasiones muy diferentes. Por otro lado, en el “día a día” del trabajo de gran parte de los instaladores fotovoltaicos, éstos suelen utilizar sus propios métodos basados en gran parte en la experiencia acumulada en su trayectoria profesional. En conclusión se puede decir que no hay en la actualidad un procedimiento de dimensionado de instalaciones fotovoltaicas universalmente aceptado por la comunidad fotovoltaica.

Presentamos en este anexo dos métodos de dimensionado que pueden cumplimentar o sustituir el método ya explicado en el texto. También se incluyen algunos ejemplos de aplicación.

Método simplificado¹

Este método utiliza valores medios mensuales diarios de radiación global y de la carga. En este caso se considerarán sólo los valores correspondientes al mes más desfavorable en la relación carga/radiación. Además hay que definir el número máximo de días de autonomía previstos para la instalación, N, en función de las características climatológicas de la zona y de la aplicación o uso final de la instalación.

La energía diaria teórica requerida (carga diaria) se calcula sumando el producto entre la potencia de cada aparato o elemento de consumo por el tiempo medio diario de funcionamiento de cada uno. Normalmente es suficiente con determinar el valor medio mensual del consumo diario, lo que equivale a suponer un valor de la carga diaria en Wh para cada mes. Se suelen separar los consumos en corriente continua de los consumos en corriente alterna, pues están afectados de factores de pérdidas distintos.

La energía real necesaria, L, se calcula teniendo en cuenta las eficiencias de los distintos subsistemas y las pérdidas. Así:

$$L = \frac{L_{cc}}{\eta_g} + \frac{L_{ca}}{\eta_g \eta_{inv}} \quad (1.1)$$

donde:

- L_{cc} : carga diaria en corriente continua
- L_{ca} : carga diaria en corriente alterna
- η_g : eficiencia carga descarga de la batería
- η_{inv}: eficiencia media diaria del inversor del inversor

Con esta energía se calcula el tamaño del sistema de acumulación, de acuerdo con la expresión:

$$CB^* = \frac{LN}{DOD \eta_c} \quad (1.2)$$

donde:

- CB* : es la capacidad de la batería, en Wh
- L : es la energía real necesaria

¹ Véase por ejemplo:

1. *Mariano Sidrach de Cardona Ortín. Llanos Mora López. FVDIM – Programa de dimensionado de Instalaciones Fotovoltaicas Autónomas. E.T.S.I.Informática. Universidad de Málaga.*
2. *Mariano Sidrach de Cardona Ortín. Capítulo del libro “Fundamentos, dimensionado y de aplicaciones de la energía solar fotovoltaica” Editorial CIEMAT.*

- N : número de días de autonomía
- DOD : máxima profundidad de descarga de la batería
- η_c : pérdidas en los cables

El tamaño del sistema de acumulación, en Ah, se obtiene a partir de CB^* , dividiendo este valor por el voltaje nominal de la batería:

$$CB = \frac{CB^*}{V} \quad (1.3)$$

donde:

- V es la tensión nominal de la batería

El tamaño del campo de paneles, o potencia pico de la instalación, se calcula teniendo en cuenta el concepto de Horas de Sol Pico (HSP): es el número de horas de sol en media diaria a una intensidad de 1000 W/m². Es equivalente a la energía total diaria incidente sobre una superficie horizontal en kWh/m²/día:

$$HSP = Gdm(\alpha, \beta) \quad (1.4)$$

donde $Gdm(\alpha, \beta)$ está en kWh/m²/día. (Así por ejemplo para Madrid en el mes de diciembre y a 50 grados orientado al sur si $Gdm(0, 50) = 3.6$ kWh/m²/día, entonces el número de horas de sol pico es igual a 3.6, HSP=3.6).

Se utiliza el valor de HSP para el mes más desfavorable. Con este valor, y teniendo en cuenta los vatios pico de un panel se calcula el número de paneles necesario, de acuerdo con la expresión.

$$N^{\circ} \text{ paneles} = \frac{L}{Wp(HSP)_{\alpha, \beta} (1 - \eta_d)} \quad (1.5)$$

donde:

- L es la energía diaria real necesaria,
- Wp los vatios pico por panel,
- (HSP) $\alpha\beta$ son las horas de sol pico incidentes sobre el plano de los paneles (β indica la inclinación sobre la horizontal y α la orientación respecto del sur)
- η_d es un factor global de pérdidas que se producen en el generador fotovoltaico.

En este factor global de pérdidas están contempladas las pérdidas por conexionado y dispersión de parámetros, las pérdidas debidas al punto de trabajo del sistema, que no es el punto de máxima potencia de los paneles. Contempla también la disminución de potencia entre la nominal y la real de los módulos. En este punto hay que recordar que los fabricantes aseguran una potencia pico nominal $\pm 10\%$. Teniendo en cuenta todos estos factores las pérdidas de potencia del generador son al menos de un 25 %.

Método del IES²

Es un método basado en la probabilidad de pérdida de carga, LLP, de una instalación fotovoltaica autónoma, entendida como el cociente entre el déficit y la demanda energética del sistema. De este modo una LLP=0 se interpretaría como que no hay déficits de energía (No se puede dimensionar con LLP =0, debido a la imposibilidad de predecir con absoluta fiabilidad el comportamiento de la radiación solar), mientras que una LLP=10⁻¹ equivaldría a un déficit del 10%.

$$LLP = \frac{\int deficit\ de\ energia}{\int demanda\ de\ energia} \quad (1.6)$$

El tamaño de un sistema fotovoltaico es un concepto general que abarca las dimensiones del generador (¿cuánto generador?) y del acumulador (¿cuánta batería?).

Se puede establecer una relación entre las dimensiones del generador y de la batería para un periodo de un día, como:

Resulta muy útil relacionar estas dimensiones con la carga y en un período de referencia de un día:

$$C_A = \frac{\eta_G A_G G_d(\alpha, \beta)}{L} \quad y \quad C_S = \frac{C_u}{L} \quad (1.7)$$

donde:

- La *capacidad del generador*, C_A , se define como la relación entre los valores medios de la energía producida por el generador y la energía consumida por la carga.
- La *capacidad del acumulador*, C_S , se define como la máxima energía que puede extraerse de él dividida por el valor medio de la energía consumida por la carga.
- A_G es el área del generador fotovoltaico
- η_G es el rendimiento de conversión del generador fotovoltaico (o en términos más amplios se puede entender como el rendimiento desde el generador al consumo).
- $G_d(\alpha, \beta)$ es el valor medio de la irradiación diaria en la superficie del generador fotovoltaico inclinado un ángulo β respecto de la horizontal y orientado un ángulo α respecto del sur
- L es el valor medio de la energía diaria consumida por las cargas del sistema. (se considera que L es constante durante todo el año).
- C_u es la capacidad útil del acumulador.

C_u es el producto de la capacidad nominal de la batería por la máxima profundidad de descarga, DOD:

² Instituto de Energía Solar, Departamento de Electrónica Física de la ETSI de Telecomunicaciones de la UPM. Véase por ejemplo:

1. Egado M., Lorenzo E “The sizing of stand-alone PV systems: a review and a proposed new method” *Solar Energy Materials and Solar Cells* 1992;26: 51-69.
2. Lorenzo E., Narvarte L. “On the Usefulness of Stand Alone PV Sizing Methods” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2000;8:391-409.
3. *Miguel Ángel Egido*. Capítulo del libro “Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica” Editorial CIEMAT.

$$C_u = C_B DOD \Rightarrow C_B = \frac{C_S L}{DOD} \quad (1.8)$$

(corregir ecuación anterior)

Para un lugar y una carga determinados, hay dos ideas que resultan intuitivas: La primera, que es posible encontrar diferentes pares de valores de C_A y C_S que conducen al mismo valor de LLP . La segunda, que cuanto mayor es el tamaño del sistema fotovoltaico, mayor es su coste y mayor su fiabilidad o, lo que es lo mismo, menor el valor de LLP .

Basándose en series estadísticas de varios años de datos de radiación solar se pueden realizar simulaciones para obtener diferentes combinaciones de tamaño de generador, C_A , y de tamaño de batería, C_S , para una determinada probabilidad de pérdida de carga, LLP . Estos puntos representados en un plano permiten obtener los diagramas de isofiabilidad como el de la figura:

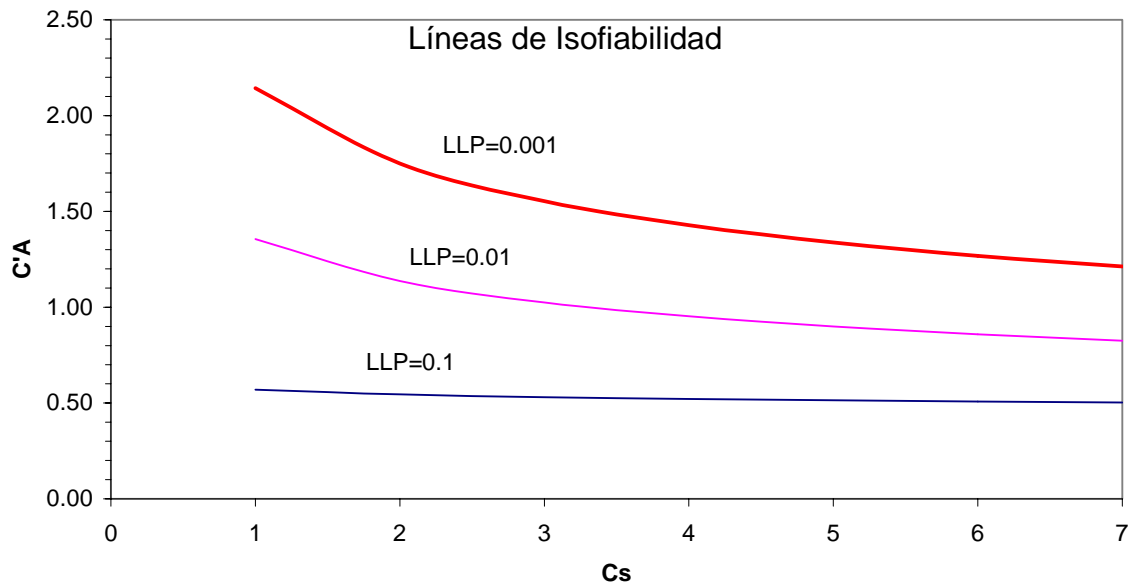


Figura- Ejemplo de líneas de isofiabilidad obtenidas para una serie de datos de radiación solar.

La información de la irradiación diaria a menudo se expresa en términos de la radiación media mensual. Con ello se podría obtener una capacidad de generador para cada mes del año, C_{Am} . Se utiliza para C_A el valor mínimo de estos 12 valores C_{Am} , correspondiente al mes peor (que es el mes con menor valor de la radiación media mensual sobre superficie horizontal, $G_{dm}(0)$).

Por temas de formalismo, se puede referir la capacidad del generador respecto de la irradiación horizontal, en lugar de la radiación sobre la superficie de captación. De este modo se tendrá que:

$$C'_A = \frac{\eta_G A_G G_d(0)}{L} \quad (1.9)$$

$$C'_A = C_A \frac{G_d(0)}{G_d(\alpha, \beta)} \quad (1.10)$$

El IES (Instituto de Energía Solar del Departamento de Electrónica física de la ETSI Telecomunicación de la UPM) ha encontrado una relación que describe analíticamente las curvas de isofiabilidad como:

$$C'_A = f C_S^{-u} \quad (1.11)$$

donde f y u son parámetros que dependen del valor de LLP y son característicos para cada determinada localidad.

Además para cada localidad los valores de f y u pueden obtenerse a partir de la LLP mediante las expresiones:

$$f = f_1 + f_2 \log(\text{LLP})$$

$$u = \exp(u_1 + u_2 \text{LLP}) \quad (1.12)$$

En la siguiente tabla se presentan los valores de estos parámetros para tres localidades:

	f_1	f_2	u_1	u_2
Madrid	-0,2169	-0,7865	-1,2138	-15,280
Murcia	0,0483	-0,9684	-1,1329	-36,415
Santander	-0,2026	-0,7527	-0,9759	-14,289

Tabla 4. Coeficientes de la ecuación (1.12) para tres localidades obtenidos mediante simulaciones basadas en secuencias de datos de radiación solar.

Para los caso en que el generador está directamente acoplado a las baterías mediante un regulador de carga sin seguimiento del punto de máxima potencia, el balance energético puede realizarse un simple balance de amperios, suponiendo inicialmente que el punto de trabajo coincide con el punto de máxima potencia del generador FV y que el sistema opera siempre a su tensión nominal, V_N .

$$L = V_N Q_M \quad (1.13)$$

$$\eta_G A_G = \frac{V_N I_G}{G_{ref}} \quad (1.14)$$

con lo cual:

$$C_A = \frac{\eta_G A_G G_d(\alpha, \beta)}{L} = \frac{I_G G_d(\alpha, \beta)}{Q_M G_{ref}} \quad (1.15)$$

$$C'_A = \frac{I_G G_d(0)}{Q_M G_{ref}} \quad (1.16)$$

$$C_B = \frac{C_S L}{DOD} \quad (1.17)$$

Donde

- Q_M es la corriente expresada en Ah consumida diariamente por la carga.
- I_G es la corriente del generador en el punto de máxima potencia en STC
- G_{ref} es la irradiancia de referencia (1000 W/m²)

La capacidad de la batería, C_B , está referida a la capacidad al régimen de corriente de operación del sistema. Normalmente la capacidad de una batería está especificada para un tiempo determinado, normalmente en aplicaciones FV se especifica para C20.

