

Trabajo de Fin de Grado

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

Diseño de una instalación fotovoltaica aislada para una vivienda

MEMORIA

Autor: Alex Fernández Berlanga
Director: Marc Cheah Mañé
Convocatoria: 06/2021



Escola Tècnica Superior
d'Enginyeria Industrial de Barcelona



Resumen

Las instalaciones fotovoltaicas son cada vez más frecuentes en el mundo. El hecho de obtener la energía de una forma limpia es un gran atractivo ético, además de poder llegar a obtener beneficios de ello.

Se dispone de una vivienda con una buena parcela de terreno para la construcción de una instalación solar fotovoltaica aislada para el autoconsumo en un pequeño pueblo de Soria. Se realizará un estudio sobre la viabilidad del proyecto en caso de que la vivienda estuviese habitada durante todo el año.

Sumario

SUMARIO	4
SUMARIO DE FIGURAS	7
SUMARIO DE TABLAS	9
1. GLOSARIO	11
2. PREFACIO	13
2.1. Origen del proyecto.....	13
2.2. Motivación.....	13
2.3. Requerimientos previos	13
3. OBJETIVO Y ALCANCE	15
3.1. Objetivos del proyecto	15
3.2. Alcance del proyecto.....	15
4. INTRODUCCIÓN	17
4.1. Campos de aplicación de la energía solar fotovoltaica.....	17
4.2. Ventajas y desventajas de la energía solar fotovoltaica	17
4.3. Algunos conceptos básicos: albedo, radiación solar y masa de aire.....	18
4.3.1. El albedo.....	18
4.3.2. Radiación solar	19
4.3.3. Masa de aire	20
4.4. Objetivos de la instalación	21
4.5. Croquis de la instalación y sus elementos.....	22
4.6. Introducción a las células y paneles solares fotovoltaicos.....	22
4.6.1. Efecto fotovoltaico.....	23
4.6.2. Introducción a los módulos solares fotovoltaicos	26
4.6.2.1. Estructura.....	26
4.6.2.2. Punto caliente	27
4.6.2.3. Conexionado.....	28
4.7. Datos de partida y datos obtenidos	29
5. DISEÑO	30
5.1. Determinación de la tensión nominal de funcionamiento	31
5.2. Estimación de la demanda o consumo total de energía eléctrica de la instalación.....	31

5.3.	Evaluación de las pérdidas de la instalación.....	34
5.4.	Elección de la inclinación óptima de los paneles	36
5.4.1.	Criterio del mes crítico.....	37
5.4.2.	Corrección de la energía solar incidente sobre los paneles solares.....	41
5.5.	Selección del modelo de panel y determinación de la energía proporcionada	42
5.5.1.	Tipos de tecnologías y eficiencia	43
5.5.2.	Elección del modelo de panel	44
5.5.3.	Determinación de la energía proporcionada	45
5.6.	Cálculo del número total de módulos	49
5.6.1.	Determinación del número de módulos en serie	50
5.6.2.	Determinación del número de módulos en paralelo	50
5.6.3.	Corrección del número de paneles total.....	50
5.7.	Cálculo de la capacidad total de las baterías de almacenamiento	51
5.7.1.	Capacidad y régimen de funcionamiento	51
5.7.2.	Cálculo del sistema de acumulación necesario.....	55
5.8.	Dimensionado del regulador (convertidor DC/DC).....	59
5.9.	Dimensionado del inversor (convertidor DC/AC)	64
5.10.	Cableado	67
5.10.1.	Cálculo de las corrientes máximas.....	68
5.10.2.	Cálculo de la sección necesaria.....	69
5.10.3.	Soterramiento del tramo paneles-reguladores	70
5.11.	Protecciones.....	71
5.11.1.	Consideraciones previas.....	71
5.11.2.	Puestas a tierra.....	72
5.11.3.	Protección frente a contactos directos	72
5.11.4.	Protección frente a contactos indirectos.....	72
6.	ESTUDIO ECONÓMICO Y VIABILIDAD	74
6.1.	Inversión inicial.....	74
6.2.	Mantenimientos	76
6.2.1.	Mantenimiento correctivo	76
6.2.2.	Mantenimiento preventivo	77
6.2.2.1.	Paneles solares.....	77
6.2.2.2.	Sistema de acumulación	78
6.2.2.3.	Componentes electrónicos.....	78
6.3.	Ahorro mensual	78
6.3.1.	Facturación por potencia contratada.....	79

6.3.2. Facturación por energía consumida.....	79
6.3.3. Impuesto de electricidad	79
6.3.4. Alquiler de equipos de medida y control	79
6.3.5. Detalle de la factura	80
6.4. Viabilidad del proyecto.....	80
7. ALTERNATIVAS PARA ABARATAR COSTES _____	82
7.1. Conectarse a red	82
7.2. Sin baterías.....	82
7.3. Baterías de otro tipo o menos baterías.....	83
7.4. Combinar con otras fuentes de energía renovable.....	83
7.5. Grupo electrógeno	84
CONCLUSIONES _____	85
AGRADECIMIENTOS _____	87
BIBLIOGRAFÍA _____	88
Referencias bibliográficas	88
Bibliografía complementaria.....	90
Bibliografía de figuras.....	90
Links de precios.....	92

Sumario de figuras

Figura 1: Valores de albedo en la superficie terrestre [26]	19
Figura 2: Valores de AM en función del ángulo zenital [27].....	21
Figura 3: Elementos de una instalación solar fotovoltaica aislada [28].....	22
Figura 4: Curvas I-V y P-V [29].....	24
Figura 5: Efectos de la irradiancia [30]	25
Figura 6: Efectos de la temperatura [30]	25
Figura 7: Elementos de un panel fotovoltaico y conexión entre células [21].....	27
Figura 8: Conexión de módulos [31].....	28
Figura 9: Esquema inicial de la instalación [32].....	30
Figura 10: Diagrama de bloques de los pasos a seguir para el dimensionamiento.....	31
Figura 11: Orientación de los paneles [33]	42
Figura 12: Estudio de EnergyTrend [8].....	43
Figura 13: Modelos más eficientes del mercado [9]	45
Figura 14: Datos eléctricos del modelo SunPower SPR-MAX3-400 [34].....	46
Figura 15: HSP e irradiación [35].....	47
Figura 16: Cargas de las baterías a diferente régimen de descarga [36]	53
Figura 17: Factores que afectan al funcionamiento de las baterías [36].....	54
Figura 18: Características del modelo AGM DC 12-300 del fabricante Tensite [37].....	58
Figura 19: Asociación de baterías	59
Figura 20: Características del regulador maximizador PC1600 [38].....	62
Figura 21: Potencia del inversor Sirio Easy 3000 [39]	65
Figura 22: Esquema de bloques de la instalación	66

Figura 23: Esquema eléctrico de la instalación	67
Figura 24: Dimensiones del terreno y vivienda.....	67
Figura 25: Soterrado del tramo módulos-reguladores	71
Figura 26: Protecciones de la instalación [33]	73

Sumario de tablas

Tabla 1: Bombillas de la vivienda	32
Tabla 2: Aparatos de la vivienda	33
Tabla 3: HSP y días de autonomía [7].....	35
Tabla 4: Irradiación solar media	38
Tabla 5: Cociente L_{md}/H	39
Tabla 6: Cociente L_{md}/H con máximos marcados.....	40
Tabla 7: Cociente L_{md}/H del mes crítico con ángulo óptimo marcado.....	40
Tabla 8: Irradiaciones a 60°	41
Tabla 9: Valores de irradiación.....	48
Tabla 10: Valores de HSP a 60°	49
Tabla 11: Factor de corrección de la temperatura [8]	55
Tabla 12: Valores corregidos de V e I	63
Tabla 13: Valores corregidos de V e I según el número de paneles	64
Tabla 14: Secciones normalizadas escogidas.....	70
Tabla 15: Costes de los aparatos principales.....	75
Tabla 16: Costes del cableado	75
Tabla 17: Inversión inicial.....	76
Tabla 18: Vida útil de los elementos.....	77
Tabla 19: Factura	80
Tabla 20: Gastos y ahorros en los años de cambio de elementos	81

1. Glosario

- Celda o célula solar: convierte directamente la luz solar en electricidad, pero no genera gran cantidad de energía.
- Módulo, panel o placa solar: conjunto de celdas solares.
- Irradiancia: potencia instantánea de la radiación solar recibida por unidad de superficie [W/m^2].
- Irradiación, radiación solar o insolación (H): energía que incide por unidad de superficie en un tiempo determinado [Wh/m^2].

2. Prefacio

2.1. Origen del proyecto

La idea de este proyecto surge de la curiosidad. ¿Por qué se paga a las suministradoras eléctricas si podríamos obtener la energía gratuita del Sol?

Se dispone de una vivienda en un pueblo de Soria llamado La Olmeda (41.546584º, - 3.074528º). Dicha vivienda no está habitada durante el año, solo en verano y en algunos periodos vacacionales. Entonces, surge la inquietud de saber si sería viable realizar una instalación fotovoltaica aislada si se viviese allí de forma continuada todo el año.

2.2. Motivación

A fecha de 2021, la pandemia mundial del SARS-Covid19 ha hecho replantarse la situación en la que viven muchas familias. Se revaloriza el hecho de disponer de una vivienda con terreno o alejada de la ciudad, para así disponer de más libertad y tranquilidad. Por todo ello, se plantea el proyecto de instalación fotovoltaica, ya que, si este fuese viable, sería una opción muy llamativa para vivir.

2.3. Requerimientos previos

Antes de empezar el estudio, se requieren algunos datos previos. Será necesario disponer de algunos datos sobre la vivienda, como sus dimensiones, las medidas de la superficie de construcción de los paneles y almacenamiento de baterías o los electrodomésticos usados a diario. Como complemento, se dispone de las facturas de la luz del último año, para asegurar que los cálculos de consumos son coherentes.

3. Objetivo y alcance

3.1. Objetivos del proyecto

El principal objetivo del proyecto es el diseño de una instalación solar fotovoltaica aislada para el autoconsumo. Como objetivos parciales para cumplir el objetivo principal se realizarán las siguientes tareas:

- Estimar los consumos que existirían en la vivienda si estuviese habitada durante todo el año.
- Realizar el diseño de la instalación, es decir, de todos los componentes que la formarán.
- Efectuar un estudio económico que ayudará a estudiar la viabilidad del proyecto, teniendo en cuenta la inversión inicial, los cambios de elementos y el ahorro que proporcionaría la instalación.

3.2. Alcance del proyecto

En el diseño de la instalación se explicará el funcionamiento básico de los principales componentes y los motivos de elección de los modelos. Se comentarán algunos aspectos, como los elementos de seguridad de la instalación y algunas conexiones, pero no se realizará su dimensionado. Todo ello se tendrá en cuenta en el estudio económico, siendo necesario estimar algunos precios.

4. Introducción

La energía solar es aquella que, como su nombre indica, procede del Sol. Existen varios tipos de energía solar, como pueden ser la energía solar pasiva (consiste en el aprovechamiento del Sol en la arquitectura de las viviendas), la energía solar térmica (aprovecha la irradiación solar para su conversión en calor, como por ejemplo para calentar agua o para calefacción por suelo radiante) y la energía solar fotovoltaica (que aprovecha la irradiación solar convirtiéndola en energía eléctrica mediante células solares). Este proyecto, se centrará en el tercer tipo, la energía solar fotovoltaica.

4.1. Campos de aplicación de la energía solar fotovoltaica

Algunos campos de aplicación de este tipo de energía son:

- Aplicaciones domésticas e industriales (electrificación autónoma).
- Aplicaciones agrícolas y ganaderas, como por ejemplo la electrificación de grupos de bombeo de agua y riego.
- Iluminación vial de parques y vías públicas.
- Desalinización de agua.
- Aplicaciones de recreo, como pueden ser parques temáticos.
- Electrificación de repetidores de comunicaciones, señalización marítima y vial, etc.
- Sistemas fotovoltaicos autónomos.
- Sistemas fotovoltaicos conectados a red.

Este proyecto, se adentrará en el diseño de un sistema fotovoltaico autónomo en una vivienda.

4.2. Ventajas y desventajas de la energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica presenta muchas ventajas con respecto a otros tipos de energías.

Algunas de ellas se presentan a continuación:

- Alta fiabilidad y durabilidad.
- Bajo coste de mantenimiento
- No existen combustibles, por tanto, no existen costes derivados de ellos y permite tener una mayor seguridad.

- Reducción de la contaminación acústica.
- Instalaciones autónomas e independientes.
- Altas prestaciones en elevadas altitudes.

Aparentemente la energía solar fotovoltaica solo presenta ventajas, pero esto no es así. Antes de empezar un proyecto de este calibre, es deseable conocer también qué problemas pueden surgir. Algunas de las desventajas de la energía solar fotovoltaica son:

- Elevado coste de inversión inicial, aunque los costes han disminuido notablemente en los últimos años.
- Variabilidad en la radiación solar disponible en función del clima.
- Necesidad de almacenamiento de energía (mantenimiento de baterías).
- Bajo rendimiento global de la instalación debida especialmente al bajo rendimiento de las células solares.
- Necesidad de otros tipos de energías para asegurar un mínimo de energía las 24 horas del día. [1]

A pesar de estos inconvenientes, este tipo de energía está creciendo durante las últimas décadas y augura un futuro con energías más limpias. De hecho, cada vez es más frecuente encontrar, no solo extensas plantas solares, sino también parcelas y viviendas de particulares aprovechando la energía solar fotovoltaica.

4.3. Algunos conceptos básicos: albedo, radiación solar y masa de aire.

4.3.1. El albedo

El albedo es la relación entre la intensidad de la luz reflejada y la luz incidente por parte de un cuerpo celeste que no emite luz propia. Es decir, es un grado de la reflectividad de un cuerpo. Se mide con un número comprendido entre 0 y 1, donde 0 es el albedo de un cuerpo que no refleja luz y 1 es el albedo de un cuerpo que refleja toda la luz incidente. Por tanto, es el porcentaje de radiación que cualquier superficie refleja respecto a la radiación que incide sobre la misma. Las superficies claras tienen valores superiores a las oscuras, y las brillantes

más que las opacas. El albedo medio de la Tierra es del 37-39% de la radiación que proviene del Sol.

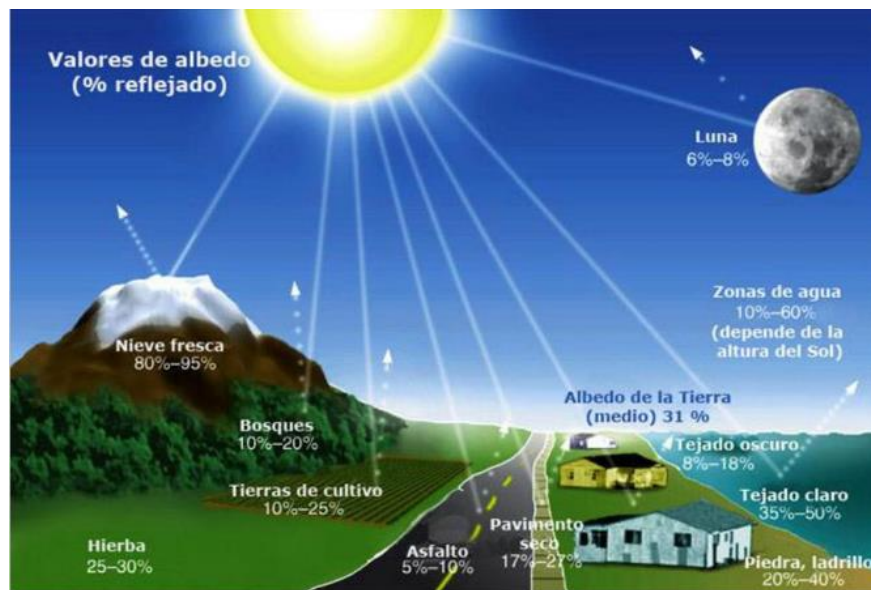


Figura 1: Valores de albedo en la superficie terrestre [26]

4.3.2. Radiación solar

Un concepto importante a tener en cuenta es la distribución de radiación solar. La energía solar se puede dividir en rayos gamma, rayos ultravioletas, luz visible y rayos infrarrojos. Antes de atravesar la atmósfera estos suponen un 1%, 4%, 49% y 46% respectivamente (energía extraterrestre). Una vez superada la atmósfera, los valores son 0,1%, 1,9%, 40% y 57%, respectivamente (energía terrestre).

La potencia que estará disponible para utilizar en la instalación dependerá de la composición de la radiación solar, es decir, cuanto más despejado esté el cielo mayor cantidad de irradiancia habrá (radiación directa), en cambio, si el cielo está nublado la irradiancia será menor (radiación difusa). La radiación directa es la que llega directamente del Sol, mientras que la radiación difusa es el efecto generado cuando la radiación solar que alcanza la superficie de la atmósfera de la Tierra se dispersa de su dirección original a causa de moléculas en la atmósfera.

La intensidad de la radiación solar en la Tierra depende del ángulo de inclinación de dicha radiación: cuanto menor es el ángulo que los rayos del Sol forman con una superficie horizontal mayor es la radiación que llega a dicha superficie. En cambio, si el ángulo es mayor,

el espesor de atmósfera que los rayos deben atravesar es mayor y, por tanto, la radiación que alcanza la superficie es menor. Entonces, una superficie recibe el máximo de radiación cuando los rayos solares inciden perpendicularmente en esta. [2]

Además, la posición del Sol varía durante el día y durante las estaciones, por tanto, también varía el ángulo con el cual los rayos solares inciden en una superficie. La cantidad que llegue a la superficie de interés dependerá también de la orientación y de la inclinación de los módulos fotovoltaicos. Una superficie horizontal recibe la mayor cantidad de energía en verano, cuando la posición del Sol es alta y los días son más largos, mientras que una superficie vertical expuesta al sur recibe más aportes en invierno que en verano. La mejor orientación de una superficie vertical o inclinada es por tanto apuntar hacia el sur.

4.3.3. Masa de aire

Relacionado con los conceptos anteriores encontramos el término masa de aire. La masa de aire es la longitud del camino que toma la luz a través de la atmósfera respecto a la ruta más corta posible, es decir, cuando el Sol está directamente vertical. Cuando el Sol está en esa posición, se dice que ha alcanzado su zenit. En cambio, cuando el Sol está más cercano al horizonte, la masa de aire es mayor.

A la posición del zenit se le asigna una masa de aire igual a 1 (AM1). Para cualquier otra distancia, la masa de aire se puede calcular según la expresión:

$$AM = \frac{1}{\sin\gamma_s} = \frac{1}{\cos\theta_{zs}} \quad Ec. 1$$

Donde γ_s es el ángulo o elevación solar en grados y θ_{zs} el ángulo o distancia zenital también en grados.

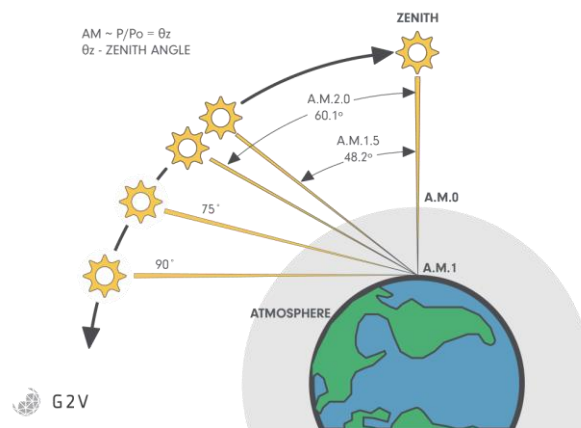


Figura 2: Valores de AM en función del ángulo zenital [27]

Como se puede ver en la Figura 2, hay algunos valores de AM conocidos, como puede ser $AM=1,5$ para un ángulo $\theta_{zs}=48,2^\circ$ (calculable según la Ecuación 1) o $AM=0$ para el espectro luminoso fuera de la atmósfera (valor arbitrario asignado).

