

Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

Estudio del Proyecto de Mejora de Eficiencia Energética para Autoconsumo Aislado mediante un Sistema Fotovoltaico con Almacenamiento de Energía

Autor:

Manuel Párraga Llorente

Tutor:

Sandra Redondo Martínez

Profesor Asociado

Dpto. de Ingeniería de la Construcción y Proyectos de Ingeniería
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020

Resumen

Durante el siguiente documento se realizará un análisis, estudio y desarrollo de la tecnología utilizada en el proyecto real "*Proyecto de mejora de eficiencia energética fotovoltaica y termosolar en Chozas Marismeñas, Trebujena, Cádiz*" en el que se profundizará en la evolución de la tecnología fotovoltaica para el autoconsumo en España, la reciente implantación y generalización del uso de baterías de forma paralela a esta tecnología. Además, siempre tomando como base y referencia el proyecto a tratar, se realizará un estudio económico de la tecnología y las perspectivas de futuro que este tipo de tecnologías suponen.

Índice

<i>Resumen</i>	III
<i>Abstract</i>	V
<i>Índice Abreviado</i>	VII
0 Motivación	1
1 Marco Teórico	3
1.1 Energía Solar Fotovoltaica	5
1.1.1 Fundamentos históricos de la Energía Fotovoltaica	5
1.1.2 Tecnología y aplicación de la Energía Fotovoltaica	7
Materiales que conforman las células fotovoltaicas	7
Silicio Monocristalino	8
Silicio Policristalino	8
Diferencias entre ambos y conclusiones.	9
Capa Fina.	9
Características eléctricas de los módulos fotovoltaicos	10
Aplicaciones de la tecnología solar fotovoltaica	12
1.1.3 Sistemas fotovoltaicos aislados	13
Tipos de instalaciones fotovoltaicas aisladas	15
Instalaciones fotovoltaicas aisladas con bus DC	17
Instalaciones fotovoltaicas aisladas con bus AC.	17
1.1.4 Instalaciones fotovoltaicas de conexión a red	19
1.2 Autoconsumo PV en España	20
1.2.1 Legislación para el autoconsumo en España	22
Real Decreto 24/2013	22
Régimen Retributivo Específico	23
Real Decreto 900/2015	23
Real Decreto 15/2018	23
Real Decreto 244/2019	23
Código Técnico de la Edificación	24
1.3 Energía Solar Térmica de equipos ACS.	26
1.4 Almacenamiento de Energía	29
1.4.1 Tipos de Almacenamiento de Energía	30
Almacenamiento mediante energía potencial	30
Almacenamiento mediante energía cinética	30
Almacenamiento mediante baterías y condensadores	30
Batería	30
Condensadores	30
1.4.2 Sistemas Híbrido: PV-BES	31
Baterías recargables de plomo-ácido	33
Parámetros técnicos de la batería	33

Regulador de carga	36
2 Proyecto de Mejora de Eficiencia Energética en Chozas Marismeñas	39
2.1 Objeto de Proyecto	41
2.1.1 Licitación de proyecto	42
Pliego de Cláusulas Administrativas del proyecto	42
2.1.2 Emplazamiento	44
Justificación Urbanística	45
Declaración de Obra Completa	45
2.1.3 Antecedentes	45
2.2 Característica Meteorológicas del Emplazamiento	46
2.2.1 Climatología del proyecto	46
2.2.2 Temperatura	47
Relación entre temperatura y rendimiento módulo fotovoltaico	47
Temperatura en el emplazamiento	49
2.2.3 Nubosidad	52
Nubosidad en Trebujena	52
2.2.4 Radiación	53
Tipos de radiación solar	53
Radiación solar en el emplazamiento	54
2.3 Estudio de la Demanda	57
2.3.1 Estacionalidad de la demanda	59
2.4 Selección de equipos	62
2.4.1 Inversor-cargador	62
2.4.2 Selección equipos del campo solar	64
Selección módulo fotovoltaico	64
Selección estructura para módulos fotovoltaicos	65
2.4.3 Selección del sistema de almacenamiento de energía	70
2.4.4 Selección del regulador de carga	72
2.4.5 Selección del equipo termosolar	75
2.5 Evaluación económica	77
2.5.1 Presupuesto base de licitación	77
2.5.2 Revisión del presupuesto de ejecución de material	79
2.5.3 Estudio económico mediante el indicador LCOE	79
2.5.4 Ahorro durante la vida útil de la instalación	84
3 Conclusión y Valoración del Proyecto	87
3.1 Análisis crítico	87
3.1.1 Análisis de la viabilidad técnica del campo de generación	87
3.1.2 Alternativas para la posible carencia de suministro	89
Actualización de los módulos fotovoltaicos	89
Módulos bifaciales	90
3.2 Posibles mejoras del proyecto	93
Instalación del campo solar en módulos flotantes	93
Eliminación de las placas termosolares	94
3.3 Conclusión final	96
Anexo A Simulación PVSyst	97
Anexo B Mediciones y Presupuesto Proyecto Mejora de la Eficiencia Energética	103
Anexo C Presupuesto Ofertado	121
<i>Índice de Figuras</i>	125
<i>Índice de Tablas</i>	129

Índice de Códigos

131

Bibliografía

133

Bibliografía

133

0 Motivación

Este proyecto de fin de grado tiene como meta realizar un estudio de la visión global del desarrollo y estado actual de 3 tecnologías distintas:

- Energía solar fotovoltaica.
- Sistemas de almacenamiento de energía.
- Energía termosolar para la producción de agua caliente sanitaria.

De forma que su estudio esté ligado al proyecto real que se realizó en el año 2019: ***PROYECTO DE MEJORA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN FOTOVOLTAICA Y TERMOSOLAR EN CHOZAS MARISMEÑAS DE TREBUJENA (CÁDIZ)***

Lo interesante de realizar el estudio sobre este proyecto es el hecho de que este sea de los primeros proyectos públicos que integra un sistema híbrido para autoconsumo, como es el funcionamiento de un campo solar fotovoltaico de forma paralela con sistema de almacenamiento en baterías.

Pese a que ninguna de las dos tecnologías es de última creación, los elevados costes que suponían integrar ambos sistemas de suministro de energía años ha provocado que apenas hubiera instalaciones de este tipo en España para un uso como el de un complejo turístico aislado de la red de suministro general.

De esta forma, se pretende asentar las bases para un futuro en el que se prevé que a cinco años vista la capacidad de sistemas de almacenamiento en nuestro país aumente de manera exponencial debido a la transición energética que se está llevando a cabo en la Unión Europea ya que en la actualidad únicamente se cuenta con una potencia instalada en sistemas de almacenamiento de 5 GW en la Península Ibérica. Los sistemas de almacenamiento son en la actualidad la única solución para que las energías renovables, muy dependientes de la estacionalidad de su producción, puedan competir con sistemas de carga base.

Además, este proyecto de mejora energético fomenta el desarrollo de un turismo sostenible, limpio con el medio ambiente y de bajo coste para un pequeño ayuntamiento como es el del municipio de Trebujena; siendo el turismo fuente de ingresos de esta comarca en una de las provincias con más paro de España y que se vio muy afectado por el estallido de la burbuja inmobiliario durante la cual se cancelaron numeros proyectos hoteleros de la zona.

El objetivo principal de este proyecto será ir desarrollando el tipo de tecnología que forma parte del proyecto real, presentando las alternativas existentes y comprobar su viabilidad técnica y de suministro de energía, al tratarse de un complejo turístico cuyo objetivo es la autosuficiencia energética; a la par que se estudiará la viabilidad económica del mismo y sus posibles variantes.

Este trabajo se enfocará en el estudio de las distintas tecnologías que se necesitarán para llevar a cabo el proyecto *"Mejora de Eficiencia Energética en Fotovoltaica y Termosolar en Chozas Marismeñas en Trebujena"*.

Se llevará a cabo un estudio más detallado de la energía solar fotovoltaica para autoconsumo y el almacenamiento de esta energía en sistemas como las baterías. Asimismo, se desarrollará brevemente la energía termosolar para su aplicación con agua caliente sanitaria, ya que igualmente tiene su origen en la radiación solar pero no será objeto de un gran desarrollo en el proyecto de estudio, ya que esta tecnología ha sido objeto de estudio en numerosas ocasiones en el pasado y su uso está bastante más extendido que los sistemas híbridos de producción de energía fotovoltaica con almacenamiento.

Como introducción al proyecto que nos concierne se va a realizar un estudio de los principales tipos de tecnología que englobará este, de forma que, una vez llegado el momento de selección de las distintas opciones así como su explicación, éstas se asienten sobre una base sólida de conocimientos tanto técnicos como históricos de la tecnología a tratar.

El marco teórico incluirá los siguientes tipos de tecnología:

- Energía Solar Fotovoltaica.
- Almacenamiento de energía.
- Energía solar térmica ACS.

Durante estos apartados se hará un breve desarrollo técnico de la tecnología de forma que se tengan conocimientos sobre cuál ha sido su desarrollo a lo largo de la historia. Además, se tratarán temas referidos a la legislación nacional sobre la tecnología a tratar a la par que su situación actual en el panorama energético. Por último, se intentará realizar un breve estudio de las expectativas de futuro que le esperan a las tecnologías de forma que se pueda enlazar con la situación actual y futura del proyecto.

1.1 Energía Solar Fotovoltaica

Según la Real Academia de la Lengua Española, la energía solar se define como *"la energía obtenida a partir de la radiación del Sol y utilizada para usos térmicos mediante colectores o para generar electricidad con paneles fotovoltaicos."*

Se expondrá, a continuación, un breve repaso de cómo ha sido la evolución de esta tecnología desde su creación a la actualidad incluyendo las perspectivas de futuro más reales, su aplicación, y especialmente cómo ha sido su desarrollo en España centrándonos en su vertiente para el autoconsumo.

1.1.1 Fundamentos históricos de la Energía Fotovoltaica

La historia de la energía fotovoltaica comienza en el año 1839. Durante este año, el científico francés Edmond Becquerel descubre el conocido como *"efecto fotovoltaico"*, el cual de manera simplificada consiste en la absorción de la radiación solar por un material y su posterior conversión a corriente eléctrica. Años más tarde, Albert Einstein ganaría el Premio Nobel gracias a la explicación que dio en su teoría del efecto fotoeléctrico en el artículo llamado *"Heurística de la generación y conversión de luz"*, Einstein entendía en esta que la radiación electromagnética se formaba por paquetes de energía dependientes de la luz, poco después se acabarían llamando a estos paquetes *fotones*, fuente [6].

En 1876, William Grylls Adams, profesor del King's College de Londres, junto con su estudiante, Richard Day, descubrieron que cuando el selenio era expuesto a la luz, producía cierta corriente eléctrica. Werner von Siemens, uno de los primeros grandes ingenieros en electrotecnia y fundador de la empresa que lleva su nombre, declaró que el descubrimiento era *"científicamente el de la mayor importancia del siglo"*. Sin embargo, las células de selenio eran muy poco eficientes, pero se demostró mediante este descubrimiento que la luz, sin calor como sucede en la combustión, ni partes móviles, podía ser convertida en electricidad. En 1883, Charles Fritts crea la primera célula solar derritiendo selenio con una capa muy fina de oro. Esta célula tenía un rango de conversión de entre un 1% y un 2%, actualmente las células fotovoltaicas de último modelo de producción en masa tienen una eficiencia del 20%.

En 1953, Calvin Fuller, Gerald Pearson y Daryl Chapin, científicos de Bell Telephone desarrollan la primera célula solar de silicio basándose en los estudios previos de Hertz sobre el estudio fotovoltaico. Esta célula producía suficiente electricidad y era lo suficientemente eficiente para hacer funcionar pequeños dispositivos eléctricos. El New York Times declaró ese mismo año que este descubrimiento era *"el comienzo de una nueva era, que llevaría por primera vez a la realización de aprovechar la casi ilimitada energía del sol para los usos de la civilización"*.



Figura 1.1 Calvin Fuller, Gerald Pearson y Daryl Chapin trabajando en las primeras células solares. Recuperado de: <https://bashny.net/t/es/267053>.

Es en el año 1956, cuando las primeras células solares están disponibles comercialmente. Sin embargo, el precio de estas está lejos de ser competitivos por lo que esta tecnología no estaba al alcance de la mayoría de la población. Las primeras células fotovoltaicas puestas en venta rondaban los 300 \$/W, tenemos que tener en cuenta que en los años 50 en Estados Unidos rondaba esa cantidad era sobre la que se movía el salario medio mensual de una familia media. Tras esto, comienzan a utilizarse las primeras células solares para juguetes y radios ya que no requerían de una potencia muy elevada para su funcionamiento. Estos artículos fueron los primeros en tener células solares disponibles para los consumidores ya que hasta entonces esta tecnología solo había estado disponible para usos muy puntuales y limitados. A finales de los 50 y principios de los 60, los satélites de los programas espaciales de los EE.UU. y la Unión Soviética ya se alimentaban de células solares y a finales de los 60 la energía solar era básicamente el estándar para alimentar los satélites destinados al espacio. Esta implementación se debió al satélite Vanguard, el cual utilizaba células fotovoltaicas que alimentaban las baterías con las que funcionaban los sistemas electrónicos de transmisión de señales, manteniéndose en funcionamiento durante al menos 6 años.