Si por ejemplo se supone que la carga se distribuye uniformemente durante un periodo de 5h y que una relación empírica que relaciona la capacidad de la batería (Plomo-ácido) y el régimen de corriente se puede escribir como (relación empírica):

$$\frac{C_B}{C_{20}} = \frac{1 + 0.34}{1 + 0.34 \left(\frac{I_B}{I_{20}} \right)} \quad (1.18)$$

Se puede obtener que:

$$C_{20} = \frac{C_B + \sqrt{C_B^2 + 7.29 C_B}}{2.68} \quad (1.19)$$

donde:

- C_{20} es la capacidad de la batería a 20 horas
- I_{20} es la corriente a 20 horas

También se puede recurrir a las curvas de capacidad en función de la corriente de descarga proporcionadas por el fabricante para una determinada batería.

Ejemplo:

Supongamos que se desea dimensionar un sistema para el cual disponemos de los siguientes datos:

$L = 120$ Wh/día
 $V_N = 12$ V
 $Q_M = 10$ Ah/día
 $LLP = 10^{-1}$
 $f(10^{-1}) = 0.9674$
 $u(10^{-1}) = 0.143$
 $DOD = 40\%$

Los diferentes tamaños de generador y de batería se pueden obtener aplicando las siguientes ecuaciones explicadas anteriormente:

$$C'_A = f C_S^{-u}$$

C_S	C_B (Ah)	C'_A
6.02	151	0.748
4.7	118	0.775
3.717	93	0.802
2.95	74	0.829

Donde C_B se obtiene a partir de C_S utilizando la ecuación (1.17), así por ejemplo para $C_S=6.02$ se tiene que:

$$C_B = \frac{C_S Q_M}{DOD} = \frac{6.02 \times 10}{0.4} = 150.5 \text{ Ah}$$

Ejemplos de aplicación de métodos de dimensionado

1.- Sistema AC

Supongamos que deseamos dimensionar un sistema fotovoltaico para una vivienda unifamiliar en Madrid. Como datos de partida conocemos los consumos y disponemos de tablas con los datos de radiación solar a diferentes inclinaciones.

También una vez analizadas las posibilidades de la instalación se conoce que se ha optado por un sistema AC, esto es, el sistema está compuesto por:

- Un generador fotovoltaico
- Un sistema de acumulación
- Un regulador de carga
- Un inversor
- Los consumos

Aplicando el método de Ah explicado en el texto , se procede a completar las hojas de dimensionado, obteniendo lo siguiente:

CALCULO DEL CONSUMO (para cada mes o estación del año)

Hoja #1

1.1	1.2	1.3		1.4		1.5a		1.5b	1.6		1.7		1.8		1.9		1.10	
Descripción	Nº	Corriente (A)		Voltaje (V)		Potencia DC (W)		Potencia AC (W)	Ciclo diario (horas/día)		Ciclo semanal (Días/semana)		Rendimiento de conversión		Voltaje nominal del sistema (V)		Consumo Amp-Hora (Ah/Día)	
		X		X		=			X		X	/	÷	÷		=		
DC		X		X		=			X		X	/	÷	÷		=		
DC		X		X		=			X		X	/	÷	÷		=		
Iluminación	8	X	0.1	X	220			176	X	8	X	7	÷	0.9	÷	24	=	65
AC																		
Microondas	1	X	2.72	X	220			600	X	0.2	X	7	÷	0.9	÷	24	=	5.6
AC																		
TV	1	X	1.36	X	220			300	X	12	X	7	÷	0.9	÷	24	=	83
AC																		
Potencia Total (W)				D	1.11a	C		A	1.11b		Consumo Total Amp-Hora (Ah/Día)		1.12					

1.11a	1.11b	1.9	1.13	1.12	1.14	1.15	1.16
Potencia DC Total (W)	Potencia AC Total (W)	Voltaje Nominal del Sistema (V)	Corriente pico (A)	Consumo total A-h (W)	Factor de rendimiento de cableado	Factor de rendimiento de batería	Consumo total Ah corregido (Ah/Día)
	+	÷	=		÷	÷	=

Continúa pág siguiente

CALCULO DEL CONSUMO (para cada mes o estación del año)

Hoja #1

1.1	1.2	1.3		1.4		1.5a		1.5b	1.6		1.7		1.8		1.9		1.10	
Descripción	Nº	Corriente (A)		Voltaje (V)		Potencia DC (W)		Potencia AC (W)	Ciclo diario (horas/día)		Ciclo semanal (Días/semana)		Rendimiento de conversión		Voltaje nominal del sistema (V)		Consumo Amp-Hora (Ah/Día)	
		X		X		=			X		X	/	÷		÷		=	
DC		X		X		=			X		X	/	÷		÷		=	
DC		X		X		=			X		X	/	÷		÷		=	
DC		X		X		=			X		X	/	÷		÷		=	
Frig+Cong.	1	X	1.0	X	220			220	X	12	X	7	÷	0.9	÷	24	=	123
AC		X		X					X		X	/	÷		÷		=	
Lavadora	1	X	4.5	X	220			1000	X	0.8	X	4	÷	0.9	÷	24	=	21
AC		X		X					X		X	/	÷		÷		=	
Otros*	1	X	-	X	220			530	X	3	X	7	÷	0.9	÷	24	=	73.6
AC		X		X					X		X	/	÷		÷		=	
Potencia Total (W)				D	1.11a	0		A	1.11b		2826		Consumo Total Amp-Hora (Ah/Día)				371	
				C				C					1.12					

* Ordenador, Aspirador, HI-FI, pequeñas herramientas

1.11a	1.11b		1.9		1.13		1.12	1.14		1.15		1.16	
Potencia DC Total (W)	Potencia AC Total (W)		Voltaje Nominal del Sistema (V)		Corriente pico (A)		Consumo total A-h (W)	Factor de rendimiento de cableado		Factor de rendimiento de batería		Consumo total Ah corregido (Ah/Día)	
0	+	2826	÷	24	=	117.8	371	÷	0.98	÷	0.9	=	421

HOJA #2

CORRIENTE Y ANGULO DE INCLINACIÓN

2.1	Localidad	Madrid	Latitud	39.5N	Longitud	-3.733 W
Datos de radiación		INM	Latitud	40.41N	Longitud	-3.2 W

Angulo incl.		=	30	
1.6	2.2		2.3	
M E S	Consumo Corregido (Ah/Día)	Horas sol pico (Hrs/Día)	Corriente diseño (A)	
E	421	÷	3.1	= 135.8
F		÷	3.6	= 116.9
M		÷	5.5	=
A		÷		=
M		÷		=
J		÷		=
J		÷		=
A		÷		=
S		÷		=
O		÷	4.4	=
N		÷	3.4	= 123.8
D	421	÷	3.0	= 140.3

Angulo incl.		=	40	
1.6	2.2		2.3	
M E S	Consumo Corregido (Ah/Día)	Horas sol pico (Hrs/Día)	Corriente diseño (A)	
E	421	÷	3.3	= 127.5
F		÷	3.8	= 110.7
M		÷		=
A		÷		=
M		÷		=
J		÷		=
J		÷		=
A		÷		=
S		÷		=
O		÷		=
N		÷	3.7	= 113.7
D	421	÷	3.2	= 131.5

Angulo incl.		=	50	
1.6	2.2		2.3	
M E S	Consumo Corregido (Ah/Día)	Horas sol pico (Hrs/Día)	Corriente diseño (A)	
E	421	÷	3.5	= 116.9
F		÷	3.9	=
M		÷		=
A		÷		=
M		÷		=
J		÷		=
J		÷		=
A		÷		=
S		÷		=
O		÷		=
N		÷	3.8	=
D	421	÷	3.5	= 120.2

Seleccionar de cada inclinación la corriente y las horas de sol pico máximos

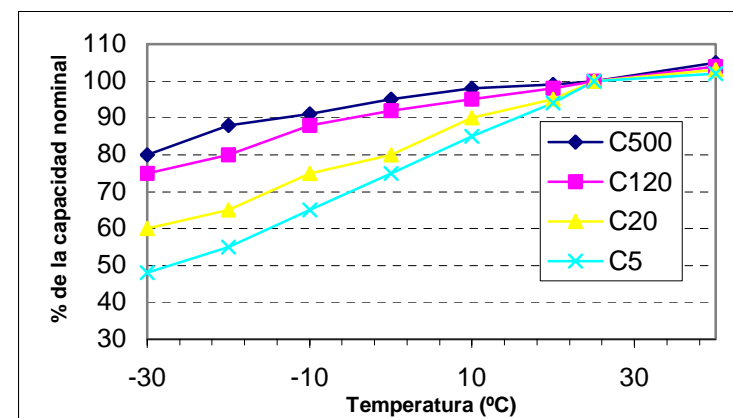
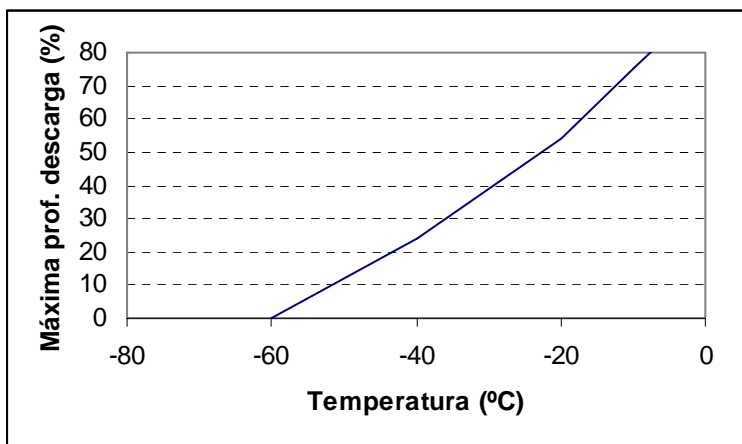
Angulo	=	30
2.4a	2.4b	
Horas sol pico (Hrs/Día)	Corriente Diseño (A)	
3.0	140.3	

Angulo	=	40
2.4a	2.4b	
Horas sol pico (Hrs/Día)	Corriente Diseño (A)	
3.2	131.5	

Angulo	=	50
2.4a	2.4b	
Horas sol pico (Hrs/Día)	Corriente Diseño (A)	
3.5	120.2	

Elegir la corriente mínima y las horas de sol máxima

Angulo	=	
2.5	2.6	
Horas sol pico (Hrs/Día)	Corriente Diseño (A)	
3.5	120.2	



Notas previas al dimensionado de la batería

Inicialmente se plantea una profundidad máxima de descarga del 80%. Se conoce que la temperatura mínima que puede darse en lugar es de -10°C . Para evitar la congelación del electrolito (de la figura) se corrige la máxima profundidad de descarga al 75%.

Calculo del consumo:

$$L = 371 \text{ Ah/día} \times 24\text{V} = 8094 \text{ Wh/día}$$

Calculo del tiempo medio de operación:

$$\text{Tiempo de operación medio (horas)} = \frac{\sum \text{consumos} \times \text{tiempo de operación}}{\sum \text{consumos}} = \frac{8094}{2826} = 3.15 \text{ horas}$$

$$\text{Régimen descarga medio (horas)} = \frac{\text{N}^{\circ} \text{ días autonomía} \times \text{tiempo de operación de las cargas}}{\text{Máxima profundidad de descarga}} = \frac{5 \text{ días} \times 3.15 \text{ horas}}{0.75} = 21 \text{ horas}$$

Se elige un régimen de descarga a C20, con lo que para -10°C y C20 se encuentra de la figura una corrección del 0.75.

DIMENSIONADO DE LA BATERÍA

HOJA #3

1.16	3.1		3.2		3.3		3.4		3.5		3.6	
Consumo total A-h corregido (Ah/Día)	Días de autonomía (Días)		Máxima profundidad de descarga		Corrección por temperatura		Capacidad necesaria de batería (Ah)		Capacidad de la batería seleccionada (Ah)		Baterías En Paralelo	
421	X	5	÷	0.75	÷	0.75	=	3742	÷	1500	=	2 (2.49)

Nota: Se redondea el nº de baterías en paralelo a 2 ya que el sistema no es crítico. Esto equivale a dimensionar el sistema para 4 días de autonomía en lugar de 5.