Pero, ¿de qué manera influye este concepto en la instalación fotovoltaica? Pues bien, estos factores afectan de manera directa a la eficiencia y producción fotovoltaica. Las células solares dependen de las variaciones en la potencia de luz y en el ángulo de incidencia. Para una mayor facilidad a la hora de trabajar con los paneles se establece un criterio común estandarizado. La masa de aire toma un valor de $AM1.5G$ (G significa que se tiene en cuenta tanto la radiación directa como la difusa. $AM1.5D$ solo tendría en cuenta la directa). Esta normalización hace que $AM1.5G$ sea aproximadamente $1kW/m^2$. Habiendo estandarizado estos parámetros, se puede trabajar de la misma manera con todas las células fotovoltaicas sin importar la hora del día ni el lugar en el que nos encontremos. Esto también ayuda en el proceso de determinar la eficiencia de los paneles. [3]

4.4. Objetivos de la instalación

Cuando se realiza un dimensionado de una instalación se deben cumplir unos ciertos objetivos. Principalmente, estos objetivos son:

- Funcionar de forma eficiente al menor coste posible.
- Ser capaz de cubrir la demanda prevista de consumo de energía eléctrica.
- Adecuarse a la característica de consumo.
- Establecer las tensiones nominales del sistema fotovoltaico.

- Dimensionar adecuadamente el módulo fotovoltaico y las baterías.
- Tener en cuenta las conexiones y protecciones adecuadas.
- Puesta en marcha adecuada y mantenimiento.

4.5. Croquis de la instalación y sus elementos

Una vez se tienen claros los objetivos del dimensionado, es necesario conocer qué elementos van a formar parte del sistema.

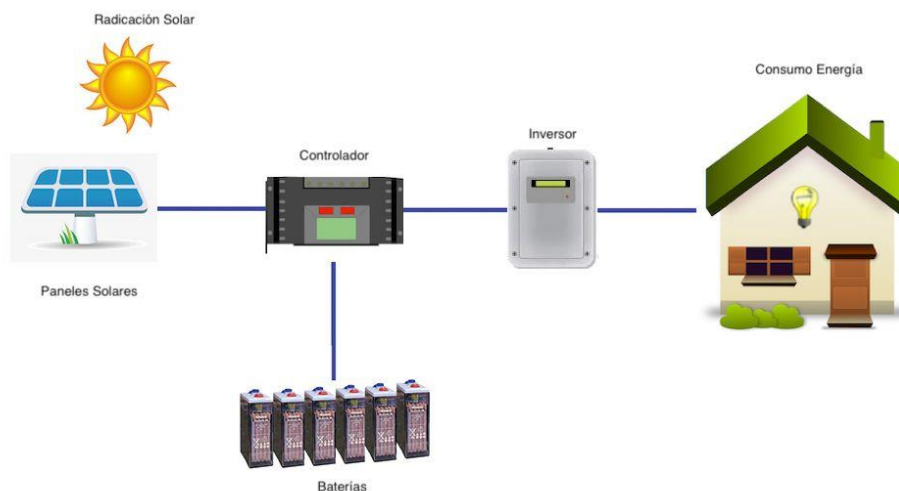


Figura 3: Elementos de una instalación solar fotovoltaica aislada [28]

En un sistema solar autónomo clásico, los paneles fotovoltaicos generan corriente continua a partir de la radiación solar. Esta energía puede ser almacenada en un sistema de baterías cuya carga viene controlada por un regulador o directamente utilizada por la vivienda. Para ello, cuando se hace una petición de energía el inversor transforma la corriente continua almacenada a una corriente alterna (230V) y esta se consume como electricidad en las dependencias de la casa o sistema que lo demande.

4.6. Introducción a las células y paneles solares fotovoltaicos

El elemento más llamativo por excelencia de una instalación fotovoltaica son los paneles

fotovoltaicos.

Los módulos fotovoltaicos trabajan en DC, y esta corriente eléctrica se puede utilizar, como se ha comentado en el apartado 4.5 para:

- Hacer uso directamente en forma de DC.
- Almacenar en baterías.
- Transformar en AC mediante un inversor para aprovecharla en forma de energía eléctrica en AC.
- Transformar en AC e inyectarla en la red eléctrica para obtener beneficios y subvenciones.

4.6.1. Efecto fotovoltaico

La función de un panel solar es generar corriente eléctrica mediante el desplazamiento de electrones por las celdas solares. Este fenómeno se conoce como efecto fotoeléctrico o efecto fotovoltaico. A grandes rasgos, este efecto convierte la luz del Sol en electricidad a través de un material semiconductor que absorbe los fotones que provienen de los rayos solares y les transmiten a los electrones energía cinética, cosa que hace que dichos electrones se desplacen por el interior del panel y produzcan corriente eléctrica. Cuando el panel solar recibe la radiación, un hilo conductor integrado en el panel permite el flujo de electrones entre el lado de material N y el lado de material P, produciendo corriente directa. Los materiales más usados son aquellos que permiten un mayor flujo de electrones, como por ejemplo el silicio dopado con boro, además de hacer que el material sea semiconductor, con todas las ventajas que eso conlleva. [4]

Si se profundiza un poco más, hay algunos conceptos de tensión e intensidad de los paneles que son importantes. Por ello, es necesario introducir dos conceptos fundamentales:

- Tensión de circuito abierto V_{OC} : es la diferencia de potencial que se alcanza cuando la célula fotovoltaica es iluminada sin estar conectadas las regiones N y P. Este valor, es el máximo valor de tensión de la célula.
- Corriente de cortocircuito I_{SC} : es aquella que se genera cuando las regiones N y P están unidas por un conductor exterior con resistencia nula. Es el máximo valor de intensidad.

La potencia suministrada por la célula se puede expresar según la ecuación:

$$P_L = V_L \cdot I_L \quad \text{Ec. 2}$$

Siendo V_L e I_L la tensión e intensidad en el receptor respectivamente. Dichas tensiones y corrientes son evidentemente inferiores a V_{OC} y I_{SC} respectivamente.

Si se habla de la potencia máxima que la célula es capaz de suministrar, entonces la Ecuación 2 queda expresada como:

$$P_{m\acute{a}x} = V_{mp} \cdot I_{mp} \quad \text{Ec. 3}$$

Como resumen de todo lo mencionado en este apartado, se pueden representar las curvas características I-V y P-V.

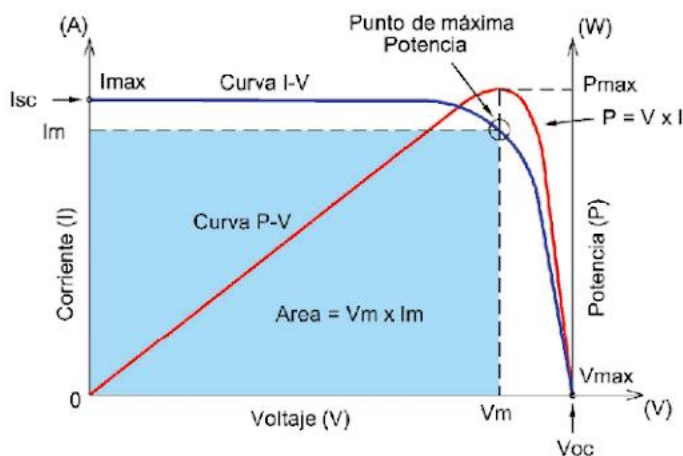


Figura 4: Curvas I-V y P-V [29]

La potencia máxima en condiciones estándar de medida se considera a una temperatura de la célula de 25°C, irradiancia 1000 W/m² y AM=1,5, aunque raramente las condiciones de los sistemas fotovoltaicos son estándar. Por ello, hay que tener en cuenta cómo afectan algunos factores en el rendimiento de los paneles.

- Efectos de la irradiancia: la tensión y la intensidad que genera una célula fotovoltaica depende directamente de la iluminación recibida. Y, además, la intensidad de cortocircuito es directamente proporcional a la irradiancia, disminuyendo dicha corriente cuando se reduce la irradiancia. En cambio, la tensión de circuito abierto varía poco con la irradiancia.

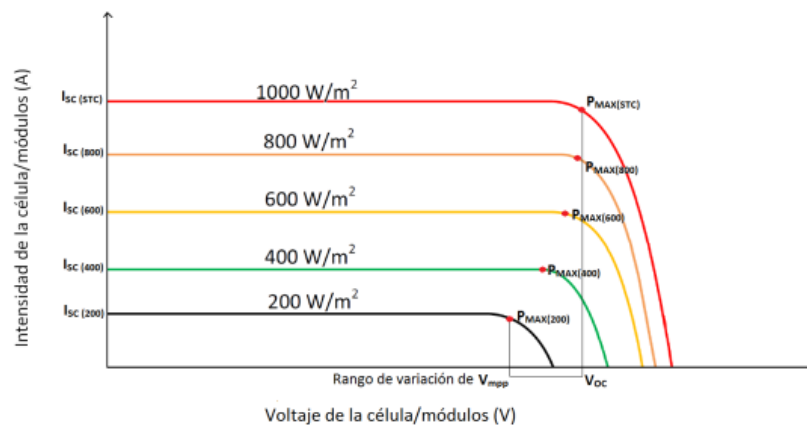


Figura 5: Efectos de la irradiancia [30]

- Efectos de la temperatura: como se ha comentado anteriormente, la temperatura afecta de manera considerable, y lo hace afectando a la tensión. La tensión de circuito abierto disminuye cuando la temperatura aumenta. En cambio, la intensidad de cortocircuito aumenta cuando aumenta la temperatura, aunque es una variación muy pequeña y se considera negligible.

Si la tensión de la célula disminuye cuando aumenta la temperatura y la intensidad se considera constante, la potencia entregada por la célula disminuirá cuando la temperatura de la célula aumente.

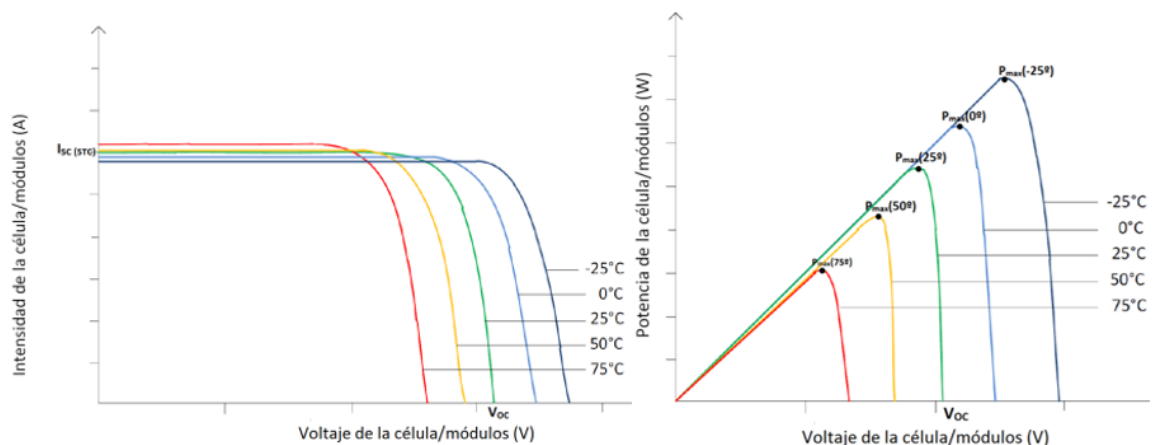


Figura 6: Efectos de la temperatura [30]

Por tanto, resumiendo, a mayor irradiación, mayor intensidad de cortocircuito; a mayor temperatura, menor tensión de circuito abierto, menor potencia máxima generada y mayor corriente de cortocircuito.

4.6.2. Introducción a los módulos solares fotovoltaicos

Una vez vista la base teórica de cómo funciona una célula fotovoltaica, se procede a estudiar cómo se conforma un módulo fotovoltaico.

4.6.2.1. Estructura

Antes de analizar la composición de los módulos, es necesario tener clara la diferencia entre célula y módulo. Simplificando, un módulo es un conjunto de células.

Existen una serie de elementos que envuelven las células solares con la finalidad de protegerlas de los agentes externos y para ofrecerles más rigidez a la hora de acoplarse a las estructuras que soportan a los módulos.

- Encapsulante: de material con buena transmisión a la radiación y baja degradabilidad frente a la acción de los rayos solares.
- Cubierta exterior de vidrio templado: resiste las condiciones climatológicas más adversas y soporta cambios bruscos de temperatura, además de facilitar la transmisión de la luz.
- Cubierta posterior: formada por varias capas opacas que reflejan la luz que ya ha pasado y la hacen volver a incidir en las celdas.
- Marco de metal: suele ser de aluminio, y proporciona rigidez y estanqueidad al conjunto. Además, contiene los elementos necesarios para el montaje del panel sobre la estructura soporte.
- Caja de terminales: incorpora los bornes para la conexión del módulo.
- Diodo de protección: impide daños por sombras parciales en la superficie del panel.

[5]

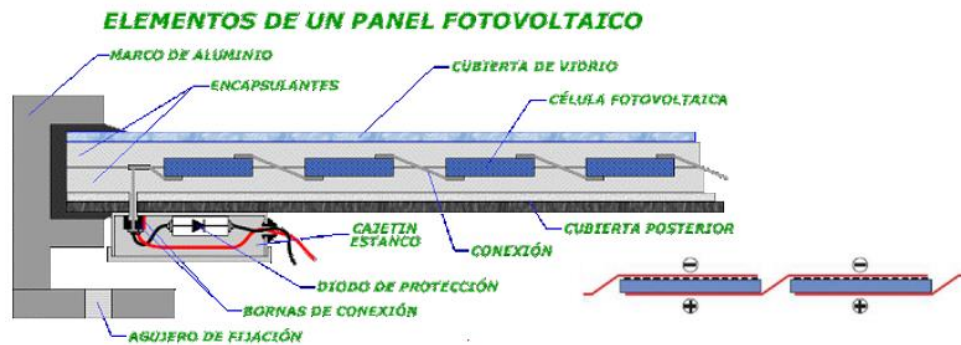


Figura 7: Elementos de un panel fotovoltaico y conexión entre células [21]

La conexión de las células se realiza en serie y/o en paralelo, de forma que la tensión y corriente suministrada por el panel se incrementa hasta ajustarse al valor deseado. Normalmente los paneles se construyen asociando primero las células en serie hasta conseguir el nivel de tensión deseado, y luego asociando en paralelo varias asociaciones serie de células para alcanzar el nivel de corriente deseado.

En cuanto a los materiales, ya se ha mencionado que el material más frecuente para las células fotovoltaicas es el silicio. En el punto 5.5 del proyecto se profundizará en las tecnologías existentes para seleccionar el módulo más adecuado para el diseño.

4.6.2.2. Punto caliente

Uno de los problemas que surgen en las placas solares son los puntos calientes. Estos son áreas de temperatura elevada que conllevan una disminución localizada de la eficiencia, y, por tanto, una menor potencia entregada y una aceleración de la degradación de los materiales de esa área afectada. Esto se debe a que las células de esa zona dejan de comportarse como generadores eléctricos, pasando a operar como resistencias disipativas y consumiendo parte de la energía producida por el resto de paneles. Algunos de los motivos de la aparición de puntos calientes son:

- Desajustes de células: cuando células de diferente corriente se conectan en serie.
- Daño o baja calidad de la célula: fallo en la fabricación debido a los procesos de laminación o transporte.
- Sombras: algunos elementos como árboles, vegetación o el propio tejado de la vivienda pueden ocasionar sombras. Por ello, es recomendable tener en cuenta los periodos estacionales y las horas diarias para evitar estas sombras

- Suciedad y arena: para evitarlo es necesario un buen mantenimiento o seleccionar placas con sistemas de drenaje en las esquinas. [6]

Para evitar los problemas derivados de los puntos calientes, la caja de conexión de los módulos viene equipada con diodos de protección (bypass), que se colocan en paralelo con el módulo. Así, cuando el módulo queda en zona de penumbra, la corriente eléctrica deja de circular por el módulo y pasa a través del diodo, y el módulo queda anulado (bypassed) temporalmente, mientras dura el sombreado.

4.6.2.3. Conexionado

Igual que con las células fotovoltaicas, los módulos se pueden conectar tanto en serie como en paralelo. La conexión en serie sirve para incrementar la tensión generada por el sistema fotovoltaico. En cambio, la conexión en paralelo permite incrementar la corriente máxima que puede entregar el sistema de generación solar fotovoltaico. Realizando una conexión mixta serie-paralelo podremos incrementar la tensión y la corriente generadas por el sistema. Además, se pueden conectar unos diodos de bloqueo en las diferentes ramas de la configuración serie-paralelo mixta para evitar efectos de carga no deseados entre módulos o descargas accidentales de las baterías.

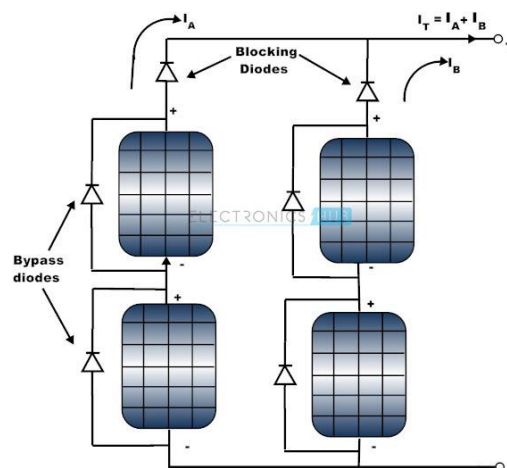


Figura 8: Conexionado de módulos [31]

4.7. Datos de partida y datos obtenidos

Sabiendo los elementos que van a ser necesarios para completar la instalación, se debe estudiar de qué datos se dispone y cuáles de ellos nos permitirán dimensionar correctamente.

Como datos de partida son necesarios el consumo energético diario (Wh/día), la energía de radiación solar disponible (MJ/m^2) y los voltajes de interés. Con estos datos se podrán calcular la superficie de captación solar (m^2), la capacidad de acumulación de las baterías (Ah), el dimensionado del regulador y el inversor. Además, se podrán calcular las secciones de cableado, pérdidas totales de la instalación, rentabilidad y amortización, etc.

5. Diseño

Como se ha visto en la introducción, ya se conocen los datos necesarios para realizar el dimensionamiento correcto de todos los elementos que requiere la instalación. Simplemente hay que obtenerlos y realizar los cálculos oportunos. Por tanto, se está en disposición de comenzar el diseño.

La idea inicial del esquema de la instalación es la siguiente:

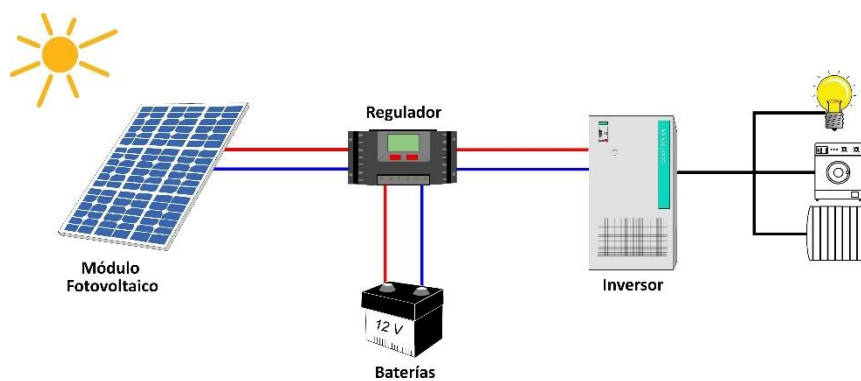


Figura 9: Esquema inicial de la instalación [32]

El diseño se realizará paso por paso, y por ello a continuación se muestra los puntos que se van a seguir para completar la instalación.