A principios de los 70 se descubre una forma de reducir el coste de las células solares, los científicos de la Unión Soviética inventan las células solares de arseniuro de galio. Mientras esto sucedía, al aumentar los precios del petróleo en la década de 1970, aumentó la demanda de energía solar. La Corporación Exxon financió la investigación para crear células solares hechas de silicio de menor grado y materiales de menor coste, elevando los costes de producción de 100 \$/W a sólo 20 o 40 dólares por vatio. El gobierno federal de los Estados Unidos también aprobó varios proyectos de ley e iniciativas favorables a la energía solar y creó el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) en 1977. Durante esta época se empieza a extender su uso con el fin de conseguir combustible para producir energía de manera convencional, la mayoría de las plataformas petrolíferas usaron las células solares para alimentar las luces menguantes en la parte superior de las plataformas.

El período de tiempo comprendido entre los años 70 y 90 dio lugar a un gran cambio en el uso de las células solares. Comenzaron a aparecer en los cruces de ferrocarril, en lugares remotos para abastecer de energía a los hogares, Australia utilizó células solares en sus torres de microondas para ampliar sus capacidades de telecomunicación, incluso las regiones desérticas de Australia vieron cómo la energía solar llevaba agua al suelo, donde la alimentación por línea no era una opción.

Toda la información histórica referente a la evolución de la producción de energía a través de células fotovoltaicas procede de la revisión bibliográfica de los siguientes documentos: [2], [3], [4], [5].

Como se puede apreciar en el breve resumen histórico que se acaba de desarrollar de la energía fotovoltaica, el desarrollo técnico ha estado siempre muy ligado a la disminución de la relación coste/potencia, lo que al fin y al cabo, demuestra la viabilidad de un proyecto energético. En la actualidad, la relación que se comentaba ha evolucionado hasta situarse en torno a 0,2-0,25\$/Wp con los paneles lanzados al mercado en el segundo cuatrimestre del año 2020, los cuales otorgan una potencia de hasta 580 Wp, lo que supone la mayor reducción de la relación precio-potencia de la historia.

1.1.2 Tecnología y aplicación de la Energía Fotovoltaica

Materiales que conforman las células fotovoltaicas

El mercado de los módulos fotovoltaicos ha tenido un crecimiento exponencial a lo largo de su historia. En un principio, como se comentaba en el apartado anterior, apenas existían varios fabricantes en el mundo con los conocimientos y la capacidad suficiente para producir este tipo de tecnología. Sin embargo en la actualidad existen numerosos fabricantes de este tipo de tecnología a lo largo y ancho del globo terráqueo, dominado principalmente por los fabricantes asiáticos en especial aquellos que tienen su origen en el país más poblado del mundo, China, la cual ha sido responsable en gran medida de la reducción de precios de fabricación dando lugar a una revolución del sector energético que se comentará a lo largo del trabajo.

En el mercado de módulos fotovoltaicos actual, se ofrecen principalmente tres tipos de módulos que se diferencian entre sí por el proceso de fabricación que les da unas propiedades técnicas y de funcionamiento distintas entre sí aunque todos ellos llevan en su base el mismo elemento: silicio.

- Monocristalino.
- Policristalino.
- Amorfo.

Además, existen módulos compuestos de otros elementos como el teluro de cadmio o híbridos formados por la combinación de diversos componentes pero que tienen menos peso en el mercado actual. En el gráfico de la figura 1.2, se muestra una comparativa de la eficiencia de los módulos media que dan de los distintos materiales.

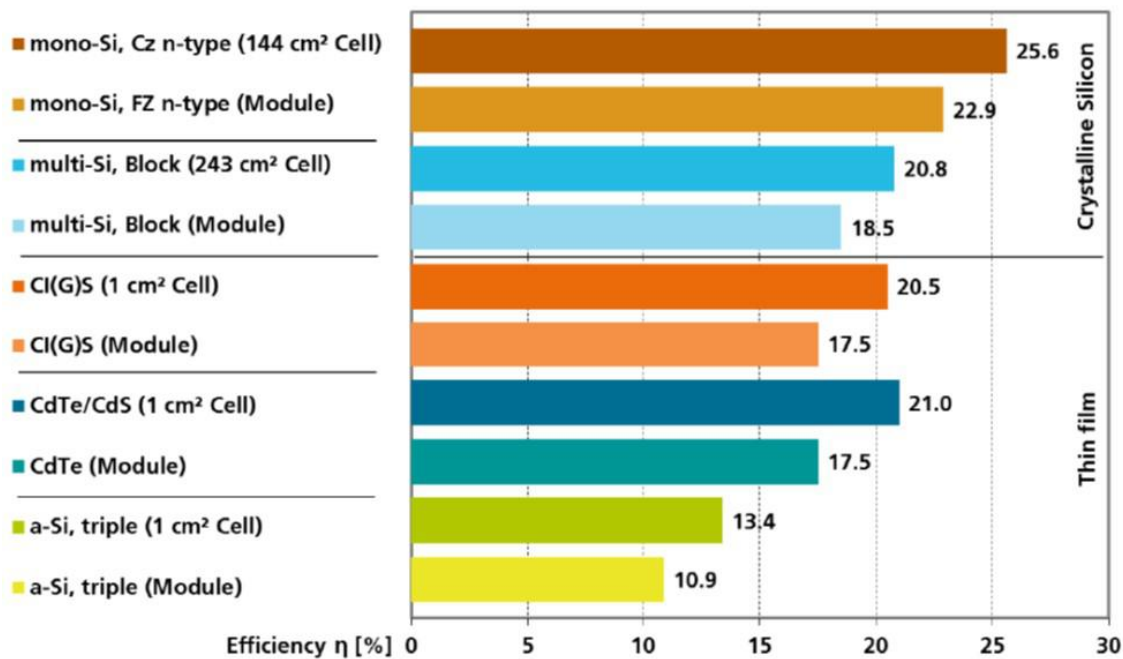


Figura 1.2 Comparativa eficiencias materiales células fotovoltaicas, fuente [9].

Conocida la gran variedad de materiales para células fotovoltaicas y la gran variedad que continúan desarrollándose a diario a modo de prototipo se proseguirá con el estudio de esta. Todos los cambios que se producen en los materiales de los módulos fotovoltaicos tienen el mismo fin. Conseguir el mayor grado de conversión posible. A continuación, el estudio se centrará en aquellos conformados por silicio, ya que son los que se utilizan de forma cotidiana y prácticamente eclipsan en el mercado al resto de materiales, siendo 93 de cada 100 módulos fotovoltaicos vendidos de composición sílica en sus distintas modalidades.

Pese a que la base del material es la misma la diferencia en los paneles monocristalinos frente a los policristalinos radica principalmente en su estructura molecular consecuencia de su proceso productivo.

Silicio Monocristalino Estas células son fabricadas mediante el corte transversal de unos lingotes de silicio como los que observamos en la figura 1.3, realizado mediante el método Czochralski, fuente [10]. Este proceso inventado en 1916, consiste en la introducción de una semilla de cristal en el material fundido de forma que cuando se enfría y comienza el crecimiento del grano cristalino, se retira la semilla formándose en torno a ella un cilindro.



Figura 1.3 Lingote silicio previo al corte.

Este lingote es fabricado mediante este método para su posterior tratamiento, con el fin de conseguir el dominio y controlar de manera óptima el crecimiento en la estructura molecular del silicio de forma que se logra la perfecta alineación de los átomos, teniendo consecuencias directas en el posterior rendimiento de la célula ya que se consigue una pureza mayor del material afectando positivamente a el rendimiento los módulos monocristalinos frente a los policristalinos que comentaremos posteriormente. La célula una vez tratada procedente del corte del lingote, se prepara para su posterior colocación en el módulo teniendo la forma que se aprecia en la figura 1.4.



Figura 1.4 Célula monocristalina.

Silicio Policristalino A diferencia de las células monocristalinas, en este tipo de módulos el silicio puro se funde y antes de su enfriamiento es vertido en el molde con la forma requerida, generalmente la forma rectangular que podemos observar en la figura 1.5.

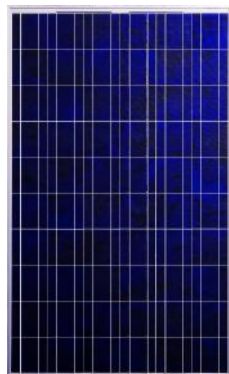


Figura 1.5 Célula Silicio Policristalino.

Este tipo de proceso constructivo tiene consecuencias directas en la estructura interna del material, ya que al tener un enfriamiento más rápido, se crean estructuras policristalinas que hacen que el material sea menos

puro, interfiriendo en la transmisión eléctrica en el módulo.

Diferencias entre ambos y conclusiones. Las principales diferencias entre ambos tipos de módulos se encuentran principalmente en el rendimiento de ambos además de las diferencias estéticas visibles. La estructura del silicio monocristalino favorece la pureza del material consiguiendo así un porcentaje de rendimiento del módulo mayor. Para observar mejor estas diferencias vamos a enfrentar dos cuadros técnicos de módulos fotovoltaicos con la misma potencia pico, 320 Wp, del mismo productor, figura 1.6.

	Policristalino	Monocristalino
P_{max}	320 Wp	320 Wp
V_{mp}	37,4 V	39,5 V
I_{mp}	8,56 A	9,12 A
V_{oc}	46,4 V	48 V
I_{sc}	9,05 A	9,51 A
Eficiencia	16,49%	18,57%
Temp. Op.	-40 °C / +85 °C	-40 °C / +85 °C
V_{max}	1500V V DC	1500V V DC
Tolerancia	0/+3%	0/+3%
Coef. Temp. P_{max}	-40 % / °C	-39 % / °C
Coef. Temp. V_{oc}	-30 % / °C	-29 % / °C
Coef. Temp. I_{sc}	-0,06 % / °C	-0,05 % / °C

Figura 1.6 Cuadro Comparativo Características Técnicas Policristalino - Monocristalino. Fuente: Elaboración propia..

En el cuadro comparativo podemos observar que hay diferencia de rendimiento tanto en la eficiencia como en las pérdidas por coeficientes de temperatura. Estas pérdidas, como se desarrollará posteriormente, deben ser objeto de un estudio específico e intensivo especialmente en zonas como la que tendrá lugar el proyecto.

Como se puede observar a simple vista, el módulo monocristalino ofrecería mejores condiciones de operación, sin embargo, el proceso de fabricación del monocristalino, más lento y laborioso que el de su directo competidor hace que estos módulos sean más caros.

A la hora de realizar la selección entre unos u otros, a no ser que sean necesarias especificaciones técnicas de algún tipo por proyecto, la elección se basa en la capacidad del terreno donde se va a realizar la instalación. Las células policristalinas, al tener un rendimiento menor, necesitarán un mayor número de las mismas para producir la misma cantidad de energía en corriente alterna que será la que se ofrezca al usuario.

Capa Fina. Este tipo de tecnología se caracteriza por la superposición de varias capas de materiales con propiedades fotovoltaicas. En función del material, la eficiencia de este tipo de células varía entorno al 7% y 13%. El peso de este tipo de placas es menor que las de silicio puro ya que son menos densos pero para obtener la misma producción al tener un rango de conversión menor se necesita más espacio para los módulos. Aunque son bastante más baratos que los de silicio, su porcentaje de degradación anual es mayor por lo que los fabricantes se ven obligados a ofrecer menores garantías, convirtiéndose de esta forma en opciones menos deseables para el largo plazo.

Características eléctricas de los módulos fotovoltaicos

En el siguiente apartado se definirán brevemente las características técnicas más influyentes a la hora de la selección de un módulo u otro en función de las características del proyecto.

Las características del módulo se miden en condiciones STC, del inglés *Standard Test Conditions*, se definen por 1000 W/m^2 de irradiancia, con una temperatura de 25°C y 1 m/s de velocidad del viento. Bajo estas condiciones se obtiene la curva I-V del módulo, figura 1.7.

