

UNIVERSIDAD POLITECNICA DE VALENCIA

ESCUELA POLITECNICA SUPERIOR DE GANDIA

GRADO EN ING. SIST. DE TELECOM., SONIDO E IMAGEN



UNIVERSIDAD
POLITECNICA
DE VALENCIA



ESCUELA POLITECNICA
SUPERIOR DE GANDIA

“Entrenador de una instalación fotovoltaica real a escala”

TRABAJO FINAL DE GRADO

Autor:

Fernando Linares Belda

Tutores:

José Vicente Llario Sanjuán

Tomás Carlos Sogorb Devesa

GANDIA, 2013

En el presente trabajo final de grado se ha diseñado una instalación solar fotovoltaica aislada. Se trata de una instalación de pequeña potencia, cuya finalidad es didáctica, es decir un entrenador fotovoltaico. Para alcanzar tal finalidad se estudia por separado cada uno de los sistemas que integran la instalación al tiempo que se realizan los cálculos necesarios para diseñar una instalación solar fotovoltaica aislada. El diseño está hecho paso a paso integrando todos los elementos necesarios de una instalación real, además se ha introducido una pequeña mejora con la implementación de un seguidor solar. En el anexo se puede encontrar una hoja de cálculo con la cual realizar los cálculos necesarios para cualquier instalación, desde el propio entrenador hasta instalaciones aisladas de todo tipo de potencias.

A solar photovoltaic installation has been designed in this final degree project. It is a small power plant, a photovoltaic workbench with a didactic purpose. Each component of the system is studied separately. Mathematical calculations are also included. The step by step design is done integrating all the necessary elements of an actual installation. The implementation of a solar tracker has been introduced as a small improvement. In the annex you can find a spreadsheet to perform required calculations for any type of installation, from the workbench itself to isolated photovoltaic installations of every kind of power.

Índice de contenido

1. Introducción.....	1
1.1. Presentación.....	1
1.2. Objetivos.....	1
1.3. Metodología.....	2
1.4. Etapas.....	2
2. Energía solar fotovoltaica en España.....	2
3. Tipos de instalaciones solares fotovoltaicas.....	3
3.1. Elementos de una instalación fotovoltaica aislada. Funciones.....	3
4. Subsistema de captación.....	4
4.1. Célula fotovoltaica.....	4
4.2. Tipos de células solares.....	4
4.3. Características eléctricas de las células.....	5
4.4. Panel o módulo fotovoltaico.....	6
4.4.1. Características físicas del panel.....	7
4.4.2. Asociación de módulos fotovoltaicos.....	8
4.4.3. Problema del punto caliente.....	9
4.4.4. Orientación e inclinación.....	10
4.4.5. Distancia mínima. Determinación de sombras.....	10
5. Subsistema de regulación.....	11
5.1. Regulador Shunt (paralelo).....	12
5.2. Regulador serie.....	12
5.3. Otros tipos de reguladores.....	13
5.4. Parámetros de los reguladores.....	13
5.5. Orden de conexionado.....	14
6. Subsistema de acumulación.....	14
6.1. Carga y descarga de una batería.....	14
6.2. Ensayos de vida. Ciclajes.....	15
6.3. Tipos de baterías según su uso.....	15
6.4. Tipos de acumuladores o baterías según su composición.....	16
6.5. Ubicación de los acumuladores.....	17
6.6. Conexionado de baterías.....	17
7. Subsistema de adaptación de corriente.....	19
7.1. Convertidor DC/DC.....	19
7.2. Convertidor DC/AC.....	20

8. Orientación e inclinación de los paneles. Tablas de radiación y PVGIS.	20
8.1. Datos de radiación solar.....	21
8.2. PVGIS (Sistema de información geográfica solar fotovoltaica).....	22
9. Diseño de instalaciones solares fotovoltaicas.....	23
9.1. Consideraciones previas.....	23
9.2. Dimensionado de una instalación solar fotovoltaica.....	25
9.2.1. Orientación de los paneles.....	25
9.2.2. Cálculo de la radiación.....	26
9.2.3. Tensión de funcionamiento de la instalación.....	26
9.2.4. Cálculo del consumo.....	26
9.2.5. Dimensionado de los paneles fotovoltaicos.....	27
9.2.6. Dimensionado del sistema de acumulación.....	28
9.2.7. Determinación del regulador.....	28
9.2.8. Determinación del Inversor.....	29
9.2.9. Cálculo de la sección del conductor.....	29
10. Componentes de la instalación fotovoltaica a escala o de pequeño dimensionado.....	30
10.1. Antecedentes.....	30
10.2. Elección de los paneles fotovoltaicos.....	32
10.3. Elección de baterías.....	35
10.4. Elección del regulador de carga.	36
10.5. Elección del inversor.....	37
10.6. Secciones de los conductores y conectores.....	38
10.7. Protecciones.....	40
10.8. Estructuras de soporte.....	41
11. Mejora del rendimiento de una instalación fotovoltaica: Seguimiento solar.....	41
11.1. Sistema de seguimiento sobre soporte estático.....	42
11.2. Sistema de seguimiento por un eje.....	42
11.3. Sistema de seguimiento por dos ejes.....	42
11.4. Seguidor para el entrenador.....	44
12. Presupuesto.....	46
13. Conclusiones.....	47
14. Bibliografía.....	49

Índice de figuras

Figura 4.1. Célula solar monocristalina y policristalina.....	5
Figura 4.2. Curvas I-V modelo A-140P.....	6
Figura 4.3. Características físicas panel solar.....	8
Figura 4.4. Curva IV de un módulo fotovoltaico formado por dos células.....	9
Figura 4.5. Bóveda celeste.....	10
Figura 4.6. Orientación e inclinación del módulo fotovoltaicos.....	10
Figura 4.7. Distancias entre filas de paneles solares.....	11
Figura 5.1. Reguladores paralelo y serie.....	12
Figura 6.1. Carga de una batería.....	15
Figura 8.1. Mapas de radiación extraídos del atlas de AEMET.....	21
Figura 8.2. Gráfico HSP.....	21
Figura 9.1. Consideraciones de diseño.....	23
Figura 10.1. Regulador Steca PR 1010.....	36
Figura 10.2. Indicadores de pantalla reguladores Steca PR.....	37
Figura 10.3. Puesta a tierra.....	37
Figura 10.4. Estructuras soporte para instalación fotovoltaica.....	41
Figura 11.1. Sistema de seguimiento por un eje.....	42
Figura 11.2. Sistema de seguimiento por dos ejes.....	42
Figura 11.3. Mejoras en la captación de un sistema con seguimiento frente a un sistema fijo.....	43
Figura 11.4. Fijación del rotor.....	44
Figura 11.5. Diseño de montaje del rotor sobre estructura tipo s.....	44
Figura 12.1. Inversión en los materiales del entrenador.....	47

Índice de tablas

Tabla 4.1. Comparativa entre diferentes tecnologías de células fotovoltaicas.....	5
Tabla 4.2. Inclinación óptima de paneles fijos según período de uso.....	10
Tabla 6.1. Relación entre aplicaciones y tiempo de descarga.....	16
Tabla 8.1. Tabla de radiación provincia Alicante.....	21
Tabla 9.1. Caída de tensión de los diferentes circuitos.....	29
Tabla 9.2. Relación conductividad-temperatura del cobre.....	30
Tabla 10.1. Estimación PVGIS de la producción de electricidad solar en IES Berlanga.....	31
Tabla 10.2. Características eléctricas.....	34
Tabla 10.3. Especificaciones batería Trojan 22-AGM.....	36
Tabla 10.4. Intensidades admisibles en amperios.....	39
Tabla 11.1. Posición de los paneles según época.....	45
Tabla 12.1. Presupuesto.....	46

1. Introducción.

A medida que las sociedades van desarrollándose, consumen cada vez mayores cantidades de energía, al tiempo que se diversifican las distintas fuentes. Actualmente, la electricidad constituye, junto con el petróleo y el gas natural, la forma de energía más utilizada, gracias a su enorme versatilidad. Las centrales de energía convencionales permiten obtener grandes cantidades de electricidad a un precio relativamente bajo, sin embargo, plantean problemas medioambientales de difícil solución. Por ello, cada vez están más presentes las denominadas fuentes de energía no convencionales, alternativas o renovables, que, si bien producen menos cantidad de electricidad, son también mucho menos perjudiciales para el medio ambiente.

Las energías renovables son aquellas que se crean, se regeneran y son casi inagotables. Además:

- Se producen de forma continua por lo que son “ilimitadas”.
- Son gratuitas.
- Son muy limpias, no generan residuos de difícil eliminación.
- Su impacto ambiental es mucho menor que el de los derivados fósiles. Se reduce considerablemente las emisiones de CO₂ y otros gases contaminantes a la atmósfera.
- Son una alternativa ecológica ideal o complementaria a un generador de combustible tradicional.

El principal inconveniente de las centrales alternativas es que generan un volumen relativamente pequeño de energía. Sin embargo, en los últimos años han experimentado un gran desarrollo.

El Parlamento europeo fomenta el uso de energía procedente de fuentes renovables por medio de la directiva 2009/28/CE de 23 de abril, que establece que cada Estado miembro elaborará un Plan de Acción Nacional en materia de Energías Renovables (PANER) para conseguir los objetivos nacionales fijados en la propia Directiva. Esta directiva obligará a asumir el denominado “triple objetivo veinte” para 2020, que consiste en [16] [25]:

- ✓ 20% de reducción de las emisiones de CO₂.
- ✓ 20% de aumento de la eficiencia energética.
- ✓ 20% de la energía de la UE provenga de energías renovables.

1.1. Presentación.

El estudio desarrollado en este Trabajo Final de Grado aborda el diseño de un entrenador fotovoltaico (pequeña instalación) que debe ser capaz de suministrar la energía demandada por diversos equipos utilizados habitualmente en el taller un Tecnologías de un Instituto de Educación Secundaria. El proyecto tiene una finalidad didáctica y está dirigido tanto a alumnos de Educación Secundaria Obligatoria como a alumnos de Bachillerato. El estudio se completa con la selección del material necesario para realizar la instalación: Módulos fotovoltaicos, baterías, reguladores de carga, etc.

1.2. Objetivos.

Los objetivos principales que se plantean al abordar el diseño de una instalación fotovoltaica aislada como es el caso del demostrador son:

- Determinar los elementos integrantes de una instalación solar fotovoltaica aislada de la red de suministro.
- Conocer los parámetros típicos que afectan al diseño de los componentes de la instalación solar fotovoltaica.
- Aprender la metodología del dimensionado de sistema solares fotovoltaicos.
- Calcular los distintos componentes de un sistema fotovoltaico aislado.
- Manejar las tablas de datos necesarias para el cálculo y dimensionado de sistemas fotovoltaicos aislados.

Como objetivos secundarios se incluyen:

- Fomentar el uso de energías renovables.
- Hacer un recorrido sobre la legislación y su actual situación.
- Analizar y valorar la influencia del uso de energías renovables en la reducción de la contaminación ambiental.

1.3. Metodología.

La finalidad del proyecto era la de realizar una instalación fotovoltaica que integrara todos los componentes de una instalación típica -además de poderse construir con elementos reales- y poderle dar un uso didáctico. Para alcanzar los objetivos se han seguido los siguientes pasos:

- Buscar información relacionada tanto a través de la bibliografía existente como información relacionada en Internet.
- Analizar cada una de las partes que forman un sistema autónomo fotovoltaico, así como los cálculos necesarios para determinar los elementos que formarán parte del demostrador.
- Diseñar diferentes instalaciones a modo de ejemplo ubicadas en lugares con diferentes características para aprender a manejar los diferentes parámetros y datos típicos de los componentes.
- Elegir los elementos de la instalación comprobando en sus hojas de características que los principales parámetros se ajustan al diseño.
- Sugerir la mejora del sistema mediante la introducción de un seguidor solar.
- Analizar los resultados finales.

1.4. Etapas.

En la elaboración del presente trabajo hay tareas de documentación así como de diseño. Las fases por las que ha pasado hasta su redacción final a grandes rasgos han sido las siguientes:

- Búsqueda de información, asimilación y organización.
- Diseño teórico del entrenador.
- Elaboración de un hoja de cálculo que permita obtener datos de forma directa y útil para el entrenador y también útil para cualquier tipo de instalación sea cual sea su potencia.
- Elección de los componentes ajustándose a los cálculos del diseño teórico.
- Obtención de conclusiones y análisis de los resultados.

2. Energía solar fotovoltaica en España.

El desarrollo de la energía solar fotovoltaica antes del año 2000 era muy escaso, pero desde el año

2000, y con la aprobación del Plan de Fomento de Energías Renovables en 1999, la instalación de placas fotovoltaicas creció de manera exponencial hasta alcanzar su cenit en 2008. Durante ese año se instalaron en España más de 2600 MW de electricidad fotovoltaica, convirtiéndose en el primer mercado fotovoltaico del mundo. En 2007 la inyección en red de la energía solar fotovoltaica estaba regulada por el Gobierno mediante el RD 661/2007, en el que se planteaban unas condiciones que atrajeron grandes inversiones.

La regulación ha cambiado estos últimos años influenciando en el rumbo que ha tomado las inversiones en energía fotovoltaica. Primero en septiembre de 2008 mediante el RD 1578/2008 de retribución fotovoltaica, que estableció unas primas inferiores y variables en función de la ubicación de la instalación. Y segundo, en enero de 2012 se aprobó el Real Decreto Ley 1/2012 que suspendía de forma indefinida los cupos del Régimen Especial de energía de todas las energías renovables. [5] [24]

A día de hoy la energía fotovoltaica en España con algo más de 4000 MW fotovoltaicos instalados suministra alrededor del 3% del consumo eléctrico español.

3. Tipos de instalaciones solares fotovoltaicas.

Podemos encontrarnos con dos instalaciones tipo, las instalaciones conectadas a red y los sistemas autónomos (no conectados a red).

Las instalaciones **no conectadas** a la red son las soluciones perfectas para uso particular y doméstico, ecológicas y económicas, ya que presentan las siguientes propiedades:

- Producción de energía en el lugar o en las cercanías donde va a ser usada.
- Permite una autonomía energética que tan solo está limitada por las condiciones que se hayan establecido en el diseño de la instalación.
- Son sistemas modulares y fácilmente ampliables si cambian las necesidades energéticas a lo largo del tiempo.
- Contribuyen a la mejora del medio ambiente al no presentar efectos contaminantes.

Los sistemas fotovoltaicos aislados son interesantes en los siguientes casos:

- Zonas donde el acceso a las redes de distribución eléctrica es difícil.
- Zonas donde la salvaguarda del medio ambiente es prioritaria.
- Cuando el coste de instalación y mantenimiento de unas líneas de distribución de suministro no es rentable.

3.1. Elementos de una instalación fotovoltaica aislada. Funciones.

- a) **Subsistema de captación - Panel fotovoltaico:** Convierte la radiación solar en energía eléctrica por medio de células solares gracias la llamado efecto fotoeléctrico.
- b) **Subsistema de regulación - Regulador de carga:** Dispositivo encargado de proteger a la batería frente a sobrecargas y sobredescargas profundas.
- c) **Subsistema de acumulación - Batería o acumulador:** Almacena la energía que será utilizada durante momentos de baja o nula insolación.
- d) **Subsistema de adaptación de corriente - Inversor:** Es el elemento encargado de convertir

la corriente continua en corriente alterna, en caso de conectar aparatos que funcionen con corriente alterna.

- e) **Subsistema de demanda - Cargas:** Distintos tipos de consumidores de la energía producida por los paneles o almacenada en los acumuladores como pueden ser luminarias, motores, bombas de extracción de agua, electrodomésticos, etc.
- f) **Otros subsistemas - Protecciones:** Cuya finalidad es proteger los diferentes subsistemas que forma la instalación frente a sobretensiones y sobreintensidades.

Las instalaciones **conectadas** a red son iguales que las **no conectadas** salvo que carecen de baterías y regulador de carga, de manera que estas instalaciones son algo más sencillas. Además, el inversor utilizado en una instalación a red difiere de uno usado en una instalación aislada. Un inversor de red está programado para no poder funcionar en modo isla, es decir, no funciona si no hay tensión en la red donde se conecta. Es una medida de protección.

4. Subsistema de captación.

Una de las partes más importantes de una instalación solar fotovoltaica es el panel, también llamado módulo fotovoltaico o captador solar. En 1839 el físico francés Edmond Becquerel descubrió el **Efecto Fotovoltaico**: Algunos materiales (los semiconductores) son capaces de producir corriente eléctrica (energía eléctrica) al exponerlos a la luz solar (energía luminosa). En 1954 Chapin, Fueller y Perarson (Bell Telephone) desarrollan la primera célula solar. El primer uso de células fotovoltaicas fue en 1958 en el satélite Vanguard.

Los sistemas fotovoltaicos transforman la luz solar en energía eléctrica. Una partícula luminosa con energía (fotón) se convierte en una energía electromotriz (voltaica), de ahí su nombre, fotovoltaico. Por lo tanto la conversión fotovoltaica es el proceso por el cual la energía solar se transforma directamente en electricidad. El dispositivo o elemento que media en el proceso es la célula solar o célula fotovoltaica. [32]

4.1. Célula fotovoltaica.

Si en los terminales de una célula fotovoltaica iluminada se conecta una carga eléctrica, se establece la circulación de una corriente eléctrica y aparece una diferencia de potencial en bornes del receptor. La energía eléctrica generada por la célula solar fotovoltaica se utilizará en el receptor, actuando la célula fotovoltaica como generador de energía. La generación de energía de una célula solar fotovoltaica está condicionada a la existencia de una radiación luminosa que incida sobre su superficie, no pudiendo actuar bajo ninguna condición como elemento de almacenamiento de la energía eléctrica.