1.9	3.7		3.8		3.6		3.9	
Voltaje Nominal del sistema (V)	Voltaje Nominal de la batería (V)		Baterías en Serie		Baterías en Paralelo		Nº Total Baterías	
24	÷	2	=	12	X	2	=	24

INFORMACION de la BATERIA	
Marca	Fulmen
Modelo	Opz-1500
Tipo	Pb-ácido vasos de 2V
Voltaje nominal (V)	2
Capacidad nominal (Ah)	1500

3.6	3.5		3.10		3.11		3.12	
Baterías En Paralelo	Capacidad de la batería seleccionada (Ah)		Capacidad del sistema de Baterías (Ah)		Factor de profundidad de descarga estacional		Capacidad Util (Ah)	
2	X	1500	=	3000	X	0.75	=	2250

DIMENSIONADO DEL GENERADOR FV

HOJA #4

3.12	2.5		4.1		4.2	
Capacidad Util (A)	Horas sol Pico máximo (h/día)		Días consecutivos estacionales sol mínimo (días)		Reducción estacional de corriente (A)	
2250	÷	3.5	÷	45	=	14

2.6	4.2		4.3	
Corriente de diseño (A)	Reducción estacional de corriente (A)		Corriente corregida (A)	
120.2	-	14	=	106

Nota: Utilizar datos de módulos FV certificados en Laboratorio

2.6	4.4		4.5		4.6		4.7	
Corriente corregida (A)	Factor de corrección del módulo		Corriente Diseño corregida (A)		Corriente nominal del módulo (A)		Módulos en paralelo	
106	÷	0.9	=	117	÷	3	=	39

Notas: Redondear al entero superior el nº módulo paralelo para diseños críticos
Redondear módulos in serie al entero superior
O seleccionar otro módulo con voltaje suficiente para carga las baterías operando a la mayor temperatura esperada

Condiciones Standard de medida (STC) son 1000 W/m² irradiancia y 25°C temperatura

1.9	4.8		4.9		4.8		4.10	
Tensión nominal sistema (V)	Tensión nominal del módulo (V)		Módulos en serie		Módulos en paralelo		Total Módulos	
24	÷	12	=	2	X	39	=	78

INFORMACIÓN DEL MODULO FV						
Modelo	SM75			Voltios nominales	12 V	
Largo	48 cm	Ancho	13 cm	Ancho	2.5 cm	
Peso	8 kg			Didodo bypass	Y	N
Voltaje (V)	a STC		Voc	A la mayor temperatura esperada		
	19.8		15.9	14.4		
Corriente (A)	a STC		Isc			
	3.5		3.0			

ESPECIFICACIONES DEL GENERADOR Y DE LA BATERÍA

MODULO FOTOVOLTAICO

Modelo	SM75			
Tipo	Monocristalino			
Potencia (W)	48			
4.6	4.7	5.1		
Corriente Nominal Módulo (A)	Módulos en paralelo	Corriente Nominal Generador (A)		
3	X	39	=	117
5.2	4.7	5.3		
Isc Módulo (A)	Módulos en paralelo	Isc del Generador (A)		
3.5	X	39	=	136.5
4.8	4.9	5.4		
Voltaje Nominal Módulo (V)	Módulos en serie	Voltaje Nominal Generador (V)		
12	X	2	=	24
5.5	4.9	5.6		
Voc Módulo (V)	Módulos en serie	Voc Generador (V)		
19.8	X	2	=	39.6

BATERIA

Modelo	Opz-1500			
Tipo	Pb-ácido Vasos 2V			
Voltaje nominal (V)	2			
Capacidad nominal (Ah)	1500			
3.6	3.8	3.9		
Baterías en paralelo	Baterías en serie	Total baterías (A)		
2	X	12	=	24
				3.10
				Capacidad del sistema de baterías (Ah)
				3000

HOJA #6

SPECIFICACIONES DEL REGULADOR DE CARGA

	5.2		6.1		6.2		6.3	
	Isc del generador (A)		Corriente mínima del Regulador (A)		Corriente Nominal regulador (A)		Reguladores en paralelo	
1.25	X	117	=	147	÷	60	=	3

Modelo: Regulador Genérico

Tipo: Serie Multietapa

Voltaje: 24V

Puntos de corte ajustables (✓)

Compensación de temperatura (✓)

Voltaje corte sobrecarga (✓)

Voltaje corte sobredescarga (✓)

Voltaje rearme sobrecarga (✓)

Voltaje rearme sobredescarga (✓)

Seguidor MPP ()

Protección corriente inversa ()

Medidas

Voltaje sistema (✓)

Corriente sistema (✓)

Ah totales (✓)

HOJA #7

ACONDICIONAMIENTO DE POTENCIA

Requerimientos del sistema			INVERSOR
7.1	Forma de onda	senoidal (V)	
7.2	Voltaje DC	24 (V)	
7.3	Voltaje AC	220 (W)	
7.4	Potencia Máxima	4500 (W)	
7.5	Potencia Nominal	4000 (W)	
7.6	Tiempo de operación en sobrecarga	20 Minutos	
7.7	Regimen de servicio continuo	4000 (W)	
7.8	Rendimiento a carga nominal	0.9 (%)	

7.9	Inverter Specifications	
Marca	Trace	
Modelo	4024	
Forma de onda	senoidal	
Voltaje (DC)	24	(V)
Voltaje (AC)	220	(V)
Potencia máx	4000	(W)
<u>Características:</u>		
Carga de batería		(✓)
Voltímetro		(✓)
Control remoto		(✓)
Arranque de generador aux.		(✓)
Conmutador de cambio		(✓)
Seguimiento MPP		()

El sistema no dispone de convertidor DC/DC			
Requerimientos del Sistema			
7.10	Voltaje DC entrada	a	(V)
7.11	Voltaje DC salida	a	(V)
7.12	Potencia salida		(W)
7.13	Temperatura operación	a	(W)

7.14	Convertidor DC/DC	
Marca		
Modelo		
Voltaje entrada		(V)
Voltaje salida		(V)
Corriente salida		(A)
Temperatura operación		(°C)
<u>Características:</u>		
Tensión de salida regulable		(V)

HOJA #8

ESPECIFICACIONES DE LOS COMPONENTES DE PROTECCION

Generador - Regulador										
	5.3		8.1		5.6		8.2	Interruptor	Diodo	Fusible
	Isc del generador FV (A)		Corriente máx del generador (A)		Voc del generador (V)		Corriente Nominal (A)	200		250
							Voltaje Nominal (V)	250		250
							Tipo	DC		DC
1.25	X	117	=	147	39.6		Situación	En caja de conexionado		
Inversor - Consumo										
	1.13		8.3		8.4		8.5	Interruptor	Diodo	Fusible
	Corriente AC pico de consumo (A)		Máxima Corriente AC (A)		Voltaje máximo AC (V)		Corriente Nominal (A)	<i>Se utilizan magnetotérmicos para líneas de consumo individuales. Se utiliza un interruptor diferencial</i>		
						Voltaje Nominal (V)				
						Tipo				
1.25	X	12	=	15	230		Situación			
Batería - Regulador/Inversor										
	4.12		8.3		8.6		8.7	Interruptor	Diodo	Fusible
	Corriente DC máx. generador (A)		Corriente máxima consumo (A)		Voltaje máximo batería (V)		Corriente Nominal (A)			250
							Voltaje Nominal (V)			220
							Tipo			DC
1.25	X		o	200	30		Situación	<i>Inmediatamente a la salida de la batería</i>		
Otros interruptores										
							8.8	Interruptor	Diodo	Fusible
							Corriente Nominal (A)			
							Voltaje Nominal (V)			
							Tipo			
1.25	X		=				Situación			

HOJA #9

CABLEADO DC

9.1	9.2	9.3	9.4	9.5	9.6	9.7	9.8
Cableado	Voltaje del sistema (V)	Máxima corriente (A)	Longitud (m)	Caidas de tensión permitidas (%)	Corrección por temperatura	Tamaño	Tipo de cable
Circuito del generador							
Módulo a Módulo	24	3	0.25	0		4 mm ²	H07RN
Generador al regulador - batería	24	147	25	1		25 mm ²	H07RN
Circuitos DC							
Batería a Batería	24						
Batería a inversor	24	200	4	1		25 mm ²	H07RN
Otros circuitos (AC)							
A Cocina	220	16	50	1		6mm ²	H07R
B Baño	220	10	50	1		6 m ²	H07R
C Iluminación	22	15	200	1		2.5 mm ²	H07R
D Bases enchufe	220	15	210	1		4 mm ²	H07R
E							
Puesta a tierra		Tipo de cable		Tamaño		Tipo de puesta a tierra	
9.9	Puesta a tierra de equipos	Cobre		16		Según REBT	
9.10	Puesta a tierra del sistema	Cobre		25		Según REBT	

2.- Comparación de resultados de métodos de dimensionado de instalaciones autónomas

Supongamos, como en el caso anterior, que deseamos dimensionar un sistema fotovoltaico para una vivienda unifamiliar en Madrid. Como datos de partida conocemos los consumos y disponemos de tablas con los datos de radiación solar a diferentes inclinaciones.

También una vez analizadas las posibilidades de la instalación se conoce que se ha optado por un sistema AC, esto es, el sistema está compuesto por:

- Un generador fotovoltaico
- Un sistema de acumulación
- Un regulador de carga
- Un inversor
- Los consumos

En este ejemplo aplicaremos los diferentes métodos presentado anteriormente:

- Método A-h
- Método simplificado
- Método IES

También presentaremos los resultados de aplicar dos programas de dimensionado representativos: FVDIM 1.0³ y PVSYST 3.0⁴.

³ ®©Mariano Sidrach de Cardona Ortín. Llanos Mora López. FVDIM – Programa de dimensionado de Instalaciones Fotovoltaicas Autónomas. E.T.S.I.Informática. Universidad de Málaga.

⁴®© PVSYST Software. Dr. André MERMOUD, CUEPE - University Center for the Study of Energy Problems, University of Geneva, Battelle bat. A, 7, rte de Drize, 1227 Carouge (Geneva), Switzerland

2.1.- Método Ah

Aplicando el método de Ah explicado en el texto , se procede a completar las hojas de dimensionado, obteniendo lo siguiente (presentamos los resultados más importantes relativos a tamaño de generador fotovoltaico y a tamaño de batería).

Datos de consumo:

Elemento	Número	Potencia	Uso	Energía
Lámparas fluorescentes	2	18 W/lámpara	4 h/día	144 Wh/día
TV/PC	1	65 W	2 h/día	130 Wh/día
Electrodomésticos	1	51 W	2 h/día	26 Wh/día
Frigorífico	1			600 Wh/día
Energía total diaria				900 Wh/día

Para una tensión nominal del sistema de 24 V se tiene que el consumo medio de corriente diaria es $Q_M = L/V_N = 900 \text{ Wh/día} / 24 \text{ V} = 37.5 \text{ Ah/día}$

Rellenando la Hoja #1 se obtiene que

1.12	Consumo total A-h (W)	1.14	Factor de rendimiento de cableado	1.15	Factor de rendimiento de batería	1.16	Consumo total Ah corregido (Ah/Día)
	37.5	÷	0.98	÷	0.9	=	42.5

Rellenando la Hoja #2 se obtiene que:

Ángulo de inclinación del generador FV = 50°
 Horas de sol pico al día = 3.5 hsp
 Corriente de diseño = 12.14A

Rellenando la Hoja #3 se obtiene que:

1.16	3.1		3.2		3.3		3.4		3.5		3.6	
Consumo total A-h corregido (Ah/día)	Días de autonomía (días)		Máxima profundidad de descarga		Corrección por temperatura		Capacidad necesaria de batería (Ah)		Capacidad de la batería seleccionada (Ah)		Baterías En Paralelo	
42.5	X	3	÷	0.7	÷	0.8	=	228	÷	250	=	1

Capacidad de batería = 228 Ah
 Capacidad útil de batería = 228*0.7=154 Ah

Rellenando la Hoja #4 se obtiene que:

3.12	2.5		4.1		4.2	
Capacidad Útil (A)	Horas sol Pico máximo (h/día)		Días consecutivos estacionales sol mínimo (días)		Reducción estacional de corriente (A)	
160	÷	3.5	÷	45	=	1.01

2.6	4.2		4.3	
Corriente de diseño (A)	Reducción estacional de corriente (A)		Corriente corregida (A)	
12.14	-	1.01	=	11.12

2.6	4.4		4.5		4.6		4.7	
Corriente corregida (A)	Factor de corrección del módulo		Corriente Diseño corregida (A)		Corriente nominal del módulo (A)		Módulos en paralelo	
11.12	÷	0.8	=	13.9	÷	3	=	4.63 (5)

1.9	4.8		4.9		4.8		4.10	
Tensión nominal sistema (V)	Tensión nominal del módulo (V)		Módulos en serie		Módulos en paralelo		Total Módulos	
24	÷	12	=	2	X	5	=	10

Aplicando el método simplificado:

$$L = \frac{L_{cc}}{\eta_g} + \frac{L_{ca}}{\eta_g \eta_{inv}}$$

$$CB^* = \frac{LN}{DOD \eta_c}$$

$$CB = \frac{CB^*}{V}$$

$$N^{\circ} \text{ paneles} = \frac{L}{Wp(HSP)_{\alpha,\beta}(1-\eta_d)}$$

Datos

Consumo medio diario = 900 Wh/día

Rendimiento carga/descarga de batería= 0.86

Rendimiento inversor =0.9

Días de autonomía =3

Tensión nominal del sistema= 24V

Máxima profundidad de descarga =70%

$$L = \frac{900 \text{ Wh / día}}{0.9 \times 0.86} = 1163 \text{ Wh / día}$$

$$CB^* = \frac{1163 \text{ Wh / día} \times 3 \text{ días}}{0.7 \times 0.9} = 5338 \text{ Wh}$$

$$CB = \frac{5338 \text{ Wh}}{24 \text{ V}} = 230 \text{ Ah}$$

Si consideramos que utilizamos módulos FV de 55 Wp de potencia nominal y disponemos de una radiación solar de 3.5 kWh/m²/día (3.5 Horas de sol pico) para el mes peor. El número total de módulos será:

$$N^{\circ} \text{ paneles} = \frac{1163}{55 \times 3.5 \times 0.75} = 8$$

donde se están suponiendo unas pérdidas del 25% en el generador fotovoltaico.