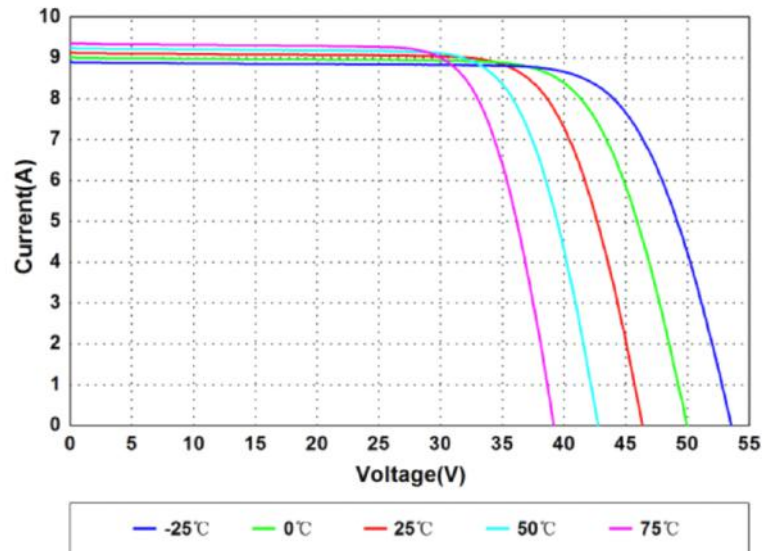


Figura 1.7 Curva I-V del módulo AS-6P, [7].

Los puntos a tener en cuenta de la curva serían los siguientes:

- I_{SC} , corriente máxima al producirse el cortocircuito entre los dos terminales del módulo.
- V_{OC} , tensión de vacío entre los terminales del módulo. Máxima tensión que se produce por un módulo cuando no hay corriente en circulación.
- P_{PMP} , punto de máxima potencia obtenido por la tensión en el punto de máxima potencia (V_{PMP}) y corriente de máxima potencia (I_{PMP}). La potencia pico que caracteriza el módulo (P_{pk}) coincide con esta.

$$P_{PMP} = V_{PMP} * I_{PMP} \quad (1.1)$$

Para seleccionar el módulo óptimo para un proyecto determinado se debe tener en cuenta los factores que externos al módulo que le afectan en su rendimiento:

- Temperatura de trabajo de las células.
- Pérdidas por reflexión.
- Suciedad en la cubierta de los módulos.
- Deterioro de las conexiones.
- Sombreados parciales de la instalación.

De los elementos mencionados previamente el que más afectará al rendimiento del módulo será la temperatura y el sombreado, sin embargo el sombreado puede ser optimizado mediante el layout de la instalación mientras que la temperatura ambiente es un factor externo al módulo que no es controlable, por lo que se desarrollará un estudio más detallado utilizando las características meteorológicas del emplazamiento en el apartado

2.2.2.

A continuación, se desarrollarán dos efectos que tendrán connotaciones negativas en el largo plazo del rendimientos del módulo.

El efecto **LID** (*Light Induced Degradation*), corresponde con las pérdidas en términos de potencia máxima del módulo debido a la reducción de su rendimiento como efecto de la exposición continuada a la luz del módulo. Otro efecto importante a tener en cuenta es el **PID**, es el que se presenta a causa de las corrientes de fugas debidas a altas diferencias de potencial entre el módulo y la tierra. Estas corrientes de fugas circulan entre las células y el marco del módulo o la junta sellante. Este problema puede producir hasta un 20% de reducción de la producción en plantas fotovoltaicas. Existen diversos métodos que reducen este efecto, la más simple sería el conexionado a tierra de la instalación para disminuir este efecto o la instalación de inversores con transformadores de aislamiento que reducen este efecto.

Desde el punto de vista de las características eléctricas de funcionamiento operacional del módulo, el modelo equivalente de circuito de una célula solar fotovoltaica sería el siguiente:

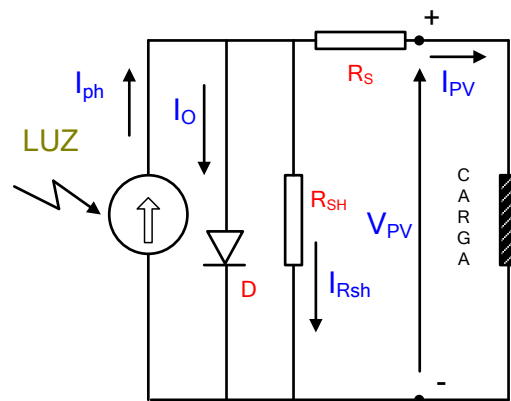


Figura 1.8 Circuito equivalente célula solar fotovoltaica, fuente: [8].

Por otro lado, la ecuación que corresponde a la curva I-V, figura 1.7, de un módulo fotovoltaico es la misma que la correspondiente a la célula fotovoltaica que conforma el módulo:

$$I_{PV} = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V_{PV} + I_{PV} R_S}{m k T / q}} - 1 \right) - \frac{V_{PV} + I_{PV} R_S}{R_{SH}} \quad (1.2)$$

Cuyas variables tienen el siguiente significado:

- I_{PV} , corriente a la salida del módulo.
- V_{PV} , tensión entre los bornes del módulo.
- I_{ph} , corriente fotogenerada debido a los fotones que inciden en la célula fotovoltaica.
- I_0 , corriente de oscuridad.
- R_{SH} , resistencia debida a la no idealidad de la unión p-n y las impurezas cerca de la unión.
- R_S , resistencia debida al volumen del material.

Estos son los conocimientos técnicos más básicos para comprender el funcionamiento de los módulos en la producción de energía fotovoltaica. Se ha querido desarrollar de manera breve este apartado ya que el objeto final de este proyecto no es el conocimiento en profundidad y optimización de las variables técnicas y propiedades eléctricas que conforman el módulo fotovoltaico, sino adquirir unos conocimientos básicos que puedan ser interpolables al funcionamiento del conjunto de módulos para la formación de un campo solar en un proyecto real como el que forma la base del estudio, de manera que el resultado de esta instalación sea el más idóneo posible.

Aplicaciones de la tecnología solar fotovoltaica

Si bien es cierto que todos los sistemas fotovoltaicos tienen el fin común de producir energía, la aplicación o usos que se le dan a la energía producida mediante radiación solar son muy variados.

Durante el siguiente apartado, se pondrá el foco de atención en el desarrollo de tres de ellos, siendo éstos los más comunes en el esquema de producción:

- Grandes plantas de generación.
- Sistemas independientes para el funcionamiento de un equipo determinado.
- Sistemas para autoconsumo.

Las **plantas de generación fotovoltaicas** han vivido un gran desarrollo y crecimiento en las últimas décadas, especialmente en los últimos años con los objetivos de transición energética marcados por la EU. En la actualidad, estas plantas de generación suelen vender esa electricidad de dos formas distintas:

1. Vendiendo la energía producida a los mercados regulados. En la península ibérica¹ el spot-market eléctrico se denomina OMIE, para el caso de transacciones intradía, y OMIP para el mercado de futuros. Estos Spot-Market funcionan mediante un sistema de precio de escasez. Se denomina precio de escasez a aquel correspondiente al máximo valor que puede pagarse por comprar energía y el mínimo por el que se está dispuesto a vender. Este sistema es similar al que regula las bolsas de stock del mundo entero por lo que se ve también influenciado por la especulación y las corrientes económicas al igual que la bolsa. Este sistema es independiente del estado por lo que se considera como un sistema liberalizado, en la actualidad la mayoría de países desarrollados cuentan con mercados eléctricos liberalizados, a pesar del hecho de que en numerosos países el sistema eléctrico sigue formando parte de un monopolio empresarial controlado por el Estado en cuestión.
2. Mediante **PPAs**. Este tipo de contratos privados a medio o largo plazo, a modo de breve resumen, crean un compromiso de producción de energía del generador a través de una o más plantas con la obligación de compra de esa energía a un precio previamente fijado que puede fluctuar según las condiciones del contrato o permanecer fijo por parte de un cliente privado. La situación actual post-covid ha propiciado una caída repentina en los precios del mercado spot español, llegando a precios por debajo de 10 €/MWh en varias sesiones del segundo trimestre de 2020, marcando la media de precios más baja de la historia del Spot-Market español. Debido a esto, muchos inversores y desarrolladores con plantas de generación en funcionamiento se han inclinado por este tipo de contratos PPA, que pese a tener un beneficio más bajo que el spot, otorgan una seguridad en los precios de venta al disminuirse el riesgo de vender en el mercado diario conocido como riesgo merchant. Pese a que existen numerosos tipos de contratos PPA, no se pretende prolongar más la explicación de este tipo de contratos, puesto que la planta que será instalada en el proyecto, como se comentará posteriormente, no tiene una capacidad que le permita suministrar energía al recinto mientras que vende en exceso de producción a terceros.

No se ha introducido en esa lista, pero es también una opción de venta las llamadas subastas de renovables que se producen por parte del gobierno. Su funcionamiento y modo de selección quedan fuera del estudio de este proyecto debido a su complejidad y su posición totalmente opuesta al de la instalación aislada de pequeño tamaño que concierne el proyecto. Sin embargo, éstas son dignas de mención dado que otorgaron un crecimiento exponencial al mix de las renovables en España. En ellas, las compañías que participan en la subasta se hacen con los derechos de una potencia a instalar con el menor precio de venta posible. A finales del año 2020 o principios del 2021 se llevará a cabo una subasta de 3 GW que tendrá un funcionamiento distinto a las precios con el fin de paliar los efectos de la situación de cuarentena en las empresas, sin embargo, no se conocen aún las nuevas medidas.

Los **sistemas independientes** consisten en una serie de módulos fotovoltaicos que no están conectados a ningún tipo de red, sino que están directamente conectados a una instalación, como podría ser una estación de bombeo de regadío para su puesta en marcha. En la actualidad son cada vez más comunes para su uso agrícola ya que suponen un ahorro importante para el agricultor y los costes de instalación, producción y mantenimiento, como se expondrá en siguientes apartados, son cada vez más asequibles.

¹ Los países que forman parte de la península ibérica, España y Portugal, están regulados bajo el mismo órgano y salvo contadas excepciones mantienen el mismo precio de spot-market.

Los **sistemas de autoconsumo**, son aquellos que tienen como fin la producción de energía para un único usuario o grupo de usuarios que comparten la energía producida por la instalación. Este tipo de sistema, como se ha mencionado previamente en el proyecto es el que ha sido designado para instalar en el proyecto por lo que a partir de este apartado la información que se presente irá principalmente ligada a este tipo de producción.

Tipos de sistemas de autoconsumo:

1. Aislados. Están conectados única y exclusivamente a los usuarios que reciben la energía y no reciben ni aportan ningún tipo de corriente eléctrica de la red de suministro general.
2. Conectados a la red. Además de proporcionar energía a los usuarios tienen al menos un punto de conexión con la red de suministro.



Figura 1.9 Sistemas fotovoltaicos aislados (superior) y de conexión a red (inferior) con los diversos elementos que forman parte de una instalación típica. Fuente: [40].

Los sistemas conectados a la red tienen como función principal alimentar de electricidad a un usuario de forma que la legislación actual permite vender los excedentes de esa producción al mercado. Este exceso de producción puede tener diversas causas, si tomamos el ejemplo de una vivienda con una instalación conectada a la red para autoconsumo, probablemente el momento de mayor energía se produzca por la mañana, tramo horario en el que los inquilinos están normalmente fuera. Este tipo de sistemas han sufrido numerosos cambios en los últimos años debido a los cambios en la legislación, pero dado que nuestro sistema no está conectado a la red no serán objeto de estudio en este trabajo.

1.1.3 Sistemas fotovoltaicos aislados

Este tipo de sistemas presentan las siguientes características:

1. La energía se produce en el lugar donde ésta va a ser utilizada o bien en sus inmediaciones con el fin de no utilizar intermediarios de distribución ni transporte de energía, al mismo tiempo que se evitan las pérdidas por grandes distancias de transporte.
2. Ofrecen autonomía energética, como ha sido mencionado previamente, con las únicas restricciones que se impongan en el diseño de la instalación.
3. Son sistemas modulares, y por lo tanto ofrecen la posibilidad de realizar ampliaciones o cambios en el futuro.
4. Contribuyen a la conservación y mejora del medio ambiente puesto que no presentan efectos contaminantes, y al no poseer partes móviles, no generan ruidos que pudieran crear contaminación acústica. Según el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, en función de los datos que se tenían en el año 2005, la reducción de emisiones contaminantes por cada kWh se situaba en torno a 0,60 kg de CO_2 , 1,33 gr. de SO_2 y 1,67 gr. de NO_x .

Este tipo de instalaciones resultan interesantes en diversos entornos. En zonas donde el acceso a la red común de distribución eléctrica pudiera resultar difícil o cara, este tipo de instalaciones resolverían este problema. Del mismo modo, en localizaciones donde sea básico e incluso este reglamentada la limitación de contaminación a la atmósfera como podrían ser parques naturales o reservas. Por último, también resultaría especialmente interesante su uso cuando el coste de la instalación y el mantenimiento de líneas de distribución de suministro eléctrico no fuera atractivo económicamente hablando.