4.2. Tipos de células solares fotovoltaicas.

Tradicionalmente estaban definidos tres tipos de paneles atendiendo a los componentes semiconductores usados en la construcción de la célula solar fotovoltaica: mono-cristalinos, poli-cristalinos y amorfos.

La tecnología del silicio **monocristalino** ha ocupado durante años el primer lugar en porcentaje de implantación en el mercado. El silicio que compone las células fotovoltaicas está formado por cristales orientados de la misma forma, por lo que la red cristalina es uniforme en todo el material y tiene muy pocas imperfecciones. Su principal ventaja es la eficiencia (η típicos del 15% al 20%).

En el silicio **policristalino** los cristales no están orientados de la misma forma y, por tanto, la red cristalina no es uniforme en todo el material, pudiéndose apreciar las zonas donde los cristales tienen una misma orientación. El coste de fabricación es algo inferior al del monocristalino y la eficiencia obtenida es muy similar, superior al 15% en algunos casos.

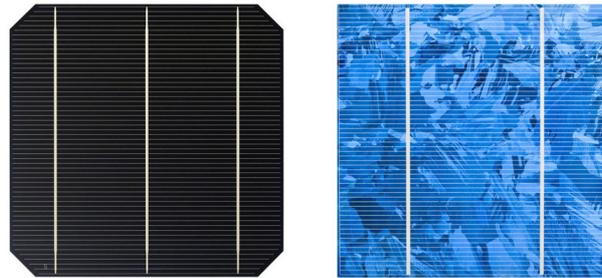


Figura 4.1. Célula solar monocristalina (izquierda) y policristalina (derecha).

En el silicio amorfo no hay red cristalina, obteniendo rendimientos máximos alrededor del 8.5%, inferiores a los del silicio cristalino. Al ser un material muy absorbente de la luz solar tan solo se precisan capas delgadas de material semiconductor, por lo que resulta económico de fabricar al precisar de menos material semiconductor. La alta degradación que ha sufrido este material respecto a la potencia eléctrica generada en los primeros meses de funcionamiento ha frenado su comercialización masiva hasta el momento actual. Su coste de instalación es superior puesto que hay que montar más módulos y precisan de más superficie para una misma potencia instalada.

CÉLULAS	RENDIMIENTO LABORATORIO	RENDIMIENTO DIRECTO	CARACTERÍSTICAS	FABRICACIÓN
Monocristalino	24%	15-20%	Son típicos los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre si.	Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro.
Policristalino	19-20%	12-16%	La superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos de azules.	Igual que el del monocristalino, pero se reduce el número de fases de cristalización.
Amorfo	16%	<10%	Tiene un color homogéneo (marrón), pero no existe conexión visible entre las células.	Tiene la ventaja de depositarse en forma de lámina delgada y sobre un sustrato como vidrio o plástico.

Tabla 4.1. Comparativa entre diferentes tecnologías de células fotovoltaicas.

Dentro del grupo de las células de capa delgada se encuentran células formadas por otros elementos como las células de telurio de cadmio (con rendimientos entre el 6% y el 12%), células CIS (cobre, indio y selenio) y también CISG (que además incorpora el galio).

4.3. Características eléctricas de las células.

La **curva I-V** de una célula solar fotovoltaica para unas condiciones de radiación y temperatura determinadas se caracteriza por:

- V_{oc} : Tensión en vacío o en circuito abierto (open circuit voltage). Es la máxima tensión que puede generar una célula. Es la tensión cuando la corriente de la célula es nula al dejar los terminales al aire (sin conectarlos a nada).
- I_{sc} : Intensidad de cortocircuito (short circuit current). Es la máxima corriente que puede generar una célula. Es la corriente cuando la tensión de la célula es nula. Se obtiene uniendo los dos terminales de una célula.
- P_{PMP} : Potencia en el punto de máxima potencia (PMP). Definida por la corriente en el punto de máxima potencia (I_{PMP}) y la tensión en el punto de máxima potencia (V_{PMP}).

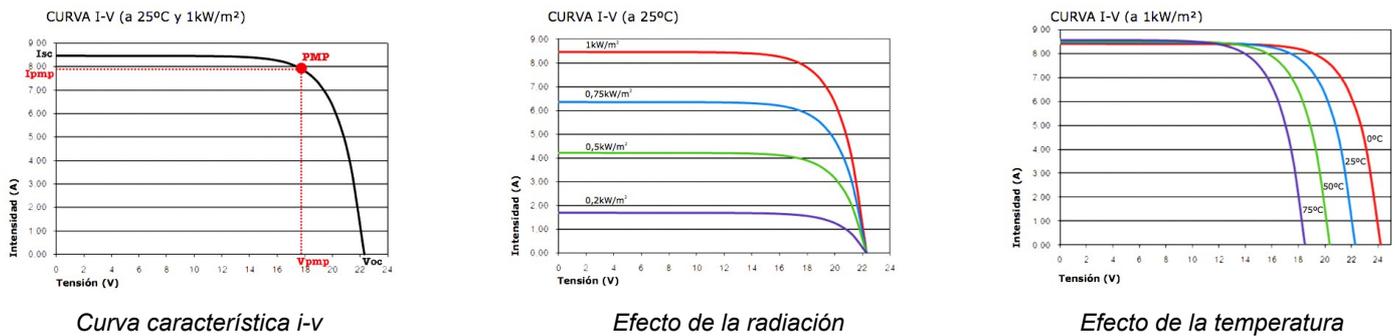


Figura 4.2. Curvas I-V modelo A-140P. Fuente: Atersa.

- ✓ Se comprueba en las gráficas que la intensidad decrece cuando decrece la radiación y por tanto su rendimiento.
- ✓ Por otra parte, la tensión disminuye cuanto mayor es la temperatura y por lo tanto su rendimiento baja. Podríamos pensar que en temporadas de bajas temperaturas el rendimiento del panel es mayor, pero en realidad es la mayor radiación (mayor número de horas de sol) la que hace obtener más energía eléctrica.

Para cada nivel de radiación, existe un punto en el que el panel ofrece el punto de máxima potencia.

Los valores eléctricos que caracterizan el comportamiento de las células fotovoltaicas están determinados para unas determinadas condiciones de trabajo que se denominan las Condiciones Estándar de Medida (CEM) o STC (Standard Test Conditions) marcadas en **EN61215**:

- Radiación de 1000 W/m².
- Temperatura de la célula: 25°C.
- AM=1,5.

4.4. Panel o módulo fotovoltaico.

Las características mecánicas y eléctricas de la mayoría de células solares fotovoltaicas actuales impiden su aplicación directa tal y como son fabricadas por lo que la pieza base que se utilizará en la implementación de los sistemas solares fotovoltaicos es el módulo solar fotovoltaico.

La potencia, tensión y corriente de un módulo fotovoltaico dependerá del número de células solares asociadas en serie o en paralelo, del tipo de células usadas en su construcción y de las condiciones de trabajo.

La radiación que alcanza a la superficie del módulo fotovoltaico y la temperatura de trabajo de las células fotovoltaicas determinan mayoritariamente los parámetros eléctricos de operación de un módulo fotovoltaico. Además de las células fotovoltaicas, en un módulo se precisa de elementos que aseguren la estanqueidad del conjunto, proporcionen buenas cualidades mecánicas al conjunto, permitan que el máximo de radiación solar alcance a la célula fotovoltaica y permitan la conexión eléctrica y mecánica del módulo con otros módulos similares.



Un panel solar normalmente está compuesto por un número variable de células solares (entre 31 y 36) conectadas eléctricamente en serie, del número de células depende el voltaje de salida. El tipo de corriente eléctrica que proporcionan es corriente continua, por lo que si necesitamos corriente alterna o aumentar su tensión, tendremos que añadir un inversor y/o un convertidor de potencia.

Entre un 80% y un 94% de la energía solar incidente sobre un módulo fotovoltaico se pierde en forma de calor, según la tecnología de fabricación de la célula fotovoltaica. Aproximadamente entre un 13% y un 20% de la energía solar es transformada en energía eléctrica en los módulos actuales de silicio mono y policristalino. Debido a esta baja eficiencia en la conversión de la luz solar en electricidad es por lo que se precisan grandes superficies de módulos fotovoltaicos para conseguir potencias elevadas. La eficiencia de la conversión de una célula solar fotovoltaica se define como el cociente entre la energía eléctrica generada por el módulo y la energía solar incidente sobre el módulo. Valores típicos varían entre 12% y 20% para células de silicio cristalino y del 5% al 12% para silicio amorfo u otras tecnologías de capa delgada. Su valor se calcula mediante la expresión:

$$\eta_{cell} = \frac{I_{PMP} \cdot V_{PMP}}{P_{incidente}} \quad (4.1)$$

Otra relación importante es el factor de forma o de relleno, *FF*. Este factor se define como el cociente entre la potencia máxima que la célula solar puede dar a la carga y la potencia teórica máxima definida por el punto (I_{sc} , V_{oc}). Es una medida de la calidad de la unión y de la resistencia serie de la célula. Cuanto mayor es este factor, cuanto más próximo a 1, la característica I-V con iluminación se aproxima más al rectángulo de máxima potencia teórica y, por tanto, la célula es de mayor calidad.

$$FF = \frac{I_{PMP} \cdot V_{PMP}}{I_{sc} \cdot V_{oc}} \quad (4.2)$$

La vida útil media a máximo rendimiento se sitúa en torno a los 25 años, período a partir del cual la potencia entregada disminuye.

4.4.1. Características físicas del panel.

- La **superficie** del panel suele oscilar entre 0,5 m² y 1,3 m², donde las células están ensambladas entre dos estratos, uno superior de cristal de silicio y otro inferior de material plástico.

- La **cubierta exterior** tiene una función protectora ya que padece la acción de los agentes atmosféricos. Se utiliza un vidrio templado que presenta una buena protección contra los impactos, respetando una excelente transmisión a la radiación del espectro solar. Su espesor es de unos 4 mm.
- **Encapsulante**, encargado de la protección de las células solares y de las conexiones. El material normalmente utilizado es el EVA (Etil-Vinilo-Acetileno), que proporciona una excelente transmisión de la radiación solar, comportándose muy favorablemente en la degradación por medio de las radiaciones ultravioletas.
- **Parte posterior**, formada por materiales acrílicos como puede ser el EVA o de PVC (Tedlar). Su principal misión es proteger al panel de la humedad. Son de color blanco para que refleje la luz que alcance la cubierta posterior y así aumentar las eficiencia de la instalación.
- **Marco soporte**, donde se sujeta la placa solar. Generalmente de aluminio anodizado.

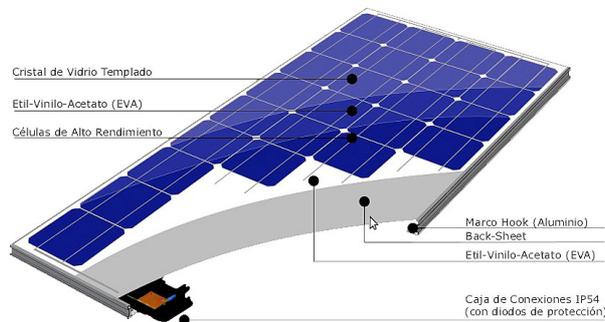


Figura 4.3. Características físicas panel solar. Fuente: ATERSA.

4.4.2. Asociación de módulos fotovoltaicos.

Como norma general nunca se conectarán entre sí módulos de distintas características ni de distintos fabricantes. Esto se hace para optimizar la producción de energía y reducir así las pérdidas ocasionadas por dispersión de características o mismatching. Habitualmente los módulos fotovoltaicos se comercializan según la potencia pico que pueden generar para las CEM.

Para el conexionado tenemos tres posibilidades: serie, paralelo y mixto.

Asociación en serie:

La conexión en serie de los módulos fotovoltaicos aumenta la tensión a la salida del grupo al sumar la tensión de cada uno de los módulos conectados en serie mientras que la corriente que circula es la misma para todos y cada uno de los paneles.

La tensión y la corriente totales de N células fotovoltaicas conectadas en serie es:

$$I_{Total} = I_{módulo1} = I_{módulo2} = \dots = I_{móduloN} \quad (4.3)$$

$$V_{Total} = \sum V_{móduloi} = V_{módulo1} + V_{módulo2} + \dots + V_{móduloN} \quad (4.4)$$

Asociación en paralelo:

La conexión en paralelo de las células fotovoltaicas aumenta la corriente de salida del módulo al sumarse todas las corrientes generadas por las células conectadas en paralelo mientras que la tensión es la misma para todas las células.

La tensión y la corriente de N células fotovoltaicas conectadas en paralelo es:

$$I_{Total} = \sum I_{móduloi} = I_{módulo1} + I_{módulo2} + \dots + I_{móduloN} \quad (4.5)$$

$$V_{Total} = V_{módulo1} = V_{módulo2} = \dots = V_{móduloN} \quad (4.6)$$

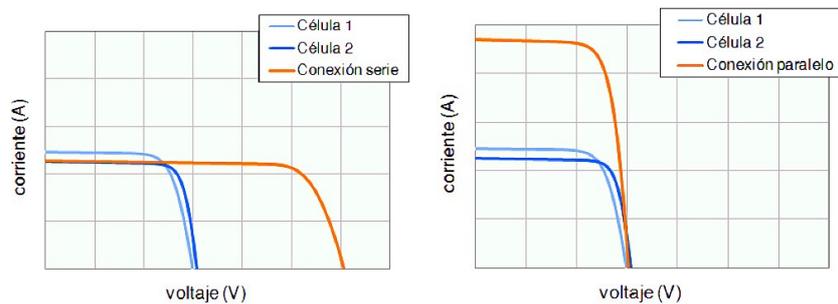


Figura 4.4. Curva IV de un módulo fotovoltaico formado por dos células, interconexionadas en serie (izquierda) o en paralelo (derecha).

Asociación mixta

La tensión total y la intensidad total en módulos conectados mediante conexionado mixto dependerán de los módulos conectados en serie y en paralelo. Como norma general:

$$V_{Total} = n^{\circ} \text{paneles serie} \cdot V_{módulo} \quad (4.7)$$

$$I_{Total} = n^{\circ} \text{paneles paralelo} \cdot I_{módulo} \quad (4.8)$$

4.4.3. Problema del punto caliente.

Se dice que hay un punto caliente en un panel solar fotovoltaico cuando una de sus células (o conjunto de ellas) está averiada o bajo sombra. En estas condiciones, los reajustes de tensiones que se originan pueden invertir el sentido de la corriente en alguna rama, de modo que la célula pasa de elemento generador a consumidor. Para evitarlo, se conectan **diodos de bloqueo** (o **by-pass**) en paralelo con un grupo de células conectadas en serie, éstos permiten el paso de corriente de otros grupos en una misma dirección e impidiendo el paso en sentido contrario.

Cualquier sistema fotovoltaico aislado debería tener diodos de bloqueo como sistema de protección de los generadores y así cumplir sus dos misiones principales:

1. Prevenir que la batería se descargue sobre el módulo por la noche.
2. Bloquear los flujos de corriente inversos de ramas en paralelo deterioradas sombreadas durante el día.

4.4.4. Orientación e inclinación.

Para que un panel solar genere la máxima potencia, los rayos de sol deben incidir lo más perpendicular posible sobre el panel. Para conseguir este objetivo, tenemos que variar la orientación e inclinación del panel siguiendo al sol a lo largo del día, lo que se consigue con un seguidor solar, pero supone un sobrecoste y complica la instalación por lo que normalmente la solución más ventajosa es dejar el panel en una estructura fija.

En el supuesto que la instalación de los paneles sea sobre una estructura fija, se tendrán que tener en cuenta una serie de condicionantes para conseguir aprovechar al máximo la radiación solar, que varía según el horario y también el período del año.

En España, por estar en el hemisferio norte, los paneles deberán orientarse dirección sur, que es la dirección hacia donde encontraremos el sol. El ángulo de desviación respecto del sur geográfico se denomina **azimut**. Por otra parte sabemos que el sol está más alto en verano que en invierno y se pretende que los rayos de sol lleguen perpendiculares a el panel, por lo tanto, para mejorar la captación los paneles deberán estar más tumbados en los meses de verano que en los meses de invierno. [12]

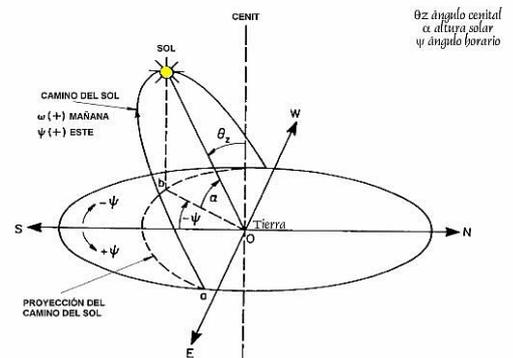


Figura 4.5. Bóveda celeste.

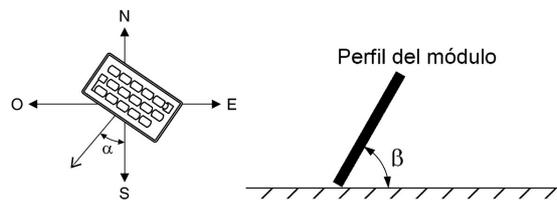


Figura 4.6. Orientación e inclinación del módulo fotovoltaicos.