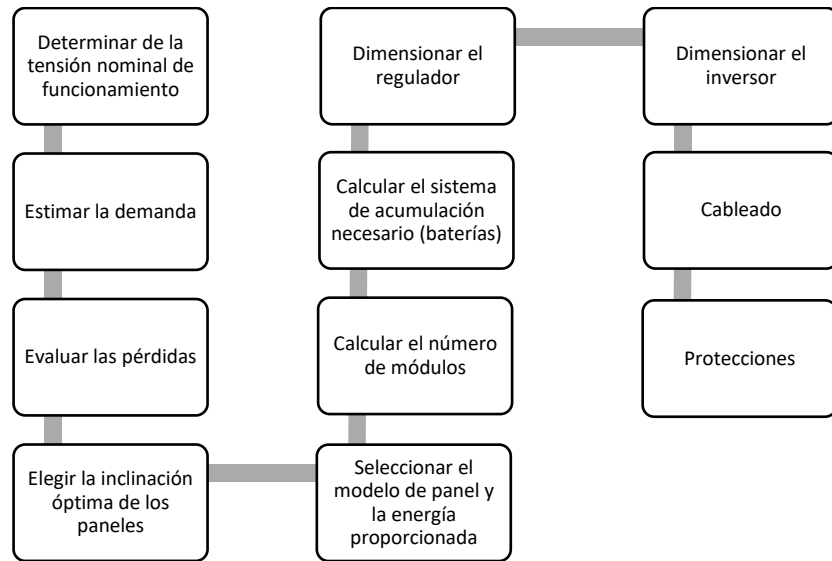


Figura 10: Diagrama de bloques de los pasos a seguir para el dimensionamiento

5.1. Determinación de la tensión nominal de funcionamiento

Al tratarse de una vivienda, las tensiones nominales a escoger para el funcionamiento de la instalación será 12 V, 24 V, 48 V o 120 V. En general, se recomienda:

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

Se espera que el consumo no supere los 5 kW. Para este caso, se recomiendan 24 V, por tanto, seleccionamos la tensión nominal de funcionamiento de la instalación a 24 V. Esto permitirá minimizar las corrientes. Además, la sección de los conductores que van desde los paneles hasta el regulador será menor. En caso de observar que los consumos de los aparatos domésticos superen los 5 kW, se volvería a este punto para reelegir la tensión nominal.

5.2. Estimación de la demanda o consumo total de energía eléctrica de la instalación

En primer lugar, los equipos eléctricos y electrodomésticos se suelen dividir en dos tipos:

- Aparatos de uso variable: su utilización se realiza durante unas horas al día o a la semana a voluntad del usuario que lo conecta y desconecta. Para el cálculo de la energía consumida se realiza el producto de su potencia por el tiempo estimado de funcionamiento.
- Aparatos de uso continuado: funcionan durante todo el día, como neveras, congeladores, etc. La energía consumida durante el día viene dada por el fabricante.

Al no disponer de los datos exactos de consumos de la vivienda, se realizarán estimaciones para conocer dichos consumos.

- Bombillas: la vivienda dispone de bombillas LED de 10W. En todas las estancias existen este tipo de bombillas y la vivienda dispone de 12 estancias. Por tanto, estimando un funcionamiento de 3h/día en habitaciones, comedor y cocina; 0,5h/semana para sótano y buhardilla; y 1,5h/día en el resto de estancias:

Bombillas	Potencia [W]	Nº de equipos	Funcionamiento [h/día]	Rendimiento	Consumo [Wh/día]
Habitaciones y comedor	10	6	3	0,9	162
Sótano y buhardilla	10	2	0,0714	0,9	1,29
Resto de estancias	10	4	1,5	0,9	54
TOTAL	30				217,29

Tabla 1: Bombillas de la vivienda

- Resto de aparatos: en la Tabla 2 que se muestra a continuación aparecen el resto de aparatos de la vivienda.

Aparato	Potencia [W]	Nº de equipos	Funcionamiento [h/día]	Rendimiento	Consumo [Wh/día]
Televisor	50	1	2	0,9	90
Lavadora	1700	1	0,4286	0,9	655,71
Nevera combi	75	1	24	0,9	1620
Secador de pelo	1000	1	0,0714	0,9	64,29
Ordenador portátil	50	1	2	0,9	90
Microondas	700	1	0,2143	0,9	135
Batidora	250	1	0,0714	0,9	16,07
Consumos varios	75			0,9	67,50
TOTAL	3900				2738,57

Tabla 2: Aparatos de la vivienda

Se considera que la lavadora se utiliza 2 veces a la semana con un total de 3 horas de uso a la semana. Tanto el secador como la batidora se estima que tienen un uso de media hora a la semana. El microondas se utiliza un total de 1,5 horas a la semana. Los consumos varios incluyen consumos como los de los enchufes, que son variables en función del aparato que se conecte, por ejemplo, un smartphone.

Cabe destacar que no aparecen aparatos como el horno, la cocina o sistemas de calefacción o aire acondicionado. La vivienda de estudio dispone de cocina y horno de gas butano. En el caso de sistemas de climatización, se dispone de una chimenea con leña para el invierno.

Para el cálculo del consumo, se ha tenido en cuenta un rendimiento del 90% de todos los aparatos.

Si sumamos los consumos obtenidos de las dos tablas anteriores (Tabla 1 y Tabla 2),

obtenemos un consumo energético total, E_{total} , de la instalación:

$$E_{total} = 217,2857 \frac{Wh}{día} + 2738,5714 \frac{Wh}{día} = 2955,86 \frac{Wh}{día} \quad Ec. 4$$

El consumo total neto de energía necesaria de la instalación, C_{total} , es:

$$C_{total} = \frac{E_{total}}{V_{nom}} = \frac{2955,86 \frac{Wh}{día}}{24V} = 123,16 \frac{Ah}{día} \quad Ec. 5$$

Las pérdidas de energía por conexionado, tanto en Ah/día como en Wh/día, C_{loss} y E_{loss} , considerando un valor aproximado de margen de seguridad de un 10%, son:

$$C_{loss} = \frac{10}{100} \cdot C_{total} = 12,32 \frac{Ah}{día} \quad Ec. 6$$

$$E_{loss} = \frac{10}{100} \cdot E_{total} = 295,59 \frac{Wh}{día} \quad Ec. 7$$

Finalmente, el consumo de energía total necesaria o requerida, E_{req} y C_{req} , tanto en Ah/día como en Wh/día, será:

$$C_{req} = 123,16 \frac{Ah}{día} + 12,32 \frac{Ah}{día} = 135,48 \frac{Ah}{día} \quad Ec. 8$$

$$E_{req} = 2955,86 \frac{Wh}{día} + 295,59 \frac{Wh}{día} = 3251,45 \frac{Wh}{día} \quad Ec. 9$$

5.3. Evaluación de las pérdidas de la instalación

Toda instalación fotovoltaica aislada tendrá unas pérdidas. Estas pérdidas son debidas a varios factores, y se pueden estimar mediante el valor K_T :

$$K_T = [1 - (K_B + K_C + K_R + K_X)] \cdot \left[1 - \frac{K_A \cdot D_{aut}}{P_{D,máx}} \right] \quad Ec. 10 [7]$$

Siendo:

- K_A : pérdidas debidas a la autodescarga diaria de la batería (a 20°C). Su valor suele venir dado por el fabricante de la batería y su valor por defecto es 0,5%.

- K_B : pérdidas debidas al rendimiento de la batería. Se debe a la energía que la batería disipa en forma de calor a causa de los procesos químicos de carga y descarga. Suele tener un valor de 5%.
- K_C : pérdidas debidas al rendimiento del inversor DC/AC. Su valor es de un 5% (para un convertidor de rendimiento 95%).
- K_R : pérdidas debidas al rendimiento del regulador. Se escoge un valor por defecto de un 10% (regulador DC/DC de rendimiento 90%).
- K_X : otras pérdidas (efecto Joule, caídas de tensión, etc). Por defecto se escoge un valor de 10%.
- D_{aut} : número de días consecutivos que, en ausencia de Sol, el sistema de acumulación es capaz de atender el consumo, sin sobrepasar la profundidad de descarga de las baterías.

HORAS DE PICO SOLAR EN ESPAÑA					
CIUDAD	HPS	AUTONOMÍA	CIUDAD	HPS	AUTONOMÍA
ALAVA	4.07	25	LERIDA	5.82	12
ALBACETE	5.64	12	LOGROÑO	5.82	18
ALICANTE	6.02	10	LUGO	3.96	25
ALMERÍA	5.82	12	MADRID	5.97	10
ÁVILA	5.55	14	MÁLAGA	6.08	10
BADAJOS	6.02	10	MURCIA	6.64	10
BALEARES	5.32	15	ORENSE	4.12	25
BARCELONA	5.13	15	OVIEDO	4	25
BURGOS	4.65	18	PALENCIA	5.2	15
CÁCERES	5.74	12	PAMPLONA	4.58	20
CÁDIZ	6.33	10	PONTEVEDRA	4.84	18
GASTELLÓN	5.62	14	SALAMANCA	5.3	15
CIUDAD REAL	5.51	14	SANTANDER	3.99	25
CÓRDOBA	6.12	10	SEGOVIA	5.6	14
CUENCA	5.41	14	SEVILLA	5.67	12
GERONA	5.11	16	SORIA	4.95	16
GRANADA	5.88	10	TARRAGONA	4.98	16
GUADALAJARA	5.54	14	TENERIFE	6.23	10
GUIPOZCOA	3.98	95	TERUEL	4.91	16
HUELVA	6.47	10	TOLEDO	5.93	10
HUESCA	5.32	15	VALENCIA	5.25	15
JAÉN	5.71	12	VALLADOLID	5.49	14
LA CORUÑA	4.13	22	VIZCAYA	3.93	25
LAS PALMAS	4.97	16	ZAMORA	5.2	15
LEÓN	5.12	16	ZARAGOZA	5.99	14

Tabla 3: HSP y días de autonomía [7]

Según los datos de la Tabla 3, en la provincia de Soria se estima una autonomía de unos 16 días.

- $P_{D,máx}$: nivel máximo del DOD (profundidad de descarga de una batería, definida como el porcentaje de la capacidad que ha sido extraída comparada con la capacidad a plena carga) que se le permite a la batería antes de la desconexión del regulador, para protegerla. Depende del material de fabricación de la batería y no

debe superar el 80%. Si una batería se descarga muy profundamente, su tiempo de vida se acorta. Para este caso, se toma un valor de 70%.

Con todos estos datos, se procede al cálculo de las pérdidas totales de la instalación, K_T :

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

$$= [1 - (0,05 + 0,15 + 0,1 + 0,1)] \cdot \left[1 - \frac{0,005 \cdot 16}{0,7} \right] = 0,5314 \quad \text{Ec. 11}$$

Por tanto, teniendo en cuenta estas pérdidas, el consumo de energía total necesaria o requerida (ideal), C_{req} o E_{req} , toman un nuevo valor C'_{req} y E'_{req} :

$$C'_{req} = \frac{C_{req}}{K_T} = \frac{135,48 \frac{Ah}{día}}{0,5314} = 254,93 \frac{Ah}{día} \quad \text{Ec. 12}$$

$$E'_{req} = \frac{E_{req}}{K_T} = \frac{3251,45 \frac{Wh}{día}}{0,5314} = 6118,65 \frac{Wh}{día} \quad \text{Ec. 13}$$

5.4. Elección de la inclinación óptima de los paneles

Cuando se trata de seleccionar el ángulo de inclinación de los paneles fotovoltaicos existen varias opciones. La primera de ellas sería escoger una inclinación fija en la que se garantice una buena insolación de los paneles, por ejemplo 60°. Esta opción es puramente empírica.

En cambio, otros métodos más desarrollados son:

- Criterio del mes crítico: se intenta optimizar la relación consumo/radiación en cada mes, y nos quedamos con los datos del mes más desfavorable.
- Criterio de máxima captación energética anual: se pretende optimizar la relación consumo/radiación a lo largo de todo el año, teniendo en cuenta la radiación solar global media anual.

Además, la inclinación debe tener en cuenta si va a ser usada todo el año o solo en alguna época del año. En el caso de este proyecto se desea una instalación que funcione todo el

año, por tanto, es recomendable añadir 10° más que la latitud del lugar.

5.4.1. Criterio del mes crítico

Se decide utilizar el “criterio del mes crítico”. El motivo de dicha elección se debe a lo siguiente: si se escoge el mes crítico, se asegura cumplir con la demanda de la vivienda siempre, ya que nos ponemos en el peor supuesto en cuanto a irradiación (ya que el consumo es constante todos los meses). En cambio, si se utilizase el criterio de captación máxima anual, la demanda se podría cubrir casi con total seguridad, pero quizás esto implicaría instalar más paneles o mayores baterías. Por este motivo, se cree que para obtener una instalación más optimizada es preferible el criterio del mes crítico.

1) En primer lugar, serán necesarios los valores de la irradiación solar en cada mes [kWh/m^2] para diferentes inclinaciones.

La web PVGIS nos proporciona los datos necesarios. PVGIS es una aplicación desarrollada por la Unión Europea que permite calcular la producción fotovoltaica en cualquier zona de Europa, Asia o América. Esto permite al usuario conocer las ventajas y desventajas que tiene una instalación fotovoltaica para autoconsumo en una zona geográfica concreta.

Como se mencionó anteriormente, necesitamos los datos de radiación solar de la zona de estudio. Mediante dicha herramienta, PVGIS, obtenemos los valores de irradiación solar ($\text{kWh/m}^2\cdot\text{mes}$), para distintos ángulos. Para la zona de estudio [(41.546584°, -3.074528°), La Olmeda, España], disponemos de datos desde el año 2005 hasta el 2016. Se decide agrupar los datos por meses, es decir, se realiza una media aritmética por meses con el objetivo de obtener un único valor de irradiación solar por cada mes. Así, a continuación, se muestran los datos obtenidos:

Irradiación solar, H , media 2005-2016 [kWh/m ²]										
	0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
Enero	59,29	73,54	86,18	96,79	105,03	110,60	113,33	113,10	109,92	103,87
Febrero	78,83	92,58	104,30	113,60	120,15	123,72	124,17	121,46	115,65	106,92
Marzo	125,05	138,00	148,02	154,72	157,84	157,22	152,81	144,72	133,15	118,45
Abril	154,81	162,49	166,77	167,44	164,42	157,91	147,87	134,51	118,22	99,22
Mayo	192,37	196,03	195,63	190,96	182,06	170,09	154,27	135,10	112,74	89,64
Junio	211,79	212,81	209,86	202,17	190,09	175,00	155,95	133,52	108,79	83,09
Julio	237,00	240,27	238,57	231,10	218,60	201,55	179,93	154,05	124,97	94,92
Agosto	208,43	217,91	222,32	221,42	215,42	204,34	188,43	167,88	143,19	115,26
Septiembre	151,80	165,77	176,01	182,10	183,80	181,01	173,68	162,00	146,28	126,98
Octubre	109,64	126,94	141,38	152,46	159,76	163,02	162,09	156,96	147,75	134,72
Noviembre	66,19	81,12	94,26	105,16	113,46	118,88	121,23	120,41	116,43	109,40
Diciembre	57,34	74,54	90,04	103,33	113,98	121,65	126,06	127,08	124,65	118,85

Tabla 4: Irradiación solar media

2) En segundo lugar, a partir de los valores anteriores, se calculará el cociente consumo medio mensual/ irradiación solar media.

En el punto 5.2 se calculó el consumo medio diario de la vivienda. Este valor era de $L_{md}=2955,86 \text{ Wh/día}$. Por tanto, dividiendo dicho valor por los mostrados en la Tabla 4, se conforma la tabla siguiente:

L_{md}/H										
	0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
Enero	49,85	40,19	34,30	30,54	28,14	26,73	26,08	26,14	26,89	28,46
Febrero	37,50	31,93	28,34	26,02	24,60	23,89	23,80	24,34	25,56	27,65
Marzo	23,64	21,42	19,97	19,10	18,73	18,80	19,34	20,42	22,20	24,96
Abril	19,09	18,19	17,72	17,65	17,98	18,72	19,99	21,97	25,00	29,79
Mayo	15,37	15,08	15,11	15,48	16,24	17,38	19,16	21,88	26,22	32,97
Junio	13,96	13,89	14,08	14,62	15,55	16,89	18,95	22,14	27,17	35,57
Julio	12,47	12,30	12,39	12,79	13,52	14,67	16,43	19,19	23,65	31,14
Agosto	14,18	13,56	13,30	13,35	13,72	14,47	15,69	17,61	20,64	25,64
Septiembre	19,47	17,83	16,79	16,23	16,08	16,33	17,02	18,25	20,21	23,28
Octubre	26,96	23,29	20,91	19,39	18,50	18,13	18,24	18,83	20,01	21,94
Noviembre	44,66	36,44	31,36	28,11	26,05	24,86	24,38	24,55	25,39	27,02
Diciembre	51,55	39,65	32,83	28,61	25,93	24,30	23,45	23,26	23,71	24,87

Tabla 5: Cociente L_{md}/H

Finalmente, se procede a la selección del ángulo más adecuado.

El primer paso es tomar el máximo cociente de la Tabla 5, para así obtener cual es el mes crítico para cada inclinación.

<i>L_{md}/H</i>										
	0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
Enero	49,85	40,19	34,30	30,54	28,14	26,73	26,08	26,14	26,89	28,46
Febrero	37,50	31,93	28,34	26,02	24,60	23,89	23,80	24,34	25,56	27,65
Marzo	23,64	21,42	19,97	19,10	18,73	18,80	19,34	20,42	22,20	24,96
Abril	19,09	18,19	17,72	17,65	17,98	18,72	19,99	21,97	25,00	29,79
Mayo	15,37	15,08	15,11	15,48	16,24	17,38	19,16	21,88	26,22	32,97
Junio	13,96	13,89	14,08	14,62	15,55	16,89	18,95	22,14	27,17	35,57
Julio	12,47	12,30	12,39	12,79	13,52	14,67	16,43	19,19	23,65	31,14
Agosto	14,18	13,56	13,30	13,35	13,72	14,47	15,69	17,61	20,64	25,64
Septiembre	19,47	17,83	16,79	16,23	16,08	16,33	17,02	18,25	20,21	23,28
Octubre	26,96	23,29	20,91	19,39	18,50	18,13	18,24	18,83	20,01	21,94
Noviembre	44,66	36,44	31,36	28,11	26,05	24,86	24,38	24,55	25,39	27,02
Diciembre	51,55	39,65	32,83	28,61	25,93	24,30	23,45	23,26	23,71	24,87

Tabla 6: Cociente *L_{md}/H* con máximos marcados

Se puede observar en la Tabla 6, que el mes más crítico es el mes de enero. Por tanto, aislando los datos de dicho mes, podemos seleccionar el ángulo óptimo de los paneles:

<i>L_{md}/H</i>										
	0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
Enero	49,85	40,19	34,30	30,54	28,14	26,73	26,08	26,14	26,89	28,46

Tabla 7: Cociente *L_{md}/H* del mes crítico con ángulo óptimo marcado



Así, el ángulo óptimo seleccionado es de 60° y las irradiaciones H en $\text{kWh/m}^2\cdot\text{mes}$, a dicho ángulo son:

Mes	H(60°) [$\text{kWh/m}^2\cdot\text{mes}$]	Mes	H(60°) [$\text{kWh/m}^2\cdot\text{mes}$]
Enero	113,33	Julio	179,93
Febrero	124,17	Agosto	188,43
Marzo	152,81	Septiembre	173,68
Abril	147,87	Octubre	162,09
Mayo	154,27	Noviembre	121,23
Junio	155,95	Diciembre	126,06

Tabla 8: Irradiaciones a 60°

A la hora de seleccionar el ángulo se ha tenido en cuenta que su implementación en los soportes cuando se realice la construcción sea más sencilla, ya que si se intentase precisar más obtendríamos valores de ángulos mejores, pero muy difíciles de construir.