Aplicando el método IES:

Datos

Consumo medio diario: $L=900 \text{ Wh/día}$

LLP =10-2

Para Madrid

GdDiciembre (0) =1.9 kWh/m²/día

GdDiciembre (0,50)=3.5 kWh/m²/día

f1	-0.2169
f2	-0.7865
u1	-1.2138
u2	-15.28

DOD máxima=70%

Tensión nominal del sistema= 24V

Máxima profundidad de descarga =70%

Se utilizarán módulos FV de 12 V de tensión nominal, 3A en el punto de máxima potencia y 55 Wp de potencia nominal.

$I_{G1} =3A$

$V_1=12 \text{ V}$

$P_{m1}=55W$

Cálculo:

La corriente del generador FV en el PMP será el producto del número de módulos en paralelo N_p por la corriente de un módulo.

$$f = f_1 + f_2 \log(\text{LLP})$$

$$u = \exp(u_1 + u_2 \text{ LLP})$$

f	1.356
u	0.255

Aplicando la ecuación:

$$C'_A = f C_s^{-u}$$

Se obtienen los siguientes valores que satisfacen la misma probabilidad de pérdida de carga:

Cs	C'A
3	1.02
5	0.90
5.6	0.87
10	0.75
5	0.90

$$Q_M = \frac{L}{V_N} = \frac{900}{24} = 37.5 Ah$$

Ya que expresamos Gd(0) en kWh/m²/día, entonces Gref =1 kW/m²

$$C_B = \frac{C_S L}{DOD} \text{ en Wh} \quad \text{o} \quad C_B = \frac{C_S Q_M}{DOD} \text{ en Ah}$$

y para obtener el número de módulos FV en paralelo:

$$C_A = C'_A \frac{G_d(\alpha, \beta)}{G_d(0)} = \frac{Np I_{G1} G_d(\alpha, \beta)}{Q_M G_{ref}} \Leftrightarrow Np = C'_A \frac{Q_M G_{ref}}{I_{G1} G_d(\alpha, \beta)} = C'_A \frac{Q_M G_{ref}}{I_{G1} G_d(0)}$$

mientras que el número de módulos en serie será:

$$N_S = \frac{V_N}{V_{M1}} = \frac{24}{12} = 2$$

Con ello se obtiene:

Cs	Cb (Ah)	C'A	CA	Np	Nº módulos	Potencia pico del generador FV(Wp) (Ns x Np*Pm1)
3	161	1.02	0.56	3.7 (4)	8	403
4	214	0.95	0.52	3.4 (4)	8	374
5	268	0.90	0.49	3.2 (4)	8	353
6	321	0.86	0.47	3.1 (4)	8	337
7	375	0.83	0.45	2.9 (3)	6	324
8	429	0.80	0.43	2.9 (3)	6	314
9	482	0.77	0.42	2.8 (3)	6	304
10	536	0.75	0.41	2.7 (3)	6	296
11	589	0.74	0.40	2.6 (3)	6	289

Tabla: Diferentes combinaciones de tamaño de generador y de batería para LLP=10⁻². La elección más adecuada vendrá determinada por análisis económico que tenga en cuenta tanto el coste como el tiempo de vida. Aunque se indica la potencia pico del generador FV, ya que el número de módulos únicamente puede ser un entero las dos potencias obtenidas en este ejemplo son 440 y 330 Wp.

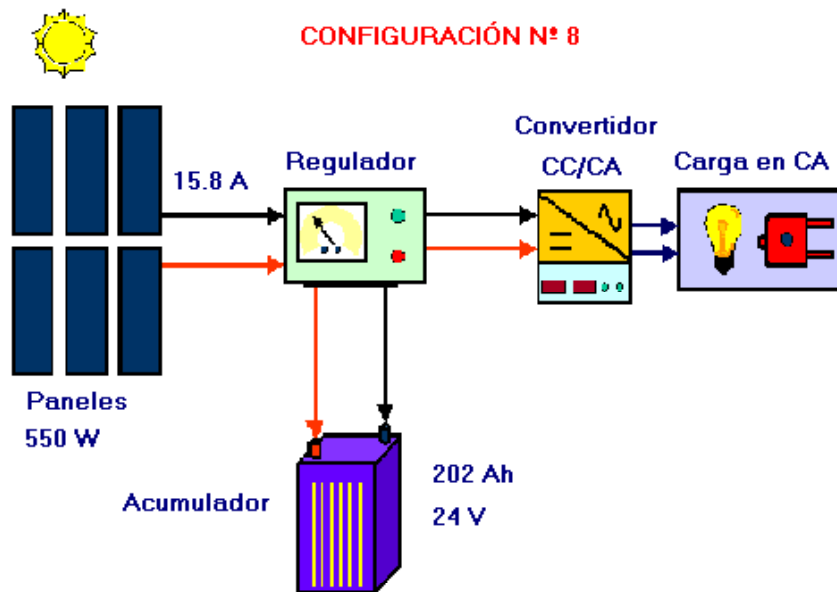
Utilizando el programa FVDIM:

NOTA: El programa FVDIM únicamente permite dimensionar para las provincias de la Comunidad Autónoma de Andalucía. Incluimos aquí los resultados obtenidos para el mismo ejemplo en el que estamos trabajando, pero dimensionado para la localidad de Málaga.



Resultados:

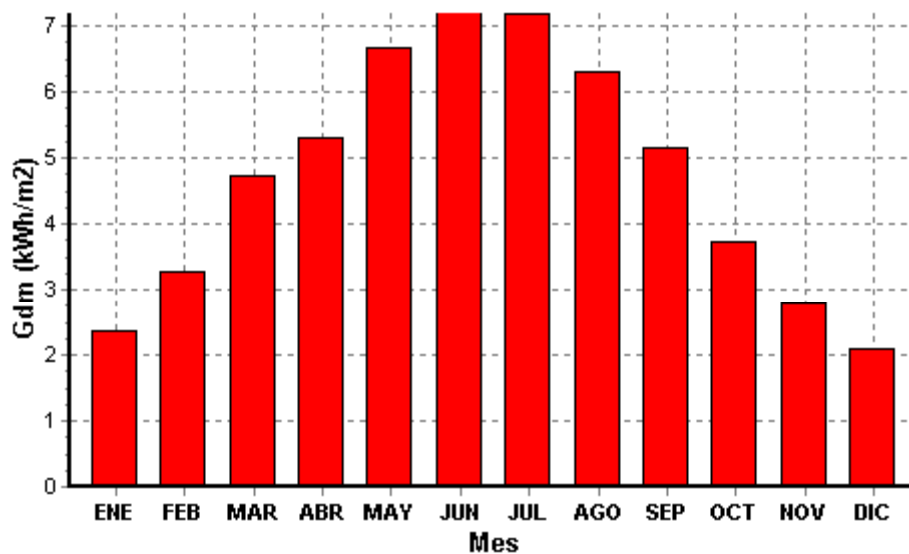
Parámetros de la instalación			
Tipo de instalación: Electrificación de una vivienda			
Configuración 8			
Wp por panel	55	Efic. carga -descarga batería (%)	90
Voltaje panel (V)	12	Máxima utilización de la batería	70
Voltaje de la batería (V)	24		
		Eficiencia del Inversor (%)	90
Voltaje en Corriente Alterna (V)	220		
Días de autonomía	3	Pérdidas en los cables (%)	2
Ocupación semanal	7	Fiabilidad de la instalación (%)	99.0

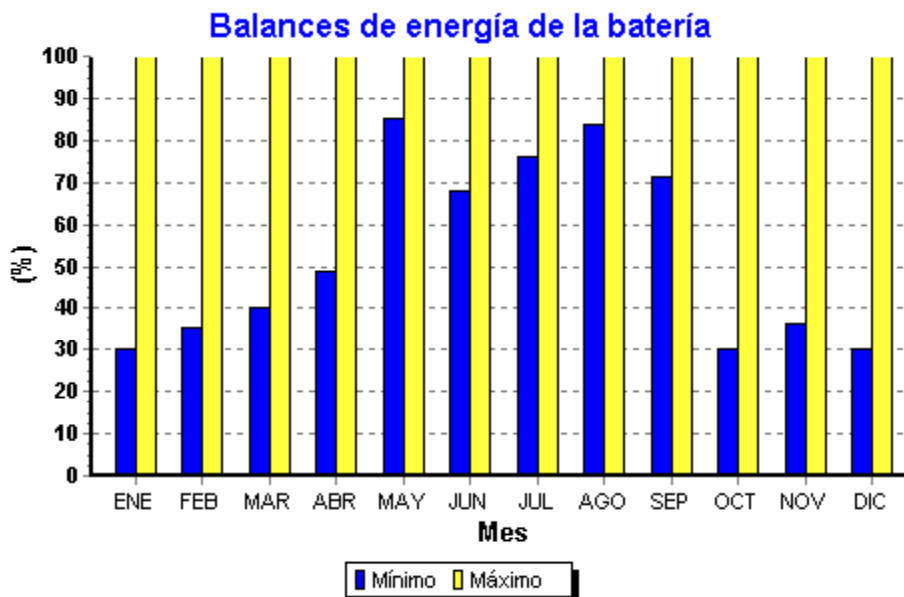
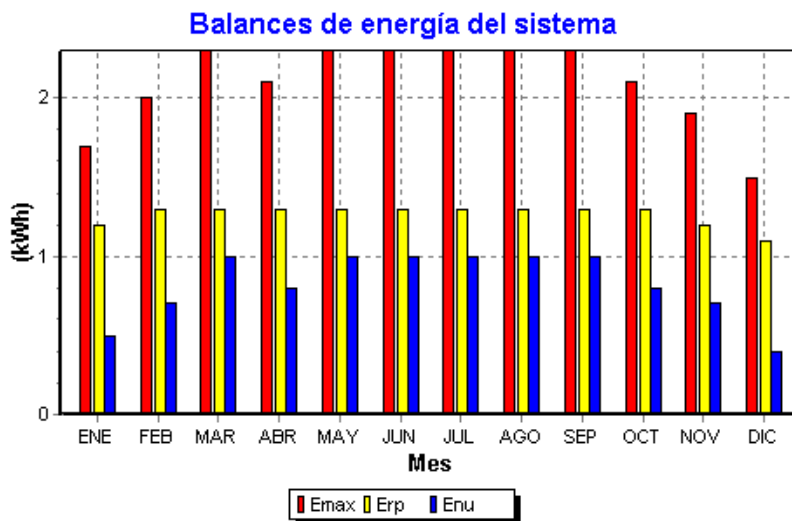
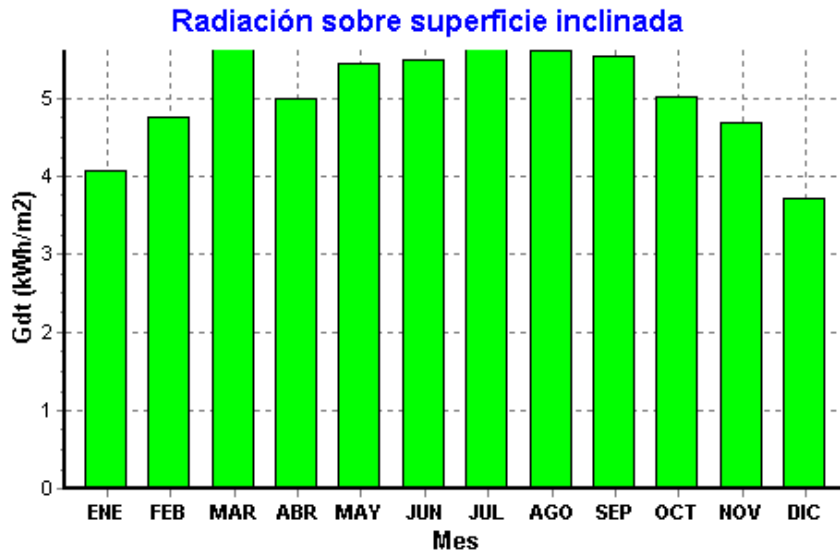