Para determinar la inclinación óptima debemos tener en cuenta si la máxima generación nos es más interesante obtenerla en verano, en invierno o durante todo el año. Como norma general la inclinación según la época se puede calcular del siguiente modo, siendo Φ la latitud donde instalar los paneles fotovoltaicos:

Utilización	Ángulos de inclinación (β)
Verano	$\Phi - 20^\circ$
Invierno	$\Phi + 10^\circ$
Anual	$\Phi - 10^\circ$

Tabla 4.2. Inclinación óptima de paneles fijos según período de uso.

4.4.5. Distancia mínima. Determinación de sombras.

Para tener el máximo aprovechamiento de un sistema fotovoltaico, tendremos en cuenta la incidencia de posibles sombras sobre los módulos. Al instalar varios grupos de paneles solares existe

el inconveniente de la distancia mínima que habrá entre las filas para que no proyecten sombras entre ellas, esto conlleva que el área de captación solar disminuya. El efecto de sombras es mayor en invierno que en verano debido al recorrido del sol. En el supuesto de realizar el cálculo para una instalación de uso anual tendremos en cuenta el peor de los escenarios posible, es decir, se realizarán los cálculos para el recorrido del sol en invierno.

La distancia mínima que debe haber entre paneles solares se calcula del siguiente modo:

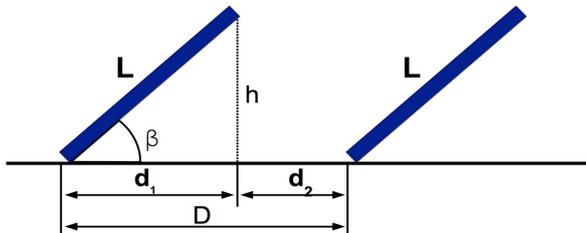


Figura 4.7. Distancias entre filas de paneles solares.

$$D = d_1 + d_2 \quad (4.9)$$

$$d_1 = L \cdot \cos(\beta) \quad (4.10)$$

$$d_2 = \frac{h}{\tan(61 - \Phi)} \quad (4.11)$$

$$h = L \cdot \sin(\beta) \quad (4.12)$$

En el caso de tener un obstáculo delante del primer panel solar, el cálculo se afrontaría de igual forma. La distancia entre el obstáculo y el panel se calcularía como d_2 , siendo h la altura del obstáculo.

5. Subsistema de regulación.

Los reguladores de carga son dispositivos electrónicos que enlazan los paneles fotovoltaicos con las baterías. Su misión fundamental es evitar sobrecargas y descargas excesivas en los acumuladores que producirían daños irreversibles; también asegura que el sistema trabaja con máxima eficacia. Otra función, no menos importante, es evitar que la energía acumulada se descargue sobre los paneles fotovoltaicos. Los reguladores de carga cuentan con un microprocesador para realizar todas estas tareas.

La tensión que nos proporcionan los módulos solares fotovoltaicos ha de ser siempre mayor que la tensión nominal de las baterías, debido a que:

- Con mayor temperatura, la tensión decrece.
- La tensión en la batería debe ser mayor para que ésta pueda ser cargada correctamente.

Para poder regular la carga y descarga de las baterías es necesaria la utilización de un regulador, éste, gracias a la simplicidad del equipo, reduce sustancialmente el mantenimiento y hace que las averías en el sistema fotovoltaico sean muy escasas.

Esencialmente existen dos tipos de reguladores:

- a) Regulador shunt o paralelo.
- b) Regulador serie.

Aunque la misión de los dos es la misma, se diferencian en la forma de trabajo. Todos los reguladores suelen disponer de amperímetro, voltímetro, alarma por baja tensión, sensor de temperatura que regula automáticamente el valor máximo de la tensión de una carga, también un

diodo que facilite el paso de corriente en el sentido panel-batería y que impida cuando la generación no es favorable que la corriente de la batería vaya al panel, evitando así las descargas de las baterías. Los reguladores serie no necesitan dicho diodo de bloqueo, ya que el circuito queda interrumpido cuando las condiciones son desfavorables.

En el nivel bajo suele emitir un sonido para anunciar tal contingencia además de iluminarse un LED, normalmente de color rojo. En el nivel alto (máxima carga), depende del fabricante, pero por lo general cuando la carga de la batería alcanza entre el 80% y 90% de su carga máxima se producen micro-cortes en el proceso de carga, a fin de evitar el sobrecalentamiento de la batería y producir una carga real completa y no dañar a la misma.

En los microcortes la energía se disipa mediante iones que envía al ambiente, por ello es aconsejable que el lugar donde se instalen las baterías esté bien ventilado. [3]

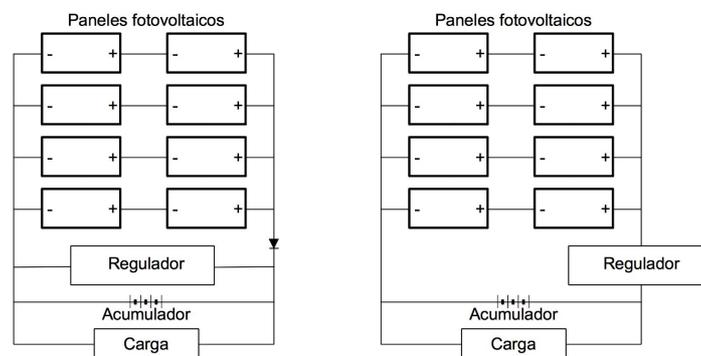


Figura 5.1. Reguladores paralelo y serie.

5.1. Regulador Shunt (paralelo).

Este regulador está basado en la disipación por calor de la energía sobrante, es decir, una vez que la batería está cargada si el panel fotovoltaico sigue dando energía eléctrica ésta no puede guardarse y por medio de un circuito de control hace que se disipe, gracias a un sistema dotado de diodo Zener y disipador de calor.

También puede darse el caso que sea de noche, por lo tanto el panel fotovoltaico ya no produce energía eléctrica, pero la batería está cargada, y para que no ceda electricidad al panel fotovoltaico, dispone de un diodo de bloqueo, que ofrece una resistencia considerable al paso contrario de la corriente (corriente inversa).

5.2. Regulador serie.

En este aparato la regulación se efectúa por medio de un sistema de desconexión automática de los módulos fotovoltaicos, en definitiva, este equipo es equivalente a un desconectador automático de batería, formado por un interruptor, que proporciona muy baja resistencia cuando la batería está cargando, y un circuito abierto cuando la batería está plenamente cargada.

La ventaja principal de este sistema es que el regulador no disipa nada de energía, por tanto, la única potencia que se consume es la de mando y control.

Normalmente una sola unidad es capaz de funcionar en cualquier sistema de trabajo con tensiones de 12, 24, 48 V. Esto se consigue gracias a un sistema de regulación interna, que hace que el relé tenga la apertura del sistema mediante el nivel de tensión indicado.

La gran ventaja de los reguladores serie reside en que se centran en grandes sistemas, donde un regulador paralelo debería utilizar disipadores muy grandes que obligarían a instalar sistemas de refrigeración.

Como desventaja, se observa que, una vez la batería está cargada, la energía eléctrica que produce el panel se pierde, por tanto sigue siendo una carencia, que si bien se puede limitar introduciendo más baterías, no es rentable por el mantenimiento y el aumento de los costes.

5.3. Otros tipos de reguladores.

Aunque basados todos en reguladores shunt y serie, introducen algunas mejoras. Éstos reguladores son:

- **Reguladores de doble circuito**, tienen la capacidad de desviar la energía eléctrica a otros circuitos auxiliares creados para tal fin. De esta forma, la energía no se pierde. El caso más viable podría ser un sistema que alimentase a una bomba de agua cuando la batería estuviese cargada.
- **Reguladores con dos niveles de carga**, tienen por objeto proporcionar cargas profundas con tensiones diferentes estableciendo niveles de carga del 100%, aparte también mantienen la batería en flotación.
- **Reguladores multietapa**, se utilizan en grandes instalaciones y son los encargados de cargar las baterías de módulos por etapas. Normalmente este sistema se compone de 6 u 8 bloques de módulos que, por medio de este regulador, carga las baterías y suelen tener una gran capacidad.
- **Relé de estado sólido**, se basan en la tecnología del semiconductor de potencia MOSFET (transistor de efecto de campo). Este relé de estado sólido soporta potencias considerables y elimina la chispa de ruptura, que era el principal problema en los reguladores serie. Por tanto, son muy apropiados para usarlos en ambientes donde no se pueda usar relés electromecánicos.

5.4. Parámetros de los reguladores.

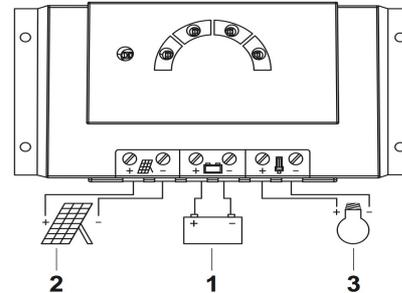
Los parámetros más destacados y que determinan la operación de los reguladores son:

- **Intensidad máxima de carga o de generación**: Máxima intensidad de corriente procedente del campo de paneles que el regulador es capaz de admitir.
- **Intensidad máxima de consumo**: Máxima corriente que puede pasar del sistema de regulación y control al consumo.
- **Voltaje final de carga**: Voltaje de la batería por encima del cual se interrumpe la conexión entre el generador fotovoltaico y la batería, o reduce gradualmente la corriente media entregada por el generador fotovoltaico. Vale aproximadamente 14.1 V para una batería de plomo ácido de tensión nominal 12V.

5.5. Orden de conexionado.

Es importante que se tenga en cuenta, en el momento de conectar, que un regulador es un aparato electrónico y, por tanto, muy sensible, que no soporta el clásico “chisporroteo” que se produce cuando le conectamos una carga, por lo que es elemental seguir para su conexión la siguiente secuencia:

1. Conectar al regulador los cables de todas sus salidas debidamente señalizados por aparato y polaridad (cables de batería, polaridad + y -, cable de paneles, etc.).
2. Se conectarán los cables a la batería.
3. Se conectarán a los paneles fotovoltaicos.
4. Se conectarán los cables a la carga/consumidores.



6. Subsistema de acumulación.

Dentro de un sistema solar fotovoltaico, el acumulador eléctrico o batería es la encargada de almacenar la energía eléctrica que produce la placa solar fotovoltaica una vez que la radiación solar haya incidido en dicha placa solar.

El acumulador es una de las partes más importantes en una instalación fotovoltaica. La necesidad de acumular la energía de los paneles fotovoltaicos proviene de:

- Asegurar el suministro de energía en ausencia de radiación solar (suministro nocturno, iluminación rural y de señales, etc.).
- Mantener el suministro de energía ante fallo del sistema fotovoltaico o reducción de la radiación solar (días nublados, etc.).
- Proporcionar picos de corriente elevados a la carga (para arranque de motores, luminarias, etc.).
- Mantener una tensión continua más estable para cargas críticas, como pueda ser la tensión de entrada del inversor.

El término de acumulador o batería tiene el mismo significado. Las baterías son células electroquímicas normalmente conectadas en serie. Existen baterías primarias, que no se pueden recargar (pilas) y baterías secundarias, que sí se pueden recargar aplicando una tensión superior a la espontánea de reacción que interviene.

6.1. Carga y descarga de una batería.

- **Carga:** Suministrando corriente eléctrica los iones Li^+ fluyen del electrodo positivo al electrolito y de éste al electrodo negativo. En el electrodo positivo se oxida el material de inserción. El electrolito permite el paso de iones pero no de electrones (e^-). En la carga hacemos el electrodo negativo más negativo y el positivo más positivo, aumentando la diferencia de tensión entre ellos y por lo tanto la tensión de la celda.

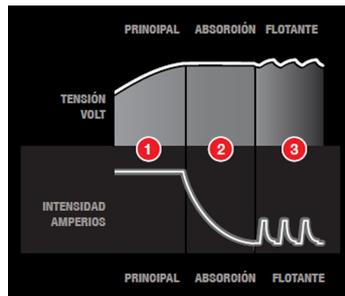


Figura 6.1. Carga de una batería

- (1) Bulk charging. Se suele cargar a corriente constante hasta que tenga el 80% de la carga.
- (2) Carga la tensión constante, con lo que la corriente de carga disminuye.
- (3) Carga de flotación. Previene la autodescarga.

- **Descarga:** Los e^- fluyen por el circuito externo del electrodo negativo al positivo. Este proceso fuerza a los iones Li^+ a salir del electrodo negativo produciéndose la oxidación del mismo a la vez que se insertan en el electrodo positivo que se reduce. En la descarga, hacemos que el electrodo negativo sea menos negativo y el positivo menos positivo, disminuyendo la diferencia de tensión entre ellos y por tanto la tensión de la celda. [31]

6.2. Ensayos de vida. Ciclajes.

Los ciclos de carga/descarga producen tensiones mecánicas en los materiales activos debidos al diferente volumen que tienen en el estado oxidado y reducido. Como consecuencia se produce una caída del material. Con los ciclos se produce una disminución progresiva de la capacidad de la batería. Los factores que influyen sobre la resistencia del acumulador a los ciclos de carga-descarga son:

- **Profundidad de descarga:** Porcentaje de la capacidad del acumulador que se descarga en cada ciclo.
- **Régimen de carga:** Un exceso en el régimen de carga puede dañar la batería.
- **Temperatura:** Las temperaturas altas producen problemas en el acumulador debido principalmente a la mayor corrosión de los electrodos.

6.3. Tipos de baterías según su uso.

El uso de acumuladores ha fomentado la ampliación de la utilización de las placas fotovoltaicas. Realmente con los usos diurnos solamente, había muchas posibilidades que quedaban realmente coartadas, y esta expansión hacia la reserva de la energía significa realmente un gran progreso en las aplicaciones de la industria fotovoltaica.

Los acumuladores o baterías en razón de su uso pueden ser:

1. **Estacionarios**, que están destinados a permanecer fijos en un determinado lugar y tienen corrientes permanentes, y no están obligados a producir corrientes elevadas en periodos cortos de tiempo.
2. **De arranque**, tipo baterías de automóvil, que estarán previstas para suministrar una cantidad elevada de energía eléctrica en un espacio breve de tiempo (segundos).

Las diferencia física entre las baterías estacionarias y las de arranque está en el tamaño de sus placas, mientras que en los acumuladores de arranque las placas son más gruesas, en los

estacionarios son más finas; la vida útil es mayor en un acumulador o batería estacionaria. [2]

Se usan baterías estacionarias básicamente para el suministro de energía donde no hay red eléctrica (instalaciones fotovoltaicas aisladas) y en campos donde se necesita asegurar la continuidad del funcionamiento (iluminación de edificios públicos, hospitales, sistemas de emergencia, sistemas de comunicación, señalización, etc). Las aplicaciones tienen tiempos de servicio diferentes y deben utilizar el más adecuado para el régimen de descarga que se necesite.

Aplicación	Duración de la descarga
Arranque motor Diésel	Segundos
SAI / Ordenadores	Minutos
Telefonía / Emergencia	Horas
Solar	Días

Tabla 6.1. Relación entre aplicaciones y tiempo de descarga.

6.4. Tipos de acumuladores o baterías según su composición

- **Batería de plomo-ácido (Pb-ácido):** Tipo de batería más utilizado debido a su bajo coste. Está formada por dos electrodos de plomo (Pb) y ácido sulfúrico (SO_4H_2) como electrolito, todo ello en una solución de agua destilada.
- **Batería de plomo-antimonio (Pb-Sb):** Batería de placas tubulares, muy utilizadas en instalaciones medias o grandes, admite descargas moderadamente altas, aunque como todos los acumuladores, su vida depende de la profundidad de sus descargas.
- **Batería de plomo-calcio (Pb-Ca):** Batería más propia de pequeñas instalaciones, no necesitan mantenimiento y tienen una autodescarga baja, aunque no aguanta descargas superiores al 40%, siendo la capacidad utilizable la mitad.
- **Batería de ciclo profundo gelatinosa:** Es una batería o acumulador del tipo Pb-ácido, donde el electrolito no es líquido, es gelatinoso. Su coste es alrededor de tres veces mayor que las del electrolito líquido. Tiene características técnicas que la hacen muy útil en aplicaciones especializadas. Como ventaja con respecto a las de plomo-ácido es que no requieren ventilación exterior durante el proceso de carga, siendo toda ella de tipo hermético, disminuyendo el riesgo en su manejo. Tampoco necesitan mantenimiento y por tanto se pueden utilizar en instalaciones con poca o nula supervisión como señalización de carreteras o repetidores.
- **Batería de níquel-cadmio (Ni-Cd):** Está compuesta por un proceso electroquímico, basado en que la placa positiva, está formada por hidróxido de níquel, y la negativa por hidróxido de cadmio. Estas placas se encuentran bañadas en un electrolito, donde hay una disolución acuosa de hidróxido potásico con otros elementos. Al contrario de las baterías de plomo-ácido, el electrolito solo actúa de conductor, no siendo peligroso por no producir sulfatación. Soportan descargas más elevadas que las demás baterías, resisten temperaturas más bajas y soportan cortocircuitos fortuitos sin deteriorarse, por lo tanto su vida es más larga.
- **Batería de níquel-hidruro metálico (Ni-MH):** Tiene un electrodo de níquel, el otro electrodo es de una aleación de hidruro, es menos contaminante que el cadmio. Tiene el inconveniente de una autodescarga mayor que las de níquel-cadmio, su uso en instalaciones solares fotovoltaicas es muy limitado.

- **Baterías herméticas:** Cuando los consumos son bajos, o los tiempo de duración entre carga y descarga son pequeños, se pueden utilizar baterías herméticas para un sistema solar fotovoltaico. Estas baterías pueden ser de plomo-ácido o de níquel-cadmio y tienen la ventaja de no tener mantenimiento, ya que no existe pérdida del electrolito y no emiten gases. Como desventaja presentan una vida discreta.
- **Baterías monoblocks:** Las baterías tipo monoblock se utilizan en pequeñas instalaciones fotovoltaicas donde la relación calidad precio tiene que ser equilibrada. Sus placas están reforzadas con rejilla y aislamiento especial, son de una aleación plomo-antimonio que tiene una pérdida de agua muy reducida, tiene hasta una capacidad de 250 Ah y se pueden agrupar fácilmente.