5.4.2. Corrección de la energía solar incidente sobre los paneles solares

Hasta el momento, se ha mencionado el ángulo de inclinación de los paneles solares, pero no su orientación respecto al sur. Todos los datos calculados con anterioridad se han obtenido suponiendo que los paneles están orientados perfectamente hacia el sur, ya que estos se ubicarán en una explanada horizontal. Por tanto, no se producirán pérdidas por orientación.

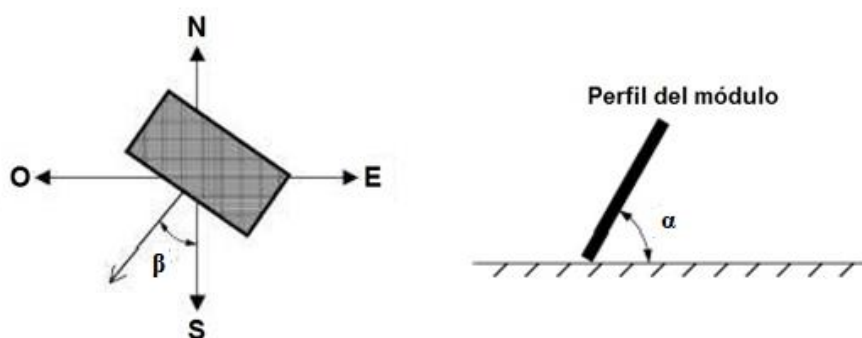


Figura 11: Orientación de los paneles [33]

Es decir, utilizando la siguiente expresión:

$$\text{Pérdidas por orientación} = 0,71 + [0,29 \cdot \cos(0,95 \cdot \beta \cdot \alpha^{0,3})] \quad \text{Ec. 14}$$

Siendo α la inclinación de los paneles respecto a la horizontal y β la desviación de la orientación de los paneles respecto al sur. En este caso, $\alpha=60^\circ$ y $\beta=0^\circ$. Por tanto, las pérdidas por orientación son 1 (en tanto por uno), siendo dichas pérdidas nulas.

5.5. Selección del modelo de panel y determinación de la energía proporcionada

El siguiente paso en el diseño de la instalación es la elección del modelo de panel fotovoltaico y determinar la energía que este proporciona.

La primera decisión a tomar es, ¿se dispone de suficiente espacio para poner paneles poco eficientes, pero más baratos? ¿O se prefiere poner menos paneles, pero más eficientes? En el caso de esta instalación, la parcela en la que se ubicarán los paneles es relativamente grande, pero aun así es preferible instalar paneles de la máxima calidad y eficiencia para así evitar problemas futuros.

De los paneles solares que existen, los que usan tecnología monocristalina son más eficientes. Esto implica, como se ha mencionado con anterioridad, poder instalar mayor potencia en el mismo espacio que si se usaran paneles de menor eficiencia. En resumen, a

mayor eficiencia, más Wattios por metro cuadrado. Y es que, además, es habitual que los paneles solares con mayor eficiencia tengan mayor calidad, y por tanto durabilidad.

Como primera idea, la eficiencia estándar de un panel solar se encuentra entre el 16-17%. A partir del umbral del 19%, se puede considerar que el panel es de alta eficiencia.

5.5.1. Tipos de tecnologías y eficiencia

En el sector fotovoltaico existen dos tipos de tecnologías predominantes: la monocristalina y la policristalina. Dentro de la monocristalina hay variaciones de esta tecnología, como pueden ser los paneles PERC, PERT o algunas tecnologías exclusivas de algunos fabricantes como HIT de Panasonic o las IBC de SunPower.

Un estudio realizado por EnergyTrend en 2018 compara las tecnologías que existen y sus eficiencias. [8]

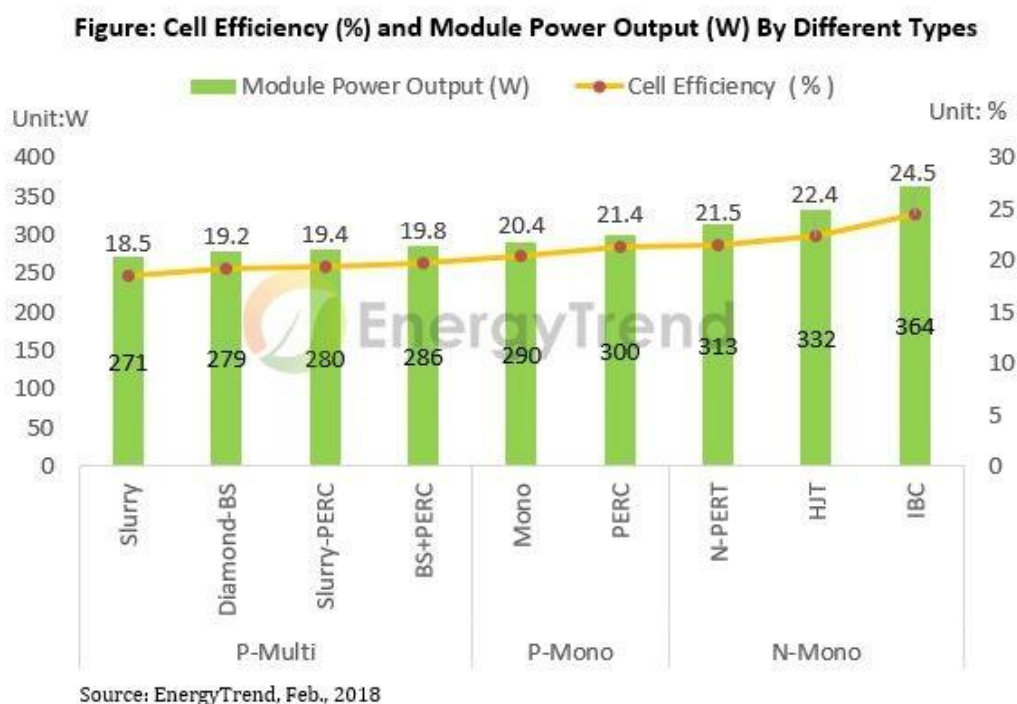


Figura 12: Estudio de EnergyTrend [8]

La Figura 12 muestra varios datos interesantes. En el eje Y izquierdo indica, mediante las barras verticales de color verde, hasta qué potencias llega cada uno de los paneles solares en función de su tecnología. El eje X muestra el tipo de tecnología (P-Multi es Policristalina,

P-Mono es Monocristalina y N-Mono es Monocristalina de alta pureza). Finalmente, en el eje Y derecho se muestra la eficiencia de la célula (no la del panel, que sería algo menor). Es decir, por ejemplo, para la tecnología P-Multi BS+PERC, la potencia estándar es de 286W con eficiencia de célula del 19,8%

Así, observando la Figura 12 se puede determinar que las tecnologías que proporcionan paneles más eficientes son las monocristalinas HIT e IBC. Estas tecnologías utilizan silicio tipo N y son empleadas por Panasonic y SunPower fundamentalmente. El hecho de utilizar silicio tipo N le proporciona una calidad superior al resto, ya que este tipo de silicio es el más puro que existe en la industria fotovoltaica y no presenta tantas impurezas como puede presentar el silicio tipo P utilizado en las tecnologías policristalinas.

5.5.2. Elección del modelo de panel

Así pues, una vez analizadas las diferentes tecnologías principales que existen en la actualidad, se puede proceder a la elección del modelo de panel.

Parece que la decisión más adecuada es la elección de la tecnología N-Mono, en concreto IBC, utilizada por el fabricante americano SunPower.

A fecha de marzo de 2019, los modelos más eficientes del mercado son los siguientes:

FABRICANTE	MODELO	EFICIENCIA DE PANEL	POTENCIA DEL PANEL	TAMAÑO (largo x ancho)
SunPower	SPR-X22-370 (Ahora MAX3-400)	22.6%	400W	1.690 x 1.046 mm
SunPower	SPR-X22-360 (Ahora MAX3-390)	22.1%	390W	1.690 x 1.046 mm
SunPower	MAX3-370	20.9%	370W	1.690 x 1.046 mm
LG Neon R	LG360Q1C-A5	20.8%	360W	1.700 x 1.016 mm
LG	LG355Q1C-A5	20.6%	355W	1.700 x 1.016 mm
AUO	SunForte PM096B00	20.6%	335W	1.559 x 1.046 mm
SunPower	MAX2-360	20.4%	360W	1.690 x 1.046 mm
AUO	SunForte PM096B00	20.3%	330W	1.559 x 1.046 mm
SunPower	MAX3-350	19.8%	327W	1.690 x 1.046 mm
SHARP	NQ-R256A	19.8%	256W	1.318 x 980 mm

Figura 13: Modelos más eficientes del mercado [9]

Si se observa la Figura 13, el modelo SPR-MAX3-400 de SunPower es el más eficiente. Por tanto, se decide que este será el modelo elegido.

Algunas ventajas de las células de esta tecnología frente a otras células convencionales son:

- No tiene contactos eléctricos delanteros, es decir, aprovecha toda la superficie de la célula para captar la radiación solar. Esto incrementa la eficiencia y además evita la corrosión de dichos hilos con el paso del tiempo.
- Su base es un grueso cimiento de cobre, que le aporta gran resistencia y resistencia a la corrosión.
- Posee conectores reforzados. Por ello, la expansión y contracción de las oscilaciones diarias de temperatura no le provocarán problemas. [9]

5.5.3. Determinación de la energía proporcionada

En la página web del fabricante se obtienen los datos eléctricos de modelo seleccionado SunPower SPR-MAX3-400.

Datos eléctricos			
	SPR-MAX3-400	SPR-MAX3-395	SPR-MAX3-390
Potencia nominal (Pnom) ⁹	400 W	395 W	390 W
Tolerancia de potencia	+5/0%	+5/0%	+5/0%
Eficiencia de los paneles	22,6%	22,3%	22,1%
Tensión nominal (Vmpp)	65,8 V	65,1 V	64,5 V
Intensidad nominal (Impp)	6,08 A	6,07 A	6,05 A
Tensión de circuito abierto (Voc) (+/-3)	75,6 V	75,4 V	75,3 V
Intensidad de cortocircuito (Isc) (+/-3)	6,58 A	6,56 A	6,55 A
Máx. tensión del sistema	1000 V IEC		
Fusible de serie máxima	20 A		
Coef. potencia-temperatura	-0,27% / °C		
Coef. tensión-temperatura	-0,236% mV / °C		
Coef. intensidad-temperatura	0,058% mA / °C		

Figura 14: Datos eléctricos del modelo SunPower SPR-MAX3-400 [34]

Una vez se dispone de los datos del modelo, se procede al cálculo de la energía proporcionada por el conjunto de módulos fotovoltaicos. Para ello, se calcula el valor de $E_{mód}$ y se proporciona en Wh/día.

$$E_{mód} = \eta_{mód} \cdot P_{máx} \cdot HSP(\alpha) \quad Ec. 15$$

Siendo:

- $E_{mód}$: energía proporcionada por el panel [Wh/día].
- $\eta_{mód}$: rendimiento del panel.
- $P_{máx}$: potencia máxima que proporcionan los módulos [W].
- $HSP(\alpha)$: horas solares pico para una inclinación α del panel [h].

El factor $\eta_{mód}$ representa un factor global de pérdidas que contempla la reducción de la energía proporcionada por factores como la suciedad del módulo u opacidad del cristal, pérdidas por reflexión en momentos de incidencia muy oblicua, pérdidas en el conexionado, etc. Para paneles fotovoltaicos de Si monocristalinos y policristalinos se toma un valor entre 90 y 95%.

En caso que fuese Si amorfo, se tomaría un valor entre el 65 y el 85%. Para el caso que nos ocupa, al tratarse de un panel con tecnología monocristalina, se tomará un valor de 90%.

El valor de $P_{m\acute{a}x}$ viene dado por el fabricante. Para este modelo, se da un valor de 400W.

Finalmente, el valor de $HSP(\alpha)$. La “hora solar pico” es una unidad que mide la irradiación solar y se define como el tiempo en horas de una hipotética irradiancia solar constante de 1000 W/m². Es decir, para una localidad concreta, el HSP es el número de horas que debería haber una irradiancia de 1000W/m² para igualar a la energía diaria incidente realmente en dicha localidad. Por ejemplo, una energía de 3700Wh/día equivale a una irradiancia de 1000W durante 3,7 horas, por tanto, HSP sería 3,7.

Para entender mejor el funcionamiento de HSP, se puede representar de forma gráfica.

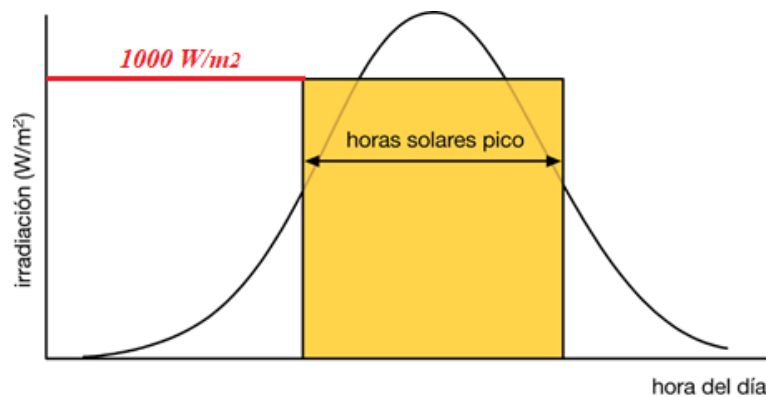


Figura 15: HSP e irradiación [35]

Si se representa la distribución horaria de la irradiación incidente sobre la superficie terrestre, se observa que los niveles varían a lo largo del día. Gráficamente, la HSP se representa como una función de valor constante que delimita la misma área que la distribución de la irradiación antes mencionada.

Numéricamente, 1 HSP equivale a 3,6 MJ/m², es decir, el factor de conversión queda como:

$$1 \text{ HSP} = \frac{1000W}{m^2} \cdot 1h \cdot \frac{3600s}{1h} \cdot \frac{1J}{1s} = 3,6 \frac{MJ}{m^2} \quad \text{Ec. 16}$$

Así, se procede a calcular el valor de HSP que introduciremos en la Ecuación 15. Al disponer de las irradiaciones en kWh/m²·mes, será necesario realizar un factor de conversión en el que aparezcan los días para obtener el valor de HSP en las unidades adecuadas. Es decir:

$$\frac{kWh}{m^2 \cdot mes} \cdot \frac{3600 kJ}{1 kWh} \cdot \frac{1 mes}{30 días} \rightarrow \frac{kJ}{m^2 \cdot día} \quad Ec. 17$$

*Nota: se tendrá en cuenta si los meses tienen 30 o 31 días. En el caso de febrero, se consideran 28 días).

A partir de la Tabla 8 y con la Ecuación 17, obtenemos los valores de irradiación en kJ/m²·día.

Mes	H(60°) [kJ/m ² ·día]	Mes	H(60°) [kJ/m ² ·día]
Enero	13161	Julio	20895
Febrero	15965	Agosto	21882
Marzo	17746	Septiembre	20842
Abril	17744	Octubre	18823
Mayo	17915	Noviembre	14548
Junio	18714	Diciembre	14639

Tabla 9: Valores de irradiación

Y a continuación, con los valores de irradiación de la Tabla 9 anterior combinados con la Ecuación 16, podemos obtener el valor de HSP (60°) en h/día.

Mes	H(60°) [kJ/m ² ·día]	HSP (60°) [h/día]	Mes	H(60°) [kJ/m ² ·día]	HSP (60°) [h/día]
Enero	13161	3,656	Julio	20895	5,804
Febrero	15965	4,435	Agosto	21882	6,078
Marzo	17746	4,929	Septiembre	20842	5,789
Abril	17744	4,929	Octubre	18823	5,229
Mayo	17915	4,976	Noviembre	14548	4,041
Junio	18714	5,198	Diciembre	14639	4,066
			MEDIA		4,928

Tabla 10: Valores de HSP a 60°

Si se calcula el valor promedio de HSP (60°), se obtiene finalmente HSP (60°) = 4,928 h/día. Cabe destacar que es posible encontrar el valor de HSP tabulado por provincias. De hecho, si se observa la Tabla 3, vemos que el valor tabulado es de 4,95 para la provincia de Soria, cosa que nos hace pensar que el valor que se ha calculado es correcto.

Ahora ya se dispone de todos los datos necesarios para el cálculo de la capacidad proporcionada por los paneles. Utilizando la Ecuación 15:

$$E_{mód} = \eta_{mód} \cdot P_{máx} \cdot HSP(\alpha) = 0,9 \cdot 400W \cdot 4,928 \frac{h}{día} = 1774,08 \frac{Wh}{día} \quad Ec. 18$$

5.6. Cálculo del número total de módulos

Durante la introducción del proyecto se comentaron las posibilidades que existen a la hora de realizar el conexionado de los módulos fotovoltaicos. A modo de resumen, en primer lugar, se busca el número total de módulos necesarios para cubrir la demanda diaria. En segundo lugar, se determina el número de módulos a colocar en serie, para incrementar la tensión generada por el sistema. Finalmente, sabiendo el número total de módulos y cuántos están conectados en serie, se puede determinar el número de ramas en paralelo. Cuando se dimensiona el regulador, se tendrá que comprobar que el modelo escogido soporte las tensiones y corrientes

de la asociación de módulos seleccionada.

El número de paneles requerido será el cociente entre el consumo de energía necesaria para cubrir las necesidades, E_{req} en Wh/día, dividido por la energía proporcionada por el conjunto panel fotovoltaico, $E_{mód}$ también en Wh/día. Ambos valores están calculados con anterioridad. Así, obtenemos:

$$n_p = \frac{E_{req}}{E_{mód}} = \frac{6118,65 \frac{Wh}{día}}{1774,08 \frac{Wh}{día}} = 3,45 \text{ paneles} \rightarrow n_p = 4 \text{ paneles} \quad \text{Ec. 19}$$

Por tanto, necesitamos 4 paneles.

5.6.1. Determinación del número de módulos en serie

El número de paneles en serie se calculará en función de la tensión nominal del sistema, V_{nom} , y la tensión de punto de máxima potencia del módulo escogido, V_{mp} , ambas en Voltios. El valor V_{mp} viene dado por el fabricante, y este caso, si se observa la Figura 14, el valor es de $V_{mp}=65,8V$. El valor de V_{nom} ha sido calculado en el apartado 5.1, obteniendo $V_{nom}=24V$. Así pues:

$$n_{ps} = \frac{V_{nom}}{V_{mp}} = \frac{24V}{65,8V} = 0,365 \text{ paneles} \rightarrow n_{ps} = 1 \text{ panel} \quad \text{Ec. 20 [10]}$$

Por tanto, necesitamos un único panel en serie.

5.6.2. Determinación del número de módulos en paralelo

Conocidos el número total de paneles necesarios para cubrir la demanda diaria y cuántos de ellos se colocan en serie, se está en disposición de calcular el número de paneles en paralelo necesarios.

$$n_{pp} = \frac{n_p}{n_{ps}} = \frac{4}{1} = 4 \text{ paneles} \quad \text{Ec. 21}$$

5.6.3. Corrección del número de paneles total

El cálculo realizado anteriormente permitirá cubrir la demanda diaria para la vivienda. En cambio, ya se comentó el concepto de D_{aut} en apartados anteriores. Este concepto servirá

también para dimensionar el sistema de acumulación de energía o baterías. Algo que puede suceder es que toda la energía de los paneles sea consumida por la vivienda y las baterías no se recarguen en caso de tener periodos de tiempo muy largos sin radiación suficiente. Por ello, se decide añadir 6 módulos de soporte para la carga de baterías, teniendo en cuenta el espacio disponible.

Así pues, finalmente se instalarán 10 módulos, todos en paralelo.