A modo de resumen, estas son las principales aplicaciones terrestres de sistemas aislados:

- * Electrificación rural: casas rurales aisladas, refugios de montaña, instalaciones deportivas y de ocio. En cuanto a zonas rurales, gran variedad de países como Alemania o Suecia están desarrollando programas de electrificación rural mediante sistemas no conectados de grandes dimensiones, una especie de mini-redes, de forma que no sea necesaria la extensión de la red eléctrica actual. Este desarrollo permite la mejora de la calidad de vida de los habitantes de estos emplazamientos.
- * Alumbrado público en zonas sin electrificar.
- * Señalización.
- * Sistemas de telecomunicación como repetidores de señal
- * Estaciones meteorológicas aisladas.
- * Náutica, de hecho el uso de pequeños paneles solares en plataformas flotantes en medio del mar o del océano fue uno de los primeros usos que se le dio a este tipo de instalaciones.

Éstos han sido algunos de los usos clásicos de las instalaciones fotovoltaicas aisladas, sin embargo, en la actualidad, si las condiciones de trabajo lo permiten y resulta económicamente viable. Éste tipo de instalaciones resultan una opción más de suministro de energía.

Tradicionalmente, las zonas de difícil acceso con carencias de suministro por parte de la red de suministro general han sido alimentadas mediante generadores. Si se realiza un análisis más profundo en los problemas que presentan los sistemas de suministro de electricidad convencionales en lugares de difícil acceso a la distribución energética, se comprobaría que éstos están condicionados a los precios del diesel, puesto que los generadores se alimentan con este combustible y el mantenimiento, además de la contaminación acústica que provocan las partes móviles y la obvia contaminación ambiental por el uso de combustibles fósiles, es alto.

Los elementos que se distinguen en una instalación fotovoltaica aislada serían los siguientes:

- **Receptores de la energía generada:** son los elementos para cuya alimentación está destinada la energía producida en el sistema.
- **Campo solar fotovoltaico:** formado por la asociación de módulos fotovoltaicos responsables de la generación de electricidad en corriente continua a partir de la radiación solar, además la estructura sobre la que se asientan los módulos fotovoltaicos son también parte importante del campo solar, ya sea fija, con seguimiento a un eje o con seguimiento a dos ejes. La estructura es tan importante para la generación como los módulos fotovoltaicos, ya que una mala colocación en el layout o un ángulo de inclinación incorrecto puede producir ineficiencias en la producción con las pérdidas de generación posteriores que generarían pérdidas económicas.
- **Reguladores de carga:** se encargan de controlar la carga y descarga de la batería en caso de que existan sistemas de almacenamiento de energía.
- **Baterías:** almacenan la energía generada de los módulos fotovoltaicos y suministran energía a los receptores cuando la producción directa del sistema fotovoltaico no cubra los requerimientos necesarios (primeras horas del día y durante la noche).
- **Inversores:** el campo fotovoltaico produce corriente eléctrica continua, sin embargo la mayoría de aparatos que utilizamos en el día a día funcionan en corriente alterna, al mismo tiempo es la forma de actual de transporte de energía.
- **Instalación eléctrica:**
 - Cableado.
 - Cuadros eléctricos.
 - Protecciones.

Tipos de instalaciones fotovoltaicas aisladas

Los tipos de instalaciones fotovoltaicas de este tipo dependen de las características de su aplicación, entre las cuales se distinguen los siguientes tipos básicos:

- Sistemas fotovoltaicos aislados de la red de suministro **sin acumulación**.
- Sistemas fotovoltaicos aislados de la red de suministro **con acumulación**.

Aquéllos del tipo sin acumulación, por motivos de déficit de producción en los tramos horarios sin radiación solar, la producción debe ser equiparada a la demanda. En estos sistemas los receptores pueden ir directamente conectados al campo de generación o bien a través de un regulador el cual hace las funciones de convertidor electrónico de potencia para aportar la tensión y corriente adecuada. Si el sistema suministrase equipos que se alimenten en alterna, además sería necesaria la instalación de un inversor en el sistema.

A modo de ejemplo, en la figura 1.10, se incluye un diagrama de bloques de una instalación de bombeo fotovoltaico, que como se puede apreciar está únicamente conectado al sistema de bombeo.

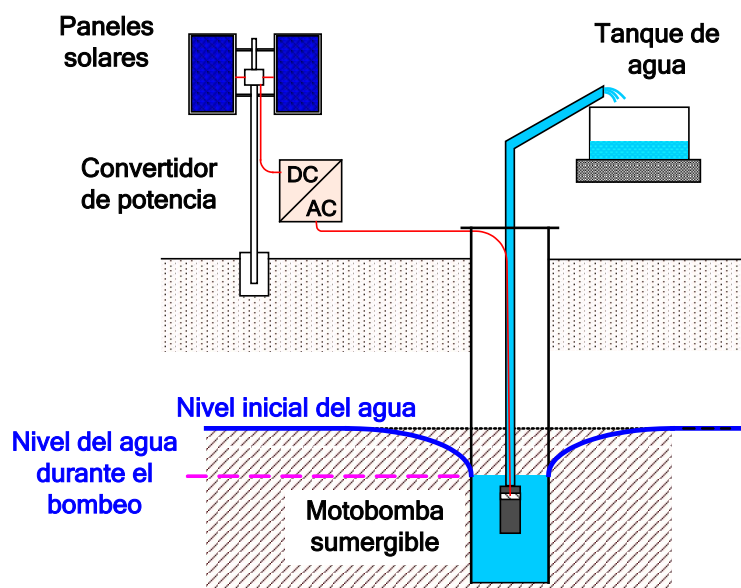


Figura 1.10 Sistema de bombeo fotovoltaico sin acumulación con bomba AC Fuente: [11].

Los sistemas aislados con sistemas de almacenamiento o acumulación de energía disponen de éstos creando un sistema híbrido que funciona de forma paralela a los equipos de generación porque los consumos de los receptores de energía no coinciden en tiempo o forma con los momentos de generación óptima. Esta discordancia puede ser suplida también mediante otros sistemas de generación que no dependan de la energía solar, ya sean sistemas de producción basados en renovables como pequeñas instalaciones eólicas o bien, generadores diesel convencionales. Este tipo de sistemas son conocidos como sistemas aislados híbridos.

En función de las cargas que alimente la instalación, se distinguirán distintas topologías para los sistemas con almacenamiento de energía que serán expuestos brevemente a continuación.

Sistemas aislados con bus DC, en estos la energía generada y consumida circula a través del bus DC a todos los elementos existentes de la instalación. La batería tiene la doble función de recibir y proporcionar energía a los receptores. Este tipo de esquema es común en sistemas pequeños como alimentación de luminaria o sistemas de comunicaciones. El ejemplo del diagrama básico de este tipo de sistema se encuentra en la figura 1.11.

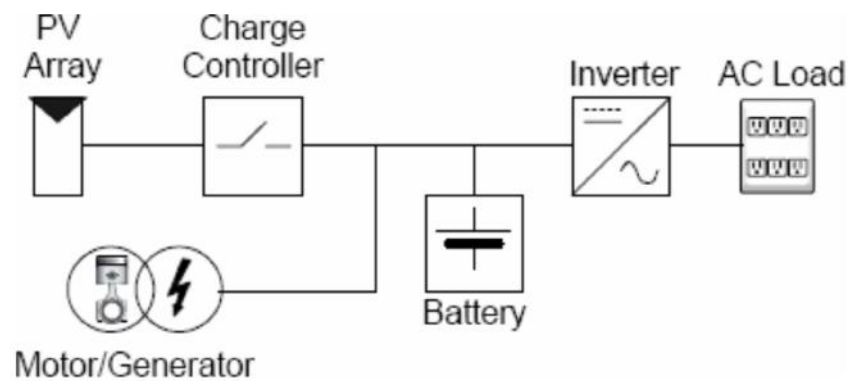


Figura 1.11 Diagrama instalación híbrida, PV y generador, con bus DC común, fuente [12].

Por otro lado, la electrificación en forma continua no es viable en muchas localizaciones debido a las caídas de tensión que se crean en las líneas de distribución siendo además más costoso desde el punto de vista económico frente al cableado AC. Es por eso que es más conveniente la conexión en alterna de los elementos que alimente la instalación, conectadas mediante un bus AC ya que, además, los receptores de alterna ofrecen modelos con mayor eficiencia energética con el ahorro económico y energético que esto supone. El diagrama correspondiente a los sistemas con bus AC puede ser visualizado en la figura 1.12.

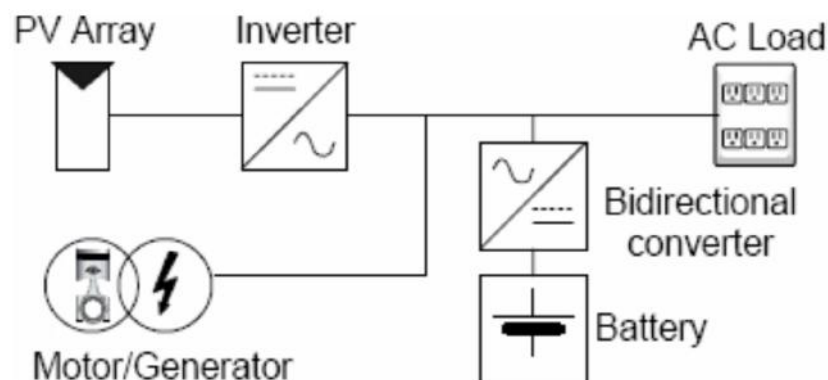


Figura 1.12 Diagrama instalación híbrida, PV y generador, con bus AC común, fuente [12].

Mediante la comparación de los diagramas se comprueba que la principal diferencia entre ambos es la posición del inversor en el sistema. En el bus DC, éste se coloca tras la carga de la batería, justo antes de las cargas de consumo. Mientras que en el bus AC, el inversor se encuentra justo después de los módulos fotovoltaicos de forma que todo el sistema se mueve en alterna exceptuando la carga de la batería, donde se vuelve a situar un inversor bidireccional ya que su carga es en continua.

La configuración AC además permite un desarrollo más modular conforme aumenta la demanda, incluso permitiendo un posible instalación que cree un punto de acceso con la red eléctrica de suministro convencional en el caso de que esta fuese necesaria. También permite la conexión de más componentes que funcionan en AC de una forma más sencilla debido a que su funcionamiento es estándar con materiales con disponibilidad global.

A continuación, tras mostrar las principales diferencias entre ambos, se hará un desarrollo más exhaustivo de estos tipos de instalación, si bien es cierto que en la actualidad, las instalaciones para autoconsumo se instalan en su mayoría con bus en AC por simplicidad de funcionamiento

Instalaciones fotovoltaicas aisladas con bus DC La electrificación básica de este tipo de instalaciones se conseguirá mediante unos módulos solares. Éstos serán acoplados a través de una caja de conexiones a un regulador, al que por otro lado se conectan los posibles sistemas de acumulación y/o las cargas de corriente continua.

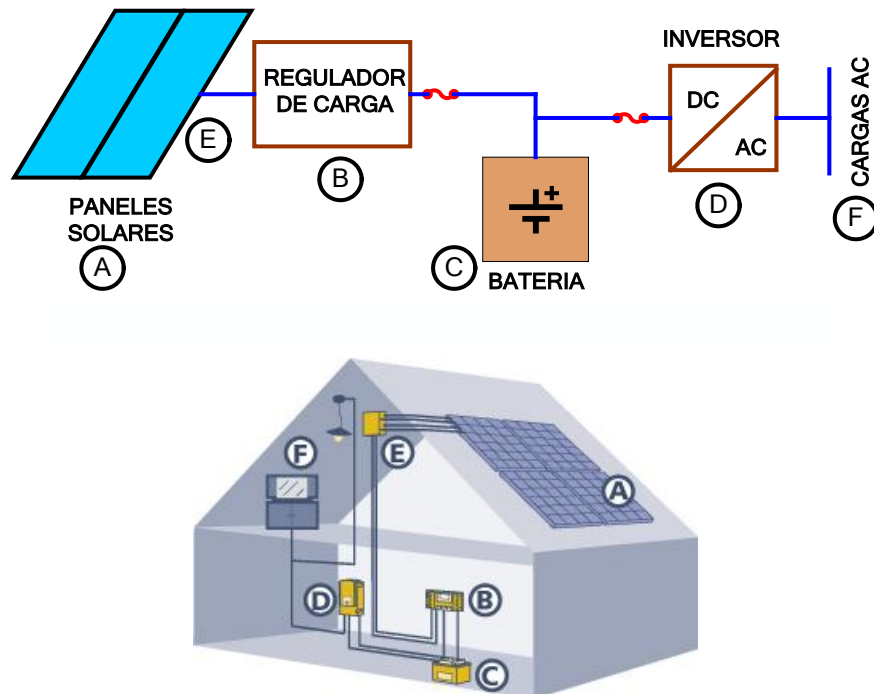


Figura 1.13 Ejemplo de distribución de los componentes de una instalación aislada con bus DC e inversor para vivienda, fuente [12].