El montaje de las baterías o acumuladores presenta dos aspectos diferenciados:

- Lugar de ubicación.
- Montaje y conexionado eléctrico.

6.5. Ubicación de los acumuladores.

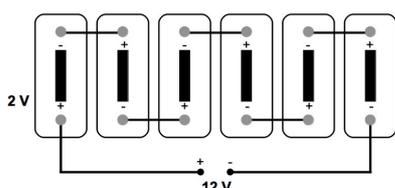
La ubicación de los acumuladores es una decisión delicada, por eso es importante encontrar un cuarto caseta o un habitáculo o habitación ventilada, fuera de zonas que el usuario utiliza habitualmente, ya que las baterías más usadas (Pb-ácido) desprenden gases ácidos nocivos. Es por esta misma razón que no debe colocar encima de las baterías ningún aparato electrónico (el regulador entre otros). El REBT en su ITC-30, apartado 7, clasifica el lugar para acumuladores y las dimensiones, con el tipo de protección, donde poder instalar los acumuladores o baterías para equipos solares fotovoltaicos. La ubicación ideal de una batería será:

- Lo más cercana a los paneles solares fotovoltaicos, ya que la caída de tensión panel-batería sería mínima y el coste de los cables también.
- Un lugar con poca humedad, buena ventilación y que la oscilación de temperatura invierno verano sea mínima.

6.6. Conexión de baterías.

Para poder efectuar el conexionado de las baterías o acumuladores y obtener un determinado voltaje o intensidad, debemos atenernos a unas reglas de conexión. Supongamos que tenemos 6 vasos de batería con una tensión de 2 V y capacidad de 100 Ah.

En el conexionado en serie con este montaje sumamos el valor de la tensión, manteniendo la misma capacidad de batería:



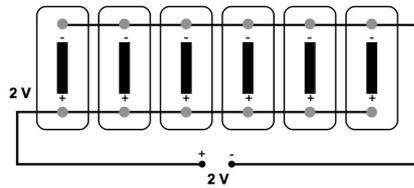
$$V_{Total} = 2V + 2V + 2V + 2V + 2V + 2V = 12V \quad (6.1)$$

$$Capacidad_{batería} = 100Ah \quad (6.2)$$

La energía (Wh) que puede ser almacenada en una configuración de baterías en serie será:

$$Wh = V_{Total} \cdot Capacidad_{batería} = 12V \cdot 100Ah = 1,2kWh \quad (6.3)$$

Con los mismos vasos y realizando la conexión en paralelo obtenemos la suma del valor de capacidades, manteniendo la tensión de la batería:



$$V_{Total} = 2V \quad (6.4)$$

$$Capacidad_{bateria} = 100 Ah + 100 Ah = 600 Ah \quad (6.5)$$

La energía (Wh) que puede ser almacenada en una configuración de baterías en paralelo será:

$$Wh = V_{Total} \cdot Capacidad_{bateria} = 2V \cdot 600 Ah = 1,2 kWh \quad (6.6)$$

Se observa que la energía suministrada en las dos configuraciones es 1,2 kWh; en la configuración serie trabajamos en una tensión de 12 V, que es tensión normalizada, y una capacidad de acumulación de 100 Ah; en cambio, en la configuración en paralelo trabajamos con una tensión de 2 V y una capacidad de acumulación de 600 Ah, se comprueba que esta configuración no es económicamente rentable ya que se tendrán que utilizar cables con secciones muy grandes, y además no es una tensión normalizada (12, 24, 48 V).

Existen otras conexiones de baterías, como son las mixtas, siendo su composición la unión de la configuración serie-paralelo. Una regla fundamental en este tipo de conexiones es que tanto las capacidades como las tensiones de las baterías sean iguales.

La capacidad de la batería es la cantidad de electricidad que puede suministrar una batería bajo unas determinadas condiciones de trabajo. Se mide en amperios-hora (Ah) o vatios-hora (Wh), unidades equivalentes ya que en bornes de la batería el voltaje se puede considerar constante. El PCT-A (Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones Aisladas) del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) define la capacidad nominal de una batería de la siguiente forma:

La capacidad nominal C_{20} (Ah) se define como la cantidad de carga que es posible extraer de una batería en 20 horas, medida a una temperatura de 20 °C, hasta que la tensión entre sus terminales llegue a 1,8 V/vaso.

Normalmente las baterías utilizadas en instalaciones fotovoltaicas se especifican para C_{100} (100 horas de descarga, equivalente a algo más de cuatro días de autonomía).

Las operaciones de mantenimiento que se deben contemplar para asegurar una vida útil larga de las baterías son:

- No descargar más del 80% de su capacidad nominal.
- No sobrecargar.
- Mantener la batería limpia y seca.
- Mantener el nivel del electrolito en los límites adecuados. Se recomienda que el electrolito cubra completamente las placas.
- Mantener la temperatura del electrolito por debajo de 55°C.

7. Subsistema de adaptación de corriente.

El subsistema de adaptación de corriente está formado por inversores o convertidores de corriente, y como su nombre indica los inversores o convertidores son dispositivos capaces de transformar la corriente eléctrica de manera que resulte más apta para sus usos específicos. Los tipos más usuales en el mercado son:

- Corriente continua / corriente continua (DC/DC).
- Corriente continua / corriente alterna (DC/AC).

Los inversores de instalaciones aisladas difieren de los inversores usados en instalaciones conectadas a red. Atendiendo a esta distinción se pueden establecer dos tipos de inversores:

- **Inversores de conmutación natural.** También son conocidos como inversores conmutados por la red, por ser ésta la que determina el fin del estado de conducción en los dispositivos electrónicos.
- **Inversores de conmutación forzada o autoconmutados.** Son para sistemas fotovoltaicos aislados. Permiten generar corriente alterna mediante conmutación forzada, que se refiere a la apertura y cierre forzados por el sistema de control. Pueden ser de salida escalonada (onda cuadrada) o de modulación por anchura de pulsos (PWM), con los que se pueden conseguir salidas prácticamente senoidales y por tanto con poco contenido de armónicos.

7.1. Convertidor DC/DC.

La conexión directa de un generador fotovoltaico a una carga conduce a relacionar las características de intensidad y de tensión de ambos, aquí podemos hablar de pérdidas debidas a las fluctuaciones que pueden tener la potencia máxima del generador, llamándolas pérdidas de utilización. Para evitar estas pérdidas se recurre al uso de convertidores DC/DC. La eficiencia de éstos es mayor del 90% y casi constante para cualquier entrada. Los inversores de continua son utilizados en aquellos casos en que la tensión en los bornes de la batería no coincide con la requerida por los aparatos de consumo.

Por lo tanto los convertidores DC/DC son necesarios en los sistemas fotovoltaicos para:

- ✓ Adaptar los niveles de tensión y corriente continua entre los diversos integrantes de la instalación con máximo rendimiento en la conversión ($P_{in}=P_{out}$).
- ✓ Conseguir que el campo solar trabaje en el punto de máxima potencia (PMP) para las condiciones de trabajo existentes (radiación, temperatura, etc.).

Su uso presenta el beneficio de conseguir que la tensión de salida sea más estable, lo que redundará en un mejor funcionamiento de los aparatos. El funcionamiento a grandes rasgos es el siguiente:

1. Convertir la corriente continua en corriente alterna por medio de un dispositivo electrónico inversor.
2. Aumentarla o disminuirla, según sea necesario, y transformarla de nuevo en corriente continua, pero ya con el voltaje adecuado.

También existe en el mercado un aparato que hace las funciones de convertidor, el estabilizador de tensión, cuyo problema es que consume bastante corriente, por ello su uso no es muy recomendado.

7.2. Convertidor DC/AC.

El convertidor DC/AC o **inversor** se encarga de convertir la corriente continua de la instalación en corriente alterna, igual a la utilizada en la red eléctrica tanto en valor eficaz como en frecuencia. Es un elemento imprescindible en las instalaciones conectadas a red, y estará presente en la mayoría de instalaciones autónomas, sobre todo en aquellas destinadas a la electrificación de viviendas.

Los inversores se pueden clasificar en monofásicos o trifásicos. Los inversores monofásicos se usan habitualmente con potencias nominales de hasta 5 kW, mientras que para inversores de potencias superiores se utilizan inversores trifásicos.

Algunos inversores funcionan también como reguladores de carga de las baterías. En este caso no sería necesario incluir el regulador en la instalación.

Las características de salida del inversor están referidas a la corriente alterna. Algunos de los valores más importantes y que nos facilitará el fabricante son:

- **Tensión de entrada:** Debe coincidir con la tensión nominal de las baterías.
- **Potencia nominal:** Es la potencia que es capaz de entregar el inversor a la instalación. Siempre será mayor que la que hayamos calculado como consumo de los equipos que van a funcionar en alterna.
- **Potencia en vacío,** cuando no hay carga conectada.
- **Rendimiento máximo:** Importante, porque nos indicará la potencia real entregada por el inversor, que siempre es menor que la potencia nominal del mismo. Es un factor a tener en cuenta cuando hagamos el dimensionado de la instalación.
- **Forma de onda.**
- **Distorsión:** Indica la posible degradación de la onda. Menor del % indicado trabajando a la potencia nominal.
- **Frecuencia de la señal:** Debe coincidir con la de la red eléctrica y ser muy estable.

8. Orientación e inclinación de los paneles. Tablas de radiación y PVGIS.

Frente a la opción de emplear un sistema de seguimiento solar, una solución estática puede resultar suficiente para la mayoría de aplicaciones. Lógicamente, en este caso la energía generada no es la máxima posible si se da al generador una determinada orientación, la cual se puede variar con ajustes estacionales para conseguir algunas mejoras.



En España, ya que estamos en el hemisferio Norte, los paneles se orientarán hacia el Sur. Esto es debido a que la trayectoria del sol en movimiento Este-Oeste es simétrica respecto de la posición que ocupa al mediodía y a que es precisamente en este momento cuando la captación de energía solar es máxima. Las desviaciones hacia el Este o el Oeste en un ángulo (azimut) inferior a 30° hacen disminuir la radiación diaria recibida en un valor cercano al 5%. Por el contrario, para ángulos superiores a este valor, las pérdidas en la irradiación captada son considerables.

En resumen, la orientación óptima de un generador es la que mira directamente hacia el Sur, pero si esto no es posible puede determinarse una variación aproximada de 15°.

8.1. Datos de radiación solar.

Para realizar cálculos de instalaciones solares se parte de datos de radiación solar que se pueden obtener a través de diversas fuentes como la Agencia Valenciana de la Energía (AVEN) en forma de tablas, la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET) a través de su “Atlas de radiación solar en España” o con la aplicación PVGIS (PhotoVoltaic Geographical Information System), entre otros. [4]

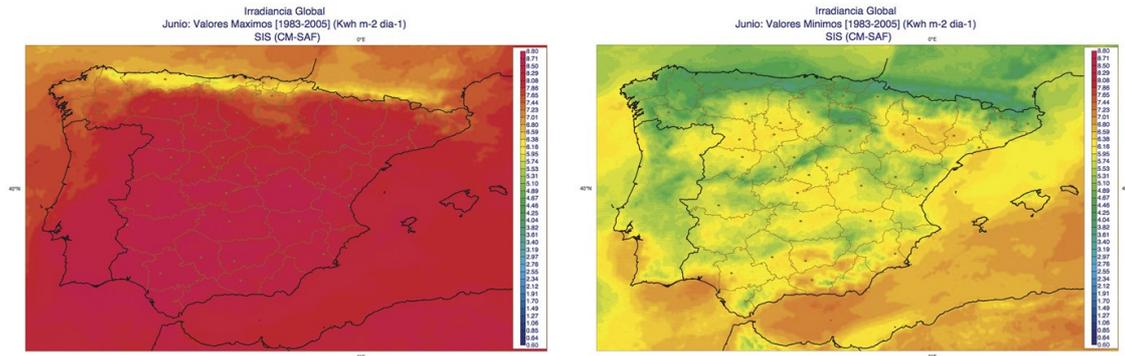


Figura 8.1. Mapas de radiación extraídos del atlas de AEMET.

Ya que la radiación cambia a lo largo del día, para saber la energía que se obtiene durante un día se utiliza la unidad **H_{ORA}SOLAR P_{ICO}**.

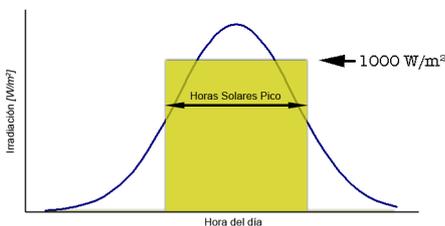


Figura 8.2. Gráfico HSP.

Las HSP, horas solares pico, son el número equivalente de horas a 1000 W/m² de radiación solar que produce la misma cantidad de energía solar que produciría bajo las condiciones reales de insolación. En el gráfico se ha representado el efecto hipotético del Sol actuando en una franja horaria concreta (1 kW/m²). Gráficamente, las áreas bajo las curvas son iguales, ya que ambas representan la misma energía total incidente.

A partir de las tablas de radiación se pueden obtener las HSP para realizar los cálculos necesarios en cualquier instalación solar.

A continuación, y a modo de ejemplo, se ve con detalle la tabla de radiación solar de las provincia de Alicante (latitud 38°21') efectuadas para una superficie inclinada con unos ángulos de inclinación de 0°, 30°, 45° y 60°. La radiación viene dada en kJ/m² y la orientación de los módulos será al sur.

Ángulo	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	agos	sep	oct	nov	dic
0°	9360	13540	16244	20746	23720	25870	26088	22446	18522	13386	9264	7502
30°	15096	19370	19606	21940	22946	24010	24656	22910	21372	17736	14052	12340
45°	16748	20708	19750	20882	20878	21356	22134	21406	21104	18506	15336	13786
60°	17424	20846	18832	18746	17802	17764	18564	18810	19700	18250	15752	14440

Tabla 8.1. Tabla de radiación provincia Alicante.

Las HSP se miden en kW/m^2 y la energía H en las tablas suelen ir expresadas en MJ/m^2 o como es el caso en kJ/m^2 , por lo tanto tendremos que hacer un cambio de unidades.

$$\boxed{HSP(\text{en } \text{kW/m}^2) = H * 2,784 \cdot 10^{-4} (H \text{ en } \text{kJ/m}^2)} \quad (8.1)$$

Se comprueba que el caso más favorable de HSP en Alicante es durante el mes de Julio:

$$HSP = 26088 * 2,784 \cdot 10^{-4} = 7,3 \text{ kW/m}^2 \quad (7,3 \text{ horas}) \quad (8.2)$$

Y el caso más desfavorable o cuando existen menos HSP es en el mes de Diciembre:

$$HSP = 7502 * 2,784 \cdot 10^{-4} = 2,1 \text{ kW/m}^2 \quad (2,1 \text{ horas}) \quad (8.3)$$

8.2. PVGIS (Sistema de información geográfica solar fotovoltaica).

PVGIS ha sido desarrollado por el servicio científico interno de la Comisión Europea, el Centro Común de Investigación. Contienen información detallada sobre la energía solar fotovoltaica en la UE y son especialmente útiles los mapas interactivos que permiten a los usuarios calcular el rendimiento y potencial de los sistemas de energía solar fotovoltaica en una localización concreta.

El servicio interactivo de información del mapa permite calcular de forma muy específica la cantidad de energía que puede generarse en cualquier lugar de Europa y las regiones que la rodean. Ese cálculo se basa en datos sobre la energía del sol, la distribución geográfica y los diferentes tipos de terrenos que pueden encontrarse en Europa, así como en un detenido análisis de las tecnologías fotovoltaicas disponibles.

PVGIS necesita datos de radiación solar para estimar el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos y para realizar el resto de cálculos posibles en la aplicación web. Las dos principales fuentes de datos de radiación solar recibida sobre la superficie terrestre son:

- **Medidas de radiación realizadas en tierra.** La medición directa de la radiación solar sobre la superficie terrestre se puede realizar mediante diferentes instrumentos, siendo el piranómetro (o solarímetro) el más extendido.
- **Radiación solar estimada a partir de datos de satélite.** Los satélites miden la luz procedente de la tierra, dicha luz es principalmente la luz reflejada desde el suelo o desde las nubes.

El modo de proceder en la aplicación PVGIS es muy sencillo e intuitivo y proporciona información contrastada a la vez que de mucha utilidad. Podremos estimar la producción de electricidad, irradiación media diaria, radiaciones diaria y mensual, producción de energía media al día, etc.

En la aplicación podremos escoger entre diferentes tecnologías de paneles fotovoltaicos; paneles de silicio, CIS o de CdTe. Modificar tanto la orientación como la inclinación para que se asemeje a la distribución real de la instalación, potencia instalada, etc.

PVGIS tiene la opción de presentar la información en diferentes formatos. Se puede elegir entre ver la información directamente en la página web, o bien descargarla en forma de archivo.