5.7. Cálculo de la capacidad total de las baterías de almacenamiento

Algo que es conocido por todos es que por la noche no se dispone de la radiación que se tiene durante el día. Y no solo eso, ya que también puede haber días nublados con poca radiación. Por ello es necesario poder almacenar energía en algún lugar para poder cubrir las demandas en todo momento y el dispositivo utilizado son las baterías.

5.7.1. Capacidad y régimen de funcionamiento

La capacidad de una batería es la cantidad de electricidad que puede suministrar (en Ah) y se da en un régimen de descarga determinado. Por tanto, la capacidad de una batería se determina en función de la duración de descarga y es proporcionado por el fabricante para una duración de 10 horas (C_{10}). Este valor C_{10} se suele denominar “capacidad nominal”. No obstante, el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) asigna el nombre de “capacidad nominal” a la cantidad de carga que es posible extraer de una batería en 20 horas, medida a 20°C hasta que la tensión entre sus terminales llega a 1,8V. Si se requieren otros regímenes de descarga se pueden usar las siguientes relaciones empíricas:

- $C_{100}/C_{20}=1,25$
- $C_{40}/C_{20}=1,14$
- $C_{20}/C_{10}=1,17$

Así pues, los parámetros que definen la capacidad de una batería son:

- Duración de la descarga [h]
- Corriente de descarga [A]
- Temperatura de funcionamiento [°C]
- Tensión final [V]

Otro concepto importante es el de régimen de carga o régimen de descarga. Este es el cociente C_n/I , siendo C_n la capacidad nominal e I la corriente de descarga. Por ejemplo, una batería de $C_n=300$ Ah, de la que se extrae una corriente de descarga de 5 A está en régimen de descarga de 60 horas. Por tanto:

$$C = t_{desc} \cdot I_{desc} \quad Ec. 22$$

Siendo C la capacidad, t_{desc} el tiempo de descarga e I_{desc} la corriente de descarga.

No obstante, la ecuación anterior es completamente ideal. En la práctica existe la llamada ecuación o relación de Peukert. Esta ley fue propuesta por el alemán W. Peukert en 1897 para baterías de plomo-ácido e introduce la constante o coeficiente de Peukert, k , y depende del tipo de batería utilizada. Entonces, la Ecuación 22 queda como:

$$C = t_{desc} \cdot I_{desc}^k \quad Ec. 23$$

Típicamente se toma $k=1,2$, pero se debe conocer la tecnología de la batería. Por ejemplo:

- $k=1,05 - 1,15$ para baterías VRSLAB AGM (el electrolito está contenido en la fibra de vidrio absorbente entre las placas. No necesita mucho mantenimiento porque no necesita relleno de agua)
- $k=1,10 - 1,25$ para baterías de gel (el electrolito está contenido en una suspensión de gel entre las placas. También requiere poco mantenimiento porque tampoco necesita relleno de agua).
- $k=1,20 - 1,60$ para baterías con electrolito líquido (tienen elementos con electrolito líquido y están disponibles en placa plana y tubular, con muchos tamaños de placa)

En conclusión, la capacidad de una batería no se considera constante, sino que depende de su régimen de descarga. Si la batería se descarga rápidamente, su capacidad disminuye. En cambio, si el proceso de descarga es lento, su capacidad aumenta. Así pues, los fabricantes indican la capacidad de sus baterías bajo diferentes regímenes de descarga, por ejemplo, a 1 hora (C_1), a 10 horas (C_{10}), a 20 horas (C_{20}) o a 100 horas (C_{100}).

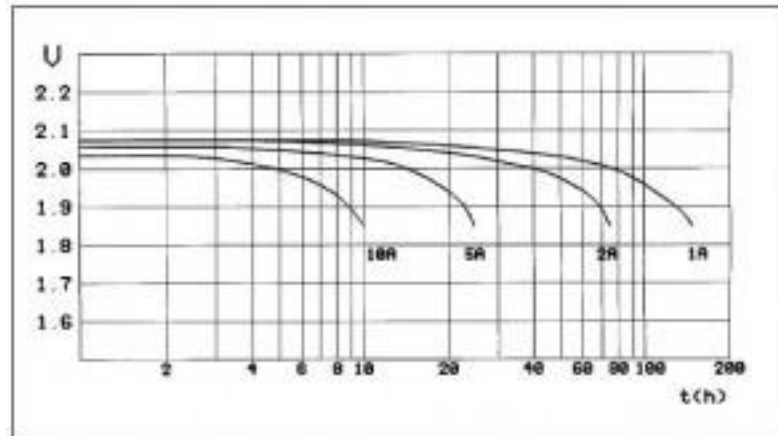


Figura 16: Cargas de las baterías a diferente régimen de descarga [36]

Como se observa en la Figura 16, descargando a una corriente menor, la batería puede proporcionar más carga. Y para poder comparar dos baterías, deben conocerse sus correspondientes capacidades al mismo régimen de descarga.

En el ámbito de la energía solar fotovoltaica, se suele especificar el régimen de descarga de 20 horas o de 100 horas. Son, por tanto, los valores de C_{20} y C_{100} respectivamente. Y concretamente en el ámbito de instalaciones fotovoltaicas autónomas, las capacidades se dan como C_{20} , C_{100} y C_{120} . Aun así, si se utiliza el valor de C_{20} en lugar de C_{100} , esto lleva a sobredimensionar el acumulador alrededor de un 25%. Ahora bien, a la larga, se compensa con la pérdida de capacidad con el paso del tiempo. En instalaciones fotovoltaicas se buscan descargas más bien progresivas. Por esta razón se utilizan por defecto los valores de C_{100} . [11]

Resumiendo, dependiendo de la aplicación de la batería, la capacidad se escoge en función de un régimen de descarga u otro:

- Capacidad C_5 : descarga de 5 horas, indicada para baterías de tracción.
- Capacidad C_{10} : descarga en 10 horas, indicada en baterías de motocicletas y baterías estacionarias (sistemas de alimentación de telecomunicaciones, proceso de datos...).
- Capacidad C_{20} : descarga en 20 horas, indicada para baterías de arranque y automotriz y en energía solar fotovoltaica.
- Capacidad C_{100} y C_{120} : descarga en 100 horas y 120 horas, indicadas en baterías con fines de energía solar fotovoltaica.

Igual que en los paneles, el funcionamiento de las baterías se ve afectado por las condiciones en las que trabajan. Ya se han comentado algunas circunstancias, como los tiempos de descargas. Aquí, se agrupan los factores más importantes:

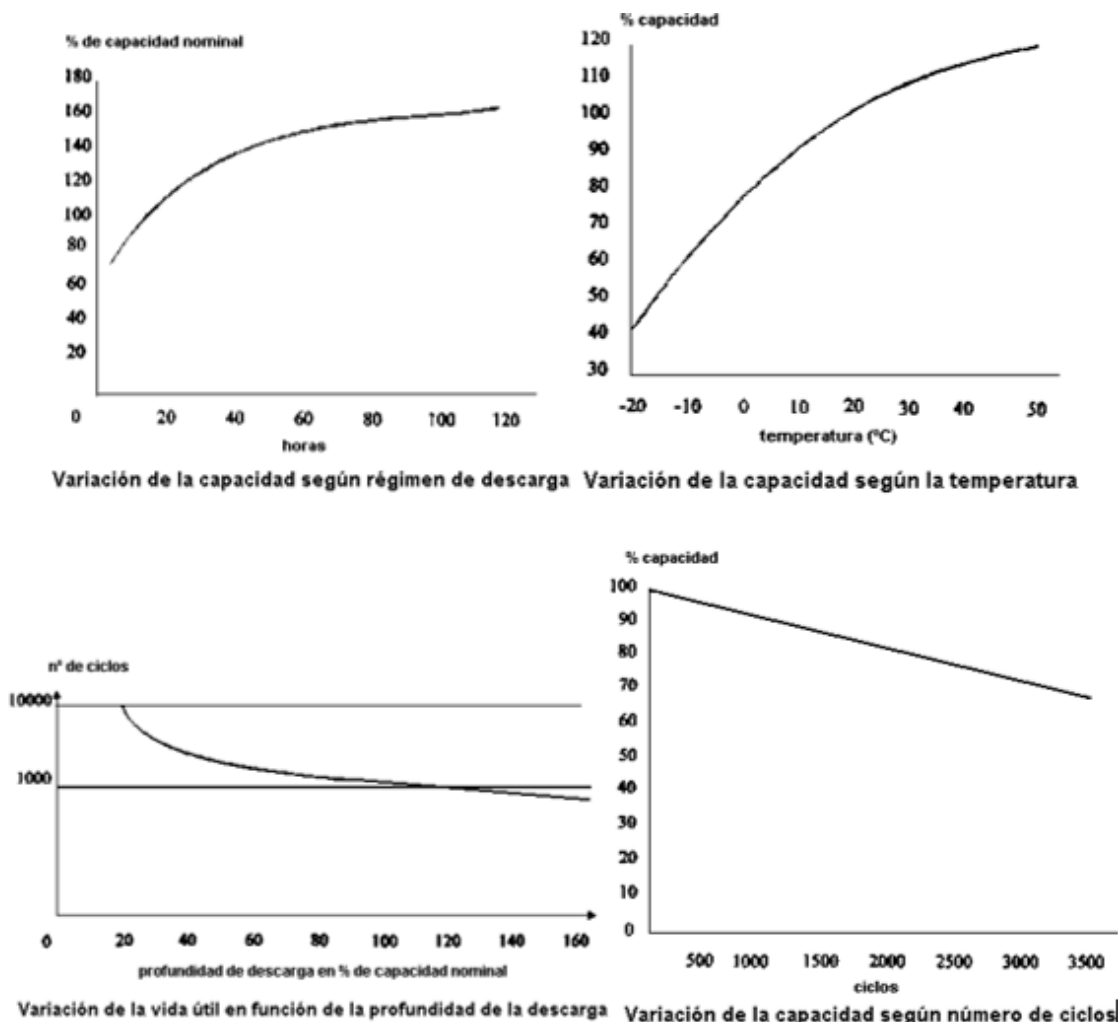


Figura 17: Factores que afectan al funcionamiento de las baterías [36]

- Como se comentó con anterioridad, la capacidad depende del régimen de descarga: la capacidad aumenta a medida que la descarga es más lenta, y al inrevés, disminuye cuando la descarga es más rápida.
- La capacidad de la batería disminuye por el efecto de la temperatura, especialmente cuando la temperatura está por debajo de los 20°C. Esto se debe a que con temperaturas más altas la actividad de los procesos químicos aumenta. Por ello, la

temperatura de referencia para dar la capacidad es generalmente 25°C. Sino, existe un factor de corrección k_T con el fin de obtener la capacidad a temperaturas diferentes a los 25°C, que dividirá la capacidad nominal original.

T^a (en °C)	-20	-10	0	+10	+20	+25	+30	+40
Factor de corrección para una descarga en 120 h	0,58	0,72	0,83	0,91	0,98	1,00	1,02	1,05

Tabla 11: Factor de corrección de la temperatura [8]

- También se mencionó anteriormente que la profundidad de descarga (DOD) toma un papel importante. Este valor es el porcentaje de la capacidad que ha sido extraído comparada con la capacidad a plena carga. Depende de otros factores como el tipo de tecnología de la batería, pero lo importante será evitar, en la medida de lo posible, descargas muy profundas (mayores al 60 o 70%). Y el máximo de DOD es $P_{D,máx}$. Este valor se fija en 80%. En ciclos estacionales, es decir, cuando el número máximo de días que podrá una batería estar descargándose sin recibir radiación suficiente es de entre 4 y 15 días, P_D es aproximadamente del 70%.

Otro concepto derivado de la DOD es el estado de carga (SOC) de una batería, que surge de dividir la cantidad de energía aún disponible, E_c , entre la capacidad actual, tomando $E_c=1$ si la batería está llena y $E_c=0$ si está vacía. Por tanto, en tanto por uno la profundidad de descarga se puede expresar como:

$$P_D = 1 - E_c \quad \text{Ec. 24}$$

Por ejemplo, una batería descargada al 75%, está al 25% de SOC.

En conclusión, si una batería se descarga muy profundamente, su tiempo de vida (número de ciclos de carga y descarga) se acorta. En los sistemas fotovoltaicos la DOD diaria media es baja, ya que la capacidad se dimensiona para proporcionar varios días de autonomía. Si se hace un buen dimensionado, el sistema de baterías no debería sufrir una descarga mayor del 15% de su capacidad máxima.

5.7.2. Cálculo del sistema de acumulación necesario

Una vez introducida la base teórica de las baterías, se procede a la realización de los cálculos para el dimensionado.

La capacidad total de las baterías se determina en función de las necesidades del sistema, teniendo en cuenta los días de autonomía. Así:

$$C_{alm} = \frac{C'_{req} \cdot D_{aut}}{P_{D,m\acute{a}x}} \cdot 100 \quad Ec. 25$$

Siendo:

- C_{alm} : capacidad nominal del sistema de acumulación [Ah].
- C'_{req} : consumo de energía total requerida para cubrir las necesidades [Ah/día].
- D_{aut} : días de autonomía de la instalación [días]. Como se vio en el apartado 5.2, para la provincia de Soria se recomiendan 16 días.
- $P_{D,m\acute{a}x}$: profundidad máxima de descarga [%]. Se tomará un valor de 70%.

Sustituyendo:

$$C_{alm} = \frac{C'_{req} \cdot D_{aut}}{P_{D,m\acute{a}x}} \cdot 100 = \frac{254,93 \frac{Ah}{d\acute{a}a} \cdot 16 \text{ d\acute{a}as}}{0,7} = 5826,97 Ah \quad Ec. 26$$

Por tanto, se busca un sistema de acumuladores que permita obtener los 24V nominales y una capacidad total de unos 5827 Ah.

Igual que en el caso de los paneles, las baterías se pueden conectar en paralelo o en serie. Para decidir el tipo de conexión, es importante saber que no existen dos baterías iguales. Es decir, cuando compramos dos baterías "iguales", en realidad no lo son, ya que tienen características distintas debido al proceso de fabricación, almacenaje o transporte. Por tanto, si las conectamos en paralelo, estaremos creando un circuito cerrado entre baterías que permite el paso de corrientes de desequilibrio permanentes y aceleran el proceso de desgaste de las baterías. Además de que también puede haber diferencias en el cableado. En cambio, si las conectamos en serie solo se permitirá el paso de corriente cuando haya consumo. En caso contrario, las baterías se mantienen en reposo [12]. A pesar de ello, uno de los factores clave a la hora de decidir el modelo de batería será su precio y el coste de sustitución que tendría si se estropease.

A modo de resumen, existen 3 tipos de baterías adecuadas para este tipo de instalación:

- Batería solar monoblock: la más simple y económica. Son abiertas (deben colocarse en lugares ventilados ya que emiten gases en su funcionamiento), de plomo ácido y requieren mantenimiento controlando que el nivel de agua destilada de su interior se mantenga siempre dentro de los niveles máximo y mínimos indicados. Este tipo de batería está preparada solamente para conectar aparatos básicos como televisión, luz y cualquier dispositivo que no disponga de motor, ya que no soporta bien los picos de arranque. Su vida útil es de 3-5 años.
- Baterías de AGM o baterías de gel: están fabricadas para soportar sin problemas los picos de arranque de los motores y sin que le afecte a su vida útil. La batería AGM utiliza plomo ácido, pero están selladas, por lo que no requieren mantenimiento. La vida útil de las baterías AGM oscila entre los 8-10 años de vida. Las baterías de gel están formadas por un compuesto gelificado. También son selladas, no necesitan ningún tipo de mantenimiento y tampoco emiten gases. Su vida útil oscila entre los 9 y los 12 años.
- Baterías estacionarias OPZS, TOPZS o OPZV: compuestas por vasos de 2 voltios que se conectan entre ellas para crear sistemas de baterías a 12V, 24V o 48V. Son más costosas, pero tienen mayor vida útil, unos 20 años.

También existen baterías de litio, pero estas son muy caras y tienen una vida útil de unos 3 años, por lo que no son adecuadas para instalaciones de este tipo.

Por tanto, las baterías AGM y baterías GEL tienen mayor rendimiento, no necesitan mantenimiento, son capaces de soportar altos picos de arranque y tienen una vida útil aceptable. Analizando los precios de mercado, se puede observar que es mucho más económico adquirir baterías de menor capacidad, aunque haya que conectarlas en paralelo.

El modelo AGM DC 12-300 del fabricante Tensite tiene una capacidad C_{100} de 300 Ah y tensión 12 V. No requiere de mantenimiento y puede instalarse en lugares de interior con poca ventilación.



TECHNICAL SPECIFICATIONS

BATTERY MODEL	Nominal voltage			12V		
	Rated capacity (100 hour rate)			300Ah		
DIMENSION	Cells Per battery			6		
	Length	Width	Height	Total Height		
APPROX. WEIGHT	520 mm	268 mm	220 mm	225 mm		
CAPACITY @ 25°C	66.0 kg ± 3%					
MAX. DISCHARGE CURRENT	10 hour rate (25A, 10.8V)	5 hour rate (40A, 10.5V)	3 hour rate (62.5A, 10.2V)	1 hour rate (150A, 9.6V)		
INTERNAL RESISTANCE	250 Ah	222 Ah	196.2 Ah	150 Ah		
CAPACITY AFFECTED BY TEMP. (10 HR)	2500 A (5 sec.)					
SELF DISCHARGE @25°C	Full charged Vat 25°C: Approx. 2.0mΩ					
CHARGE METHOD @25°C	40°C	25°C	0°C	-15°C		
CONSTRUCTION	102%	100%	85%	65%		
	After 3 months storage		After 6 months storage		After 12 months storage	
	91%		82%		64%	
	Cycle Use			Float Use		
	14.1-14.4V (Initial charging current less than 75A)			13.50-13.80V		
	Container	Electrolyte	Separator	Positive	Negative	Safety valve
	BS (UL94-HB) / Flame retardant ABS (UL94-V0)	Sulfuric acid	Fiber glass	Lead dioxide	Lead	EPDR
						Terminal
						Copper

Figura 18: Características del modelo AGM DC 12-300 del fabricante Tensite [37]

Se procede al cálculo del número de baterías necesarias.

En primer lugar, se calcula el número de baterías en paralelo necesarias:

$$n_{BP} = \frac{C_{alm}}{C_{bat,nom}} = \frac{5826,97 \text{ Ah}}{300 \text{ Ah}} = 19,42 \text{ baterías} \rightarrow n_{BP} = 20 \text{ baterías} \quad \text{Ec. 27}$$

Y finalmente se obtiene el número de baterías en serie en cada rama:

$$n_{BS} = \frac{V_{nom}}{V_{bat,nom}} = \frac{24 \text{ V}}{12 \text{ V}} = 2 \text{ baterías} \quad \text{Ec. 28}$$

Por tanto, se requiere un total de 40 baterías.

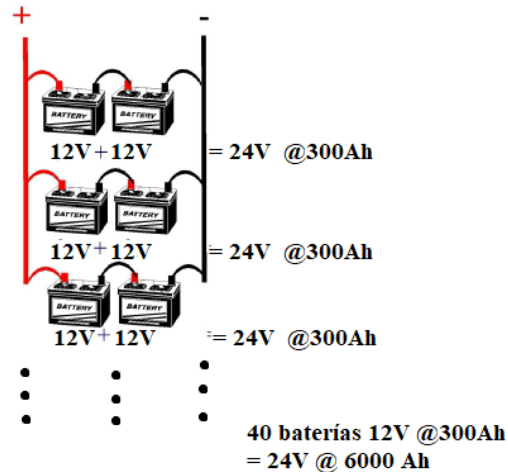


Figura 19: Asociación de baterías

5.8. Dimensionado del regulador (convertidor DC/DC)

El siguiente elemento de la instalación a dimensionar es el regulador. El regulador de carga solar se encarga de controlar el flujo de energía circulando entre los paneles solares y las baterías, y la descarga de las mismas hacia la carga. Dicho control se realiza con los parámetros de intensidad y voltaje al que se inyecta en la batería. Por tanto, el flujo de energía depende del estado de carga de las baterías y de la energía generada por el campo fotovoltaico. Además, trabajará constantemente para hacer un llenado óptimo de las baterías y así alargar su vida útil.