Definición del sistema													
Localidad:	MÁLAGA												
Tipo de instalación:	Electrificación de una vivienda												
Latitud:	36.7												
Datos:	Series diarias (CIEMAT)												
MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
GDM	2.4	3.3	4.7	5.3	6.7	7.2	7.2	6.3	5.1	3.7	2.8	2.1	
GDT	4.1	4.8	5.6	5.0	5.5	5.5	5.6	5.6	5.6	5.0	4.7	3.7	
Alb	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	
Inc	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	
Cca	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	
GDM: Valor medio mensual de radiación global diaria, superficie horizontal(kWh/m2) GDT: Valor medio mensual de radiación global diaria, superficie inclinada (kWh/m2) Cca: Valor medio mensual de consumo diario en alterna (kWh) ALB: Albedo: 0-1. INC: Inclinación (grados)													

Resultados del dimensionado												
Tamaño campo de paneles (W):	550(mín. 452)					Capacidad de la batería (Ah):	202					
Núm. de paneles en serie:	2					Paneles (Wp/V):	55/12					
Núm. de grupos en paralelo:	5					Núm. total de paneles:	10					
MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
E _{max}	1.7	2.0	2.3	2.1	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.1	1.9	1.5
E _{rp}	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.2	1.1
E _{nut}	0.5	0.7	1.0	0.8	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.8	0.7	0.4
B _{med}	76	91	97	96	99	99	100	100	99	93	94	75
B _{max}	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
B _{min}	30	35	40	49	85	68	76	84	71	30	36	30
<p>B_{med}, B_{max}, B_{min}: Estados de carga de la batería, medio, mínimo y máximo (%).</p> <p>E_{max}: energía máxima que podría producir el campo de paneles (kWh)</p> <p>E_{rp}: Energía real producida (kWh) E_{nut}: Energía que no llega a producirse (kWh)</p> <p>Método de dimensionado: Probabilidad de fallo en la carga</p>												

Radiación sobre superficie horizontal





Utilizando el programa PVSYST 3.0:

PVSYST V3.1				Page 1/4	
Stand alone PV system: Simulation parameters					
Project :	Ejemplo Residencial AC (900Wh)				
Geographical site :	Madrid	Country	Spain		
Situation :	Latitude	40.4°N	Longitude	3.4°W	
Time defined as :	Solar time		Altitude	668 m	
	Albedo	0.20			
Meteo data :	Madrid , synthetic hourly data				
Simulation variant :	Simulation variant				
	Simulation date	29/04/01 02h32			
Simulation parameters :					
Collector Plane orientation	Tilt	50°	Azimuth	0°	
Horizon	Free horizon				
Near shadings	No Shadings				
PV array characteristics :					
PV module:	Si-mono	Module name	I - 55	Manufacturer	ISOFOTON
Number of PV modules :		in serie	2 modules	in parallel	4 strings
Total number of PV modules :		Nb. modules	8	unit nom. power	55 Wp
Array global power		Nominal (STC)	440 Wp	At oper. cond.	394 Wp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	31 V	I mpp	13 A
Total area		Module area	3.4 m²	Cell area	0.0 m ²
PV array loss factors :					
Heat Loss Factor	k (const)	20.0 W/m ² K	k (wind)	6.0 W/m ² K / m/s	
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (800 W/m ² , Tamb=20°C, wind 1 m/s)			NOCT	48 °C	
Wiring ohmic losses	Global field res.	81.6 mOhm	Loss fraction	3.1 % at STC	
Serie diode loss	Voltage drop	0.7 V	Loss fraction	2.1 % at STC	
Module quality losses			Loss fraction	3.0 %	
Module mismatch losses			Loss fraction	4.0 % (fixed Voltage)	
Incidence effect: "Ashrae" parametrization	IAM =	1-bo (1/cos i - 1)	bo	0.05	
System parameter:	System type	Stand alone			
Battery	Model	TXE 225 / OPzS200	Manuf.	Fulmen-CEAC	
Battery pack characteristics	Voltage	24 V	Nominal capacity	220 Ah	
	Number of units (serie x parall)	12 x 1			
	Temperature	Fixed (20°C)			
Regulator	Model	Isoler 20	Manufacturer	Isofoton	
Thresholds	Charging	27.4/25.2 V	Discharge	21.8/24.0 V	
	Technology	uP, Series transisf	Temp. coeff.	-5.0 mV/°C/elem.	
User's needs :	Daily household consumers	Constant over the year			
	Average	0.9 kWh/day			

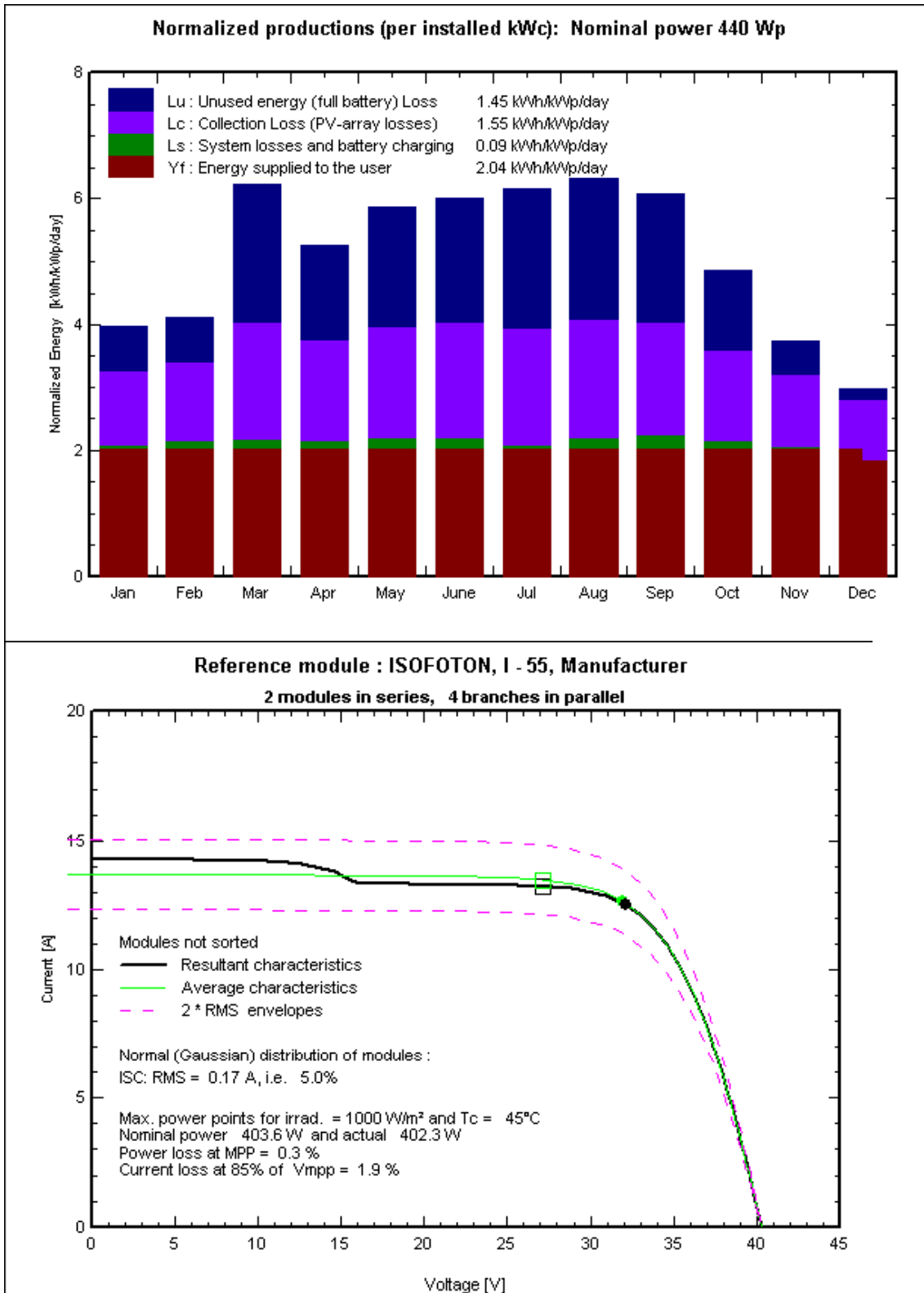
PVSYST V3.1				Page 2/4
Stand alone PV system: Detailed User's needs				
Project :	Ejemplo Residencial AC (900Wh)			
Simulation variant :	Simulation variant			
Main system parameters	System type	Stand alone		
PV field orientation	Tilt	50°	Azimut	0°
PV modules	Model	I - 55	Pnom	55 Wp
PV array	Nb of modules	8	Pnom total	440 Wp
Battery	Model	TXE 225 / OPzS2(Technology vented, tubular		
Battery pack	Nb of units	12	Voltage / Capacity	24 V / 220 Ah
User's needs	Daily household consumers	Constant over the year	Global	328 kWh/year
Daily household consumers, Constant over the year, average = 0.9 kWh/day				

Annual values

	Number	Power	Use	Energy
Fluorescent lamps	1	18 W/lamp	4 h/day	72 Wh/d
TV / Magnetoscope / PC	1	75 W/app	3 h/day	225 Wh/
Fridge / Deep Freeze	1		600 kWh/day	600 Wh/
Stand-by consumers	1	10 W tot	0 h/day	3 Wh/da
Total daily energy				900 Wh/