La aplicación ofrece también de forma gráfica estimaciones tanto de la producción como de la irradiación a lo largo del año y otras informaciones de interés. La base de datos de radiación de PVGIS es una de las más utilizadas a la hora de estimar el recurso solar y la potencial producción fotovoltaica por su sencillez, precisión e independencia. [7]

9. Diseño de instalaciones solares fotovoltaicas.

9.1. Consideraciones previas.

Los objetivos a cumplir por una instalación fotovoltaica son:

- Ser capaz de cubrir la demanda.
- Funcionar de forma eficiente con el menor coste posible.
- Dimensión del generador fotovoltaico en Wp.
- Dimensión de las baterías en Ah.
- Tensión nominal del sistema fotovoltaico.
- Dimensión de los cables.
- Conexión y protecciones.
- Puesta en marcha y medidas de mantenimiento.

Hay que tener en cuenta que el fin es conseguir la máxima fiabilidad teniendo en cuenta que la energía que recibimos del sol no es constante (días nublados, contaminación, etc.).

En todo sistema fotovoltaico hay que tener en cuenta dos parámetros muy importantes:

- Determinar la radiación incidente sobre el sistema.
- Determinar con precisión el consumo.

El concepto de diseño es más amplio que calcular el número de paneles y el tamaño de las baterías en cuestión.

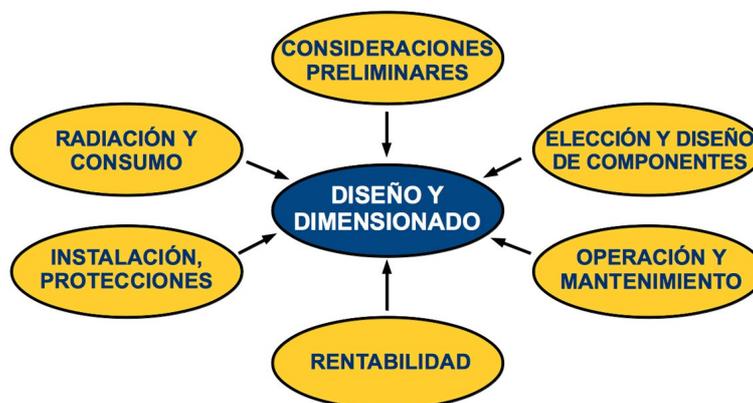


Figura 9.1. Consideraciones de diseño.

Condiciones preliminares:

- De carácter general:
 - ✓ Donde colocar las estructuras de los paneles solares.
 - ✓ Donde instalar los equipos electrónicos.
 - ✓ Donde colocar las baterías.
- Relativas a la propia instalación:
 - ✓ Voltaje de trabajo (tensión nominal del sistema).
 - ✓ Corriente continua, alterna o ambas.
 - ✓ Necesidad de un equipo auxiliar (grupo electrógeno).
 - ✓ Autonomía necesaria.

Los factores que afectan principalmente en el diseño de una instalación son la radiación solar posible, el perfil de consumo, las características eléctricas de las cargas y las características de cada uno de los componentes elegidos.

Una de las cosas que hemos de tener en cuenta a la hora de realizar un diseño solar fotovoltaico es la característica del consumo. El **perfil de carga diaria** es la representación de la potencia en vatios que vamos a consumir. Este perfil nos da información sobre la simultaneidad de los consumos y nos sirve para calcular los sistemas de acondicionamiento de potencia y de distribución. Si atendemos a los diferentes tipos de aplicaciones fotovoltaicas, podemos definir de forma cualitativa algunos perfiles de carga [18]:

- Curva de **consumo constante** a lo largo de todo el año. Esta curva la presentan las siguientes aplicaciones fotovoltaicas:
 - ✓ Sistemas de alarma.
 - ✓ Señalización marina y ferroviaria.
 - ✓ Repetidores de radio.
 - ✓ Estaciones meteorológicas.
- Curva de **consumo nocturno**. En este caso el consumo se produce en horas nocturnas, por tanto la variación de este consumo es inversamente proporcional a la duración del día, siendo en invierno los consumos mayores que en verano. Presenta las siguientes aplicaciones:
 - ✓ Iluminación.
 - ✓ Señalización de carreteras.
 - ✓ Faros marinos.
 - ✓ Señalización de navegación aérea.
- Curva de **consumo diurno**. Son aquellas aplicaciones donde el consumo se produce cuando hay horas de sol. Un ejemplo característico es el de bombeo de agua. El perfil anual de este consumo es similar al de radiación solar, alto en verano y más bajo en invierno.
- Curva de **consumo doméstico**. En éste caso concreto para hacer el perfil de consumo hay que tener en cuenta los hábitos del lugar estudiando cada caso en concreto. Por tanto no se puede establecer una gráfica concreta.

La configuración y los costes de una instalación fotovoltaica irán en función de las cargas que tengamos que aplicar y de los consumos previstos.

9.2. Dimensionado de una instalación solar fotovoltaica.

El proceso es el siguiente:

- Elección de la orientación (azimut e inclinación).
- Obtención de la radiación (base de datos).
- Cálculo de la carga (energía consumida).
- Determinar la tensión de funcionamiento.
- Cálculo de la dimensión del generador fotovoltaico.
- Determinar la capacidad del banco de baterías.
- Dimensionado del regulador y los convertidores DC/DC y DC/AC si los hay.
- Cálculo de la sección del conductor y protecciones.

La cantidad de radiación recibida del sol y la demanda diaria de energía son los factores que nos marcarán la pauta para diseñar un sistema fotovoltaico.

Un método sencillo para el cálculo de instalaciones fotovoltaicas sería el “método del mes peor”. El método del mes peor tiene en cuenta valores medios mensuales diarios de radiación global y de la carga. Sólo tiene en cuenta los valores del mes más desfavorable en lo que a la relación carga/radiación se refiere. [30]

Es preciso determinar el número máximo de días de autonomía (D_{aut}) en función de las necesidades de la instalación y de las características climatológicas de la zona.

A la hora de establecer D_{aut} , hay que considerar tanto la climatología del lugar como el tipo de instalación, la importancia del servicio prestado (de iluminación de viviendas, hospital, fábrica, radio-enlace, etc.) y las limitaciones económicas ya que cuanto mayor sea D_{aut} , mayor la inversión.

9.2.1. Orientación de los paneles.

Esta orientación está determinada por dos ángulos, el azimut y la inclinación. En cuanto al azimut, conviene tener el módulo girado hacia el ecuador terrestre (es decir, hacia el sur en el hemisferio norte, hacia el norte en el hemisferio sur) para que durante el día el panel capte la mayor cantidad de radiación posible. Hay que tener especial cuidado en que no se produzcan sombras sobre los paneles o parte de ellos.

En cuanto a la inclinación suele fijarse un ángulo que maximice el ajuste entre la captación y la demanda de energía. Dicho criterio se traduce en:

- Para instalaciones con consumos constantes o similares a lo largo del año, es preferible optimizar la instalación para captar máxima radiación durante los meses invernales (Diciembre). Se utilizan inclinaciones iguales al valor absoluto de la latitud del lugar (ángulo Φ) incrementado en 10° ($\beta = |\Phi| + 10^\circ$).
- Para instalaciones que sólo se usan en verano (Julio), conviene emplear un ángulo igual a la latitud en valor absoluto menos 20° ($\beta = |\Phi| - 20^\circ$).

9.2.2. Cálculo de la radiación.

La elección de los datos de radiación solar dependerá directamente de la situación de la instalación, de las condiciones meteorológicas predominantes y particulares de cada lugar geográfico. Se han de determinar las HSP (horas solares pico) que se pueden obtener en bases de datos relacionadas con la zona geográfica donde se situará la instalación.

9.2.3. Tensión de funcionamiento de la instalación.

La tensión de funcionamiento se puede determinar a partir de la potencia de la instalación, que lógicamente está relacionada con la energía consumida. Se suelen emplear las tensiones estándar: 12 V, 24 V, 48 V o 120 V.

En general se recomienda:

- 12 V para potencias menores de 1,5 kW.
- 24 V para potencias entre 1,5 y 5 kW.
- 48 o 120 V para potencias mayores a 5 kW.

9.2.4. Cálculo del consumo.

Los consumos se calcularán dependiendo si son en DC o AC:

Energía en DC:

$$E_{DC} = \sum \text{cantidad} \cdot \text{horas} \cdot P_{\text{nomequipoDC}} \quad (9.1)$$

- ◆ E_{DC} = Energía consumida en DC en Wh/día.
- ◆ $P_{\text{nom_equipo(DC)}}$ = Potencia de cada equipo de DC conectado en vatios (W).
- ◆ **cantidad** = Cantidad de equipos de las mismas características.
- ◆ **horas** = Las horas que se prevé que esté en marcha el equipo.

Energía en AC:

$$E_{AC} = \sum \text{cantidad} \cdot \text{horas} \cdot P_{\text{nomequipoAC}} \quad (9.2)$$

- ◆ E_{AC} = Energía consumida en AC en Wh/día.
- ◆ $P_{\text{nom_equipo(AC)}}$ = Potencia de cada equipo de AC conectado en vatios (W).
- ◆ **cantidad** = Cantidad de equipos de las mismas características.
- ◆ **horas** = Las horas que se prevé que esté en marcha el equipo.

Pérdidas en la instalación K_T :

$$K_T = [1 - (K_B + K_C + K_R + K_X)] \cdot \left[1 - \frac{(K_A \cdot D_{\text{aut}})}{P_{D_{\text{máx}}}} \right] \quad (9.3)$$

K_A : Pérdidas debido a la autodescarga diaria de la batería, dada a los 20°C. Dicha pérdida suele venir en las hojas de características dadas por el fabricante de la batería, su valor por defecto es 3% al mes, 0,1% al día.

K_B: Pérdidas debido al rendimiento de la batería que, por lo general, tiene un valor del 5%, pero puede escogerse un valor de 10% para viejos acumuladores o fuertes descargas o bajas temperaturas.

K_C: Pérdidas debido al rendimiento del convertidor utilizado (si lo hay), es decir, principalmente en instalaciones de 230 V. Los valores por defecto suelen oscilar entre el 80% y el 95%, por lo que las pérdidas oscilarán entre 20% y 5%. A falta de datos se puede estimar un 10%.

K_R: Pérdidas debido al rendimiento del regulador empleado. Suele depender de la tecnología utilizada, pero si no se conoce se escoge el valor por defecto del rendimiento de 90%, por los que las pérdidas serán de un 10%.

K_X: Otras pérdidas no contempladas (por el efecto Joule, caídas de tensión, etc.); se escoge un valor por defecto entre un 10 y un 15%.

D_{aut}: Días de autonomía con baja o nula insolación.

P_{Dmáx}: Profundidad máxima de descarga de la batería, que vendría dada por el fabricante de las baterías; por defecto se escoge un valor del 80%.

Energía total: Consumo total en Wh/día \rightarrow $E_T = E_{DC} + E_{AC}$ (9.4)

Consumo total:

$$C_T = \frac{E_T}{V_{nom}} \quad (9.5)$$

- ◆ **C_T** = Consumo total en Ah/día.
- ◆ **V_{nom}** = Tensión nominal de la instalación.

Al valor obtenido se la añade las pérdidas K_T:

$$C_{Tmáx}(Ah/día) = \frac{C_T}{K_T} \quad (9.6)$$

- ◆ **C_{Tmáx}(Ah/día)** = Consumo total máximo, considerando las pérdidas en el sistema.

9.2.5. Dimensionado de los paneles fotovoltaicos.

Energía del panel en Ah/día:

$$E_{panel}(Ah/día) = \eta_{panel} \cdot I_{máxpanel} \cdot HSP \quad (9.7)$$

- ◆ **η_{panel}** = Rendimiento del panel. Se puede escoger un valor típico entre el 85 y 95%.
- ◆ **I_{máxpanel}** = Corriente máxima del panel en amperios.
- ◆ **HSP** = Horas solares pico.

Número de paneles solares:

$$\text{Número de paneles en paralelo: } N_{PP} = \frac{C_{Tm\acute{a}x} (Ah/d\acute{a}ia)}{E_{panel}} \quad (9.8)$$

◆ $C_{Tm\acute{a}x} (Ah/d\acute{a}ia)$ = Consumo total máximo.

◆ E_{panel} = Energía del panel en Ah/día.

$$\text{Número de paneles en serie: } N_{PS} = \frac{V_{nom}}{V_{m\acute{a}xpanel}} \quad (9.9)$$

◆ V_{nom} = Tensión nominal de la instalación.

◆ $V_{m\acute{a}xpanel}$ = Tensión máxima que produce el panel.

$$\text{Número total de paneles: } \boxed{N_{TP} = N_{PP} \cdot N_{PS}} \quad (9.10)$$

9.2.6. Dimensionado del sistema de acumulación.

$$C_{nombat} = \frac{C_{Tm\acute{a}x} (Ah/d\acute{a}ia) \cdot D_{aut}}{P_{Dm\acute{a}x}} \cdot 100 \quad (9.11)$$

◆ $C_{nom-bat}$ = Capacidad nominal del acumulador.

◆ D_{aut} = Días de autonomía.

◆ $P_{Dm\acute{a}x}$ = Profundidad máxima de descarga en %.

◆ $C_{Tm\acute{a}x}$ = Consumo total máximo considerando las pérdidas en el sistema en Ah/día.

Es importante tener en cuenta que la fiabilidad del sistema se incrementa con el aumento de la capacidad de la batería (aumento del parámetro D_{aut}), aunque, en realidad, el incremento en la fiabilidad del sistema pasa también por un aumento en el generador fotovoltaico, pues éste ha de ser suficiente para cargar las baterías.

9.2.7. Determinación del regulador – Determinación de la carga del regulador y número de reguladores.

El regulador suele estar en serie con los paneles solares, esto quiere decir que la intensidad del regulador la proporcionan los paneles solares.

$$I_{regulador} = N_{PP} \cdot I_{m\acute{a}xpanel} \quad (9.12)$$

◆ $I_{regulador}$ = Intensidad del regulador.

◆ N_{PP} = Número de paneles solares en paralelo.

◆ $I_{m\acute{a}xpanel}$ = Intensidad máxima del panel solar fotovoltaico.

Si es necesario se pueden utilizar más reguladores que serán colocados por grupos (iguales) de paneles.

9.2.8. Determinación del Inversor – Determinación de la potencia del inversor DC/AC.

La potencia del inversor vendrá determinada en función de la potencia de los aparatos de consumo de AC y del rendimiento del mismo inversor.

$$P_{INV} = \frac{P_{consumoAC}}{\eta_{INV}} \quad (9.13)$$

- ◆ P_{INV} = Potencia del inversor.
- ◆ $P_{consumoAC}$ = Potencia de los consumos en AC.
- ◆ η_{INV} = Rendimiento del inversor, consultar hoja de catálogo (alrededor del 95%).

9.2.9. Cálculo de la sección del conductor.

Los cálculos de las secciones de los conductores variarán dependiendo si son en la parte del circuito de corriente continua o corriente alterna (monofásica/trifásica).

Los cálculos de las caídas de tensión vienen dados por el Reglamento electrotécnico de baja tensión (REBT) para la longitud de los cables, es muy importante que las distancias entre los elementos de la instalación sean las menores posibles, en todo caso, es recomendable que los valores no sobrepasen los tantos por ciento que a continuación se detallan en la tabla:

	VALOR ADMISIBLE (REBT)	VALOR RECOMENDADO
TRAMO PANELES SOLARES - REGULADOR	3%	1%
TRAMO REGULADOR - ACUMULADOR	1%	0,5%
TRAMO ACUMULADOR - CONVERTIDOR	1%	1%
TRAMO CONVERTIDOR - "VIVIENDA"	3%-5%	1,5%

Tabla 9.1. Caída de tensión de los diferentes circuitos.

En instalaciones típicas es recomendable que la sección mínima a utilizar sea mayor de 4 mm². A continuación paso a detallar las fórmulas necesarias para dichos cálculos.

Corriente continua:

El cálculo de la sección del conductor en corriente continua es muy importante, debido fundamentalmente a que estamos trabajando con tensiones de 12 V, 24 V, 48 V, como consecuencia la intensidad aumenta considerablemente haciendo que las pérdidas en los conductores eléctricos sean importantes debido al calentamiento.

$$S = \frac{200 \cdot P \cdot L}{K \cdot V^2 \cdot \%V}, \quad P = V \cdot I \quad (9.14), (9.15)$$

- ◆ P = Potencia en vatios de la instalación.
- ◆ L = Longitud en metros de la línea.
- ◆ K = Conductividad (en el caso del cobre de 56 a 44 m/Ωmm²).
- ◆ V = Voltaje de la instalación.
- ◆ $\%V$ = Caída de tensión en %.

Temperatura (°C)	20	40	50	60	70	80	90
Conductividad (m/Ωmm ²)	55,9910	51,9205	50,0994	48,4010	46,8150	45,3290	43,9350

Tabla 9.2. Relación conductividad-temperatura del cobre.

Corriente alterna:

Para las líneas que trabajan en corriente alterna utilizaremos lo establecido en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT). El cálculo a seguir para encontrar la sección adecuada será el siguiente:

- **Corriente alterna monofásica:**

$$S = \frac{200 \cdot P \cdot L}{K \cdot V^2 \cdot \%V}, \quad P = V \cdot I \quad (9.16), (9.17)$$

- ◆ P = Potencia en vatios.
- ◆ L = Longitud en metros.
- ◆ K = Conductividad del cobre 56 m/Ωmm².
- ◆ V = Tensión 230 V.
- ◆ %V = Caída de tensión en %.

- **Corriente alterna trifásica:**

$$S = \frac{100 \cdot P \cdot L}{K \cdot V^2 \cdot \%V}, \quad P = 1,732 \cdot V \cdot I \cdot \cos\gamma \quad (9.18), (9.19)$$

- ◆ P = Potencia en vatios.
- ◆ L = Longitud en metros.
- ◆ K = Conductividad del cobre 56 m/Ωmm².
- ◆ V = Tensión 400 V.
- ◆ %V = Caída de tensión en %.
- ◆ cosγ = 0,9.