Existen tres estados de carga posibles:

- Fase Bulk: la batería está descargada y toda la corriente que se produce en los paneles se inyecta en las baterías, así incrementando la tensión en la batería a medida que se llena.
- Fase de absorción: cuando la tensión de la batería alcanza la tensión de absorción (en el caso de las baterías escogidas AGM, dicha tensión es de 14,1V). El regulador mantiene la tensión ligeramente por debajo de este valor y va reduciendo la corriente hasta que la batería está llena o prácticamente llena.
- Fase de flotación: en esta fase la tensión se reduce hasta la tensión de flotación (unos 13,5V) y la corriente se reduce hasta llenar la batería. Toda la energía que se genere por encima de la que es posible inyectar en las baterías, se perderá por efecto Joule en forma de calor.

Por tanto, el regulador es capaz de proteger las baterías frente a las sobrecargas. Otras funciones del regulador son las de evitar que las baterías se descarguen por la noche por inversión de corriente (mediante un diodo D) o proporcionar información del sistema como el voltaje de las baterías, corriente generada, estado de carga, etc. [13]

Otro punto importante a conocer son los dos tipos principales de reguladores. Existen dos tipos de reguladores de carga solares: los reguladores PWM y los reguladores MPPT. Ambos controlan el flujo de energía entre el campo fotovoltaico y las baterías, pero se diferencian en la tensión de funcionamiento:

- Los reguladores PWM trabajan a tensión constante, por tanto, los paneles solares funcionan a la misma tensión que las baterías solares. La energía a un lado y al otro del regulador es la misma, con los valores de tensión y corriente iguales también. Esto hace que los módulos no trabajen en su punto de máxima potencia.
- Los reguladores MPPT disponen de un convertidor de tensión CC-CC y de un seguidor del punto de máxima potencia. Esto le permite trabajar a tensiones diferentes en el campo fotovoltaico y en las baterías y adapta la tensión de funcionamiento en el campo fotovoltaico a la que proporcione la máxima potencia. Con ello se consigue aumentar la tensión del panel solar y aumentar la producción solar en hasta un 30% respecto a los reguladores solares PWM, aunque también son más caros los reguladores solares MPPT.

Al haber seleccionado un modelo de panel solar de gran calidad, y con un punto de máxima potencia elevado, es conveniente escoger un regulador MPPT para aprovechar al máximo la energía. [14]

Para el caso de estudio, se deben conocer las corrientes máximas que deberá soportar el regulador. En primer lugar, se calcula la corriente máxima entregada por el conjunto de módulos fotovoltaicos a la entrada del regulador (con un margen de seguridad del 20%). Dicha corriente no suele darse en el “datasheet” del fabricante, pero de todas formas se calculará para comprobar que no sea excesivamente grande:

$$I_G = 1,2 \cdot n_{pp} \cdot I_{sc} = 78,96 A \quad \text{Ec. 29}$$

Siendo:

- I_G : máxima corriente proporcionada por el conjunto fotovoltaico [A].
- I_{sc} : corriente de cortocircuito del panel [A]. En el panel seleccionado, se trata de 6,58A.
- n_{pp} : número de paneles en paralelo para cubrir las necesidades, decidido en 10 paneles.

En segundo lugar, se deberá calcular la corriente por el lado de la carga. Para ello es necesaria la potencia consumida por la vivienda. Dicha potencia nunca será la máxima que demanda la vivienda, por tanto, se aplica un factor de corrección para estimar la potencia real máxima que podría demandarse (si se observa la Tabla 2, el valor de potencia teniendo en cuenta las horas que se utilizan los aparatos y electrodomésticos está alrededor de 2700W, así pues, el coeficiente de 0,7 es adecuado). Mediante la siguiente ecuación, se obtendrá la corriente total consumida por la carga:

$$I_L = \frac{0,7 \cdot P_{AC}}{\eta_{inv} \cdot V_{nom}} = \frac{0,7 \cdot 3930 \text{ W}}{0,9 \cdot 24 \text{ V}} = 127,36 \text{ A} \quad \text{Ec. 30}$$

Siendo:

- I_L : corriente total consumida por las cargas [A].
- η_{inv} : rendimiento del inversor, de momento estimado en un 90%.
- V_{nom} : tensión nominal de los paneles, fijada en 24V.
- P_{AC} : potencia total consumida por las cargas [W], calculada en el apartado 5.2 con un valor de 3930W.

De las dos corrientes de interés, I_G e I_L , se selecciona la máxima, ya que será la que el regulador deberá soportar. Así pues:

$$I_{reg} = \max\{I_G, I_L\} = 127,36 \text{ A} \quad \text{Ec. 31}$$

Si se analiza el mercado, no existen reguladores que soporten corrientes tan elevadas. Entonces, se decide colocar varios reguladores en paralelo para soportar la corriente adecuada.

El regulador maximizador PC1600 puede soportar corrientes de hasta 66,66A. Para llegar a los aproximadamente 127A requeridos, serán necesarios 2 reguladores en paralelo. Se considera que será suficiente con 2 reguladores que alcancen en total 120A, ya que la corriente máxima exigida al regulador, de 127,36A, solo se alcanzaría en situaciones

extremas y si el inversor tuviese un rendimiento muy bajo.



Ficha Técnica

PV Voltaje de circuito abierto: 100 VDC @ 12V / 24V @ 145VDC / 145VDC @ 36V / 48V @ 145VDC
 Del campo FV y MPPT Rango de voltaje: 16 V cc ~ 100 VDC / 32VDC ~ 130VDC / 48VDC ~ 130VDC / 64VDC ~ 130VDC
 Max PV Potencia de entrada (12V): 800W
 Max PV Potencia de entrada (24V): 1600W
 Max PV Potencia de entrada (36V): 2400W
 Max PV Potencia de entrada (48V): 3200W
-BATTERY-
 Absorción Voltaje: 12.5 VCC / 25.0VDC / 37.5VDC / 50.0VDC
 Reflotar Voltaje: 13.7VDC / 27.4VDC / 41.1VDC / 54.8VDC
 Flotador Voltaje: 14.3VDC / 28.6VDC / 42.9VDC / 57.2VDC
 Baja Tensión Punto de protección: 0VCC / 20VDC / 30VDC / 40VDC
 Coeficiente de temperatura Compensación: -3mv / ° C / célula (25 ° C VEF)

Figura 20: Características del regulador maximizador PC1600 [38]

Ahora bien, para seleccionar el regulador a utilizar en la instalación se han de tener en cuenta los rangos de tensiones y corrientes que este debe soportar. Aquí entra en juego la asociación serie-paralelo de los paneles y las condiciones de radiación y temperatura.

En primer lugar, se consideran las temperaturas extremas de -5°C en invierno y de 40°C en verano como temperatura ambiente. Con la siguiente expresión se pueden obtener las temperaturas de funcionamiento de los paneles:

$$T_c = T_a + G \cdot \frac{T_{onc}-20}{800} \quad Ec. 32$$

Siendo:

- T_c : temperatura de funcionamiento de los paneles [°C].
- T_a : temperatura ambiente [°C].
- G : irradiancia [W/m^2], considerando $G=100W/m^2$ en invierno y $G=1000W/m^2$ en verano.

- T_{onc} : temperatura de operación nominal de la célula fotovoltaica cuando trabaja con una irradiancia de $800W/m^2$ con $AM=1,5$, temperatura ambiente $20^{\circ}C$ y velocidad del viento $1 m/s$.

Por tanto, se tienen $T_C=-1,625^{\circ}C$ en invierno y $T_C=73,75^{\circ}C$ en verano.

En segundo lugar, se corrigen las tensiones de circuito abierto y las corrientes de cortocircuito.

$$V_{OC}(T) = V_{OC}(25^{\circ}C) + \Delta T \cdot \Delta V_{OC}(T) \quad Ec. 33$$

$$I_{SC}(T) = I_{SC}(25^{\circ}C) + \Delta T \cdot \Delta I_{SC}(T) \quad Ec. 34$$

Siendo $V_{OC}(T)$ la tensión de circuito abierto a temperatura T y $I_{SC}(T)$ la corriente de cortocircuito a temperatura T , $V_{OC}(25^{\circ}C)=75,6V$ la tensión de circuito abierto a $25^{\circ}C$ y $I_{SC}(25^{\circ}C)=6,58A$ la corriente de cortocircuito a $25^{\circ}C$, $\Delta T=(T_C-25)$ la diferencia de temperatura entre la temperatura de trabajo del panel y las condiciones estándar, $\Delta V_{OC}(T)=-0,236\%=-0,1784mV/^{\circ}C$ y $\Delta I_{SC}(T)=0,058\%=0,003816mA/^{\circ}C$ los coeficientes de variación de la tensión y corriente en función de la temperatura respectivamente.

En tercer lugar, se calcula la corrección del punto de tensión de máxima potencia. Para este panel sabemos que $V_{mp}=0,774 \cdot V_{OC}$, por tanto, el coeficiente de variación de la tensión en función de la temperatura también será $\Delta V_{mp}=0,774 \cdot \Delta V_{OC}(T)$. Así, se deduce la expresión que permite corregir la tensión de máxima potencia como:

$$V_{mp}(T) = V_{mp}(25^{\circ}C) + \Delta T \cdot \Delta V_{mp}(T) \quad Ec. 35$$

Con $V_{mp}(25^{\circ}C)=65,8V$

A continuación, se muestra una tabla con los valores calculados mediante las Ecuaciones 33, 34 y 35, respectivamente:

	V_{mp}	V_{oc}	I_{sc}
Invierno (-5°C)	69,48V	80,35V	6,48A
Verano (40°C)	59,07V	66,90V	6,77A

Tabla 12: Valores corregidos de V e I

Finalmente, se debe comprobar que la conexión entre los paneles será soportada por el modelo de regulador escogido, es decir, que las tensiones y corrientes se encuentren dentro de los intervalos. Las tensiones y corrientes quedarían de la siguiente forma:

$$V_{total} = V \cdot n_{ps} \quad Ec. 36$$

$$I_{total} = I \cdot n_{pp} \quad Ec. 37$$

Siendo n_{ps} y n_{pp} el número de paneles en serie y el número de ramas en paralelo respectivamente. Al disponer de dos reguladores, los valores de n_{ps} y n_{pp} serán 1 y 5 respectivamente.

	V_{mp}	V_{oc}	I_{sc}
Invierno	69,48V	80,35V	32,40A
Verano	59,07V	66,90V	33,85A

Tabla 13: Valores corregidos de V e I según el número de paneles

- Así, las tensiones de cortocircuito V_{mp} podrán ser soportadas por el regulador seleccionado, ya que se encuentran en los rangos proporcionados por el fabricante.
- Las tensiones V_{oc} serán inferiores a los 100V sugeridos por el fabricante, por tanto, también serán soportadas adecuadamente.
- Por último, las corrientes son inferiores a los 66,66A soportados por el regulador ($I=1600W/24V$).
- La potencia total de ambos reguladores será de 3200W, cercana a la demandada por la carga.

*Nota: ver ficha del fabricante en la Figura 20.

5.9. Dimensionado del inversor (convertidor DC/AC)

Finalmente, el último elemento a dimensionar en la instalación será el inversor. Dicho elemento es esencial, ya que es el que convierte la corriente DC proporcionada por los módulos fotovoltaicos, en corriente AC para el consumo de la vivienda. Algunos aspectos a

tener en cuenta son su vida útil, que ronda los 10 años; o que generan algo de ruido y es recomendable colocarlos en zonas poco comunes de la vivienda, pero fuera del alcance del Sol, ya que reduce su rendimiento. Como principales características se pueden recalcar:

- Transformación de la corriente continua en corriente alterna.
- Optimización de la producción de energía generada por los módulos fotovoltaicos.
- Contiene equipos de protección que realizan un seguimiento del rendimiento y de la actividad y paralizan la producción de energía en caso de producirse algún fallo.
- Monitoriza la producción de los paneles. [15]

Lo primero que se debe conocer es la potencia que consume la carga. Como se ha visto en apartados anteriores, para este caso la potencia es de 3930W. Y como se procedió con el regulador, se le aplicará un factor de 0,7 estimando así la potencia máxima que se demandará. Utilizando el rendimiento del inversor, estimado en un 90%, se puede obtener la potencia necesaria para el inversor:

$$P_{inv} = \frac{0,7 \cdot P_{AC}}{\eta_{inv}} = \frac{0,7 \cdot 3930W}{0,9} = 3056,67 W \quad Ec. 38$$

Por tanto, es suficiente con un inversor de 3kW de potencia. Igual que en la elección del regulador, se ha considerado que será suficiente con un inversor de 3kW, ya que solo en situaciones extremas y con un inversor con mal rendimiento se superaría esta potencia.

El inversor Sirio Easy 3000 cumple con las necesidades de la instalación.



Modelos	SIRIO EASY 3000
Potencia nominal corriente alterna	3000W
Potencia máxima corriente alterna	3000W

Figura 21: Potencia del inversor Sirio Easy 3000 [39]

Algo a tener en cuenta para la elección del inversor es su precio. Existía la posibilidad de instalar varios inversores de menor potencia. Esto permitiría que la instalación siguiese funcionando mientras se le realizase mantenimiento a uno de los inversores. A pesar de ello, se ha observado que es más económico introducir solo un inversor de mayor potencia.

Antes de escoger el cableado, se presenta cómo resulta el esquema de bloques de la instalación.

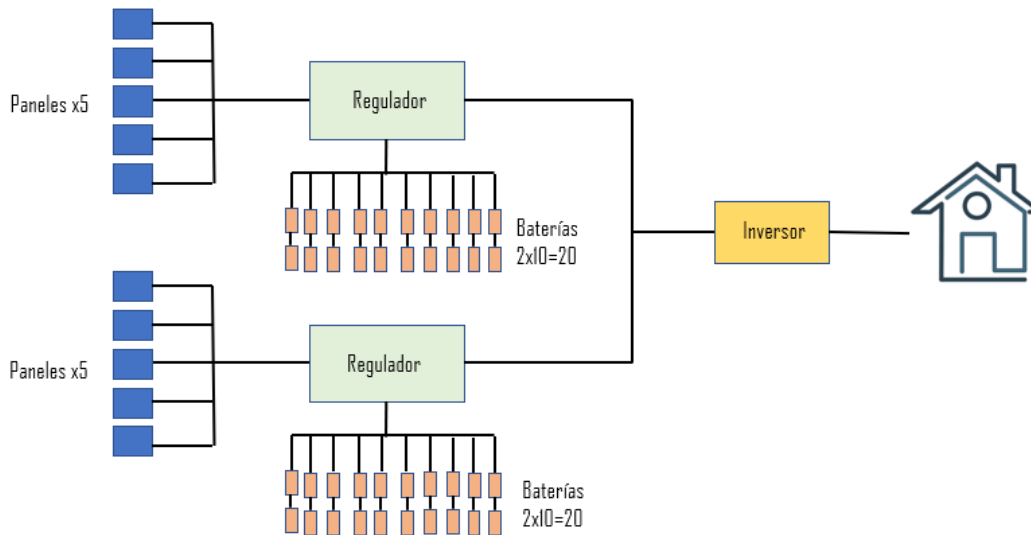


Figura 22: Esquema de bloques de la instalación

Como se observa en la Figura 22, los paneles se han asociado en grupos de 5. Además, se ha realizado un reparto proporcional de las baterías para las dos líneas de paneles, de 20 baterías en cada línea.

El esquema eléctrico, sin protecciones, quedaría de la siguiente forma:

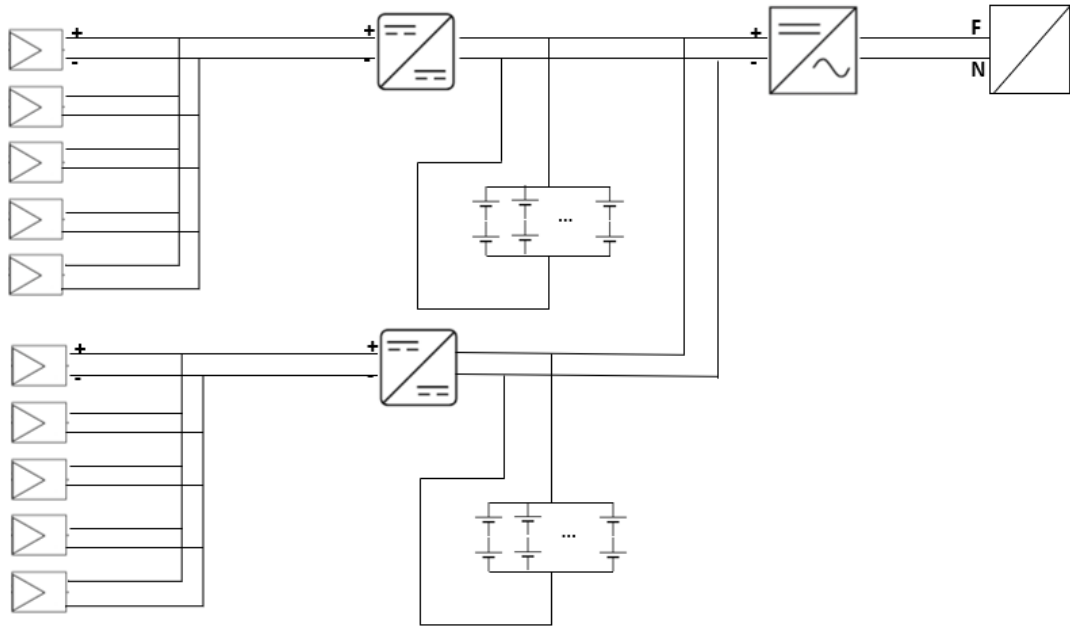


Figura 23: Esquema eléctrico de la instalación

5.10. Cableado

Para concretar el cableado que será necesario en la instalación, primero se tiene que determinar en qué lugares se colocaran los elementos de dicha instalación.



Figura 24: Dimensiones del terreno y vivienda

En la Figura 24 se muestra una captura de Google Maps en la que se puede observar los posibles lugares de instalación de los componentes. La vivienda marcada en amarillo, el garaje marcado en naranja y el solar en rojo.

En el solar se dispone de espacio suficiente para la instalación de todos los módulos fotovoltaicos. El resto de elementos, a pesar de que podrían ser instalados en el exterior, se decide que se colocaran en el garaje, ya que es un espacio amplio y está bien ventilado.

Ahora sí, nos encontramos en disposición de realizar los cálculos pertinentes para el cableado. Existirán, por tanto, 4 tramos a cablear (teniendo en cuenta los dos grupos de paneles, los dos reguladores y los dos grupos de baterías): de módulos a regulador, de regulador a baterías, de regulador a inversor y de inversor hasta el cuadro.

El cableado se calcula según lo especificado en el REBT [16] y se deberá tener en cuenta qué tramos son en corriente continua y cuáles en alterna.

$$s = \frac{2 \cdot L \cdot I}{u \cdot C} \quad \text{Ec. 39}$$

Siendo s la sección del conductor en mm^2 , L la longitud del conductor en m , I la intensidad máxima que circulará por el conductor en A , u la caída de tensión máxima permitida por los conductores (1,5% en DC y 2% en AC, según establece el REBT para instalaciones generadoras de baja tensión) en V y C la conductividad del material del que está fabricado el conductor (para el caso del cobre $C=56 \text{ m}/(\Omega \cdot mm^2)$).

5.10.1. Cálculo de las corrientes máximas

Se calculan entonces las corrientes que van a circular por los conductores, teniendo en cuenta que la ITC BT 40 del REBT especifica un factor de seguridad del 25% para evitar el calentamiento de los conductores.