Como se ha mencionado previamente, dado que la mayoría de equipos funcionan en alterna, la tendencia actual se inclina por la introducción de inversores en el sistema que alimenten estos equipos. Éste se conecta directamente a la batería para permitir las sobrecargas transitorias del inversor y la batería principalmente en los arranques de equipos que necesiten sobrecorrientes transitorias al inicio de su funcionamiento como podrían ser neveras o motores. Es por eso que resulta considerablemente importante que el inversor incluya entre sus capacidades sistemas que detecten estados de baja tensión en la batería como medida de protección para alargar la vida de los equipos, como ejemplo de este tipo de sistemas se presenta el esquema de la figura 1.13.

Hay ocasiones en las que los sistemas a los que debe alimentar la instalación incluyen también cargas en continua como podrían ser sistemas de alumbrado de emergencia, los cuales se conectan al bus DC tras el regulador de carga. Estos sistemas deben contar con fusibles en las líneas del bus actuando como protección ante las sobrecorrientes generadas por el sistema de almacenamiento de energía.

Instalaciones fotovoltaicas aisladas con bus AC. Como se ha mencionado con anterioridad, este tipo de instalaciones gestionan el almacenamiento de energía mediante inversores/cargadores que se encargan de controlar la entrada o salida de energía del sistema de almacenamiento en función de los consumos y la producción. La energía producida que se vierte en la red AC puede ser destinada a la demanda de las cargas mientras que el inversor opera en modo inversor o cargador:

- Modo inversor: la energía que demandan las cargas es superior a la producida. El inversor toma energía del sistema de almacenamiento para que se mantengan los parámetros eléctricos necesarios del bus AC.
- Modo cargador: la energía producida es superior a la demandada por lo que ésta se almacena hasta que se alcance la carga completa de la batería manteniendo los parámetros eléctricos AC en valores nominales.

Esta gestión del bus se realiza mediante el proceso previamente mencionado, haciendo las labores de Master del sistema. Los inversores conectados a los módulos fotovoltaicos funcionan del mismo modo que en los sistemas conectados a la red pero implementando un control sobre la potencia generada a partir de la frecuencia de red a la que están conectados². Estos sistemas en alterna eliminan la necesidad de los cargadores del sistema de almacenamiento puesto que el inversor/cargador realiza esta función.

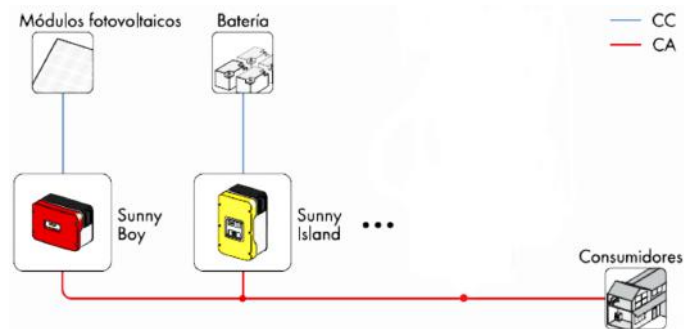


Figura 1.14 Ejemplo conexión bus AC de un sistema aislado, fuente [13].

Para concluir con este apartado, es común que se desarrollen instalaciones que unan ambos tipos de conexiones. Un ejemplo de esta combinación sería el que representa la figura 1.15, este cuenta con:

- Bus DC: engloba los reguladores que gestionan la energía producida en el campo fotovoltaico para la carga de baterías. Varios inversores aislados configuran el sistema en alterna.
- Bus AC: el inversor *sunny boy* se conecta a la red de los inversores cargadores permitiendo además la conexión de un generador auxiliar como respaldo a las baterías.

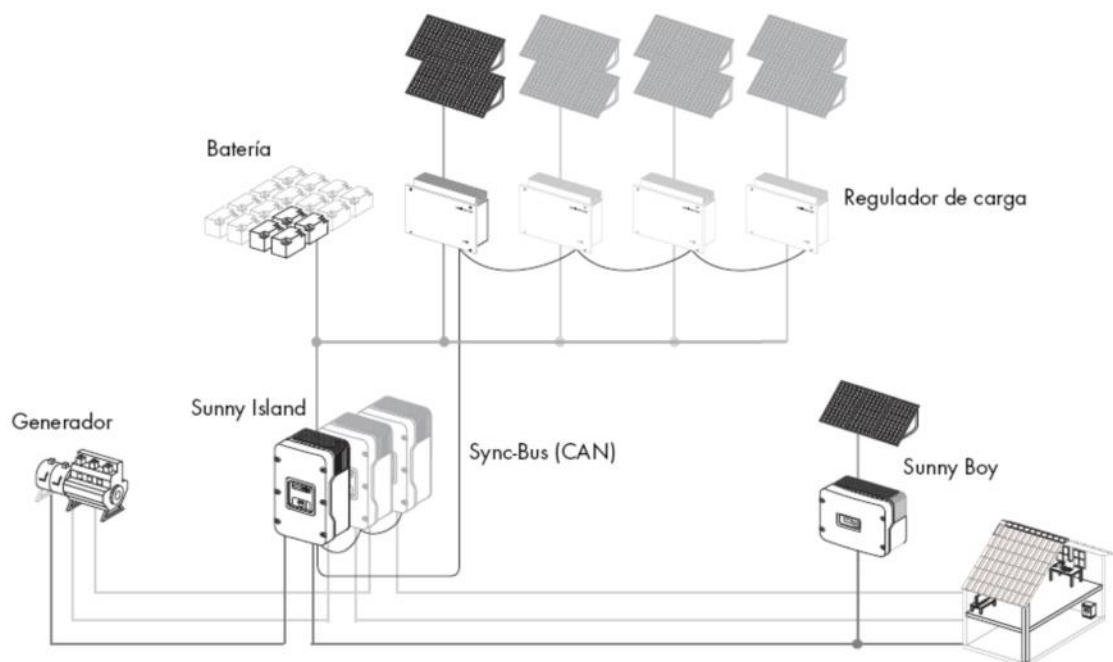


Figura 1.15 Ejemplo conexión bus AC+DC sistema aislado, fuente [13].

² Sunny Island en la figura 1.14

1.1.4 Instalaciones fotovoltaicas de conexión a red

A diferencia de las desarrolladas en la sección anterior, éstas no requieren de reguladores de carga ni baterías de forma obligatoria. Esto se debe a que la red de suministro puede actuar como sistema de conexión cuando la instalación fotovoltaica no produce la suficiente energía.

Las ventajas que caracterizan a este tipo de instalaciones de suministro son las siguientes:

- La generación solar se produce durante las horas punta de demanda, durante el mediodía, momento en el que el coste de la energía eléctrica es más alto en el spot market.
- La generación, al igual que en las aisladas, se produce cerca del punto de alimentación.
- Es modular.
- Su mantenimiento es mínimo.
- Su instalación sobre construcciones o lugares cercanos a zonas urbanas disminuye la necesidad de instalación de líneas de alta tensión.

Siendo las principales ventajas frente a los sistemas aislados las siguientes:

- * Posibilidad de venta de excedentes de producción.
- * Diferencias del inversor:
 - Verter energía a red cuando las baterías tienen la carga completa.
 - Posibilidad de recarga de baterías tras fallo o falta de energía en el sistema fotovoltaico.
 - Reconexión del sistema a la red tras fallo.

Sin embargo, su instalación resulta más costosa desde el punto de vista económico al necesitar de algo más de infraestructura y desde el punto de vista administrativo al conllevar una serie de trámites de los que carecen las instalaciones aisladas. Obviamente, las instalaciones aisladas, al no tener punto de conexión con la red general, no necesitan de algunos trámites obligatorios en este tipo de instalaciones.

Uno de los elementos que diferencia una instalación conectada a la red de una aislada son los contadores de energía generada, que miden la cantidad de energía que el sistema inyecta a la red. Además, si el número de módulos conectados en paralelo es alto, sería necesaria la instalación de una caja de conexionado DC que conectase la entrada del inversor con la salida del sistema de módulos.

Este exceso de energía que se transmite a la red general se comercializa en función de la legislación del país. Los sistemas más habituales de venta son la facturación neta o la llamada *feed-in-tariff*. La facturación neta se basa en la venta de los excedentes a la red en función del precio en el spot market intradiario, ahorrándose de esta forma una parte de la factura de electricidad. Las FiT son más habituales en grandes plantas de generación con contratos de larga duración entre entidades privadas y sólo los utilizan pequeños productores en países donde la legislación lo ordena, no siendo uno de ellos España (es por eso que las FiT no entran dentro del objeto de estudio de este TFG). Igualmente, debido a que el proyecto objeto de estudio es un sistema totalmente aislado, no se profundizará más en este tipo de instalaciones.

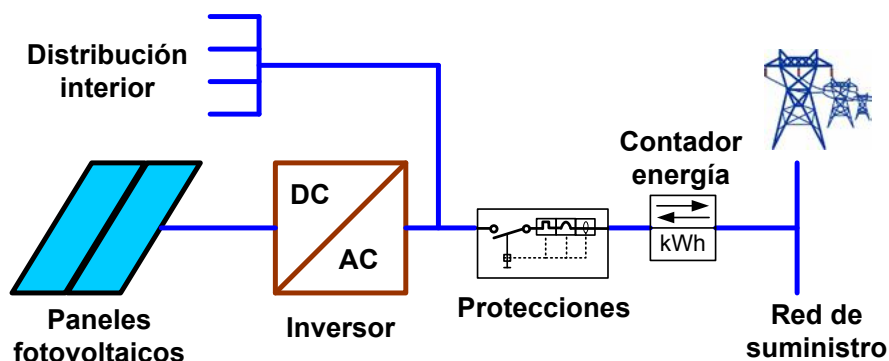


Figura 1.16 Diagrama de bloques de sistema conectado a la red, fuente [12].

1.2 Autoconsumo PV en España

Puesto que el proyecto objeto de estudio es un sistema para autoconsumo no conectado a la red, se va a hacer especial énfasis en la legislación y tecnología nacional para este campo. Por lo tanto, a continuación se hará un breve repaso del autoconsumo fotovoltaico en España y sus perspectivas de futuro.

Para comenzar se realizará un análisis de la producción fotovoltaica total en el país como introducción al tema a tratar.

La producción fotovoltaica en España comienza a ser legislada con el RD 2818/1998, en el cual se establecen las primeras ayudas en forma de retribuciones económicas para la producción de energía mediante fuentes renovables, hasta entonces la mayoría de las instalaciones fotovoltaicas de este tipo se encontraba en un marco de cierto vacío legal, si bien es cierto, que el número de instalaciones era bastante corto.

Más tarde, en el año 2007, se sustituye este por el que será el RD 661/2007, este decreto mejoraba las primas establecidas anteriormente consiguiendo de esta manera superar los elevados costes de adquisición que tenían los sistemas fotovoltaicos de la época.

Se crea el Plan de Energías Renovables 2005-2010, considerado como el primer plan serio de ámbito nacional para fomentar la producción de energía renovable en España. En este se establecía que al menos el 12% del consumo del país debería provenir de fuentes de energía renovables y alrededor del 30% de la producción debería ser de este tipo. Este plan venía como consecuencia del Protocolo de Kioto, firmado en 1997, pero el cual no entraba en vigor hasta 2005. Es por eso que la Unión Europea había ordenado una serie de medidas a los países miembros con respecto a las energías renovables. En los años 2007 y 2008, se produce el primer gran boom de las renovables en España, y debido a la gran cantidad de recursos naturales de los que se dispone en el país, se llegó a instalar el 70% del total de los sistemas fotovoltaicos europeos. En la figura 1.17 se puede apreciar la gran cantidad de radiación con respecto al resto de países europeos de la que dispone España.



Figura 1.17 SolarGis. Radiación Global Horizontal Europa. Mapa. 1:500.000, fuente: SolarGis. .

Como se aprecia en el mapa, figura 1.17, España debido a su extensión y situación geográfica, recibe más kWh/m² de radiación que ningún otro país de Europa. Además de 1.800 horas solares a lo largo del año, lo que favorece la producción fotovoltaica.