10. Componentes de la instalación fotovoltaica a escala o de pequeño dimensionado.

10.1. Antecedentes.

La electrificación de viviendas o el suministro de energía a sistemas de telecomunicaciones son dos de los ejemplos básicos de aplicaciones de la energía solar fotovoltaica aislada. Existen otras numerosas aplicaciones con potencias de módulos que varían desde las decenas de vatios (señalización de carreteras, farolas, etc.) hasta los miles de vatios en electrificaciones rurales de poblaciones u hoteles.

Para elegir los componentes que formarán el demostrador, antes hemos de establecer una serie de condiciones preliminares relativas a la instalación que determinarán el dimensionado de ésta. Las condiciones serán las siguientes:

- **Tensión nominal del sistema:** 12 V. En general se recomiendan tensiones de 12 V para potencias menores de 1,5 kW, 24 V para potencias entre 1,5 y 5 kW y 48 o 120 V para potencias mayores de 5 kW. Nuestro entrenador o demostrador no sobrepasará los 1500 W, por lo tanto la elección del voltaje de trabajo será de 12 V.
- El sistema posibilitará el funcionamiento de cargas tanto en corriente continua (directamente de las baterías) como en alterna (gracias a un inversor DC/AC).
- **Autonomía necesaria:** Para nuestra instalación, éste es un dato poco importante ya que el sistema no pretende dar cobertura a una serie de servicios en días de poca o nula insolación, como podría ser el caso de una instalación aislada típica. No hay que perder la perspectiva que se trata de una instalación cuya finalidad es didáctica. Aún con todo, se puede fijar uno o dos días de autonomía, pensando que un día corresponde a una clase práctica en el aula-taller de Tecnología.

Otra condicionante a tener en cuenta será la época en que se realicen las prácticas, ya que la irradiación no es la misma durante todo el año y por tanto las horas solares pico que tendremos en cuenta en los cálculos tampoco.

Con ayuda de la aplicación web PVGIS y escogiendo como escenario el I.E.S. Luís García Berlanga de Sant Joan d'Alacant, obtenemos los siguientes datos en cuanto a irradiación.

Sistema fijo: inclinación=35 grados, orientación=0 grados				
Mes	Ed	Em	Hd	Hm
Ene	3.53	109	4.31	134
Feb	4.11	115	5.09	142
Mar	4.63	144	5.89	183
Abr	4.99	150	6.42	193
Mayo	5.05	157	6.59	204
Jun	5.29	159	7.02	211
Jul	5.32	165	7.14	221
Ago	5.21	161	7.00	217
Sep	4.75	143	6.27	188
Oct	4.26	132	5.52	171
Nov	3.57	107	4.44	133
Dic	3.49	108	4.28	133
Año	4.52	137	5.84	177
Total para el año		1650		2130

Tabla 10.1. Estimación PVGIS de la producción de electricidad solar en IES Berlanga.

La columna Hd corresponde a la media diaria de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema (kWh/m^2), es decir, las horas solares pico (HSP).

Se observa que el peor escenario posible se presenta durante el invierno, mientras que los meses con mayor radiación son los de verano. Dado que los meses de verano no son lectivos y no conviene hacer las prácticas en el peor de los escenarios posibles, dichas prácticas se podrían enmarcar entre el segundo y tercer trimestre, es decir durante los meses de Abril y Mayo cuando se alcanza una media de 6,5 HSP.

Tras establecer estas premisas empezamos a realizar los cálculos para nuestro pequeño sistema aislado.

10.2. Elección de los paneles fotovoltaicos.

Cálculo de consumos:

En primer lugar vamos a realizar el cálculo de consumos, tanto en DC como en AC. Para ello, hemos de pensar en qué equipos vamos a alimentar con la energía que generemos con los paneles fotovoltaicos. Se trata de comprobar que equipos utilizados habitualmente en el taller de Tecnología pueden funcionar con la energía generada.

Para el cálculo de consumos, construiremos dos tablas, una para consumos DC y otra para consumos AC. La diferencia estriba en el cálculo de la potencia máxima en caso de conectar todos los equipos al mismo tiempo (dato que usaremos posteriormente para la elección del inversor).

Consumos DC

EQUIPO	P (W)	UD	USO (h/día)	E (Wh/día)
Iluminación 1	15	2	0,5	15
Iluminación 2	20	1	0,5	10
E_{DC} Total (Wh/día) = 25				

El valor de la energía se ha calculado mediante la siguiente expresión:

$$E_{DC} = P_{DC} \cdot Ud \cdot t_{uso} \quad (10.1)$$

La E_{DC} total será el sumatorio de las energías de cada carga:

$$E_{DC} Total = \sum E_{DCn} = 25 \text{ Wh/día} \quad (10.2)$$

Consumos AC

EQUIPO	P (W)	UD	P_T (W)	USO (h/día)	E (Wh/día)
Soldador eléctrico	30	2	60	0,5	30
Pistola termofusible	11	2	22	1	22
Taladro eléctrico	350	1	350	0,2	70
$P_{máxAC}$ (W) = 432			E_{AC} Total (Wh/día) = 122		

El valor de la energía se calcula de igual modo que en el caso de continua:

$$E_{AC} = P_{AC} \cdot Ud \cdot t_{uso} \quad (10.3)$$

$$E_{AC} Total = \sum E_{ACn} \quad (10.4)$$

La $P_{máxAC}$, es decir, la potencia máxima que se puede alcanzar cuando se conectan todas las cargas AC al mismo tiempo, se calcula como el sumatorio de la potencia que consume cada una de las cargas.

$$P_T = P_{AC} \cdot Ud$$

$$P_{máxAC} = \sum P_{Tn}$$

(10.5), (10.6)

Los valores más significativos de los receptores AC se pueden resumir en los siguientes:

■ La energía total AC consumida por las cargas es: $E_{AC\ Total} = 122\ Wh/día$ (10.7)

■ La potencia total AC demandada por las cargas es: $P_{máxAC} = 432\ W$ (10.8)

El consumo total será la suma de ambos, el consumo en DC y el consumo AC:

$$E_T = E_{DC} + E_{AC} = 25 + 122 = 147\ Wh/día$$
 (10.9)

Cálculo del consumo total C_T (Ah/día):

El consumo total (C_T) en Ah/día será: $C_T = \frac{E_T}{V_{nom}} = \frac{147}{12} = 12,25\ Ah/día$ (10.10)

Pero este consumo C_T se correspondería con un C_T en un sistema sin pérdidas (sistema ideal), así que se ha de tener en cuenta las posibles pérdidas del sistema para calcular el consumo total máximo ($C_{Tmáx}$) que posteriormente utilizaremos en el cálculo de los paneles.

Pérdidas del sistema K_T :

Las pérdidas en la instalación K_T suelen estar entorno al 0'6, y para su cálculo preciso hay que saber las pérdidas de los elementos de la instalación. Si no se conocen las pérdidas de determinados elementos, bien porqué aún no se ha decidido que elemento concreto poner o porqué no viene en la hoja de características del fabricante, se puede poner unos valores aproximados que prácticamente no afectarán en el resultado final. Siendo:

- K_A , las pérdidas de la autodescarga diaria de la batería a 20°C. 0,1%.
- K_B , pérdidas debido al rendimiento de la batería. 5%.
- K_C , pérdidas de rendimiento del inversor, 10%.
- K_R , pérdidas del rendimiento del regulador. 10%.
- K_X , otras pérdidas (efecto Joule, caídas de tensión, etc.). 15%.
- D_{aut} , días de autonomía. 1 / 2 días.
- $P_{Dmáx}$, profundidad de descarga de la batería. 80%.

$$K_T = [1 - (0,05 + 0,1 + 0,1 + 0,15)] \cdot [1 - \frac{(0,001 \cdot 2)}{0,8}] = 0,5985$$
 (10.11)

Por lo tanto conociendo las pérdidas, ya podemos incorporarlas a la fórmula y conocer el consumo total máximo en Ah/día.

Cálculo consumo total máximo $C_{Tmáx}$ (Ah/día):

$$C_{Tmáx} (Ah/día) = \frac{C_T}{K_T} = \frac{12,25}{0,5985} = 20,47\ Ah/día$$
 (10.12)

Energía que produce un panel:

Para conocer la energía que produce un panel, debemos conocer sus características eléctricas. Lo usual es escoger un panel con una potencia adecuada y realizar los cálculos (o escoger varios paneles para elegir el que mejor se adapte al diseño). Para esta instalación, por tener una finalidad educativa, se pretende que el diseño final esté constituido por dos paneles. Además estos dos paneles deben tener unas dimensiones que pueda manipular un estudiante, bien de ESO o Bachillerato, con relativa facilidad.

La elección de dos paneles solares no es arbitraria. El motivo de esta elección se debe a que los paneles se puedan conectar tanto en serie como en paralelo, para observar como al conectarlos en serie se obtienen mayores tensiones, y al conectar los paneles en paralelo se generan mayores corrientes.

Tras revisar el catálogo de productos de Atersa, y ver los modelos de paneles fotovoltaicos disponibles, se va a realizar los cálculos para tres modelos concretos de paneles. [6]

	A-20 J	A-50M	A-75P
Potencia nominal	20 W	50 W	75 W
Corriente en punto de máxima potencia I_{mp}	1,21 A	2,64 A	4,21 A
Tensión en punto de máxima potencia V_{mp}	16,8 V	18,95 V	17,83 V
Corriente de cortocircuito I_{sc}	1,32 A	2,95 A	4,35 A
Tensión de circuito abierto V_{oc}	21,7 V	22,46 V	22,6 V

Tabla 10.2. Características eléctricas (STC: $1kW/m^2$, $25^{\circ}C$, AM 1,5).

$$E_{panel} (Ah/día) = \eta_{panel} \cdot I_{máxpanel} \cdot HSP \quad (10.13)$$

$$E_{panelA20J} = 0,95 \cdot 1,21 \cdot 6,5 = 7,47 Ah/día \quad (10.14)$$

$$E_{panelA50M} = 0,95 \cdot 2,64 \cdot 6,5 = 16,3 Ah/día \quad (10.15)$$

$$E_{panelA75P} = 0,95 \cdot 4,21 \cdot 6,5 = 26 Ah/día \quad (10.16)$$

Número de paneles solares:

$$\text{Paneles en serie: } N_{PS} = \frac{V_{nom}}{V_{máxpreg}} = \frac{12}{12} = 1 \text{ panel} \quad (10.17)$$

$$\text{Paneles en paralelo: } N_{PP} = \frac{C_{Tmáx}}{E_{panel}} \quad (10.18)$$

$$N_{PPa20J} = \frac{20,47}{7,47} = 2,7 \approx 3 \text{ paneles} \quad (10.19)$$

$$N_{PPa50M} = \frac{20,47}{16,3} = 1,3 \approx 2 \text{ paneles} \quad (10.20)$$

$$N_{PP75P} = \frac{20,47}{26} = 0,79 \approx 1 \text{ panel} \quad (10.21)$$

Como el número de paneles totales que se desea es dos, escogemos el modelo **A-50M**, que cumple:

$$N_{TP} = N_{PP} \cdot N_{PS} = 2 \cdot 1 = 2 \text{ paneles (en paralelo)} \quad (10.22)$$

El panel solar fotovoltaico A-50M de Atersa está construido con 36 medias células de silicio monocristalino, y está diseñado y construido para una vida útil larga. La empresa garantiza la potencia de salida (50 W) durante 25 años. El módulo lleva caja de conexiones intemperie con terminales positivo y negativo que incorporan diodos de derivación (by-pass) cuya misión es evitar la posibilidad de rotura del circuito eléctrico en el interior del módulo por sombreados parciales de las células. En cuanto a su rango de funcionamiento va desde -40°C a $+85^{\circ}\text{C}$ y la máxima tensión que soporta el sistema son 1000 V. En el anexo se pueden ver las características físicas, eléctricas y sus curvas características I-V.

10.3. Elección de baterías.

Para calcular la capacidad del acumulador hay que concretar los días de autonomía que requiere la instalación. Como se ha comentado, en este proyecto no es importante la autonomía del sistema, ya que su misión principal no es abastecer la demanda de una serie concreta de recursos como puede ser la señalización de una baliza o un repetidor de telecomunicaciones.

En un principio se puede establecer uno o dos días de autonomía, pero de fijar un día a fijar dos, la capacidad nominal de la batería se duplica, con todo lo que ello conlleva.

Se va a fijar una autonomía de dos días pero aclarando que éste no es un dato fundamental y que a la hora de hacer la elección de la batería se tendrá en cuenta.

$$C_{nombat} = \frac{C_{Tm\acute{a}x} \cdot D_{aut}}{P_{Dm\acute{a}x}} \cdot 100 \quad (10.23)$$

$$C_{nombat} = \frac{20,47 \cdot 2}{80} \cdot 100 = 51,2 \text{ Ah} \quad (10.24)$$

El tipo de batería a elegir ha de ser para aplicaciones estacionarias, puesto que admiten descargas prolongadas sin dañarse. La elección será una batería de plomo-ácido estanca o gelificada por diversas razones:

- ✓ Aunque las baterías de Ni-Cd tienen mejores prestaciones, como una mayor vida útil o que soportan mayores descargas (90%), las baterías de plomo-ácido tienen un precio cuatro o cinco veces menor a igual cantidad de energía.
- ✓ Tienen menores riesgos de derrame del electrolito al estar selladas y llevar el electrolito en forma de gel.

- ✓ La autodescarga, es decir, la pérdida de capacidad de la batería cuando no está conectada a un sistema de recarga, es de un 2% a un 10%.
- ✓ Además el mantenimiento es nulo y no emiten gases.

La batería escogida es el modelo 22-AGM de Trojan, una batería con C_{100} de 52 Ah a una temperatura de descarga de 25°C.

Las altas temperaturas aumentan la capacidad del acumulador aunque reducen su vida útil, mientras que las temperaturas bajas reducen la capacidad y se corre el peligro de alcanzar temperaturas de congelación. A mayor temperatura, más rápidas serán las reacciones químicas. Como regla general, por cada aumento de 10°C en la temperatura se duplica la velocidad de reacción. Por lo tanto, un mes de funcionamiento a 35°C es equivalente en la vida de la batería a dos meses a 25°C. El calor es un enemigo de todas las baterías de plomo-ácido. La temperatura tiene una gran influencia en la vida de la batería. [23]

Para lograr una vida útil larga de la batería, el fabricante recomienda no bajar del 40% de su capacidad nominal ($P_D=60\%$). Se considera que una batería alcanza el final de su vida útil cuando no es capaz de almacenar el 80% de su capacidad nominal.

BCI GROUP SIZE	TYPE	CAPACITY ^a Amp-Hours (AH)								ENERGY (kWh)	VOLTAGE	TERMINAL Type ^b	DIMENSIONS ^d Inches (mm)			WEIGHT lbs. (kg)
		2-Hr Rate	5-Hr Rate	10-Hr Rate	20-Hr Rate	48-Hr Rate	72-Hr Rate	100-Hr Rate	100-Hr Rate				Length	Width	Height ^c	
DEEP-CYCLE AGM BATTERIES																
22	22-AGM	35	43	47	50	51	52	52	0.624	12 VOLT	13	9 (229)	5-1/2 (139)	8-1/16 (205)	40 (18)	

Tabla 10.3. Especificaciones batería Trojan 22-AGM. Fuente: Trojan.

10.4. Elección del regulador de carga.

Para calcular la intensidad del regulador, calcularemos la corriente máxima del campo fotovoltaico y escogeremos un regulador con una intensidad algo mayor para tener un margen de seguridad. Se puede sobredimensionar en un 10% el valor obtenido.

$$I_{reg} = N_{PP} \cdot I_{mp} = 2 \cdot 2,64 = 5,28 A \quad (10.25)$$

Añadiendo un margen de seguridad del 10%, $I_{reg} = 1,1 \cdot 5,28 = 5,81 A \quad (10.26)$

Revisando el catálogo de Steca, empresa líder en el suministro de productos de energía solar, nos encontramos con un regulador de baja intensidad y que cumple a la perfección el cometido para el cual lo queremos. Se trata del regulador PR 1010. El regulador de la gama PR de menor intensidad, 10 A. [20]



Figura 10.1. Regulador Steca PR 1010.

El manejo del regulador se realiza a través de menús y posee un gran display que informa al usuario sobre los estados de funcionamiento. Se presenta el estado de carga de la batería (SOC,

State Of Charge) con indicadores de barra además de formato numérico. Otros datos como tensión y corriente también se puede visualizar.

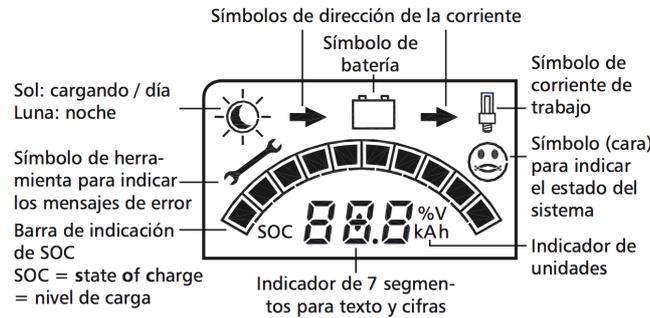


Figura 10.2. Indicadores de pantalla reguladores Steca PR.

El regulador está provisto de diferentes dispositivos de protección. Cuando se activen dichos dispositivos, el regulador generará un mensaje de error. Una vez subsanado el error, el dispositivo de protección volverá a desactivarse. Sus características técnicas se pueden ver en su hoja de características adjuntadas en el anexo.