PVSYS V3.1		Page 3/4																																																																																																																														
Stand alone PV system: Main results																																																																																																																																
Project : Ejemplo Residencial AC (900Wh) Simulation variant : Simulation variant																																																																																																																																
<table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 35%;">Main system parameters</td> <td style="width: 35%;">System type Stand alone</td> <td style="width: 30%;"></td> </tr> <tr> <td>PV field orientation</td> <td>Tilt 50°</td> <td>Azimuth 0°</td> </tr> <tr> <td>PV modules</td> <td>Model I - 55</td> <td>Pnom 55 Wp</td> </tr> <tr> <td>PV array</td> <td>Nb of modules 8</td> <td>Pnom total 440 Wp</td> </tr> <tr> <td>Battery</td> <td>Model TXE 225 / OPzS2(Technology</td> <td>vented, tubular</td> </tr> <tr> <td>Battery pack</td> <td>Nb of units 12</td> <td>Voltage / Capacity 24 V / 220 Ah</td> </tr> <tr> <td>User's needs</td> <td>Daily household consumers</td> <td>Constant over the year Global 328 kWh/year</td> </tr> </table>			Main system parameters	System type Stand alone		PV field orientation	Tilt 50°	Azimuth 0°	PV modules	Model I - 55	Pnom 55 Wp	PV array	Nb of modules 8	Pnom total 440 Wp	Battery	Model TXE 225 / OPzS2(Technology	vented, tubular	Battery pack	Nb of units 12	Voltage / Capacity 24 V / 220 Ah	User's needs	Daily household consumers	Constant over the year Global 328 kWh/year																																																																																																									
Main system parameters	System type Stand alone																																																																																																																															
PV field orientation	Tilt 50°	Azimuth 0°																																																																																																																														
PV modules	Model I - 55	Pnom 55 Wp																																																																																																																														
PV array	Nb of modules 8	Pnom total 440 Wp																																																																																																																														
Battery	Model TXE 225 / OPzS2(Technology	vented, tubular																																																																																																																														
Battery pack	Nb of units 12	Voltage / Capacity 24 V / 220 Ah																																																																																																																														
User's needs	Daily household consumers	Constant over the year Global 328 kWh/year																																																																																																																														
<table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td colspan="4">Main simulation results</td> </tr> <tr> <td>System production</td> <td>Total</td> <td>328 kWh/year</td> <td>Specific 746 kWh/kWp/year</td> </tr> <tr> <td>Loss of load</td> <td>Performance ratio PR</td> <td>39.8 %</td> <td>Solar fraction SF 99.9 %</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Time fraction</td> <td>0.0 %</td> <td>Missing energy 0.2 kWh</td> </tr> </table>			Main simulation results				System production	Total	328 kWh/year	Specific 746 kWh/kWp/year	Loss of load	Performance ratio PR	39.8 %	Solar fraction SF 99.9 %		Time fraction	0.0 %	Missing energy 0.2 kWh																																																																																																														
Main simulation results																																																																																																																																
System production	Total	328 kWh/year	Specific 746 kWh/kWp/year																																																																																																																													
Loss of load	Performance ratio PR	39.8 %	Solar fraction SF 99.9 %																																																																																																																													
	Time fraction	0.0 %	Missing energy 0.2 kWh																																																																																																																													
<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 48%;"> <p style="text-align: center; font-size: small;">Normalized productions (per installed kWc): Nominal power 440 Wp</p> </div> <div style="width: 48%;"> <p style="text-align: center; font-size: small;">Performance Ratio and solar fraction</p> </div> </div>																																																																																																																																
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; font-size: x-small;"> <thead> <tr> <th></th> <th>GlobHor kWh/m²</th> <th>GlobInc kWh/m²</th> <th>E Avail kWh</th> <th>EUunused kWh</th> <th>E Miss kWh</th> <th>E User kWh</th> <th>E Load kWh</th> <th>SolFrac</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>January</td><td>67.8</td><td>123.0</td><td>27.89</td><td>9.35</td><td>0.012</td><td>27.89</td><td>27.90</td><td>1.000</td></tr> <tr><td>February</td><td>77.7</td><td>115.1</td><td>25.19</td><td>8.64</td><td>0.009</td><td>25.19</td><td>25.20</td><td>1.000</td></tr> <tr><td>March</td><td>151.2</td><td>193.6</td><td>27.88</td><td>30.13</td><td>0.018</td><td>27.88</td><td>27.90</td><td>0.999</td></tr> <tr><td>April</td><td>160.5</td><td>157.5</td><td>26.98</td><td>19.63</td><td>0.015</td><td>26.98</td><td>27.00</td><td>0.999</td></tr> <tr><td>May</td><td>213.2</td><td>181.5</td><td>27.88</td><td>25.45</td><td>0.018</td><td>27.88</td><td>27.90</td><td>0.999</td></tr> <tr><td>June</td><td>230.2</td><td>180.3</td><td>26.98</td><td>25.92</td><td>0.019</td><td>26.98</td><td>27.00</td><td>0.999</td></tr> <tr><td>July</td><td>236.2</td><td>191.0</td><td>27.88</td><td>29.96</td><td>0.018</td><td>27.88</td><td>27.90</td><td>0.999</td></tr> <tr><td>August</td><td>207.2</td><td>196.4</td><td>27.88</td><td>30.46</td><td>0.018</td><td>27.88</td><td>27.90</td><td>0.999</td></tr> <tr><td>September</td><td>158.5</td><td>182.2</td><td>26.98</td><td>26.73</td><td>0.019</td><td>26.98</td><td>27.00</td><td>0.999</td></tr> <tr><td>October</td><td>106.8</td><td>150.8</td><td>27.89</td><td>17.32</td><td>0.015</td><td>27.89</td><td>27.90</td><td>0.999</td></tr> <tr><td>November</td><td>66.9</td><td>112.3</td><td>26.99</td><td>6.98</td><td>0.007</td><td>26.99</td><td>27.00</td><td>1.000</td></tr> <tr><td>December</td><td>52.1</td><td>92.4</td><td>27.90</td><td>2.32</td><td>0.000</td><td>27.90</td><td>27.90</td><td>1.000</td></tr> <tr><td>Yearly sum</td><td>1728.2</td><td>1876.0</td><td>328.33</td><td>232.87</td><td>0.168</td><td>328.33</td><td>328.50</td><td>0.999</td></tr> </tbody> </table>				GlobHor kWh/m ²	GlobInc kWh/m ²	E Avail kWh	EUunused kWh	E Miss kWh	E User kWh	E Load kWh	SolFrac	January	67.8	123.0	27.89	9.35	0.012	27.89	27.90	1.000	February	77.7	115.1	25.19	8.64	0.009	25.19	25.20	1.000	March	151.2	193.6	27.88	30.13	0.018	27.88	27.90	0.999	April	160.5	157.5	26.98	19.63	0.015	26.98	27.00	0.999	May	213.2	181.5	27.88	25.45	0.018	27.88	27.90	0.999	June	230.2	180.3	26.98	25.92	0.019	26.98	27.00	0.999	July	236.2	191.0	27.88	29.96	0.018	27.88	27.90	0.999	August	207.2	196.4	27.88	30.46	0.018	27.88	27.90	0.999	September	158.5	182.2	26.98	26.73	0.019	26.98	27.00	0.999	October	106.8	150.8	27.89	17.32	0.015	27.89	27.90	0.999	November	66.9	112.3	26.99	6.98	0.007	26.99	27.00	1.000	December	52.1	92.4	27.90	2.32	0.000	27.90	27.90	1.000	Yearly sum	1728.2	1876.0	328.33	232.87	0.168	328.33	328.50	0.999
	GlobHor kWh/m ²	GlobInc kWh/m ²	E Avail kWh	EUunused kWh	E Miss kWh	E User kWh	E Load kWh	SolFrac																																																																																																																								
January	67.8	123.0	27.89	9.35	0.012	27.89	27.90	1.000																																																																																																																								
February	77.7	115.1	25.19	8.64	0.009	25.19	25.20	1.000																																																																																																																								
March	151.2	193.6	27.88	30.13	0.018	27.88	27.90	0.999																																																																																																																								
April	160.5	157.5	26.98	19.63	0.015	26.98	27.00	0.999																																																																																																																								
May	213.2	181.5	27.88	25.45	0.018	27.88	27.90	0.999																																																																																																																								
June	230.2	180.3	26.98	25.92	0.019	26.98	27.00	0.999																																																																																																																								
July	236.2	191.0	27.88	29.96	0.018	27.88	27.90	0.999																																																																																																																								
August	207.2	196.4	27.88	30.46	0.018	27.88	27.90	0.999																																																																																																																								
September	158.5	182.2	26.98	26.73	0.019	26.98	27.00	0.999																																																																																																																								
October	106.8	150.8	27.89	17.32	0.015	27.89	27.90	0.999																																																																																																																								
November	66.9	112.3	26.99	6.98	0.007	26.99	27.00	1.000																																																																																																																								
December	52.1	92.4	27.90	2.32	0.000	27.90	27.90	1.000																																																																																																																								
Yearly sum	1728.2	1876.0	328.33	232.87	0.168	328.33	328.50	0.999																																																																																																																								
<table style="width: 100%; border: none; font-size: x-small;"> <tr> <td style="width: 20%;">Legends:</td> <td style="width: 30%;">GlobHor</td> <td style="width: 30%;">Horizontal global irradiation</td> <td style="width: 20%;">E Miss</td> <td style="width: 20%;">Missing energy</td> </tr> <tr> <td></td> <td>GlobInc</td> <td>Global incident in coll. plane</td> <td>E User</td> <td>Energy supplied to the user</td> </tr> <tr> <td></td> <td>E Avail</td> <td>Produced (available) Solar Energy</td> <td>E Load</td> <td>Energy need of the user (Load)</td> </tr> <tr> <td></td> <td>EUunused</td> <td>Unused energy (full battery) loss</td> <td>SolFrac</td> <td>Solar fraction (EUser / ELoad)</td> </tr> </table>			Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	E Miss	Missing energy		GlobInc	Global incident in coll. plane	E User	Energy supplied to the user		E Avail	Produced (available) Solar Energy	E Load	Energy need of the user (Load)		EUunused	Unused energy (full battery) loss	SolFrac	Solar fraction (EUser / ELoad)																																																																																																										
Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	E Miss	Missing energy																																																																																																																												
	GlobInc	Global incident in coll. plane	E User	Energy supplied to the user																																																																																																																												
	E Avail	Produced (available) Solar Energy	E Load	Energy need of the user (Load)																																																																																																																												
	EUunused	Unused energy (full battery) loss	SolFrac	Solar fraction (EUser / ELoad)																																																																																																																												

PVSYST V3.1								Page 4/4
Stand alone PV system: Specific results								
Project :		Ejemplo Residencial AC (900Wh)						
Simulation variant :		Simulation variant						
Main system parameters		System type Stand alone						
PV field orientation		Tilt	50°		Azimuth	0°		
PV modules		Model	I - 55		Pnom	55 Wp		
PV array		Nb of modules	8		Pnom total	440 Wp		
Battery		Model	TXE 225 / OPzS2		Technology	vented, tubular		
Battery pack		Nb of units	12		Voltage / Capacity	24 V / 220 Ah		
User's needs		Daily household consumers	Constant over the year		Global	328 kWh/year		
Balances and main results								
	GlobHor	GlobInc	E Avail	EUnused	E Miss	E User	E Load	SolFrac
	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	
January	67.8	123.0	27.89	9.35	0.012	27.89	27.90	1.000
February	77.7	115.1	25.19	8.64	0.009	25.19	25.20	1.000
March	151.2	193.6	27.88	30.13	0.018	27.88	27.90	0.999
April	160.5	157.5	26.98	19.63	0.015	26.98	27.00	0.999
May	213.2	181.5	27.88	25.45	0.018	27.88	27.90	0.999
June	230.2	180.3	26.98	25.92	0.019	26.98	27.00	0.999
July	236.2	191.0	27.88	29.96	0.018	27.88	27.90	0.999
August	207.2	196.4	27.88	30.46	0.018	27.88	27.90	0.999
September	158.5	182.2	26.98	26.73	0.019	26.98	27.00	0.999
October	106.8	150.8	27.89	17.32	0.015	27.89	27.90	0.999
November	66.9	112.3	26.99	6.98	0.007	26.99	27.00	1.000
December	52.1	92.4	27.90	2.32	0.000	27.90	27.90	1.000
Yearly sum	1728.2	1876.0	328.33	232.87	0.168	328.33	328.50	0.999
Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation						
	GlobInc	Global incident in coll. plane						
	E Avail	Produced (available) Solar Energy						
	EUnused	Unused energy (full battery) loss						
	E Miss	Missing energy						
	E User	Energy supplied to the user						
	E Load	Energy need of the user (Load)						
	SolFrac	Solar fraction (EUsed / ELoad)						



Este programa permite además un análisis detallado de multitud de parámetros del sistema, desde la radiación solar hasta las curvas detalladas de cada uno de los componentes del sistema (dispone de una base de datos con bastantes componentes). Por motivos de espacio únicamente hemos incluido los resultados generales.

BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

- [1]. Sistemas Fotovoltaicos. Miguel Alonso Abella. Editorial Era solar.
- [2]. Sandia National Laboratories - Design Assistance Center - "Maintenance and Operation of Stand-Alone Photovoltaic Systems". December 1991
- [3]. Southwest Technology Development Institute - New Mexico State University - "Photovoltaic Power Systems and the Electrical Code - Suggested practices" November 1992.
- [4]. Sandia National Laboratories - Design Assistance Center - "Stand-Alone Photovoltaic Systems - A Handbook of Recommended Design Practices". Revised November 1991
- [5]. Sandia National Laboratories - Design Assistance Center - "Working Safely with Photovoltaic Systems".
- [6]. [Sandia National Laboratories - Design Assistance Center - "Working Safely with Photovoltaic Systems".
- [7]. Dalziel, C.F., "Effects of Electric shock on Man", IRE Trans. Medical Electronics, Vol. PMGE-5, pp. 44-62, July 1956; also reprinted as USAEC Safety Bulletin 7.
- [8]. National Electric Code, National Fire Protection Association, Quincy, MA, 1990
- [9]. UL 1703, Standard for Safety: Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels, Underwriters Laboratories, Northbrook, IL, 1989.
- [10]. ANSI/IEEE Standard 929, IEEE Recommended Criteria for Terrestrial Photovoltaic Power Systems, Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, NY.
- [11]. Davidson, Joel, "The New Solar Electric Home: The Photovoltaics How-To Handbook", Aatec Publications, Ann Arbor, MI, 1987.
- [12]. Strong, Steven J. and Scheller, William G.; "The Solar Electric House: A Design Manual for Home-Scale Photovoltaic Power Systems", Rodale Press, Emmaus, PA, 1987.
- [13]. Grupos Electrogenos. Protección contra contactos eléctricos indirectos. Josep Mestre Rovira. Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo. NTP-142
- [14]. Capacidad de excitabilidad y peligro relativo para el hombre a causa de las distintas clases de corrientes eléctricas. N.P. Korenev and K.I. Shkirpa. Instituto Politécnico de Irkutsk. U.R.S.S.
- [15]. El riesgo eléctrico y su protección. Ministerio de Trabajo. Dirección General de la Seguridad Social.
- [16]. Baterías de arranque. Riesgos de accidentes durante su manejo. Fernando Delgado Bernavides. Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo. NTP-97
- [17]. El acoplamiento de protección de corriente de defecto. R. Troxier. Cashiers suisses de la sécurité du travail. N° 103.
- [18]. Medios de protección de accidentes eléctricos en baja tensión. Compañía Sevillana de Electricidad.
- [19]. Instalaciones eléctricas en zonas con riesgo de incendio o explosión. Salvador del Pin Martínez. Montaje e Instalaciones. Enero 1992.
- [20]. IEEE Recommended Practice for Installation and Maintenance of Lead-Acid batteries for Photovoltaic (PV) Systems. ANSI/IEEE Std. 937 - 1987
- [21]. IEEE Recommended Practice for Installation and Maintenance of Niquel-Cadmium batteries for Photovoltaic (PV) Systems. ANSI/IEEE Std. 1145 - 1990.
- [22]. Los riesgos de accidentes debidos a acumuladores eléctricos. M. Chevalier. "Cahiers de Notes Documentaires". N° 590-51-68
- [23]. Especificaciones técnicas de diseño y montaje de instalaciones fotovoltaicas. Consejería de Fomento y Trabajo. 1988. Junta de Andalucía
- [24]. Especificaciones técnicas de baterías secundarias de Pb-ácido para sus uso en instalaciones fotovoltaicas. Consejería de Fomento y Trabajo. 1988. Junta de Andalucía
- [25]. Especificaciones técnicas de Reguladores para sus uso en instalaciones fotovoltaicas. Consejería de Fomento y Trabajo. 1988. Junta de Andalucía
- [26]. Especificaciones técnicas de Inversores para sus uso en instalaciones fotovoltaicas. Consejería de Fomento y Trabajo. 1988. Junta de Andalucía
- [27]. Especificaciones técnicas de Luminarias para sus uso en instalaciones fotovoltaicas. Consejería de Fomento y Trabajo. 1988. Junta de Andalucía
- [28]. Maycock, P.D. and E.N. Stirewalt, "A Guide to the Photovoltaic Revolution. Sunlight to Electricity in One Step", Rodale Press, Emmaus, PA, 1985.
- [29]. Photovoltaics Entering the 1990s, Solar Energy Research Institute, SERI/SP-220-3461, November 1989.
- [30]. Photovoltaics for Military Applications, Sandia National Laboratories, SAND87-7016, February 1988.
- [31]. Real Goods Catalog, Real Goods Trading Corporation, 966 Mazzone Street, Ukiah, CA 95482.
- [32]. Russell, M.C., Residential Photovoltaic System Design Handboool, US Department of Energy, DOE/ET/20279-255, April 1984.
- [33]. Stevens, J.W.; Thomas, M.G., Post, H.N. and Van Arsdall, A.V., Photovoltaic Systems for utilities, Sandia National Laboratories, SAND90-1379, October 1990.
- [34]. Strong, S.J., The solar electric house: A Design Manual for Home-Scale PV Power Systems, Rodale Press, Emmaus, PA, 1987,