Módulos-regulador

$$I_{mód-reg} = 1,25 \cdot n_{pp} \cdot I_{SC} = 1,25 \cdot 5 \text{ ramas} \cdot 6,58 \frac{A}{panel} = 42,81A \quad \text{Ec. 40}$$

Siendo $I_{mód-reg}$ la intensidad máxima que puede circular en el tramo de módulos a regulador

para los grupos 1 y 2 de paneles, respectivamente, n_{pp} el número de ramas en paralelo de cada grupo de paneles y I_{SC} la intensidad de cortocircuito de los paneles seleccionados.

Regulador-baterías

$$I_{reg-bat} = I_{mód-reg} = 42,81A \quad Ec. 41$$

Siendo $I_{reg-bat}$ la intensidad máxima que puede circular en el tramo de regulador a baterías para los grupos 1 y 2 de paneles, respectivamente

Regulador-inversor

$$I_{reg-inv} = 1,25 \cdot \frac{0,7 \cdot P_{AC}}{\eta_{inv} \cdot V_{nom}} = 1,25 \cdot \frac{0,7 \cdot 3930W}{0,961 \cdot 24V} = 149,10A \quad Ec. 42$$

Siendo $I_{reg-inv}$ la intensidad máxima que puede circular en el tramo de regulador a inversor, tomando el rendimiento europeo del inversor η_{inv} dado por el fabricante y V_{nom} la tensión nominal de la instalación. En este caso la intensidad está sobredimensionada, ya que, al tener dos grupos de paneles, baterías y reguladores, la carga no exigirá toda la potencia a solo uno de los grupos.

Inversor-carga

$$I_{inv-carga} = 1,25 \cdot \frac{0,7 \cdot P_{AC}}{V_{AC}} = 1,25 \cdot \frac{0,7 \cdot 3930W}{230V} = 14,95A \quad Ec. 43$$

Siendo $I_{inv-carga}$ la intensidad máxima que puede circular en el tramo de inversor a la carga y V_{AC} la tensión nominal AC.

5.10.2. Cálculo de la sección necesaria

Una vez se tienen las corrientes máximas que pueden circular por los conductores, se procede al cálculo de las secciones necesarias utilizando la Ecuación 39:

Tramo	u [V]	L [m]	I [A]	Sección obtenida [mm ²]	Sección normalizada [mm ²]
Módulos-regulador	$0,0075 \cdot 2 \cdot 65,8V = 1,974 V$	10 m	42,81A	15,49	16
Regulador-baterías	$0,00375 \cdot 24V = 0,36V$	2 m	42,81A	33,98	35
Regulador-inversor	$0,00375 \cdot 24V = 0,36V$	2 m	149,10A	118,33	120
Inversor-carga	$0,02 \cdot 230V = 4,6V$	5 m	14,95A	0,58	1

Tabla 14: Secciones normalizadas escogidas

Como se comentó anteriormente, solo se permite una caída de tensión de 1,5% en todo el tramo en DC y un 2% en el tramo AC. Así pues, para el cálculo de las secciones del cableado se escoge una caída de tensión de 0,75% en el tramo de paneles a regulador, ya que es un tramo de una longitud relativamente grande; 0,375% para los tramos de regulador a baterías y de regulador a inversor; y 2% para el tramo en alterna del inversor al cuadro.

Todos los cables deberán llevar un conductor de protección para proteger a las personas y a la propia instalación. Como establece el la ITC-BT-18 del REBT, para los conductores con sección menor o igual a 16mm² la sección del cable de protección será la misma que la del conductor. En cambio, para aquellos tramos con sección entre 16 y 35mm² la sección del cable de protección será de 16 mm².

5.10.3. Soterramiento del tramo paneles-reguladores

Para el tramo de paneles a reguladores el cableado será soterrado, ya que es una zona de paso de vehículos.



Figura 25: Soterrado del tramo módulos-reguladores

Por ello, en primer lugar, se realizará una excavación de zanja. A continuación, se procederá con el tendido del tubo, y finalmente se tenderán los dos cables del tramo paneles-regulador por el mismo tubo.

Los tubos para cables de energía cumplirán con lo prescrito en la UNE-EN 61386- 24:2011 y en las UNE-EN 61386-21 y 22, de polietileno de alta densidad con estructura de doble pared (PE-AD), con superficie interior lisa para facilitar el tendido de los cables y exterior coarrugada uniforme. Al tratarse de una instalación soterrada, el REBT indica que el diámetro mínimo del tubo será de 63mm^2 , suficiente para albergar los dos cables de 16mm^2 . Finalmente, se rellenará de hormigón el pavimento.

5.11. Protecciones

Además de los conductores de protección, la instalación se debe proteger de posibles sobretensiones y sobreintensidades para proteger tanto los elementos de la propia instalación como a las personas, incluso para evitar posibles incendios. El dimensionado de las protecciones sale fuera del alcance del proyecto, por tanto, simplemente se comentará qué elementos son necesarios.

5.11.1. Consideraciones previas

Antes de analizar las protecciones que se deben implementar en la instalación, conviene estudiar qué protecciones ya están integradas en los propios elementos de la instalación

fotovoltaica.

En primer lugar, los reguladores cuentan con protecciones frente a la polaridad inversa y frente a la corriente inversa, y protección contra sobreintensidades y descarga profunda. Además, disponen de un sensor de temperatura, tensión y corriente en las baterías. Así, en el “display” del dispositivo se podrá observar el estado de carga de las baterías.

En segundo lugar, el inversor también cuenta con un sensor de temperatura.

Finalmente, los módulos fotovoltaicos integran una serie de diodos de “by-pass”, que garantiza el suministro de energía en la rama en que están conectados en caso de que algún módulo esté averiado, comportándose como un circuito abierto.

5.11.2. Puestas a tierra

La finalidad de la puesta a tierra de las masas de una es evitar la aparición de diferenciales de potencial peligrosos entre las diferentes partes de la instalación, terreno y edificios. Según la ITC-40-BT del REBT, en las instalaciones de generación de energía, todas las masas de los elementos generadores deben ir conectadas a una tierra exclusiva para tal uso, que será independiente a la tierra del edificio existente.

Para una menor brevedad del proyecto, se ha decidido no se profundizar en el diseño de la instalación de tierras.

5.11.3. Protección frente a contactos directos

Según la ITC-BT-001 un contacto directo es un contacto de personas o animales con partes activas de los materiales y equipos. Una de las medidas para proteger frente a dichos contactos es el aislamiento de las partes activas de la instalación, es decir, de los conductores. Todos los conductores y aislamientos se han mencionado en el punto 5.10 del proyecto y se han seleccionado según las normas establecidas por el REBT.

5.11.4. Protección frente a contactos indirectos

Según la ITC-BT-001 un contacto indirecto es un contacto de personas o animales domésticos con partes que se han puesto bajo tensión como resultado de un fallo de aislamiento.

Para proteger frente a dichos contactos el Real Decreto 1663/2000 en su artículo 11 punto 2, exige el uso de un interruptor diferencial en el punto de conexión del campo de captación con la red de baja tensión. Los mismos dispositivos que se emplean para la protección de las líneas frente a sobrecorrientes (interruptores automáticos o fusibles) sirven para proteger frente a los contactos indirectos, sustituyendo a la función del diferencial.

Resumiendo, será necesario instalar magneto-protección en continua antes de los reguladores, y protección magnetotérmica y un diferencial después del inversor.

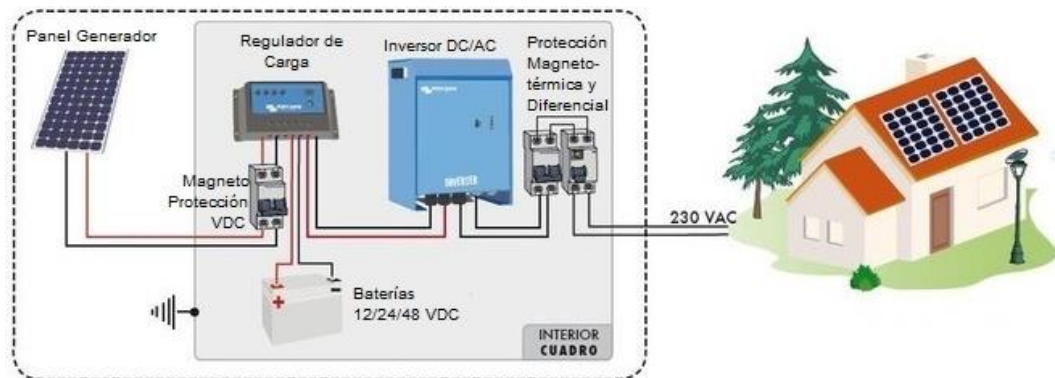


Figura 26: Protecciones de la instalación [33]

6. Estudio económico y viabilidad

Una vez concluido el diseño de la instalación fotovoltaica completa, será necesario realizar un análisis de todos los gastos que supone construir dicha instalación y observar si es viable o si existen pérdidas, pero estas son asumibles.

En este estudio se tendrán en cuenta varios aspectos. En primer lugar, se considerarán los precios de todos los elementos requeridos para la instalación, es decir, paneles, baterías, reguladores, inversores, cableado, etc. En segundo lugar, se requerirá algún operario para realizar todo el montaje de los elementos. Además, se hará una estimación de los honorarios de ingeniería y legalización para la elaboración del proyecto. Con estos tres aspectos, se podrá realizar el cálculo de la inversión inicial necesaria. Y finalmente, sabiendo que los elementos tienen una vida útil concreta, se tendrá en consideración cada cuanto exigen un mantenimiento preventivo y cada cuanto uno correctivo, es decir, un cambio.

Todos los aspectos anteriores serán gastos. Entonces, se realizará una estimación del ahorro que se tendrá en concepto de facturas por el hecho de no consumir ningún tipo de energía de la red. Para ello, se utilizarán los datos de consumo que se obtuvieron en el punto 5.2 del proyecto.

6.1. Inversión inicial

Como se comentó en el punto anterior, el primer paso del estudio será el cálculo de la inversión inicial. Todos los precios obtenidos se encuentran referenciados en el último punto de la memoria.

En primer lugar, se plantean los costes de los aparatos principales de la instalación:

Elemento	Unidades	Precio/unidad [€]	Precio [€]
Panel SunPower SPR-MAX3-400	10	334	3340
Batería Tensite AGM DC 12-300	40	360	14400
Regulador PC1600	2	225	450
Inversor Sirio Easy 3000	1	1115	1115
Magnetotérmicos (estimación, no dimensionados)	2	20	40
Diferencial (estimación, no dimensionados)	1	180	180
Total aparatos			19525

Tabla 15: Costes de los aparatos principales

Otro de los elementos imprescindibles para la instalación es el cableado. Como se mencionó, uno de los tramos será soterrado y también se tendrá en cuenta en el estudio económico:

Sección del conductor [mm ²]	Distancia total [m]	Precio/metro [€]	Precio [€]
16 mm ² (módulos-regulador)	20	3,75	75
35 mm ² (baterías-regulador)	4	5,50	22
120 mm ² (regulador-inversor)	4	16,13	64,52
1 mm ² (inversor-carga)	5	1,8	9
Zanja y soterrado			500
Total cableado			670,52

Tabla 16: Costes del cableado

Por último, se tendrá en cuenta el sueldo del operario que realizará la instalación. Los precios de la mano de obra de una instalación fotovoltaica son muy diversos, en función de si esta es más grande o más pequeña, y de la complejidad de la superficie, ya que el operario emplearía más horas de trabajo. Tratándose de una instalación pequeña y una superficie de construcción sencilla, se considera un coste de montaje de 600€.

En cuanto a los honorarios de ingeniería, a pesar de que se trata de un trabajo de fin de grado, en todo proyecto es importante considerar las horas que se han invertido en dicho proyecto y hacer una estimación del coste que tendría para una ingeniería.

Para el proyecto se ha utilizado software gratuito, ya sea online como offline. También se debería tener en cuenta la electricidad y recursos consumidos para hacer todo el estudio, así como el sueldo del ingeniero. En este caso, el coste más significativo, y el que se considera, es el del sueldo del trabajador. Considerando un sueldo de 9€/hora y una dedicación de 150 horas, el coste sería de unos 1350€.

Así pues, la inversión inicial que requiere el proyecto será la siguiente:

Concepto	Coste [€]
Total aparatos	19525
Total cableado	670,52
Mano de obra	600
Sueldo ingeniero	1350
Inversión inicial	22145,52

Tabla 17: Inversión inicial

6.2. Mantenimientos

Otro de los puntos clave del análisis económico es el coste de los mantenimientos de la instalación. Existen dos tipos de mantenimientos: los rutinarios, que consisten en limpiezas y sirven para comprobar que todo funcione correctamente; y los correctivos, es decir, cuando es necesario cambiar un elemento de la instalación, ya sea por avería o por precaución.

6.2.1. Mantenimiento correctivo

En primer lugar, se tratarán los costes de cambio de elementos de la instalación. Estos son los costes más altos. Para estudiarlos, se considera que los elementos funcionarán correctamente en todo momento y tendrán la vida útil que indica el fabricante. A continuación, se muestra una tabla con la vida útil aproximada de los elementos de la instalación:

Elemento	Vida útil [años]
Paneles	40
Regulador (x2)	10
Baterías AGM	10
Inversor	12
Cableado	30

Tabla 18: Vida útil de los elementos

En el caso de los paneles, se hace una fuerte inversión en una tecnología muy eficiente y segura para poder obtener una vida útil más duradera. Los paneles tradicionales tienen una vida de unos 25 años, aunque podrían funcionar unos años más a menor potencia. En cambio, los paneles monocristalinos de SunPower aseguran una vida útil mínima de 40 años.

Por lo que al cableado se refiere, suele tener una vida útil larga. Dependerá, en parte, de las condiciones ambientales en las que trabaje, pero en este proyecto todos los cables estarán en interior y por tanto no se verán degradados por el Sol.

En el caso de las baterías, la tecnología recomendada para este tipo de instalaciones es la AGM, ya que tienen mayor rendimiento, no necesitan mantenimiento y son capaces de soportar sin problemas altos picos de arranque de cualquier electrodoméstico. Su precio y vida útil son parecidas a otros tipos de tecnologías como las de plomo ácido o las de gel.

6.2.2. Mantenimiento preventivo

En segundo lugar, se deben tener en cuenta los mantenimientos preventivos o rutinarios.

6.2.2.1. Paneles solares

El mantenimiento de los módulos fotovoltaicos consiste en la limpieza de cualquier tipo de objeto, suciedad, etc. que pueda afectar a su correcto funcionamiento. Además, el polvo y restos de contaminación también deben ser eliminados. Los paneles se deben limpiar con productos no abrasivos para evitar dañarlo, como agua osmotizada y jabón PH neutro. [17]

Además de la limpieza comentada, se recomienda realizar una inspección visual en busca de posibles anomalías. Se comprobará la estructura soporte de los paneles. Esta suele estar fabricada en aluminio y tornillos de acero inoxidable, por lo que no es necesario un mantenimiento anticorrosivo, pero sí que se deberán comprobar si existen deformaciones, grietas y si la cubierta es estanca.

6.2.2.2. Sistema de acumulación

En el caso de las baterías, se escogió la tecnología AGM, que no requiere mantenimiento. Además, al estar instaladas en el interior de un garaje, no sufrirán tantos desperfectos por las condiciones climatológicas. Aun así, se debe revisar que los bornes no estén oxidados y que las conexiones estén correctamente.

6.2.2.3. Componentes electrónicos

Por último, para un correcto mantenimiento preventivo de la instalación, se deberán revisar todos los componentes eléctricos de la instalación: cuadro de continua, corriente alterna, inversor, reguladores, etc.

Se deberá realizar una vigilancia activa y control de la instalación, verificando los componentes, la limpieza o recambio de filtros o cualquier pieza que pueda ser susceptible de error. Y comprobar visualmente que los cables no estén pinzados ni tengan la cubierta dañada.

Por tanto, si analizamos los mantenimientos preventivos necesarios se puede concluir que el coste es prácticamente cero, ya que no se necesita más que una esponja o cepillo y jabón neutro.

6.3. Ahorro mensual

Una vez se han calculado todos los gastos que requiere la instalación, se procede a hacer una estimación del ahorro que esta supondría. Es decir, este apartado consistirá en el cálculo

de las facturas de electricidad que se estarían ahorrando gracias a no tener que consumir nada procedente de la red. Como se ha mencionado, se trata de una estimación basada en el consumo calculado en el apartado 5.2 de esta memoria.

6.3.1. Facturación por potencia contratada

Este punto comprende dos conceptos: la facturación por peaje de acceso (kW contratados por el precio del término de potencia del peaje de acceso y por el número de días del periodo de facturación) y la facturación por margen de comercialización fijo.

En el caso de esta vivienda, se deberían tener contratados 3,3kW y se considerará que los meses tienen 30 días.

6.3.2. Facturación por energía consumida

Comprende la facturación por peaje de acceso (kWh consumidos en el periodo de facturación por el precio de energía del peaje de acceso) y la facturación por coste de la energía (kWh consumidos por el precio del término del coste horario de energía).

El consumo de la vivienda se estimó en 88,68 kWh y el coste de la energía se considerará constante para todos los meses.

6.3.3. Impuesto de electricidad

Se trata de un impuesto al tipo 5,1127% sobre la facturación de la electricidad suministrada (suma de todos los valores anteriores).

6.3.4. Alquiler de equipos de medida y control

Precio establecido que se paga por el alquiler de equipos de medida y control.

6.3.5. Detalle de la factura

Facturación por potencia contratada		
Peaje acceso potencia	3,3 kW · 30 días · 0,103944 €/kW día	10,29 €
Comercialización	3,3 kW · 30 días · 0,008505 €/kW día	0,84 €
Facturación por energía consumida		
Peaje acceso energía	88,68 kWh · 0,044027 €/kWh	3,90 €
Coste energía	88,68 kWh · 0,06 €/kWh	5,32 €
Impuesto de electricidad		
Impuesto de electricidad	5,1127% s/20,35€	1,04 €
Subtotal		21,39 €
Alquiler de equipos de medida y control		
Alquiler de equipos de medida y control	30 días · 0,026557 €/día	0,80 €
Subtotal otros conceptos		0,80 €
IMPORTE TOTAL		22,19 €
IVA	21% s/22,19€	4,66 €
TOTAL IMPORTE FACTURA		26,85 €

Tabla 19: Factura

*Nota: todos los datos de precios han sido obtenidos de las facturas reales de la vivienda durante el último año.

6.4. Viabilidad del proyecto

Como último punto del apartado de análisis económico se calculará cuán rentable sería la instalación. Observando los números, se puede concluir que se tendrán más gastos que

ahorros. De todas formas, a continuación, se muestra una tabla resumen de todos los gastos y ahorros, teniendo en cuenta la inversión inicial, el cambio de elementos cuando exige el fabricante y el ahorro en concepto de facturas.

	Inversión	Gastos	Ahorro (suma de todos los años anteriores)	Flujo
Año 0	-22145,52			-22145,52
Año 10		-14850	3222	-11628
Año 12		-1115	644,4	-470,60
Año 20		-14850	2577,6	-12272,40
Año 24		-1115	1288,8	173,80
Año 30		-15020,52	1933,2	-13087,32
Año 36		-1115	1933,2	818,20
Año 40		-18190	1288,8	-16901,20

Tabla 20: Gastos y ahorros en los años de cambio de elementos

En la Tabla 20 se han incluido los años en los que se debe realizar un cambio de elemento. Durante algunos periodos, en los que no haya cambios, se tendrá un balance positivo, ya que el ahorro anual en concepto de factura será de $26,85\text{€} \cdot 12 \text{ meses} = 322,20\text{€}$. A pesar de ello, la inversión de la instalación no se recuperará en ningún momento, ya que los cambios de elementos son frecuentes y caros. Así pues, si se decidiese construir esta instalación sería por algún motivo concreto, no por su rentabilidad. En el apartado de conclusiones se profundizará en los motivos por los que sería asumible la construcción de la instalación pese a las pérdidas de dinero.