El regulador es apto para baterías de plomo-ácido recargables de 12 V y 24 V, tanto de electrolito líquido como las estancas gelificada que ha sido nuestra elección (AGM).

Desde el punto de vista técnico, la puesta a tierra del regulador no es absolutamente necesaria en el montaje de una instalación solar aislada. En caso de proceder a la puesta a tierra, es posible conectar a tierra todas las positivas, pero en el caso de las negativas se podrá realizar sólo una puesta a tierra.

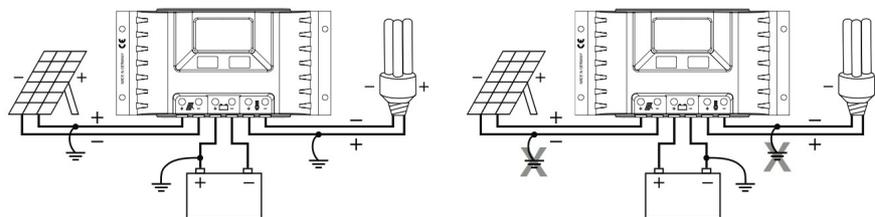


Figura 10.3. Puesta a tierra.

10.5. Elección del inversor.

El inversor será al menos de la potencia máxima calculada suponiendo que todas las cargas se encuentren conectadas al mismo tiempo. El cálculo podemos hacerlo bien dejando un margen a la potencia calculada o teniendo en cuenta las pérdidas del propio inversor.

$$P_{INV} = \frac{P_{consumoAC}}{\eta_{INV}} \quad (10.27)$$

$$P_{INV} = \frac{432}{0,9} = 480 W \quad (10.28)$$

Como hemos dicho el inversor debe tener una potencia superior a los 480 W calculados. Elegimos el inversor Powersine 500/12V de la casa TBS Electronics, que es un inversor de salida de onda sinusoidal pura AC y con un rango de potencia de 400 a 600 W.



Para obtener una retroalimentación óptima del inversor durante el uso, un sistema de diagnóstico integrado avisará visualmente mediante secuencias de parpadeos distintas, dependiendo de la situaciones de error. Además el inversor avisará acústicamente antes de apagarse por batería baja, sobrecarga o temperatura elevada.[21]

Sus principales características son:

- Rango de potencia (W): 400-600.
- Salida de onda sinusoidal pura AC.
- Protegido contra baja/alta tensión de batería, altas temperaturas, sobrecarga y cortocircuito.
- Función automática de stand-by para reducir el consumo por ausencia de carga.

10.6. Secciones de los conductores y conectores.

Dado que la potencia de la instalación es muy pequeña y además los elementos que la componen estarán cerca los unos de los otros, las secciones necesarias de los conductores no serán muy grandes. Para calcular la sección de cada tramo de la instalación hemos de tener en cuenta sus caídas de tensión máximas que nos recomienda el IDAE. [12]

Se puede realizar una hoja de cálculo o programar una aplicación que nos permita de un modo rápido obtener la sección idónea para cada tramo de la instalación. En el caso concreto de nuestro entrenador, los cálculos de sección serán para DC y para AC monofásica ($P < 5$ kW).

$$\boxed{S = \frac{200 \cdot P \cdot L}{K \cdot V^2 \cdot \%V}} \quad \text{o} \quad \boxed{S = \frac{200 \cdot I \cdot L}{K \cdot V \cdot \%V}} \quad (10.29), (10.30)$$

$$\text{Tramo panel-regulador: } S = \frac{200 \cdot 50 \cdot 2}{44 \cdot 18,95^2 \cdot 1} = 1,27 \text{ mm}^2 \quad (10.31)$$

La sección escogida sería de $1,5 \text{ mm}^2$ por ser la sección normalizada inmediatamente superior al resultado del cálculo.

$$\text{Tramo regulador-acumulador: } S = \frac{200 \cdot 2 \cdot 2,64 \cdot 1}{56 \cdot 12 \cdot 1} = 1,57 \text{ mm}^2 \approx 2,5 \text{ mm}^2 (\text{norm.}) \quad (10.32)$$

$$(I = n^\circ \text{ paneles paralelo} \cdot I_{mp} = 2 \cdot 2,64) \quad (10.33)$$

Tramo acumulador-inversor: La intensidad de continua demandada por el convertidor considerando su rendimiento será:

$$I = \frac{P_{AC}}{V \cdot \eta} = \frac{432}{230 \cdot 0,9} = 2,08 \text{ A} \quad (10.34)$$

$$S = \frac{200 \cdot 2,08 \cdot 1,5}{56 \cdot 12 \cdot 1} = 0,93 \text{ mm}^2 \approx 1,5 \text{ mm}^2 (\text{norm.}) \quad (10.35)$$

Tramo inversor-cargas: $S = \frac{200 \cdot 432 \cdot 5}{56 \cdot 230^2 \cdot 1,5} = 0,10 \text{ mm}^2 \approx 1,5 \text{ mm}^2 (\text{norm.}) \quad (10.36)$

Cuanto mayor es la sección del cable menores son sus pérdidas, a la vez que mayor es su coste. A la hora de adquirir el conductor y a la vista de los resultados con el criterio de caída de tensión, se opta por comprar todo el cable de la misma sección, escogiendo la mayor, es decir 2,5 mm².

Ya que la instalación es de muy pequeña potencia, los conductores también cumplirán el criterio de temperatura. Comprobamos con conductor de polietileno reticulado XLPE2 o XLPE3, utilizado normalmente en fotovoltaica y para un tipo de instalación no enterrada. Los tipos usuales de instalación son bajo tubo (B2) y en bandeja (C). Observando la tabla de intensidades admisibles vemos que para sección de 2,5 mm² de cobre el valor más restrictivo es de 23 A, cumpliendo nuestro objetivo.

TABLA A.52-1 BIS (UNE 20460-5-523:2004)
Intensidades admisibles en amperios
Temperatura ambiente 40 °C en el aire

Método de instalación de la tabla 52-B1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento												
	PVC3	PVC2	XLPE3	XLPE2	XLPE3								
A1													
A2													
B1													
B2													
C													
E													
F													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Sección mm²													
Cobre													
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	-	
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	-	
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	-	
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	-	
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	-	
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	-	
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140	
35	-	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174	
50	-	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210	
70	-	-	-	149	160	171	185	199	214	224	244	269	
95	-	-	-	180	194	207	224	241	259	271	296	327	
120	-	-	-	208	225	240	260	280	301	314	348	380	
150	-	-	-	236	260	278	299	322	343	363	404	438	
185	-	-	-	268	297	317	341	368	391	415	464	500	
240	-	-	-	315	350	374	401	435	468	490	552	590	
Aluminio													
2,5	11,5	12	13,5	14	16	17	18	20	20	22	25	-	
4	15	16	18,5	19	22	24	24	26,5	27,5	29	35	-	
6	20	21	24	25	28	30	31	33	36	38	45	-	
10	27	28	32	34	38	42	42	46	50	53	61	-	
16	36	38	42	46	51	56	57	63	66	70	83	-	
25	46	50	54	61	64	71	72	78	84	88	94	105	
35	-	61	67	75	78	88	89	97	104	109	117	130	
50	-	73	80	90	96	106	108	118	127	133	145	160	
70	-	-	-	116	122	136	139	151	162	170	187	206	
95	-	-	-	140	148	167	169	183	197	207	230	251	
120	-	-	-	162	171	193	196,5	213	228	239	269	293	
150	-	-	-	187	197	223	227	246	264	277	312	338	
185	-	-	-	212	225	236	259	281	301	316	359	388	
240	-	-	-	248	265	300	306	332	355	372	429	461	

XLPE: Polietileno reticulado (90°C) EPR: Etileno-propileno (90°C) PVC: Policloruro de vinilo (70°C)

Tabla 10.4. Intensidades admisibles en amperios.

Las instalaciones fotovoltaicas dependen de la fiabilidad en la seguridad y el funcionamiento de todos sus componentes, incluidos los conectores. El sistema MC4 es uno de los más utilizados en

energía solar de automontaje principalmente por la facilidad de su montaje y por asegurar conexiones duraderas y estancas para el exterior. Para realizar el montaje se requerirá de crimpadora.

10.7. Protecciones.

Las protecciones habituales en estos tipos de sistemas aislados son fusibles e interruptores automáticos diferenciales.

Los fusibles se suelen encargar de la protección frente a sobreintensidades. Un fusible está constituido por un filamento o lámina de un metal o aleación de bajo punto de fusión que se intercala en un determinado punto de la instalación con el objetivo de que se funda cuando la corriente supere un determinado valor (debido a cortocircuitos o excesos de corriente) que puede dañar los diversos elementos existentes en la instalación: conductores, elementos de maniobra, etc. Los fusibles que trabajan en la parte de continua de la instalación fotovoltaica deben contar con elementos que extingan el arco eléctrico que se produce al abrirse el circuito eléctrico, ya que con corrientes DC el arco se “ceba” al no tener paso por cero amperios, como ocurre con la corriente alterna senoidal. Habitualmente se utilizan arenas de sílice alrededor del elemento fusible para enfriar el metal vaporizado, extinguir el arco eléctrico que pueda mantenerse en el vapor metálico conductor y absorber el vapor metálico condensado. [1]

Los interruptores automáticos diferenciales tienen el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte de alterna de la instalación. En un diferencial monofásico, si la diferencia entre la corriente que circula por la fase y el neutro supera al valor preestablecido, se activa un sistema electromecánico que efectúa la apertura de los contactos y desconecta el sistema.

- **Entre paneles y regulador.** Fusibles en el conexionado paralelo de los módulos fotovoltaicos. El fusible debe ser de una tensión superior a $1,2 \cdot V_{oc}$ ($1,2 \cdot 22,46 = 26,95V$) y de una corriente nominal superior a $1,27 \cdot I_{sc}$ ($1,27 \cdot 2,95 = 3,75A$). Además se tiene que cumplir: $I_{cálculo} < I_{protección} < I_{cable}$, de modo que el fusible deja pasar la corriente necesaria para que la instalación funcione de acuerdo a la demanda necesaria, pero no debe permitir que se alcance una corriente que deteriore el cable. Se puede escoger entre un fusible de 4 A o uno de 6 A.
- **Entre baterías e inversor.** Fusible en el borne positivo de la batería. Las baterías son capaces de entregar elevados picos de corriente de descarga, que debe limitarse para proteger el cable de salida. Se elige un fusible de 20 A.
- **Fusibles** en las líneas de continua que alimentan a las cargas. Superior a la nominal que vaya a demandar cada carga.
- **Disyuntor o interruptor diferencial** para la parte AC de 30 mA de sensibilidad, utilizado en la mayoría de instalaciones.
- No es necesario poner un diodo de bloqueo para evitar que se descarguen las baterías por los paneles, ya que está integrado en el regulador Steca.

10.8. Estructuras de soporte.

La estructura soporte es la encargada de sustentar los módulos solares, proporcionándoles la inclinación más adecuada para que los módulos reciban la mayor cantidad de radiación posible. Las estructuras están diseñadas para soportar las inclemencias meteorológicas y suelen estar hechas de acero galvanizado. Existen multitud de modelos atendiendo al emplazamiento de la instalación (suelo, poste, pared o cubierta).



Figura 10.4. Estructuras soporte para instalación fotovoltaica. Fuente: Atersa.

Para el entrenador, una buena elección sería elegir una estructura de suelo tipo V (primera por la izquierda), pero en vez de anclarla al suelo, asegurarla con guías metálicas perforadas para facilitar su movilidad. Otra opción interesante sería el uso de una estructura tipo S (primera por la derecha) que nos permitiría variar la inclinación de los paneles solares de forma muy rápida. Ambas estructuras son de fácil y rápido montaje e ideales para situarlas sobre cualquier superficie plana.

11. Mejora del rendimiento de una instalación fotovoltaica: Seguimiento solar.

Hay dos formas principales para que los módulos fotovoltaicos sean más eficientes, mediante la mejora de la celda o mediante la instalación de los paneles solares en una base de seguimiento del sol. La apuesta final por usar un sistema de seguimiento atiende a dos razones principalmente:

- Aumentos de la eficiencia hasta un 40%.
- El espacio requerido para la instalación se reduce manteniendo la potencia.

Los sistemas de seguimiento solar tienen como misión mantener la captación de la radiación solar, para ello, los paneles se orientan siguiendo la posición del sol durante las horas útiles de captación. Existe diversos sistemas de estructuras móviles, desde los más sencillos en los que el propio usuario modifica de forma manual la inclinación de los paneles hasta los más complejos sistemas de seguimiento automatizado. La mayoría de seguidores solares son sistemas electromecánicos capaces de seguir el movimiento del sol, de forma que la superficie de módulos se sitúa perpendicularmente a los rayos solares y se aumenta la cantidad de energía generada por el campo solar fotovoltaico. Atendiendo al tipo de movilidad, podemos clasificar los sistemas de seguimiento en tres tipos [13]:

- 1) Sistema por seguimiento sobre soporte estático.
- 2) Sistema por seguimiento por un eje.
- 3) Sistema por seguimiento por dos ejes.

11.1. Sistema de seguimiento sobre soporte estático.

El soporte no tiene movimiento. Por medio de un estudio se da a la instalación la inclinación más adecuada y de ese modo la mayor radiación posible. Es el sistema más simple y el habitual en la mayor parte de instalaciones, por simplicidad y coste económico.

11.2. Sistema de seguimiento por un eje.

Seguimiento que mueve el soporte en una dirección. Es un sistema incompleto pero mejora la captación solar con respecto al sistema de soporte estático.

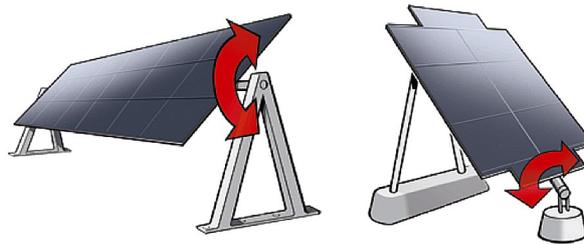


Figura 11.1. Sistema de seguimiento por un eje.

Dentro de los seguidores por un eje podemos distinguir dos tipos principalmente:

- **Seguidores polares**, donde el eje de rotación está situado en la dirección norte-sur y los módulos giran de este a oeste. Los módulos están situados con una inclinación fija que en algunos casos puede modificarse de forma manual para mejorar la producción energética en las diversas épocas del año.
- **Seguidores horizontales**, donde el eje de rotación puede estar situado en la dirección este-oeste o norte-sur y los módulos cambian su inclinación a lo largo del día o en distintas estaciones.

11.3. Sistema de seguimiento por dos ejes.

Efectúa un seguimiento total del sol en altitud y en azimut, obteniendo la máxima radiación solar la mayor parte del día. Su utilización es muy notable en sistemas de precisión con estructuras pesadas.



Figura 11.2. Sistema de seguimiento por dos ejes.

El control de seguimiento se realiza mediante sensores o algún sistema de cálculo de coordenadas solares. Los sensores utilizados son dispositivos fotosensibles que utilizan la radiación solar directa

para detectar la posición del sol. Este tipo de seguimiento puede presentar problemas de orientación cuando se produce el ocultamiento del sol o se presentan destellos. En el seguimiento por coordenadas calculadas se sigue la posición del sol mediante el cálculo de sus coordenadas astronómicas, por lo que no necesita de la presencia física de los rayos solares. Es por eso que estos sistemas son más robustos y precisos en los días nublados y cuando aparecen destellos. [15]

Los seguidores se utilizan para aumentar la radiación recibida por los módulos respecto a una instalación fija, ya que los módulos se orientan siempre hacia el sol y aumenta la cantidad de energía generada. Son recomendables en aplicaciones de gran consumo eléctrico durante el verano, en los módulos fotovoltaicos de concentración, que sólo trabajan con la radiación directa del sol o en grandes centrales fotovoltaicas donde la potencia pico instalada está limitada y se desea generar más energía que con una instalación fija.

La mejora del rendimiento de un sistema de seguimiento solar varía según las aplicaciones y el tipo de seguidor utilizado, pero se estiman aumentos alrededor del 20% para los seguidores de un eje y hasta un 48% con seguidores de dos ejes. [9]

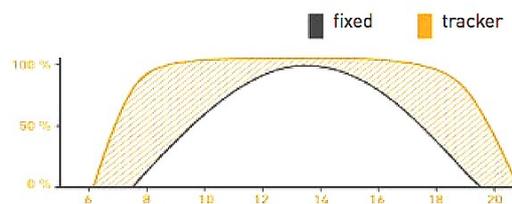


Figura 11.3. Mejoras en la captación de un sistema con seguimiento frente a un sistema fijo. Fuente: DEGER

La utilización de seguidores solares reduce las pérdidas en la instalación fotovoltaica por los siguientes motivos:

- Los inversores trabajan durante más horas en las zonas de mayor rendimiento resultando en un rendimiento superior al rendimiento definido para sistemas fijos.
- Las pérdidas por reflectancia angular son muy inferiores ya que los rayos solares inciden de forma perpendicular a la célula fotovoltaica.
- Las células fotovoltaicas operan a menor temperatura debido a la mejor aireación de los módulos.
- Las pérdidas por polvo y suciedad se reducen.
- Mejor calidad de la onda de corriente de salida al trabajar a potencia nominal durante más horas.

La principal ventaja de las instalaciones fotovoltaicas móviles es que se optimiza la energía captada a lo largo del día. Como desventaja indicar que hay un consumo de energía en el movimiento de toda la estructura y que al contar con partes móviles el coste del mantenimiento es superior.

La acción del viento es más acusada en este tipo de instalaciones, siendo necesario colocar el campo fotovoltaico en horizontal (posición de seguridad) cuando los vientos superan un determinado nivel. En esta posición la producción energética es menor por lo que en zonas de vientos fuertes es importante elegir seguidores que puedan soportar vientos elevados en la posición óptima de generación.