- [35]. Thomas, M.G., Post, H.N., and Poore, A.V., Photovoltaic Systems for Government Agencies, Sandia National Laboratories, SAND88-3149, May 1989.
- [36]. Bower, W., J. Dunlop and C. Maytrott, "Performance of Battery Charge Controllers: An Interim Test Report", Proceeding of 21st IEEE Photovoltaics Specialists Conference - 1990, Kissimmee, Florida, May 21-25, 1990.
- [37]. Vinal, George W., Storage Batteries, Fourth Edition, Jhon Wiley and Sons, 1965.
- [38]. Kiehne, H.A., Battery Technology Handbool, First Edition, Marcel Dekkar, Inc., 1989.
- [39]. Linden, D., Handbook of Batteries and Fuel Cells, McGraw-Hill, 1984.
- [40]. Operation and maintenance guidelines for batteries in Photovoltaic systems, S. McCarthy and M. Hill, 1990.
- [41]. PV Battery Handbook, Martin Hill and Dr. Sean McCarthy, 1991
- [42]. "Photovoltaic Power Generation" Vol.3, London, England, D. Riedel Publisihing Company, Dec. 1981. Final design review meeting on EC photovoltaic power plants.
- [43]. W. Kappus, A. Winsel "Sulfate passivation in the lead-acid system as a capacity limiting mechanism" Journal of Power Sources, vol. 8, pp.159-173, 1982.
- [44]. D. Pavlov "Discharge processes in the lead-acid battery positive plates" Journal of Power Sources, vol. 10, pp. 165-178, 1983.
- [45]. R.J. Hill, D.A. Rand, R. Woods "Performance studies of commercial flat plate lead-acid systems under simulated ev service" Journal of Power Sources, vol. 10, pp. 103-126, 1983.
- [46]. A.K. et Al. "Positive grid corrosion in maintenance free lead-acid batteries" Journal of Power Sources, vol. 10, pp. 31-44, 1983.
- [47]. M.L. Whitehead "Failure mechanisms in lead-acid batteries" Proc. of the 5th ERA Battery Seminar and Exhibition, April 1989.
- [48]. G. Alber "Battery monitoring and integrity testing of large lead-acid storage batteries" Journal of Power Sources, vol. 16, pp. 203-206, 1985.
- [49]. E. Ofry, S. Singer "Measurements of the state of battery charge using an improved loaded voltmeter test" IEEE Transactions on instrumentations and measurements, vol 31, pp. 154-158, September 1982.
- [50]. T. Higginson, K. Peters "State of charge measurements in sealed lead acid cells" Journal of Power Sources, vol. 16, 1985.
- [51]. M. Ichmura, R. Tanaka, T. Ogata "A new capacity testing method for secondary batteries" Review of the Electrical Communications Laboratories, vol. 34, no 1. 1986
- [52]. A.I. Harrison "The safe operation of stationary batteries" Proc. of the 5th ERA Battery Seminar and Exhibition, Apr. 1989.
- [53]. Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants. Document C. "Initial and Periodic Tests on PV Plants". (Issue 2, 1995). Directoriate General for Science Research and Developments. Joint Research Centre, Ispra Establishment.
- [54]. Steve R. Harrinton, Thomas D. Hund. "Rating Batteries for Initial Capacity, Charging Parameters and Cycle Life in the Photovoltaic Application". Sandia National Laboratories. Photovoltaic Systems Applications. Deptt. 6218. Presented at the Power Systems WorldInternational Conference & Exhibit, Long Beach, CA, Sep., 9-15, 1995.
- [55]. R.N. Dows and E.J. Gough, PVUSA Procurement, Acceptance, and Rating Practices for Photovoltaic Power Plants, PG&E RSD Report No 95-30910000.1, September 1995.
- [56]. Steve R. Harrington, Thomas D. Hund. Rating Batteries for Inital Capacity, Charging Parameters and Cycle Life in the Photovoltaci Application. Presented at the Power Systems World International Conference S Exhibit, Long Beach, CA, Sept., 9-15, 1995
- [57]. C. Jiménez, Procedimiento de ensayo y criterios de aceptabilidad de convertidores de aplicación en instalaciones solares fotovoltaicas. Edición INTA-Junta de Andalucía (1988).
- [58]. M. J-M. Servant, Test procedure for grid-connected inverters, CEA-GENEC, CE Cadarache (1995).
- [59]. M.C. Alonso, F.Chenlo, Validation of the one exponential model for undergraded and degraded a-Si solar devices. Comparison with other models and with c-Si solar cells. Proc. 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference (1994), pp 176-179.
- [60]. N.M. Chivelet, F.Chenlo, M.C. Alonso, Analysis and modelling of DC/AC inverters with resistive and reactive loads for stand-alone PV systems, Proc. 12th. Eur. PV Solar Energy Conference (1994).
- [61]. M. S. Imamura, P. Helm, W.Palz, Photovoltaic system technology, Commission of the European Communities (1992).
- [62]. Laboratorio de electrotecnia y redes eléctricas, Análisis de redes eléctricas, E.T.S. Ingenieros Industriales, Universidad de Vigo (1995).
- [63]. B. Cowan, RAPS Design Manual. Energy for Development Research centre. University of Cape Town, South Africa.
- [64]. Jorge Aguilera Tejero, Energía Solar Fotovoltaica en el ámbito del la cooperación al desarrollo, caso de estudio: el Altiplano Boliviano. Tesis doctoral ETSITelecomunicación - IES, Universidad Politécnica de Madrid- 1995.
- [65]. International Energy Agency. Photovoltaic Power Systems Programme. Task III- Activity 53. PV Charge Controller Survey.. Renewable Energy and Hybrid System Group. Varrennes, Quebec. October – 1995
- [66]. Programa de edificios solares fotovoltaicos integrados en las islas Baleares. Informe preparado por PW Consulting para Greenpeace España. Febrero de 1997.
- [67]. CE (1995). Photovoltaics in 21010; PV 2010. Volume 3: The world PV market to 2010. Commission of the European Communities, Directorate General for Energy.

- [68]. La energía solar. Aplicaciones prácticas. CENSOLAR. Edit. Progensa 1996.
- [69]. Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica. Libro del curso de energía solar fotovoltaica. Edit. CIEMAT. 1997
- [70]. Solar Cells. Martin A. Green
- [71]. Physics, Technology and Use of Photovoltaics. R.J. Van Overstraten, R.P. Mertens Adam Mitger Ltd Bristol and Boston 1986
- [72]. Solar Cells. Operating, Principles, Technology and Systems Applications. Martin A. Green Prentice-Hall series in solid state physical electronics. Prentice Hall, 1982
- [73]. Photovoltaic Engineering Handbook F. Lasnier and Tony G. Ang Adam Hilger IOP Publishing Ltd, 19990
- [74]. Overcoming the problem in determination of solar cell series resistance and diode factor. S. K. Sharma, Kalpana B. Samuel, N. Srinwasamurthy and B.L. Agrawal. J. Physic D: Appl. Phys. 23 (1990) 1256-1260.
- [75]. Series resistance effects on solar measurements.M. A. Wolf and H. Rauschenauch. Adv Energy Conversion Vol. 3, pp 455-479
- [76]. A new method for the measurement of series resistance of solar cells.S. K. Agarwal, R. Muralidhran, A. Agarwala, W.K. Tewary and S.C. Jain. J Physics. D: Appl. Phys. 14 (1981) 1693-6?
- [77]. A new method for the experimental determination of the series resistance of a solar cell.
- [78]. Gerardo López Araujo and Enrique Sánchez. IEEE Transaction on Electron Devices. Vol De-29 N° 10. October 1982.
- [79]. Measurement of concentrator solar cell series resistance by flash testing.
- [80]. R.J. Chaffin and G.C. Osbourn. Appl Phys. Lett. 37 (7) 1 October 1980.
- [81]. The effect of the diode ideality factor on the experimental determination of series resistance of solar Cells. M.A. Hadmy and R.L. Call Solar Cells 20 (1987) 119-126.
- [82]. An evaluation of the methods of determining solar cell series resistance. M.S. Imamura and J.I. Portscherler. Proc. 8th IEEE conf Photovoltaic Specialists. Seattle W.A. August 1970. IEEE New York 1970.
- [83]. Dependence of series resistance on operating current in p-n junction solar cells. D.K. Bhattacharya, Aghi Mansingh, P. Swarup. Solar Cells 18 (1986) 153-162.
- [84]. A new method for the evaluation of solar cells parameters. Polman, WG.J.H.M. Van Sark, W Sinke and F.W. Saris, Solar Cells 17 (1986) 241-251.
- [85]. A method for the direct measurement of the solar cell function ideality factor. Jia Quanxi and Liu Enke. Solar Cells 22 (1987) 15-21.
- [86]. Temperature dependence of solar cell diode factor. Experimental verification. S.K. Sharma et al. 6th International Photovoltaic Science and Engineering Conference (PVSEC-6) New Dheli. India Febrero 10-14, (1992).
- [87]. The I-V silicon solar cell characteristic parameters τ dependence. An experimental studyusing the standard deviation method. N. Veissid, 10th European Photovoltaic Solar Energy Conference. 8-12 April 1991. Lisboa, Portugal.
- [88]. A method for the determination of the standard deviations of the solar cell I-V Characteristic parameters. N. Veissid, M.T.F. da cruz, A.M. de Andrade. Accepted in Solar Cells.
- [89]. Analysis of the current-voltage characteristic of solar cells D. Fuchs and H. Sigmund. Solid State Ellectronic Vol 29, n° 8, pp 791 -795. (1986).
- [90]. Evaluation of two theoretical models in simulating the performance of amorphous-Silicon solar cells. Protogeropoulos et Al. 10th Eurpean Photovoltaics Solar Energy Conference. 8-12 April 1991. Lisboa, Portugal
- [91]. Modeling of temperature dependence of power loss in solar cells. H. Saha, S. Bandyopadhyay, 6th International Photovoltaic Science and Engineering Conference (PVSEC-6) New Dheli. India Febrero 10-14, 1992.
- [92]. Experimental analysis of the I-V characteristics of solar cells. P. Mialhe and J. Charate. Am. J. Phys. 51 (1), Jan 1983.
- [93]. Comparison of dark and light I-V curves of solar cells. Jutta Beier, Klaus Bucher. 10th European Photovoltaic Solar Energy Conference. 8-12 April 1991. Lisboa, Portugal.
- [94]. Diference of characteristics of a-Si:H solar cells between under illumination and dark. Masatashi Warashina and Akio Ushirokawa. International Electrotechnical commission. Working group 2: modules. March 1987.
- [95]. Experimentally observed deviation from the superposition principle in crystalline silicon solar cells at low iluminations. P.S.M. Chan, J.C.H. Phang, H.W. Wong. Solid State Electronics Vol 30 n° 9, pp 919-925, 1987.
- [96]. Theoretical temperature dependence of solar cell parameters. Jhon C.C. Fan. Solar cells (1986) 309-315.
- [97]. Extrapolation of outdoor measurements of PV array I-V characteristics to STC. G. Blaesser and E. Rossi. Solar Cells 25 (1988) 91-96.
- [98]. Translation of device performance measurements to reference conditions. R. Osterwald. Solar Cells 18 (1986) 269-279.
- [99]. A method for predicting solar cell current-voltage curve characteristic as a function of incident solar intensity and cell temperature. J.D. Sandstrom. Jet Propulsion Laboratory. Pasadena. California.
- [100]. Mariano Sidrach de Cardona Ortín. Llanos Mora López. FVDIM – Programa de dimensionado de Instalaciones Fotovoltaicas Autónomas. E.T.S.I.Informática. Universidad de Málaga.
- [101]. Mariano Sidrach de Cardona Ortín. Capítulo del libro “Fundamentos, dimensionado y de aplicaciones de la energía solar fotovoltaica” Editorial CIEMAT.
- [102]. Egidio M., Lorenzo E “The sizing of stand-alone PV systems: a review and a proposed new method” Solar Energy Materials and Solar Cells 1992;26: 51-69.
- [103]. Lorenzo E., Narvarte L. “On the Usefulness of Stand Alone PV Sizing Methods” Progress in Photovoltaics: Research and Applications 2000;8:391-409.