A todos estos recursos se suma que el RD de 2007, el cual ofrecía unas primas de 0,44 €/kWh, lo que por la época era 6 veces el precio de venta minorista. Estas ayudas provocaron un incremento de la potencia acumulada instalada en el año 2007 de alrededor del 392% y del 450% en 2008, es más, en ese año la mitad de la potencia instalada a nivel mundial se realizó en España. En consecuencia, esta situación generó un déficit insostenible para el gobierno, por lo que en el RD 1578/2008, se disminuyeron las ayudas hasta la cifra de 0,32 €/kWh.

Estos cambios legislativos y sus consecuencias en la potencia instalada se aprecian de manera muy gráfica en la siguiente figura 1.18.

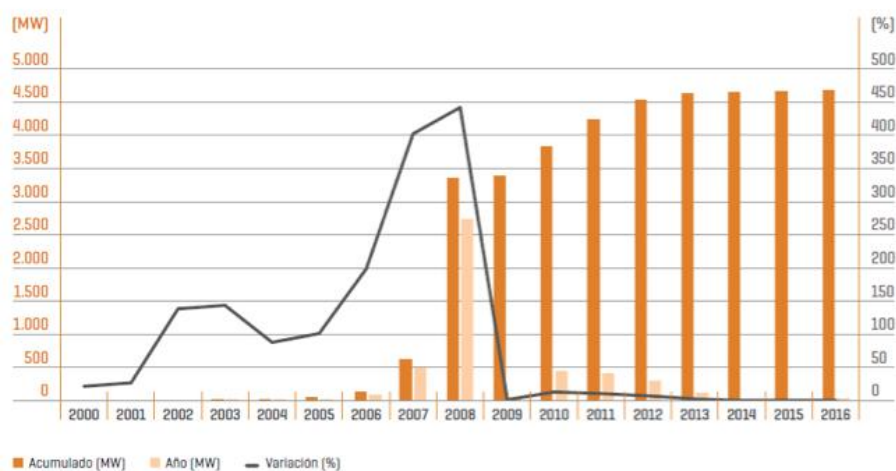


Figura 1.18 MW Acumulados y variación% instalado 2000 - 2016, fuente: Global Data.

A partir de 2010, el mercado de la energía renovable en España crece desde 27,14 MW de potencia instalada a 34,26 MW en 2018, con un porcentaje de crecimiento acumulado anual de 3%. Además, España tiene como objetivo crecer a un ritmo del 6,5% anual para alcanzar en 2030 una potencia instalada total de energía renovable de 77,965 MW. De esta cifra, alrededor del 15% está formado por energía fotovoltaica, con una potencia instalada en la actualidad de 5,162 MW.

En cuanto al crecimiento de PV, se prevé que en 2030 este tipo de tecnología sea la que más haya crecido, a un ritmo del 12,3% anual, con el objetivo de alcanzar una potencia instalada total de PV de 31,27 MW. La figura 1.19, ilustra el crecimiento del conjunto de las energías renovables y su previsión, procedente de [9].

Todas estas medidas tienen como fin lograr el objetivo marcado por las metas de largo plazo de energía de la Unión Europea en el llamado **Marco de Clima y Energía 2030**, el cual fue adoptado por el Consejo Europeo, del que España forma parte en 2014. Pese a la grave crisis producida por la pandemia mundial del Coronavirus no se prevé que los objetivos cambien, de hecho, muchos países piensan contrarrestar los efectos de esta crisis económica mediante la instalación y promoción de energías renovables. Además el crecimiento de demanda por los cambios del sector automovilístico están provocando que muchos países se replanteen su campo de generación eléctrica nacional.

Los objetivos fijados del plan que volvieron a ser revisados en el año 2018 son los siguientes:

- Reducción de al menos el 40% de emisiones de efecto invernadero respecto a 1990.
- Cuota de energías renovables igual o superior al 32%.
- Aumento de al menos un 32,5% en eficiencia energética.

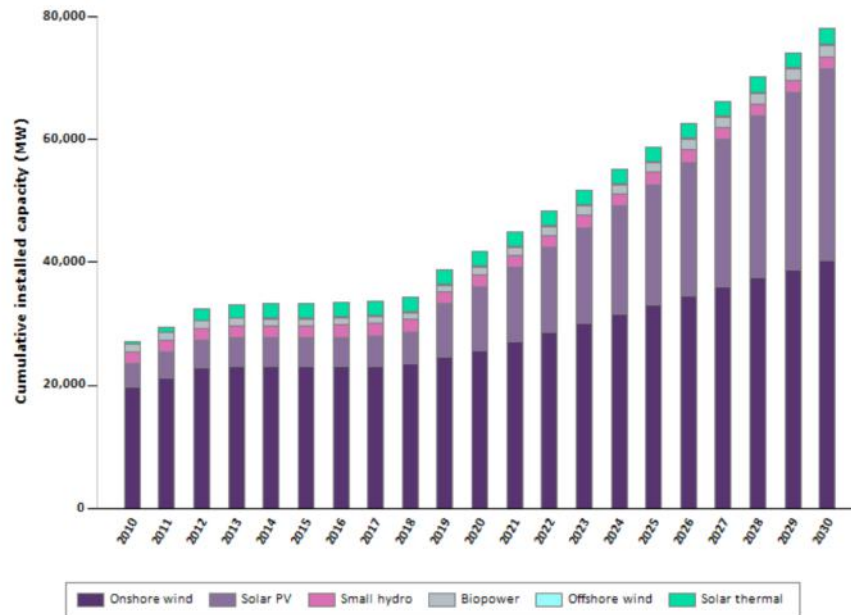


Figura 1.19 Evolución del conjunto energético de renovables 2010 - 2030, fuente: Global Data.

Para España, estas medidas desembocaron en otras más duras que las marcadas por la UE:

- 21 % menos de emisiones GEI respecto 1990.
- Cuota de energías renovables igual o superior al 42 %, 10 puntos por encima de lo marcado por la Unión Europea
- Aumento al 39,6 % de la eficiencia energética.
- Un 74 % de cuota de energías renovables en el sector eléctrico.

España, como hemos podido comprobar ya había comenzado esta transición tecnológica años antes de las medidas impuestas por la UE. A continuación, se hará un repaso de las medidas más importantes de la última década enfocadas al **autoconsumo**.

1.2.1 Legislación para el autoconsumo en España

La energía de origen renovable ha evolucionado constantemente con el paso de los años desde su creación. Esto ha conllevado distintos cambios en el marco regulatorio de forma que este tipo de energía se viese impulsada, buscando el óptimo entre desarrollo y costes sociales para mantenerlo.

Real Decreto 24/2013 En diciembre de 2013 el gobierno aprueba este decreto reemplazando al de 1997. El Real Decreto [14] define el autoconsumo de la siguiente forma: *"El autoconsumo es el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos"*. Este decreto tiene como finalidad garantizar el desarrollo reglamentado de dicha actividad.

En el mismo se definen las dos modalidades de autoconsumo:

- Modalidad de suministro de autoconsumo sin excedentes. Como declara [14], los dispositivos físicos instalados impedirán inyección alguna a la red general de transporte y distribución
- Modalidad de suministro de autoconsumo con excedentes, en el que sí se puede inyectar la energía excedente a la red.

Además se establece "la obligatoriedad de las instalaciones de autoconsumo de contribuir a la financiación de los costes y servicios del sistema en la misma cuantía que el resto de los consumidores".

Con el fin de controlar estas medidas desde el punto de vista económico, se crea el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico con el que el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica será telemático, declarativo y de acceso gratuito.

Régimen Retributivo Específico El sistema creado por el gobierno en 2007 estuvo en funcionamiento hasta finales de 2011. En junio de 2014 se crea una nueva política de apoyo llamada "*Régimen Retributivo Específico*", este nuevo decreto crea un sistema de ayuda mediante subastas públicas de energía. Además de las subastas, el plan incluía una serie de FiT y liberación de impuestos para seguir incentivando este tipo de tecnología. Sin embargo, estas medidas causaron una importante carga financiera en el estado, en consecuencia se tomaron las siguientes medidas para paliar estos efectos:

- * Aumento de la inversión en I+D para disminuir tanto los CAPEX como los OPEX.
- * Mejora de las oportunidades de mercado en el país.

Además, el gobierno ha tomado medidas para asegurar la transparencia del sector a través de los procesos de subastas.

Real Decreto 900/2015 En este se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. Además, se establecen reducciones en peajes, cargos y costes siempre en instalaciones menores de 10 kWp. Esta nueva ley también prohibía a las instalaciones menores de 100 kW vender sus excedentes de producción, de forma que ésta tenía que ser donada al sistema. El problema era que esta ley añadía que los sistemas mayores de 100 kW tenían que estar registrados como suministradores en el mercado OMIE con los consiguientes trámites y costes técnicos que suponía. Del mismo modo se incluía una serie de trámites que todos los consumidores debían cumplir como la solicitud de punto de acceso a la red por el gobierno con las correspondientes multas por incumplimiento.

Real Decreto 15/2018 En el año 2018, se roza la cifra histórica máxima de precio medio mensual de la electricidad en España, alcanzando en el mes de septiembre el valor de 71,35 €/MWh. Tras este hecho el gobierno decide tomar una serie de medidas entre las que se incluye el RD [15]. Con respecto al autoconsumo se introducen las siguientes medidas:

- Se trasladan las competencias de creación y gestión de los registros territoriales a las comunidades autónomas. Ésta medida facilitó los trámites y redujo los tiempos de instalación al reducir los trámites administrativos.
- Además según declara el artículo 9. "*Autoconsumo de energía eléctrica en el apartado 3 [15]: Las instalaciones de producción no superiores a 100 kW de potencia asociadas a modalidades de suministro con autoconsumo con excedentes estarán exentas de la obligación de inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.*"
- En el apartado 5 del mismo artículo [15] "La energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos estará exenta de todo tipo de cargos y peajes. En el caso en que se produzca transferencia de energía a través de la red de distribución en instalaciones próximas a efectos de autoconsumo se podrán establecer las cantidades que resulten de aplicación por el uso de dicha red de distribución. Los excedentes de las instalaciones de generación asociadas al autoconsumo estarán sometidos al mismo tratamiento que la energía producida por el resto de las instalaciones de producción, al igual que los déficits de energía que los autoconsumidores adquieran a través de la red de transporte o distribución estarán sometidos al mismo tratamiento que los del resto de consumidores." De esta forma, se elimina el polémico *Impuesto al Sol*, el cual imponía unas tasas del 7% adicional por tener instalados módulos fotovoltaicos. Este hecho resultó clave en cuanto a la transición energética en el país.

Real Decreto 244/2019 Durante 2019, con el objetivo de consolidar el impulso del autoconsumo en España a favor de la transición energética y tras los profundos cambios en producidos en 2018 se pone en marcha el consiguiente RD, [16]. En este se engloban todas las medidas de los decretos anteriores y se utiliza para dar continuidad al de 2018 y establecer de forma clara y general los regímenes económicos a favor

del autoconsumo, introduciendo simplificación técnica y administrativa al proceso. El plan expone lo siguiente:

“La transición hacia un modelo basado en las energías renovables permite democratizar el sistema energético y ofrece nuevas oportunidades a la ciudadanía, las corporaciones y las entidades locales, quienes en el modelo convencional eran sólo consumidoras y hoy pueden ser agentes proactivos.”.

La continuidad que da este RD con respecto al de 2018 podría ser resumida en los siguientes puntos:

- Se confirman las tres modalidades de autoconsumo:
 - Sin excedentes. De forma que se requiere la instalación de un mecanismo anti vertido a la red.
 - Con excedentes acogidos a compensación económica vendiendo la energía al mercado pool o mediante la valoración de compensación de la energía consumida. Condiciones:
 - * Tecnología 100% renovable, es decir, no produzca emisiones a la atmósfera durante su funcionamiento
 - * Potencia de la instalación inferior a 100 kW.
 - * Contrato único de suministro y servicios auxiliares.
 - * Autoconsumidor debe haber suscrito el contrato de compensación de excedentes.
 - * Las instalaciones no pueden estar dentro del marco del Régimen Retributivo Específico.
 - Con excedentes sin compensación económica.
- Reglamentación del autoconsumo colectivo.
- Se fija la potencia instalada de una instalación aquella que sea la potencia máxima del inversor.
- Se permite la diferenciación entre consumidor y propietario de la instalación.
- Se simplifican los procesos administrativos no siendo necesarios permisos de acceso y conexión para instalaciones menores a 15 kW o sin excedentes y para las inferiores a 100 kW conectadas a baja tensión será necesario contrato de acceso regulado por la distribuidora.
- Se fijan los equipos de medida en un contador bidireccional en el punto frontera y para los autoconsumos colectivos con excedentes sin compensación deberán contar con dos contadores: uno de consumo y otro de producción.