11.4. Seguidor para el entrenador.

Como se ha comentado los seguidores solares, tanto de uno como de dos ejes, se usan en grandes instalaciones fotovoltaicas. El propio seguidor consume energía que añadido al coste extra en la instalación (tanto de equipamiento como de mantenimiento) hace que no sea del todo recomendable en instalaciones de baja generación de energía. Es por estos motivos que los sistemas de seguimiento comerciales se instalan en huertos solares y no en instalaciones de pequeñas dimensiones o muy pequeñas dimensiones como el caso de nuestro demostrador.

Existen múltiples soluciones para incorporar un sistema de seguimiento en nuestro demostrador solar fotovoltaico. Si quisiéramos introducir un sistema de seguimiento por un eje, bien norte-sur o este-oeste, podríamos construirlo con un motor paso a paso o con un servomotor que introduciría cambios en orientación horizontal de los paneles. También podríamos aprovechar algún tipo de equipo comercial que podamos adaptar para realizar el mismo cometido como puede ser un rotor de antena. Ésta será la solución adoptada principalmente por dos motivos, el primero económico y el segundo por su fácil incorporación al proyecto.

Un rotor de antena es un dispositivo que se usa para cambiar la posición de una antena direccional. La mayoría de rotores dispone de dos partes, el motor o rotor y la unidad de control (ésta además puede ser programable).

El rotor se atornilla sobre un soporte (mástil vertical) y al rotor se le une el mástil con las antenas. El sistema es vertical y el sentido de giro azimutal.

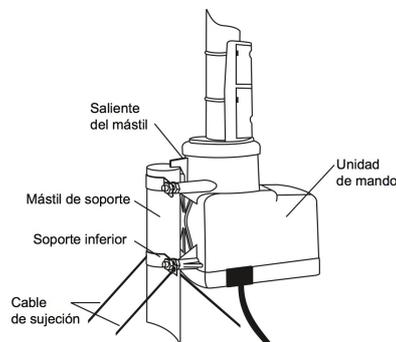


Figura 11.4. Fijación del rotor. Fuente: RCA.

En nuestro caso, utilizando una estructura tipo S formada por dos caballetes y éstos unidos por tubo de acero galvanizado, añadiremos a los extremos del tubo el rotor y un cojinete axial que sujetarán el mástil giratorio donde anclaremos los paneles. De este modo, controlando el rotor programable controlamos la inclinación de los paneles fotovoltaicos.



Figura 11.5. Diseño de montaje del rotor sobre estructura tipo s (de Atersa).

El rotor programable escogido es el Philips SDW1850/17 que se adapta bien a nuestras necesidades. La rotación de la unidad de rotor está sincronizada con los comandos de la unidad de control para posicionarse en doce puntos almacenados en memoria o cualquier posición seleccionada en modo manual. Cuando se finaliza la secuencia de comandos de operación, la unidad se apaga automáticamente y no consume corriente hasta que se active desde el control remoto o a través del comando manual de la unidad de control.

El rotor está diseñado para poder girar 360°. Obviamente cuando tenga montadas las placas solares no podrá realizar el giro completo; tampoco es lo deseado. Lo que sí hay que prever es la fijación de los 0° para el rotor, es decir, fijar sus ejes para que al programar el ángulo de giro cumpla con su objetivo, para ello es preferible realizar la alineación antes de montar en el mástil.

El rotor Philips SDW1850/17 soporta hasta 50 kg (vertical) y está pensado para antenas direccionales, incluidas parabólicas, y es compatible con mástiles de 2,8 cm hasta 4,4 cm de diámetro.



Sabemos que el sol está más alto en verano que en invierno y se pretende que los rayos del sol lleguen perpendiculares al panel, por lo tanto, para mejorar la captación los paneles deberán estar más tumbados en los meses de verano que en los meses de invierno. Haciendo uso del rotor programable podremos almacenar diferentes inclinaciones, las más adecuadas, para distintas épocas del año, mejorando de este modo el rendimiento de nuestra instalación.

Apuntando los paneles en la dirección correcta, es decir, hacia el hemisferio Sur (por estar en el hemisferio Norte) o eje Este-Oeste y con inclinación igual a la latitud Φ del lugar de la instalación. Para una mejor recepción durante los meses de verano, tumbáramos los generadores entre 15° y 20°; y para una mejor recepción en los meses de invierno aumentaríamos entre 10° y 15° el ángulo de la latitud Φ donde se encuentre la instalación. En la época de primavera u otoño, los paneles solares pueden permanecer con una inclinación igual a la de la latitud Φ .

Para el caso de nuestro entrenador, en el supuesto que se use en el I.E.S. Luis García Berlanga de Sant Joan d'Alacant, cuya latitud es 38°, se puede programar la unidad con tres posiciones distintas. Posición 1 para Verano, posición 2 para Invierno y posición 3 para Primavera y Otoño.

Utilización	Posición	Inclinación (β)
18 de Abril – 24 de Agosto	A	$38^\circ - 20^\circ = 18^\circ$
25 de Agosto – 7 de Octubre	B	38°
8 de Octubre – 5 de Marzo	C	$38^\circ + 15^\circ = 53^\circ$
6 de Marzo – 17 de Abril	B	38°

Tabla 11.1. Posición de los paneles según época.

Otra posible opción consistiría en orientar los paneles en eje Norte-Sur y hacer un seguimiento Este-Oeste durante todo el día, en este caso se podrían utilizar más posiciones de memoria para realizar mejor el seguimiento.

12. Presupuesto.

En concepto de coste total del entrenador o de la pequeña instalación hay que incluir todos los gastos. Esto incluye los precios de:

- Módulos fotovoltaicos.
- Batería.
- Inversor.
- Regulador de carga.
- Otros gastos (estructuras soporte, tornillería, cableado, etc.).

A continuación se exponen la lista de materiales empleados y las mediciones estimadas para la realización de la pequeña instalación proyectada, detallando las cantidades unitarias, así como las cantidades totales necesarias para la misma.

PRESUPUESTO			
DESIGNACIÓN	PRECIO UNITARIO (€)	CANTIDAD (Ud.)	PRECIO TOTAL (€)
Panel solar A-50M Atersa	190,00	2	380,00
Batería 22-AGM Trojan	125,95	1	125,95
Regulador PR 1010 Steca	83,00	1	83,00
Inversor TBS Powersine	284,95	1	284,95
Estructuras soporte	75,00	1	75,00
Tornillería	12,00	1	12,00
Cableado	20,40	1	20,40
Fusibles	0,76	2	1,52
Portafusibles	4,43	2	8,86
Interruptor diferencial	13,41	1	13,41
TOTAL			1.005,09 €

Tabla 12.1. Presupuesto.

Se puede observar como la inversión necesaria ronda los 1.000 €. En este caso no sería necesario hacer un estudio de viabilidad, ya que el proyecto está claramente enfocado a fines didácticos y no económicos o de puro abastecimiento energético. Sí que es interesante destacar que dependiendo del centro, el departamento de Tecnología cuenta con un mayor o menor presupuesto y en el caso concreto del I.E.S. Luis García Berlanga de Sant Joan d'Alacant el coste del entrenador es algo superior al presupuesto anual del departamento, de modo que se debería buscar el modo de financiación.

En el supuesto que se quisiera estudiar la viabilidad, se podría hacer una estimación de la producción de energía con PVGIS y ajustar con el precio que esté en el momento 1kWh.

Al observar el siguiente gráfico de la *figura 12.1*, donde se representa la inversión por materiales,

se puede comprobar como la mayor parte de la inversión corresponde a los paneles solares fotovoltaicos. En nuestro caso sólo se requieren dos paneles y ya se aprecia como es la parte donde más recursos se invierten; en caso de instalaciones mayores con necesidades reales de generación de energía, el porcentaje de la inversión en los módulos solares aún será mayor frente al resto de componentes de la instalación.

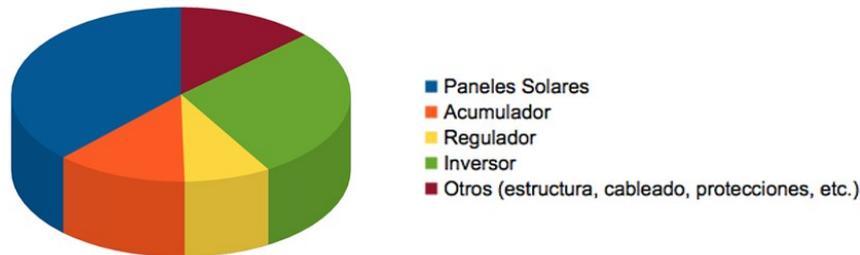


Figura 12.1. Inversión en los materiales del entrenador.

También se observa que hay un gasto importante en el inversor, y en nuestra instalación esto es debido principalmente a que se ha buscado un inversor algo desproporcionado en una instalación tan pequeña cuya finalidad era poder accionar un taladro eléctrico, con el consecuente consumo que conlleva.

La inversión en instalaciones fotovoltaicas son rentables, y aunque la cuenta de resultados es negativa en su inicio, debido fundamentalmente a su propia amortización, generalmente se obtienen beneficios durante el último tercio de la vida útil de la instalación.

La viabilidad de una instalación se suele calcular para 25 años, pero gracias a un buen mantenimiento y al avance en este tipo de tecnologías, se puede generar energía hasta un periodo de 30-40 años, por lo que el beneficio y la rentabilidad de la inversión sería mayor.

13. Conclusiones.

La tecnología de los sistemas de energía solar fotovoltaica ha madurado mucho en los últimos años y se considera uno de los sistemas de generación de energía con mayor futuro para los próximos años.

El principal objetivo de este proyecto es acercar el conocimiento sobre instalaciones solares al ámbito de la educación mediante la construcción de una pequeña instalación solar aislada, identificando cada una de las partes de una instalación tipo y aprender a diseñar e instalar un sistema fotovoltaico aislado completo. Otro objetivo no menos importante es concienciar o advertir sobre la importancia de generar energía siendo respetuosos con el medio ambiente.

El objetivo de enseñanza-aprendizaje se lleva a cabo a través de la explicación de fundamentos teóricos, que a su vez se complementan con diversas prácticas, cuya misión es lograr comprender el funcionamiento de un sistema fotovoltaico. Posibles prácticas a realizar serían:

- Estudio del funcionamiento de una instalación solar fotovoltaica.
 - ◆ Paneles aislados.
 - ◆ Paneles conectados a baterías.
 - ◆ Funcionamiento con diferentes tipos de cargas en continua.
 - ◆ Conversión de corriente continua a alterna.
 - ◆ Funcionamiento con diferentes tipos de carga en alterna.
 - ◆ Rendimientos de la instalación.
- Determinación de las características de los paneles solares.
 - ◆ Curva intensidad – voltaje.
 - ◆ Intensidad de cortocircuito.
 - ◆ Tensión de circuito abierto.
 - ◆ Curva potencia – voltaje.
 - ◆ Curva potencia – resistencia de carga.
 - ◆ Potencia máxima generada.
 - ◆ Factor de forma.
 - ◆ Rendimiento.
- Influencia del ángulo de inclinación y de la intensidad de radiación en la energía generada.
- Determinación de las características de los paneles conectados en serie.
- Determinación de las características de los paneles conectados en paralelo.
- Estudio del comportamiento de los paneles conectados en paralelo con diferentes cargas.
- Estudio del comportamiento de los paneles conectados en serie con diferentes cargas.

Como conclusión final se ha de incidir en que estamos el camino hacia las energías renovables y de este modo podemos tener una alternativa viable y limpia a las energías contaminantes provenientes de combustibles fósiles. La tecnología fotovoltaica tiene el inconveniente de no ser tan competitiva en costes pero es una tecnología que ha avanzado mucho durante la última década y una alternativa real de futuro, sobre todo en zonas con las características climáticas como las que disfruta España.

Es lógico suponer que el sector fotovoltaico pueda experimentar avances en los próximos años, con el consiguiente beneficio ecológico, y al mismo tiempo abrirá un gran abanico de posibilidades a la industria fotovoltaica y a los inversores que apuesten por esta tecnología.

14. Bibliografía.

[1] ALONSO ABELLA, M. (2005). Sistemas fotovoltaicos. Introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica. Madrid: Sapt publicaciones técnicas.

[2] FULLEA GARCÍA, J. (1994). Acumuladores electroquímicos. Fundamentos, nuevos desarrollos y aplicaciones. Madrid: McGraw-Hill.

[3] TOBAJAS VÁZQUEZ, C. (2011). Energía solar fotovoltaica. Madrid: Ediciones Ceysa.

Páginas web

[4] AGENCIA ESTATAL DE METEOROLOGÍA. Atlas de radiación solar. <http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/atlas_radiacion_solar>

[5] ASOCIACIÓN DE PRODUCTORES DE ENERGÍAS RENOVABLES (APPA). Energías renovables. APPA solar fotovoltaica. <<http://www.appa.es/index.php>>

[6] ATERSA. Energía solar fotovoltaica. <<http://www.atersa.com/home.asp>>

[7] CENTRO COMÚN DE INVESTIGACIÓN COMISIÓN EUROPEA. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). <<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>>

[8] CENTRO NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES (CENER). Energía solar fotovoltaica. <<http://www.cener.com/es/energia-solar-fotovoltaica/index.asp>>

[9] DEGER. Technology. Products. <<http://www.degerenergie.de/en/>>

[10] ELECTROCALCULATOR. ¿Cuánto gasta un aparato eléctrico? ¿Cuánta energía consume? <<http://www.electrocalculator.com/>>

[11] ENERGÍA SOLAR NICHE. Radiación solar. <<http://solete.nichese.com/radiacion.html>>

[12] INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA (IDAE). Energías renovables. <<http://www.idae.es/>>

[13]L INAK. Solar tracking. <[http://www.solar-tracking.es/?__utma=1.2081642302.1375110109.1375110109.1375110109.1&__utmb=1.1.10.1375110109&__utmcc=1&__utmz=1.1375110109.1.1.utmcsr=google%7Cutmccn=\(organic\)%7Cutmcmd=organic%7Cutmctr=solar-tracking.com&__utmv=-&__utmk=263645068](http://www.solar-tracking.es/?__utma=1.2081642302.1375110109.1375110109.1375110109.1&__utmb=1.1.10.1375110109&__utmcc=1&__utmz=1.1375110109.1.1.utmcsr=google%7Cutmccn=(organic)%7Cutmcmd=organic%7Cutmctr=solar-tracking.com&__utmv=-&__utmk=263645068)>

[14] MANZANO ORREGO, J y LÓPEZ CHÁVEZ, T. La energía solar fotovoltaica. Instalaciones aisladas. <<http://contenidos.educarex.es/mci/2008/14/presentacion/presentacion.html>>

[15] MECASOLAR. Seguidor solar. Productos. <http://www.mecasolar.com/_bin/modelos.php>

[16] MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO. Energías renovables. Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) 2011-2020.

- <<http://www.minetur.gob.es/energia/desarrollo/EnergiaRenovable/Paginas/Paner.aspx>>
- [17] SFE-SOLAR. Cálculo sistemas fotovoltaicos autónomos. <<http://www.sfe-solar.com/calculo-sistemas-fotovoltaicos-aislados-autonomos/>>
- [18] SFE-SOLAR. Suministros aisladas. Baterías. <<http://www.sfe-solar.com/suministros-fotovoltaica-aislada-autonoma/baterias-solares-trojan/>>
- [19] SMA. Sunny Desing Web. <<http://www.sunnydesignweb.com/sdweb/SunnyDesign/Home>>
- [20] STECA. Electrónica solar. FV Aislada. <http://www.steca.com/index.php?FV_aislada>
- [21] TBS-ELECTRONICS. Products. <http://www.tbs-electronics.nl/products_ps600_downloads.htm#table>
- [22] TODOELECTRÓNICA. Entrenador energía solar fotovoltaica. <<http://todoelectronica.com/entrenador-energia-solar-fotovoltaica-p-13834.html>>
- [23] TROJAN BATTERY COMPANY. Renewable energy. <<http://www.trojanbatteryre.com/index.html>>
- [24] UNIÓN ESPAÑOLA FOTOVOLTAICA (UNEF). Legislación fotovoltaica. <<http://unef.es/>>
- [25] UNIÓN EUROPEA. Síntesis de la legislación de la UE. Energía. <http://europa.eu/legislation_summaries/energy/index_es.htm>
- [26] UNIVERSIDAD DE CASTILLA LA MANCHA (UCML). Instalaciones fotovoltaicas. <http://oretano.iele-ab.uclm.es/~arodenas/Solar/Indice_compon.htm>
- [27] UNIVERSIDAD DE JAÉN (UJAEN). Curso de energía solar fotovoltaica. <http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/4_mapa.htm>
- [28] UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DE ANDALUCIA (UNIA). Tecnología de células y módulos fotovoltaicos. <<http://ocw.unia.es/ciencias-tecnologicas/tecnologia-de-celulas-y-modulos-fotovoltaicos>>
- [29] VICTRON ENERGY. Energía solar. <<http://www.victronenergy.com.es/>>

Apuntes

- [30] DE LAS NIEVES ALBEROLA, M. Energía solar fotovoltaica. Alicante: Federación de Empresarios del Metal de la Provincia de Alicante (FEMPA).
- [31] LLARIO SANJUÁN, V y SOGORB DEVESA, T. Control y Conversión de Energía. Gandia: Escola Politècnica Superior de Gandia.
- [32] SEGUÍ CHILET, S. Especialista Universitario Energía Solar Fotovoltaica. Valencia: Universitat Politècnica de València.