- [104]. Miguel Ángel Egido. Capítulo del libro “Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica” Editorial CIEMAT.
- [105]. Effects for irradiance and other factors on PV temperature coefficients. Congreso Americano 1991.
- [106]. PV module power output: sensitivity and uncertainty in non STC measurements. Congreso Americano 1991.
- [107]. Terrestrial photovoltaic measurements procedures. NASA TM 73702
- [108]. Micromputer controlled simulator of a PV generator using a programmable voltage generator. T. Easwarakhanthan et Al. Solar Cells 17, (1986) 383-390.
- [109]. Concerted action on computer modeling and simulation. Keating L., Mayer D. , McCarthy S. , Wrixon G.T.. 10th European Photovoltaic Solar Energy Conference. 8-12 April 1991. Lisboa, Portugal.
- [110]. A review of curve fitting error criteria for solar cell I-V characteristics. Jacob C. H. Phang and Daniel S.H. Chan. Solar Energy Vol 18 (1986).
- [111]. PVSS - A photovoltaic system simulation program. Lawrence H. Goldstain and Glen R. Case. Solar Energy Vol 21, pp 37-43.
- [112]. Uncertainty analysis of PV efficiency measurements. K.A. Emery, C.R. Osterwald and C.V. Wells.
- [113]. Measurement techniques for the evaluation of a-Si solar cells. M.S. Bennett and R.R. Arya. Solar Cells 18 (1986) 298-300.
- [114]. I-V curve fitting for a-Si:H solar cells. F. Smeets, M. Van Roy and P. Nagels. 7 PVSEC. Sevilla 1986.
- [115]. D.S.H. Chan, J.R. Phillips, J.C.H. Chan. A comparative study of extraction methods for solar cell model parameters. Solid State Electronics, vol 29, No 3, pp 329-337, 1986.
- [116]. Jean Pierre Charles, Ismail Mekkaoui-Alaoui, Guy Bordure. A critical study of the effectiveness of the single and double exponential models for I-V characterization of solar cell parameters. Solid State Electronics, vol 28, No 8, pp 807-337, 1985.
- [117]. J.C.H. Phang, D.S.H. Chan, J.R. Phillips. Accurate analytical method for the extraction of solar cell model parameters. Electronics letters, vol 20, No 10, 1984.
- [118]. M. Wolf, G.T. Noel, Richard J. Stirn. Investigation of the double exponential in the current-voltage characteristics of silicon solar cells. IEEE Transactions on Electron Devices, vol ED-24, No 4.
- [119]. S.K. Sharma, A. Agarwal, S. Anandavally, N. Srinivasamurthy, B.L Agrawal. Prediction of solar array power output based on limited measured data. Solar Energy Materials and Solar Cells 29, pp 67-68, 1993.
- [120]. N. Enebish, D. Agchbayar, S. Dorjhaud, D. Baatar, I. Ylemj. Numerical analysis of solar cell current voltage characteristics. Solar Energy Materials and Solar Cells 29, pp 201-208, 1993.
- [121]. A. Potts, J.E. Parrots. Modelling of distributed resistance in solar cell devices. 11th E.C. Photovoltaic Solar Energy Conference, pp 306-309, Octubre 1992, Montreux, Suiza.
- [122]. V. Martínez, R. Lizundia, J.C. Jimeno. Multil-V, a computer program to fit I-V characteristics. 11th E.C. Photovoltaic Solar Energy Conference, pp 314-317, Octubre 1992, Montreux, Suiza.
- [123]. T.C. Lee, T.P. Chen, H.L. Au, S. Fung, C.D. Beling. The effect of the temperature dependence of the ideality factor on metal-semiconductor devices. Semicond. Sci. Technol., 8, pp 1357-1360, 1993.
- [124]. Werner Knaupp. Thermal description of photovoltaic modules. 11th E.C. Photovoltaic Solar Energy Conference, pp 1344-1347, Octubre 1992, Montreux, Suiza.
- [125]. S.K. Sharma, Anil Agarwal, S. Anandavally, N. Srinivasamurthy, B.L. Agrawal. Prediction of solar array power output based on limited data. Solar Energy Materials and Solar Cells, 29 (1993) 67-68.
- [126]. G.L. Araujo, E. Sánchez, M. Martí. Determination of the two exponential solar cell equation parameter from empirical data. Solar Cells, 5, (1982) 199-204.
- [127]. J.P. Charles, M. Abdelkrim, Y.H. Muoy, P. Mialhe. A practical method of analysis of the current-voltage characteristics of solar cells. Solar Cells, 4, (1981) 169-178.
- [128]. Kenneth L. Kennerud. Analysis of performance degradation in CdS solar cells. IEEE Transactions on aerospace and electronic systems, vol. AES-5, No6, Noviembre 1969.
- [129]. Munawar Ahmad, P. Akher, A. Mufti. Effects of temperature on the performance parameters of BSF silicon solar cells. Int. J. Solar Energy 13 (1992) 11-17.
- [130]. J.P. Charles, L. Bayo, P. Mialhe, G. Bordure. Electrical modeling of solar cells as power systems. Proc. Int. AMSE Conf. Modeling and Simulation, vol 8 , pp75-79.
- [131]. I. Tobias, A. Luque. Series resistance calculations in Si solar cells at very high concentration. 21 IEEE Photovoltaic Specialists Conference. Kissimmee, FL, USA, 1990.
- [132]. J. Cabestany. Non linear model for shunt current in terrestrial silicon solar cells. 4th E.C. Photovoltaic Solar Energy Conference.
- [133]. R. van der Berg, M. Bölingen, R.D. Wieting. What does 'one-sun intensity' mean for I-V curve measurement? Intensity induced errors on different types of large area a-Si modules. Solar Energy Materials and Solar Cells, 29 (1993) 77-84.
- [134]. International Electrotechnical Commission IEC. Publication 904:1987. Measurement of current-voltage characteristics
- [135]. International Electrotechnical Commission IEC. Publication 981:1987. Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics of crystalline silicon photovoltaic devices. F. Fabero, M.C. Alonso, N. Vela, F. Chenlo. Proc 6th International Photovoltaic Science and Engineering Conference. Nueva Delhi, India (1992).
- [136]. M.C. Alonso, F. Fabero, F. Chenlo. Proc. 11th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Montreux, Suiza. Octubre 1992. M.A. Wolf, H. Rauschenbach. Adv. Energy Conversion 3, (1963), 455.
- [137]. S.K. Sharma, K.B. Samuel, N. Srinwasamurthy, R.L. Agarwal. J. Phisic d: Appl. Phys, 23 (1990), 1256.
- [138]. M.A. Hadmy, R.L. Call. Solar Cells 20, (1987), 119.

- [139]. A. Polman, W.G.J.H.M. Van Sark, W. Sinke, F.W. Saris. *Solar Cells* **17**, (1986), 241.
- [140]. J. Quanxi, L. Enke. *Solar Cells* **22**, (1987), 15.
- [141]. P.W. Mardquardt. *J. Soc. Indust. Appl. Math.* **11**, 2,(1963).
- [142]. A. Krenzinger, J.A. Wagner. Proc. 11th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Montreux, Suiza. Octubre 1992.
- [143]. M. Alonso y F. Chenlo. *Evaluación de equipos de bombeo para aplicaciones agrícolas alimentados con energía solar fotovoltaica*. Informe para la Junta de Andalucía (1994) CIEMAT.
- [144]. Alonso, M. and F. Chenlo. *Testing Results of PV Pumping Systems for Stand Alone Installations*. 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Amsterdam (1994).
- [145]. M. Alonso and F. Chenlo. "Parameters influencing the efficiency of DC powered PV pumping systems". 13th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Nice (1995).
- [146]. M. Alonso and F. Chenlo. "Impedance matching and new use of speed controllers in PV pumping systems". 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelona (1997).
- [147]. D. Langridge, W. Lawrence and B. Wichert. "Development of a photovoltaic Pumping System Using a Brushless D.C. Motor and Helical Rotor Pump". *Solar Energy* Vol. 56, No. 2, pp. 151-160, (1996).
- [148]. M. Alonso and F. Chenlo. Test & Measurement Results at CIEMAT. Final Report AVICENNE project AVI-CT94-0004. January 1997.
- [149]. W. Bucher. Specific Cost Figures of different PV Pumping Systems. DLR September 1996
- [150]. Water pumping. Sandia Nat. Labs. Albuquerque, NM 1985
- [151]. Hamouda C. and H.G. Wagemann, R. Hanitsch, H. Siekmann. *Simulation and Test of PV Pumping Systems Using Amorphous, Poly and Monocrystaline Silicon*. 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Amsterdam (1994).
- [152]. Mayer O., W. Bechteler and W. Bucher. *Progress in the Adaptation of Displacement Pumps for PV Applications*. 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Amsterdam (1994).
- [153]. Chantant M. et Al. *Performance Comparison of a Direct Coupled Photovoltaic Floating Water Pump Connected to an a-Si Generator*. 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Amsterdam (1994).
- [154]. M. Alonso y F. Chenlo. *Equipos de bombeo alimentados mediante energía solar fotovoltaica*. Plan de Actuación Fotovoltaica de OCIDE. Proyecto cofinanciado por la Compañía Sevillana de Electricidad (1992).
- [155]. M.H. Macagnan, *Caracterización de la radiación solar para aplicaciones fotovoltaicas en el caso de Madrid*. Tesis Doctoral, Universidad Politécnica de Madrid, Instituto de Energía Solar, Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación (1993).
- [156]. El Lorenzo, *Electricidad solar fotovoltaica*. ETSI Telecomunicación, Servicio de publicaciones, Madrid (1991).
- [157]. R.C. Temps y K.L. Coulson, Solar radiation incident upon slopes of different orientations. *Solar Energy* **19**, 179-184 (1977).
- [158]. Collares-Pereira M. y Rabl A., The Average Distribution of the Solar Radiation - Correlations between Diffuse and Hemispherical and between Daily and Hourly Insolation Values. *Solar Energy* **22**, 155-164 (1979)
- [159]. B.Y.H. Liu y R.C. Jordan, The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. *Solar Energy* **4**, 1-19 (1960).
- [160]. J.F. Orgill y K.G.T. Hollands, Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface, *Solar Energy* **19**, 357-359 (1977).
- [161]. D.T. Reindl, W.A. Beckman y J.A. Duffie, Diffuse fraction correlations, *Solar Energy* **45**, 1-7 (1990)
- [162]. D.G. Erbs, S.A. Klein y J.A. Duffie, Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. *Solar Energy* **28**, 293-302 (1982).
- [163]. J.F. Orgill y K.G.T. Hollands, Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface. *Solar Energy*, **19**, 357-359 (1977).
- [164]. M. Collares-Pereira y A. Rabl, The average distribution of solar radiation -correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values. *Solar Energy*, **22**, 155-164 (1979).
- [165]. R. Perez, R. Seals, P. Ineichen, R. Stewart y D. Menicucci, A new simplified version of the Perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. *Solar Energy* **39**, 221-231 (1987).
- [166]. B.Y.H. Liu and R.C. Jordan, The long term average performance of flat-plate solar energy collectors. *Solar Energy* **7**, 53-74 (1963).
- [167]. Aguiar, R. and Collares Pereira, M. Simple Procedure for the Generation of Sequences of Daily Radiation Values using Markov Transition Matrices. *Solar Energy* **40** 269-279 (1988).
- [168]. Status and experience of solar PV pumping in developing countries - 10th European *Photovoltaic Solar Energy Conference* - Lisbon (1991).
- [169]. R. Barlow, B. McNeils, A. Derrik. *Status and experience of solar PV pumping in developing countries* - ITPower Ltd.
- [170]. *Instalaciones de energía solar* - Curso CENSOLAR (1991).
- [171]. F. Lasnier and T.G. Ang. *Photovoltaic Engineering Handbook*, Asian Institute of Technology, Bangkok, Thailand 1990
- [172]. *Handbook on solar water pumping* - ITPower Ltd. & Partners - Febrero 1984
- [173]. *Water pumping: the solar alternative* - Sandia National Laboratories - Albuquerque, NM 1985
- [174]. *Guide for the drafting of a specification booklet for photovoltaic pumps* - TÜV RHEINLAND, Cologne - Enero 1988

- [175]. *Stand Alone Photovoltaic Systems. A Handbook of recommended design practices.* Sandia National Laboratories. March 1993.
- [176]. Wenham S., Freen M and Watt M, *Applied Photovoltaics.* National Library of Australia
- [177]. *Photovoltaics in 2010,* European Commission, Directorate General for Energy.