Debido a que la instalación objetivo del proyecto es de tipo aislada por lo que no produce venta de excedentes en ninguna de sus formas se decide no entrar al detalle de este tipo de compensaciones económicas.

Código Técnico de la Edificación Por otro lado, el CTE recoge diversas normas para la producción y el autoconsumo de energía fotovoltaica en el Documento Básico HE, sección 5, cuyo objetivo es el siguiente:

"En los edificios que así establezca el CTE se incorporarán sistemas de captación y transformación de energía solar en eléctrica por procedimientos fotovoltaicos para uso propio o suministro a la red. Los valores derivados de esta exigencia básica tendrán la consideración de mínimos, sin perjuicio de valores más estrictos que puedan ser establecidos por las administraciones competentes y que contribuyan a la sostenibilidad, atendiendo a las características propias de su localización y ámbito territorial."

Siendo esta sección aplicable tanto a edificios de nueva construcción como existentes que pretendan realizar una reforma íntegra como sería el caso del proyecto de estudio.

La potencia nominal mínima para la instalación debe calcularse mediante la siguiente expresión:

$$P = C(0,002S - 5) \quad (1.3)$$

Siendo C el coeficiente definido para cada zona climática y S la superficie construida en m^2 . Las zonas se calculan en función de la GHI, concepto que se explicará en el marco del proyecto. se obliga a la disposición de los módulos del sistema con unos mínimos de lay-out marcados por la orientación y las sombras de la instalación, estos quedan marcados en función de su integración en la estructura del edificio:

- * Integración arquitectónica, cuando los módulos cumplan alguna función arquitectónica sustituyendo elementos constructivos habituales.

- * Superposición arquitectónica, los módulos son colocados de manera paralela al edificio. No permitiéndose la estructura totalmente horizontal con el fin de facilitar el autolimpiado y conservación del módulo evitando así pérdidas en la producción por suciedad.

En el reglamento del código se define un mantenimiento de la instalación para asegurar su integridad y durabilidad. Por un lado el plan de vigilancia dictamina las operaciones que aseguran que el valor operacional de la instalación sea correcto mediante la observación de parámetros funcionales del sistema. También se fija un plan de mantenimiento preventivo que se deber realizar por personal técnico competente de manera anual.

1.3 Energía Solar Térmica de equipos ACS.

Uno de los muchos usos que le ha dado la humanidad a la energía que obtenemos mediante el sol en nuestro planeta ha sido la energía solar térmica, esta se define como aquella que utiliza la luz solar para que esta sea transferida a un fluido o gas con el fin de aumentar su temperatura.

Durante los últimos 50 años se han diseñado infinidad de variaciones acerca de cómo utilizar colectores solares para transferir el calor a un fluido con un fin u otro. Básicamente se pueden diferenciar dos tipos de colectores solares: estacionarios y concentradores.

Los colectores estacionarios se basan en que su área de interceptación es la misma que de absorción de radiación solar. Por otro lado, los concentradores son usualmente concavos y utilizan esta forma para concentrar el haz de luz en un punto exacto de donde se obtiene la energía, [18].

El caso que nos atañe para el proyecto, el sistema termosolar se basaría en un colector que utiliza el calor del sol para transferir esta energía al agua consiguiendo de esta forma la llamada Agua Caliente Sanitaria, ACS.

A lo largo de la historia se han utilizado distintos sistemas que utilizaban la luz solar para calentar el agua. De hecho este tipo de tecnología que utiliza la luz solar para el beneficio humano fue uno de los primeros usos que se le dio a la radiación solar en la historia humana. Uno de los primeros sistemas que se utilizó con este fin y se sigue utilizando en algunos puntos del mundo en la actualidad consiste en un simple tanque de agua colocado en el tejado u algún punto elevado que obtenga radiación solar durante todo el tramo horario solar, pintado de negro para calentar el agua de su interior lo máximo posible, [19]. De hecho este sistema funciona con los inconvenientes de que las condiciones de radiación solar del entorno deben ser convenientes. Además otro de los problemas que otorga es que una vez que se produzca el ocaso, la falta de radiación directa al tanque hace que el agua de su interior se enfríe rápidamente debido a la falta de aislamiento de este. Pese a que sigue habiendo lugares en los que este tipo de sistemas para calentar el agua son muy utilizados debido a su bajo coste y sencillez, cada vez son más difíciles de encontrar y se mantienen en puntos del globo con economías subdesarrolladas.

Del consumo total de energía en los hogares, un 20% se utiliza para ACS, entorno a unos 40 litros diarios de media por persona. A nivel mundial, conseguir ACS se ha convertido en el segundo uso energético doméstico después de la calefacción según [17] Esta alta demanda ha derivado en el amplio desarrollo de los equipos termosolares ofreciendo una solución limpia y económica al ahorro energético de las familias. El sistema se coloca normalmente en el techo de las residencias o en algún punto donde reciba radiación solar el máximo tiempo posible dentro del horario solar. El agua que será calentada por el sistema termosolar es almacenada en un tanque termodinámicamente aislado, de forma que esta pueda ser distribuida a los distintos puntos de la casa en los que sea necesaria directamente desde el tanque.

Este tipo de tecnología, con un funcionamiento que apenas ha cambiado con el paso de los años, lleva siendo utilizada desde hace décadas y no es difícil encontrar este tipo de tecnología en numerosas urbanizaciones de viviendas monofamiliares. El funcionamiento es muy sencillo, el panel absorbente cubierto con un revestimiento seleccionado transfiere el calor a los tubos ascendentes debajo del panel. El líquido pasará a través del elevador para ser calentado y luego canalizado a través del tanque de almacenamiento. Esta recirculación del líquido a través del panel absorbente en el colector consigue elevar la temperatura hasta 80°C (máximo) en un buen día de sol. Componiéndose de esta forma un sistema completo de agua caliente que utiliza la energía solar con el uso de equipos como un colector solar, un tanque de almacenamiento y tuberías, y se conoce como el sistema solar de calentamiento de agua. Normalmente, dentro de este sistema, un controlador activa una bomba cuando la diferencia entre la temperatura del agua en el fondo del depósito y el fluido de transferencia de calor a la salida del colector supera un valor establecido. Un serpentín en el fondo del tanque de agua caliente se utiliza para calentar el agua. Este fluido tiene algunas propiedades deseables, como bajos puntos de congelación y altos puntos de ebullición. Su facilidad de manejo y su bajo costo los hace adecuados para aplicaciones en condiciones por debajo de los 80°C. Se utiliza un sistema de calefacción auxiliar para elevar la temperatura del agua durante los períodos en que hay menos calor disponible en el colector solar. Esta sencillez de funcionamiento es la que hace que funcione con una eficiencia del 70%, muy por encima de la conseguida para generar energía eléctrica con sistemas que utilizan la radiación solar.

Para mostrar este funcionamiento de una forma gráfica se ha añadido la figura 1.20:

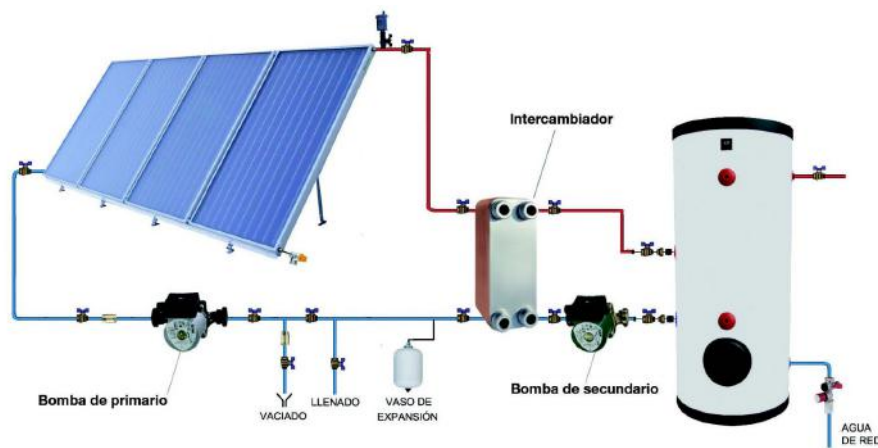


Figura 1.20 Diagrama solar para ACS tipo colector solar con cubierta de placa plana, fuente: [17].

Este tipo de sistema se ha vuelto tan popular que se estima que el área instalada de colectores solares en todo el mundo supera las 5.600 hectáreas, siendo especialmente utilizado en Europa y China.

El colector a utilizar deberá ser seleccionado de forma óptima para que la temperatura del fluido que proporcione este dentro de los rangos necesarios en función al clima en el que sea instalado. El INENCO argentino expone en [17], que el colector diseñado para aplicaciones en las que se necesitan fluidos a alta temperatura no resulta más eficiente cuando operan a bajas temperaturas.

Según SolarEnergy, [20], existen 3 tipos de colectores para ACS:

- Colector solar térmico de placa plana. Dentro de estos existen otros dos tipos:
 - Placa plana con cubierta. Son los más utilizados a nivel general para ACS y sistemas de calefacción en hogares. Consiste en una caja metálica aislada mediante una cubierta de vidrio y el colector en tono oscuro transfiriendo el calor mediante tubos en el colector. Este tipo de colectores son los que cuentan con mejor relación calidad-precio y cuentan con más variedad.



Figura 1.21 Sistema termo solar para ACS de placa plana cubierta, fuente: [17].

- Placa plana sin cubierta. Son los más baratos al ser los más simples. No cuentan con pantalla ni aislamiento por lo que la ganancia de temperatura se ve limitada a 20°C. Son utilizados de forma mayoritaria para calentar agua de piscinas al aire libre pero su uso se ve muy restringido debido a sus características técnicas las cuales hacen a este tipo de tecnología muy vulnerable a aspectos externos.

- Colector solar térmico de concentración, figura 1.22. También conocidos como estacionarios, tienen el mismo sistema que los colectores de placa plana y alcanzan una eficiencia superior al 50%. A diferencia de los colectores de carga plana, éstos tienen la característica debido a su forma cóncava de concentrar el haz de luz que recibe en un mismo punto que eleva ampliamente su temperatura.



Figura 1.22 Esquema de un colector parabólico (izqda.). Marcha de Rayos (dcha). Fuente: [17].

- Colector solar térmico de tubos de vacío. Como su nombre indica, está compuesto por unos tubos en los que cada uno de los cuales se encarga de recoger la radiación solar transfiriéndola a un fluido. La forma cilíndrica de los tubos hace que sean más eficientes que los colectores planos pero los hacen también más caros, en torno al doble de precio. Sin embargo, su producción se ha centrado en China, donde se están desarrollando para que puedan competir económicamente con los colectores de placa plana ya que consiguen mejores temperaturas y su uso es más eficiente en zonas con poca radiación.

El factor de decisión, sin lugar a dudas, sería la temperatura a la que se desea obtener el ACS a la par que las condiciones meteorológicas del entorno, para lo cual se utiliza el gráfico de la figura 1.23:

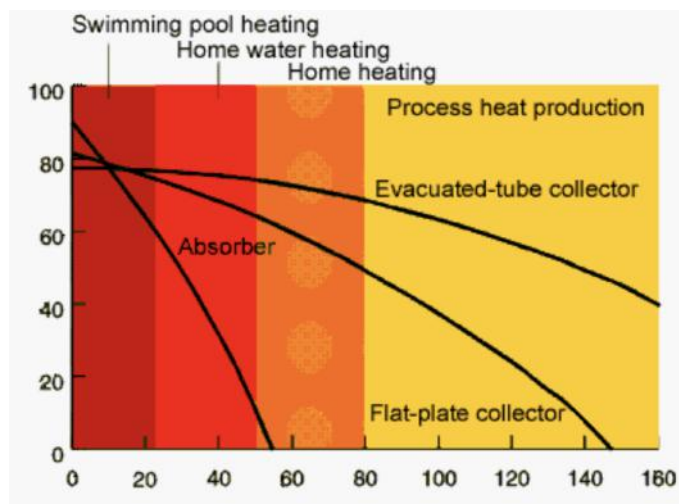


Figura 1.23 Variación de la eficiencia entre la entrada y salida del colector en función de la temperatura. Fuente:[18].

En España, como señala el artículo 15.4 Exigencia básica HE4 del Código Técnico de la Edificación:

“Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria, se subraya que en los edificios con previsión de demanda de agua caliente sanitaria o de climatización de piscina cubierta, una parte de las necesidades energéticas térmicas derivadas de esa demanda se cubrirá mediante la incorporación en los mismos de sistemas de captación, almacenamiento y utilización de energía solar de baja temperatura adecuada a la radiación solar global de su emplazamiento y a la demanda de agua caliente del edificio o de la piscina”.