7. Alternativas para abaratar costes

Como se ha visto en el punto 6 de esta memoria, el proyecto no es viable económicamente. Si el objetivo era conseguir tener una instalación totalmente independiente de la red para el autoconsumo, esto implicará tener unos gastos anuales. A pesar de ello, en algunas circunstancias podría ser interesante. Como se mencionó con anterioridad, en las conclusiones se comentarán algunas de estas circunstancias.

Sin embargo, como último aporte para este proyecto, se propondrán algunas posibles mejoras que podrían conseguir un menor gasto, o quizá que el proyecto fuese rentable enfocándolo de otro modo.

7.1. Conectarse a red

Una primera propuesta sería la conexión a la red eléctrica: una instalación de autoconsumo conectada a red. Este tipo de instalaciones comparte infraestructuras y algún tipo de conexión eléctrica con la red de distribución. Existen dos tipos de conexión a red:

- Autoconsumo sin excedentes: donde mediante la fijación de un dispositivo antivertido impide cualquier tipo de inyección de energía a la red.
- Autoconsumo con excedentes: cuando se inyecta energía a la red. En el caso de este proyecto, lo más interesante sería recibir una compensación por esta energía. Es decir, el valor de la energía que se vuelca a la red se compensa en la factura del consumidor (0,05€/kWh +IVA de media). Existe también la opción de autoconsumo con excedentes sin compensación, en las que la energía se vende directamente en el mercado eléctrico, pero en instalaciones residenciales no se genera suficiente como para que la venta de esa energía sea rentable. [18]

7.2. Sin baterías

Esta propuesta se encuentra directamente relacionada con el punto anterior. Si se decide disponer de una instalación para autoconsumo conectada a red, las baterías pasan a ser opcionales. Combinando la instalación de paneles solares con una tarifa de discriminación

horaria, se podrá pagar menos por la energía consumida de la red. Durante el día se consumirá de la instalación solar, y durante la noche o durante periodos de baja irradiación se consumirá de la red.

Otra opción sería introducir las baterías en una segunda fase. Una vez que se comprueba la cantidad de energía que se manda a la red eléctrica, se podrían instalar baterías para almacenar esa energía y consumirla por la noche.

7.3. Baterías de otro tipo o menos baterías

Si se quiere mantener la filosofía inicial del proyecto, existen algunas alternativas que podrían ser provechosas. Se ha visto en el estudio económico, que el componente más costoso de la instalación son las baterías. Además de tener un precio relativamente elevado, el problema principal es su vida útil. Cuando se escogió el tipo y modelo de batería, ya se tuvo en cuenta que la opción más adecuada en relación precio-vida útil (además de las condiciones de trabajo y lugar de instalación) eran las baterías AGM. Por tanto, cambiar la tecnología no supondría ningún ahorro.

En cambio, una opción a tener en cuenta, algo arriesgada, sería reconsiderar el valor de D_{aut} . Este valor es el número de días consecutivos que, en ausencia de sol, el sistema de acumulación es capaz de atender el consumo, sin sobrepasar la profundidad de descarga de las baterías. Para la provincia de Soria, se recomendaba un valor de 16 días. Este valor está algo sobredimensionado. Por ello, si se considera un valor menor, se consigue reducir el valor de la capacidad de almacenamiento requerida para las baterías. Así, se necesitan menos baterías o baterías de menor capacidad, reduciendo la inversión inicial y el coste de los cambios en cada ciclo de vida útil.

7.4. Combinar con otras fuentes de energía renovable

Otra posible alternativa sería realizar una instalación híbrida. Las instalaciones solares aisladas se pueden complementar con un aerogenerador eólico para disponer de otra entrada de energía en los meses en los que hay menos sol y se recibe menos radiación solar. Para que la instalación sea rentable y eficiente, estas se deben realizar solo en lugares donde haya un número elevado de días de viento al año, y donde el viento sea de media velocidad y constante. Lugares cercanos a la costa (suele soplar viento de forma más habitual que en

zonas interiores) o zonas altas de montaña (los movimientos de aire chocan con las montañas y son lugares de cambios de temperatura más constantes). Todo ello también dependerá principalmente de la orografía del terreno y sus alrededores, en función de si hay edificios o no alrededor. [19]

7.5. Grupo electrógeno

En sintonía con la filosofía de mantenerse aislados de la red, otra opción es disponer de un grupo electrógeno con un generador de gasolina o gasoil. Así, en los momentos en los que no se dispone de radiación suficiente para generar electricidad se pondría en marcha el generador. No sería necesarias las baterías, hecho que supondría un ahorro importante. A pesar de ello, el precio del combustible y su consumo es relativamente alto y poco respetuoso con el medio ambiente.

Una opción menos común es la de algunos grupos electrógenos que tienen un inversor propio, que arranca el generador cuando la carga de las baterías es baja y lo para automáticamente cuando estas han alcanzado un nivel óptimo que se puede configurar. Cuando entra en acción el generador, el inversor alimenta los consumos desde la energía que produce el generador y ya no descarga más las baterías, sino que las va cargando también desde el grupo electrógeno. La energía que se necesita la entregan directamente los paneles siempre que haya suficiente producción en ese momento. Las baterías se cargan con el excedente que no se utiliza y para aportar energía durante la noche o en momentos de baja radiación. Esto alarga la vida de las baterías y permite un funcionamiento más eficiente del sistema solar.

Conclusiones

Una vez finalizado el estudio técnico y económico del proyecto, se pueden extraer varias conclusiones.

En primer lugar, y quizás la conclusión más importante, es que a día de hoy no es rentable construir una instalación fotovoltaica aislada para el autoconsumo en una vivienda particular. Existen varios factores que lo hacen inviable, pero el principal es el elevado coste de algunos componentes. Y más allá del precio de estos componentes, es de una gran importancia su vida útil. El caso más destacable estudiado es el de las baterías. Este componente, independientemente del tipo de tecnología, tiene una vida útil no superior a los 12 años. Teniendo en cuenta las estimaciones de días en ausencia de sol en la provincia de estudio y las cantidades de energía demandadas por la vivienda, el número de baterías es muy elevado y realizar su sustitución en periodos de tiempo tan cortos convierten en irrecuperable la inversión. Por ello, este tipo de instalaciones están más pensadas para localizaciones en las que no existe la posibilidad de conectarse a la red eléctrica, como lugares de alta montaña o muy alejados de las zonas pobladas.

En segundo lugar, es interesante observar que, con un consumo relativamente alto en la vivienda, el precio de una factura mensual no es elevado. En la situación actual, en la que no habita nadie en la vivienda, las facturas oscilan los 15€/mes. Con las estimaciones de consumo que habría si se viviese allí durante todo el año (y observando los periodos estivales, en los que la vivienda ya está habitada habitualmente), el precio de la factura asciende a alrededor de 25€/mes. Por tanto, más de la mitad del precio de la factura corresponde a un coste fijo que se abona independientemente del consumo realizado. Este hecho incita a pensar en prescindir de la red eléctrica, ya que se está pagando sin realizar ningún tipo de consumo (de hecho, actualmente la vivienda tiene la luz desconectada). A pesar de ello, y en sintonía con la primera conclusión, a día de hoy sigue siendo una mejor opción pagar un precio fijo a la compañía eléctrica.

Finalmente, en el último punto de la memoria se han propuesto algunas posibles para la instalación. Algunas de ellas, como la de seguir conectados a la red y prescindir de baterías parecen una muy buena opción. Otra de ellas, como utilizar aerogeneradores serían interesante en algunos tipos de terreno y requerirían un estudio más profundo. También existe siempre la opción del grupo electrógeno, que evita pensar en los días de autonomía de las

baterías, pero que no deja de ser una idea contradictoria a la inicial del proyecto, ya que se pretendía obtener toda la energía de una forma limpia y respetuosa con el medio ambiente.

Agradecimientos

A mi hermano Marc, que me animó a escoger el tema del proyecto. Y a mi padre.

A mi tutor del trabajo Marc Cheah, que me ha ayudado a tomar algunas decisiones y ha aportado todo su conocimiento para encaminar correctamente el proyecto.

Bibliografía

Referencias bibliográficas

- [1] «Qué es la Energía Solar Fotovoltaica y cuáles son sus ventajas». Gana Energía, 21 de abril de 2020, <https://ganaenergia.com/blog/energia-solar-fotovoltaica/>. Accedido 3 de marzo de 2021.
- [2] Introducción a la energía fotovoltaica - La radiación solar - Inversores fotovoltaicos para instalaciones de todos los tamaños| AROS Solar Technology. <http://www.aros-solar.com/es/la-radiacion-solar#:~:text=La%20radiaci%C3%B3n%20que%20un%20metro,y%20de%20la%20radiaci%C3%B3n%20reflejada.&text=La%20radiaci%C3%B3n%20directa%20existe%20solo%20cuando%20el%20sol%20es%20visible>. Accedido 4 de marzo de 2021.
- [3] «Masa de aire en instalaciones fotovoltaicas, ¿cómo influye?» E4e Soluciones, 21 de abril de 2020, <https://www.e4e-soluciones.com/blog-eficiencia-energetica/masa-de-aire-en-instalaciones-fotovoltaicas-como-infoluye>. Accedido 15 de marzo de 2021.
- [4] «¿Cómo funciona un Panel Solar? | SDE México, distribuidor mayorista fotovoltaico». SDE México, 2 de noviembre de 2018, <http://www.sde.mx/como-funciona-un-panel-solar/>. Accedido 25 de marzo de 2021.
- [5] «¿Cómo es un panel solar?, ¿De qué está compuesto? - IM2 Solar». IM2 Energía Solar - Instalaciones fotovoltaicas - Autoconsumo, 10 de marzo de 2014, <https://www.im2solar.com/03/2014/como-es-un-panel-solar/>. Accedido 25 de marzo de 2021.
- [6] Rodríguez, Javier R. «Causas y efectos de los puntos calientes en placas solares». iElektro, 2 de marzo de 2018, <https://ielektro.es/2018/03/02/causas-efectos-puntos-calientes-solares/>. Accedido 31 de marzo de 2021.
- [7] Alonso Abella, Miguel. Sistemas fotovoltaicos: introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaicas. 2ª edición, 2005.
- [8] Push for High-Efficiency n-Type Solar Cells and Modules - Pv Europe. 19 de febrero de 2018, <https://www.pveurope.eu/solar-generator/push-high-efficiency-n-type-solar-cells-and-modules>. Accedido 5 de abril de 2021.

- [9] Los 10 paneles solares más eficientes REALES (2019-2020). <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/los-10-paneles-solares-mas-eficientes-del-mercado/>.
Accedido 5 de abril de 2021.
- [10] Instalación Fotovoltaica Aislada - ¿Cómo se calcula paso a paso? <https://www.sfe-solar.com/baterias-solares/manual-calculo/>. Accedido 10 de mayo de 2021.
- [11] Pareja Aparicio, Miguel. Energía solar fotovoltaica: cálculo de una instalación aislada. 2ª Edición, 2010.
- [12] ¿Cómo conecto mis baterías: en paralelo o en serie? - Atersa Shop. <https://atersa.shop/como-conecto-mis-baterias-en-paralelo-o-en-serie/>. Accedido 15 de abril de 2021.
- [13] «¿Qué es y qué hace un regulador de carga solar?» Monsolar, <https://www.monsolar.com/blog/que-es-y-que-hace-un-regulador-de-carga-solar/>.
Accedido 20 de abril de 2021.
- [14] Carpio, Noe. «¿Cómo funcionan los reguladores de carga solares PWM y MPPT?» Monsolar, <https://www.monsolar.com/blog/como-funcionan-los-reguladores-de-carga-solares-pwm-y-mppt/>. Accedido 17 de mayo de 2021.
- [15] «¿Cómo escoger el inversor solar más adecuado para tu vivienda?». Otovo Blog, 30 de mayo de 2021, <https://www.otovo.es/blog/placas-solares/inversores-solares/>.
Accedido 31 de mayo de 2021.
- [16] Reglamento electrotécnico para baja tensión e ITC. https://www.boe.es/biblioteca_juridica/index.php?tipo=C. Accedido 10 de mayo de 2021.
- [17] «Mantenimiento de instalaciones solares fotovoltaicas». IM2 Energía Solar - Instalaciones fotovoltaicas - Autoconsumo, 12 de julio de 2017, <https://www.im2solar.com/07/2017/mantenimiento-instalaciones-fotovoltaicas/>.
Accedido 9 de mayo de 2021.
- [18] «¿Autoconsumo fotovoltaico con o sin conexión a la red?» Otovo Blog, 21 de mayo de 2021, <https://www.otovo.es/blog/autoconsumo/autoconsumo-electrico-conectado-o-aislado/>. Accedido 1 de junio de 2021.
- [19] Instalación híbrida solar + eólica. ¿me conviene? https://www.damiasolar.com/actualidad/blog/articulos-sobre-la-energia-solar-y-sus-componentes/instalacion-hibrida-solar-y-eolica-me-conviene_1. Accedido 1 de junio de 2021.

Bibliografía complementaria

- [20] «10 Ventajas y 10 desventajas de la energía solar». Diferenciador, <https://www.diferenciador.com/energia-solar-ventajas-y-desventajas/>. Accedido 3 de marzo de 2021.
- [21] 0_Presentación CURSOLAR. http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/04_componen/01_generador/01_basico/4_gene_01.htm. Accedido 25 de marzo de 2021.
- [22] Ente Regional de la Energía de Castilla y León (EREN). Energía solar fotovoltaica : manual del proyectista. 2004.
- [23] Paneles solares SunPower Maxeon | SunPower España. <https://sunpower.maxeon.com/es/productos-de-paneles-solares/paneles-solares-sunpower-maxeon>. Accedido 6 de abril de 2021.
- [24] Zamora Garrido, Álvaro. DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA DE 10KWP CON SOPORTE DE BATERÍAS. https://m.riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/90798/48622985L_TFG_15045294590941464903133457191600.pdf?sequence=2&isAllowed=y. Accedido 10 de mayo de 2021.
- [25] CALORYFRIO, Idoia Arnabat. Fotovoltaica para autoconsumo conectada a red – Infografía con lo que debes saber - caloryfrio.com. <https://www.caloryfrio.com/energias-renovables/energia-solar/fotovoltaica-para-autoconsumo-conectada-a-red-todo-lo-que-debes-saber.html>. Accedido 1 de junio de 2021.

Bibliografía de figuras

- [26] FACTORES QUE AFECTAN LA TIERRA - ppt descargar. <https://slideplayer.es/slide/13089055/>. Accedido 1 de marzo de 2021.
- [27] Solar Simulation - Sun Simulators: AM0-AM40 | AM1.5G Standards. 29 de mayo de 2019, <https://g2voptics.com/solar-simulation/>. Accedido 1 de marzo de 2021.
- [28] Energía Solar Fotovoltaica en Mallorca. 14 de diciembre de 2014, <https://www.comercialmascaro.com/productos/energia-solar-mallorca-fotovoltaica>. Accedido 15 de marzo de 2021.
- [29] Novoa Jerez, José Enrique, et al. «Determinación de la eficiencia de un mini panel solar fotovoltaico: Una experiencia de laboratorio en energías renovables».

Educación Química, vol. 31, n.o 2, abril de 2020, pp. 22-37. www.revistas.unam.mx, doi:<http://dx.doi.org/10.22201/fq.18708404e.2020.2.70300>. Accedido 19 de marzo de 2021.

- [30] «Influencia de la irradiación y temperatura sobre una placa fotovoltaica». Ingelibre, 9 de noviembre de 2014, <https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/11/09/influencia-de-la-irradiacion-y-temperatura-sobre-una-placa-fotovoltaica/>. Accedido 31 de marzo de 2021.
- [31] «Diodos de derivación en célula fotovoltaica | Construcción de celda solar». Electronica Lugo, 2 de junio de 2018, <https://electronicalugo.com/diodos-de-derivacion-en-celula-fotovoltaica-construccion-de-celda-solar/>. Accedido 31 de marzo de 2021.
- [32] Valvermont. «Esquema de una instalación fotovoltaica». Medioambiente y naturaleza, 24 de abril de 2017, <https://medioambienteynaturaleza.com/esquema-instalacion-fotovoltaica/>. Accedido 31 de marzo de 2021.
- [33] Instalación Solar Fotovoltaica para Vivienda. <https://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn192.html>. Accedido 2 de abril de 2021.
- [34] Module Datasheets INTL_v3.4_3models_MST_long. https://sunpower.maxeon.com/es/sites/default/files/2020-09/sp_mst_MAX3-400-395-390_ds_es_a4_mc4_1mcable_536423.pdf. Accedido 6 de abril de 2021.
- [35] Hora Solar Pico (HSP) | Eficiencia Energética. 29 de enero de 2015, <https://certificacionenergetica.info/hora-solar-pico-hsp/>. Accedido 6 de abril de 2021.
- [36] Baterías. Capacidad real. 17 de mayo de 2013, <http://www.navegar.com/baterias-capacidad-real/>. Accedido 10 de abril de 2021.
- [37] Datasheet-tensite-batteries-AGM-12-300. <https://autosolar.es/pdf/datasheet-tensite-batteries-AGM-12-300.pdf>. Accedido 11 de abril de 2021.
- [38] User's Manual MPPT Solar Charge Controller. https://docs.wixstatic.com/ugd/c805a9_9165d6884c404d0cbd88bf1f72497449.pdf. Accedido 16 de abril de 2021.
- [39] SIRIO EASY 3000 - Inversores - SIRIO EASY 3000 - Inversores fotovoltaicos para instalaciones de todos los tamaños| AROS Solar Technology. <http://www.arosolar.com/es/inversores/inversores-solares-monofasico-sirio-easy-3000>. Accedido 19 de mayo de 2021.

Links de precios

En este apartado se muestran los links de los precios de todos los elementos de la instalación.

Accedido 15 de Mayo de 2021.

- **Panel SunPower SPR-MAX3-400:**
<https://www.europe-solarstore.com/sunpower-spr-max3-400.html>
- **Batería:**
<https://van-house.es/producto/baterias-agm-12v-tensite-elegir-amperios/>
- **Regulador:**
https://www.wccsolar.net/product-page/regulador-de-carga-mppt-cp1600-60a-145v-12-24-48v-lcd?gclid=Cj0KCQjw-LOEBhDCARIsABrC0TIV3SHYnHG000vsNLnPCbAnVjIhSLI-02UKmiQOBk9O3ZYc11JBbv8aAo7GEALw_wcB
- **Inversor:**
<http://mercasolar.com/product/inversor-sirio-easy-3000/>
- **Cableado:**
<https://www.monsolar.com/fotovoltaica-aislada/material-electrico.html>
<https://www.monsolar.com/cable-solar-35mm2.html>
https://merkasol.com/epages/62387086.sf/?Locale=es_ES&ObjectPath=/Shops/62387086/Products/acpanel007&ViewAction=ViewProductViaPortal&esp=googlemerchan&gclid=Cj0KCQjw-LOEBhDCARIsABrC0TI_tct9LGlr-p38V81m3s3fA4_pWzV2W8silUV820KnfUVUTSL2t1waAvdREALw_wcB
[,https://www.ilumitec.es/cable-unipolar-libre-halogenos-120-mm2-rz1k](https://www.ilumitec.es/cable-unipolar-libre-halogenos-120-mm2-rz1k)
- **Elementos de protección:**
<https://autosolar.es/>
- **Mano de obra:**
<https://www.cronoshare.com/cuanto-cuesta/instalar-placas-solares#:~:text=La%20mano%20de%20obra%20para,y%20m%C3%A1s%20de%201.200%20%E2%82%AC.>
- **Mantenimientos:**
<https://www.caib.es/sacmicrofront/archivopub.do?ctrl=MCRST7085ZI204488&id=204488>