De modo que su instalación está perfectamente regulada en nuestro país y es cada vez más frecuente. No es complicado encontrar numerosos sistemas como los de la figura 1.21 en los tejados de zonas residenciales, además en los últimos años se están desarrollando e instalando sistemas integrados en el tejado de las viviendas. De hecho, su uso se ha vuelto tan común que ya están perfectamente integrados en la sociedad y

no resulta un elemento de la edificación distintivo para una persona ajena a este tipo de tecnología.

Así pues, la energía solar térmica cuyo fin sea el ACS, daría junto con la energía solar fotovoltaica de autoconsumo, independencia en la producción y uso, de forma total o parcial, de energía al usuario de estas tecnologías. Aportando de esta forma una solución energética alternativa a la tradicional, económica y bajo un punto de vista ecológico.

1.4 Almacenamiento de Energía

El almacenamiento de energía se ha convertido en un factor clave para el desarrollo de las energías renovables. Este tipo de tecnología da solución a algunos de los principales problemas de la producción de energía mediante fuentes renovables:

- * Dar respuesta a los picos de demanda de energía. En los que la energía producida por las fuentes no es capaz de suministrar la potencia necesaria funcionando a modo suplementario de alimentación.
- * Solucionar la falta de producción de energía debido a la intermitencia del viento y de la radiación solar. De hecho, este ha sido el principal problema histórico de las energías renovables, su falta de carga base las 24 horas del día, reduciendo la autonomía constante de los equipos conectados a estas.

Si bien es cierto que los sistemas fotovoltaicos aislados deben ir acompañados de una serie de componentes para el almacenamiento de la energía producida además de las conocidas baterías:

- **Regulador de carga**
- **Inversor**

Si se enfrenta la historia de la energía solar, previamente mencionada, y la historia del almacenamiento de energía se comprueba rápidamente que esta segunda en su vertiente de utilización para el almacenamiento de energía renovable es más joven y con algo menos recorrido. Las baterías de litio o de níquel hidruro, las comúnmente conocidas como pilas, tienen una historia no superior a 40 años, sin embargo, se han convertido en unos de los componentes más importantes en la electrónica debido al desarrollo de la tecnología en diversas direcciones en las que en casi en todo momento se incluye la portabilidad debido a los cambios sociales acontecidos. Sin los sistemas de almacenamiento de energía, diversos elementos tecnológicos que utilizamos día a día como los teléfonos móviles, tablets o ordenadores portátiles no hubieran tenido el desarrollo que han tenido en la actualidad. En muchos de los elementos mencionados la duración de la vida de la batería así como su velocidad de carga y descarga se ha convertido en elementos claves para su competencia en el mercado. Es más, si extrapolamos el almacenamiento de energía al terreno de la producción y el transporte se espera que las capacidades de los sistemas de almacenamiento de energía junto con la red inteligente den un paso de gigante en los próximos 25 años. Actualmente en España, la potencia almacenable se sitúa en torno apenas 5 GW. Las medidas tomadas para paliar los efectos del coronavirus y el cambio climático incluyen el incremento paulatino de estos equipos a gran escala de forma que el mayor porcentaje de energía producida provenga de fuentes de energía renovable y puedan ser utilizados como plantas de generación convencionales con carga base de 24 horas.

Si trasladamos el estudio al punto de vista económico, muchas de las pérdidas que se producen cada año en la industria de todo el mundo son debidas a pequeños cortes de abastecimiento de energía, es por eso que las industrias más importantes a nivel global cuentan con sistemas de almacenamiento de apoyo para contrarrestar estos sucesos y mantener una producción continua en la planta

Debido a estas cuestiones, si se habla de producción de energía en la actualidad, más aún si se estudian formas de producción de energía solares, como las mencionadas en los puntos 1.1 y 1.3, es clave acompañarlas del estudio de las tecnologías de almacenamientos de energía, sobre todo si su fin será la utilización de baterías de forma paralela a la producción mediante sistemas fotovoltaicos no conectados a la red como el proyecto objetivo de estudio.

1.4.1 Tipos de Almacenamiento de Energía

A simple vista, las tecnologías que engloban el almacenamiento de energía son las llamadas pilas o baterías, sin embargo, si se realiza un estudio más profundo de las consideradas tecnologías de almacenamiento de energía, se llegará a la conclusión de que cualquier tecnología que se pueda almacenar algún elemento que una vez puesto en funcionamiento desencadene la producción de energía será reconocida como tal.

Almacenamiento mediante energía potencial

Almacenamiento de energía hidro-eléctrica.

Se podría pensar que este tipo de producción no es del tipo almacenamiento, si no más bien un tipo de tecnología que utiliza el flujo del caudal del agua a través de una serie de componentes para producir energía.

Ahora bien, si se mira desde un punto de vista más amplio, las presas, pantanos, lagos, etc, son centros donde se para la corriente de agua de un río de forma que esta queda almacenada. Este almacenamiento de agua, estará a disposición del operador para dejar que el agua fluya a través de diversas turbinas para producir energía. Este es el tipo de almacenamiento de energía más barato y más utilizado en el mundo debido a su simplicidad, a la par de su alta eficiencia.

De forma análoga se podría hablar de las tecnologías que utilizan el movimiento del aire generado por la combustión de gas natural u otro tipo de fuente para provocar el movimiento de unas turbinas que creen electricidad

Almacenamiento mediante energía cinética

Este tipo de almacenamiento es el menos utilizado. Consiste en el uso de un volante o batería inercial que mediante el giro de este almacena energía para poder ser utilizada en un futuro, sería la utilizada en los algunos de los relojes de muñeca automáticos. El movimiento de la muñeca hace girar un mecanismo el cual conserva la energía para ir dándosela poco a poco al mecanismo de movimiento de las manillas. Estos sistemas no cuentan con un gran desarrollo debido a su coste y es bastante incierto su implementación en grandes sistemas de producción.

Aunque existen muchas más formas de energía, el desarrollo del apartado se centrara en las baterías y condensadores puesto que son las más utilizadas en el sistema de producción actual para almacenar energía fotovoltaica.

Almacenamiento mediante baterías y condensadores

Batería Sistema en el que la energía eléctrica es almacenada como energía química.

Las baterías son la forma de almacenamiento de energía más utilizada en la actualidad, desde las pilas de botón utilizadas para relojes a las que cuentan con megawatios de carga utilizadas en grandes plantas de generación.

En 1800 se crea la célula Volta, la primera forma de almacenamiento que utilizaba la energía química, su funcionamiento era muy simple y constaba de unos discos de zinc y cobre separados por cartón que utilizaban una solución salina como electrolito.

A lo largo de los años venideros se fueron inventando y descubriendo distintas formas de almacenamiento, sin embargo estas no eran recargables. En 1856 Gaton Plante diseña la batería de ácido de plomo, la primera recargable. Este tipo de tecnología recargable va evolucionando hasta que en el año 1977 se crea el ión litio, cuya base es la más utilizada en la actualidad

Condensadores Sistema en el que la energía se almacena mediante la sustentación de un campo eléctrico.

En las baterías, las reacciones químicas se producen en toda la masa del sólido, por lo que el material debe estar diseñado para permitir el ingreso de las especies que reaccionan en todo el material y permitir su posterior eliminación. En las baterías este ciclo debe ocurrir miles de veces para proporcionar una batería recargable comercialmente viable. En cambio, para un condensador se requieren grandes cantidades de superficie, ya que la capacidad de almacenamiento se reubica directamente en la superficie. Como no se pone en duda la integridad estructural de un material de condensador, los condensadores puros pueden cargarse y descargarse millones de veces sin ninguna degradación significativa de los materiales, mientras

que en las baterías, las reacciones químicas no siempre se invierten fácilmente porque se producen cambios estructurales de los materiales. Los supercondensadores son un híbrido entre los dos, que implican tanto una carga superficial como algunas reacciones faradaicas en la mayor parte del material.

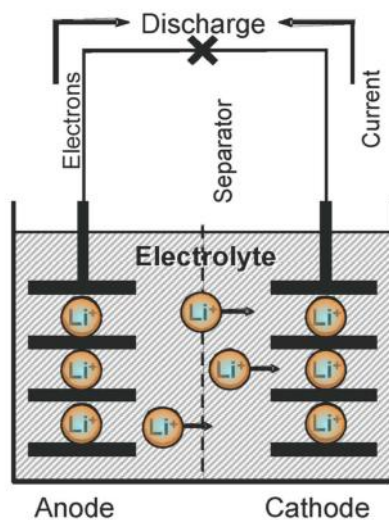


Figura 1.24 Esquema-diagrama funcionamiento batería. Fuente: [21].

A menudo, los condensadores se utilizan en combinación con baterías, por ejemplo, en algunos casos de frenado regenerativo para reducir el estrés de los pulsos de alta potencia en una batería de alta energía. El caso opuesto también sería aplicable, es decir, cuando se utiliza una batería para cargar un condensador en un marcapasos cardíaco activo. El mayor reto al que se enfrentan los condensadores es su coste, un orden de magnitud superior al del ión-litio, por ejemplo, 3.626 \$/kWh frente a los 300 \$/kWh de la batería, sin embargo en lo que respecta a la energía, los condensadores se moverían en torno a 7,3 \$/kW frente a los 30 \$/kWh de la batería de ión-litio, [21]. Por lo tanto, durante los últimos años los esfuerzos sobre los condensadores se han realizado en torno a sus capacidades de potencia, y en su combinación con las baterías de alta energía, no como dispositivos de almacenamiento de energía en sí mismos.

Toda la información mencionada previamente ha sido resultado del estudio de numerosos documentos académicos siendo los más importantes: [21], [22], [23].

1.4.2 Sistemas Híbrido: PV-BES

El hecho de que la producción de un sistema fotovoltaico no sea constante, unido a la estacionalidad que supone tanto el ciclo día-noche como el paso de las estaciones a lo largo del año, hacen que en estas instalaciones aisladas exista casi de manera constante una diferenciación entre producción y demanda, ya sea por exceso o por defecto. Debido a esto, el almacenamiento de la energía producida cuando ésta excede a la demanda de forma que se garantice el suministro fuera del horario solar es un elemento clave de las instalaciones fotovoltaicas aisladas.

Como se ha mencionado previamente, el desarrollo de las instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo se encuentra en un indudable momento álgido de instalación y desarrollo. Sin embargo, estos sistemas no conectados a la red no tendrían sentido para el abastecimiento de un complejo residencial o cualquier tipo de usuario que demandase energía fuera del horario solar. Es por ello que los sistemas no conectados a la red para uso cotidiano deben llevar acompañados un sistema de apoyo de suministro de energía para el periodo fuera del horario solar. Ante esta contraprestación se nos presentan dos posibles soluciones, el tradicional generador diesel y los sistemas de almacenamiento de energía por baterías (BES).

Los generadores producen energía eléctrica a través la combustión del diesel. Este sistema, pese a ser altamente eficiente y presentar un funcionamiento de carga base continua mientras se disponga de diesel

para alimentarlo, va en contra de los sistemas de generación de energía que se presentan en la actualidad los cuales tratan de reducir su huella de impacto medioambiental.

La otra opción viable que se presenta en la actualidad es la instalación de un sistema híbrido de PV y sistemas de almacenamiento de energía en acumuladores electroquímicos, baterías. Los sistemas fotovoltaicos con almacenamiento presentan las siguientes ventajas:

- Mantenimiento del suministro ante un fallo en la producción o disminución a la radiación en un día de alta demanda.
- Suministro de energía en ausencia de radiación solar.
- Mantenimiento de tensión continua de manera que las cargas críticas resulten más estables.
- Suministro en situaciones de picos de corriente de carga como el arranque de motores o encendido de luminarias.

Si bien es cierto que la opción de acumuladores electroquímicos se presenta como la más ecológica y respetuosa con el medio ambiente ya que en su funcionamiento del día a día no implica ninguna producción de CO₂ a la atmósfera ni ninguna forma de contaminación. Sin embargo, el problema medioambiental del uso de sistemas de almacenamiento de energía como en baterías litio que conforma su interior es altamente contaminante una vez que la batería ha llegado al fin de su ciclo vital. Éste es el motivo por el que muchas compañías que se centran en la utilización de energía eléctrica como principal fuente de energía están desarrollando baterías con unos periodos de vida muy prolongados, incluso llegando al punto de que los materiales que conformen estas baterías sean reciclables. Un ejemplo de compañía que está enfocada en el desarrollo de las baterías es la estadounidense Tesla, con sede en California. Esta compañía está considerada como una de las más influyentes en todo el mundo en torno a la transformación energética ya que ha sido la primera compañía automovilística americana con éxito desde Chrysler, la cual fue creada en 1925, con el reto añadido de ser una compañía que produce vehículos totalmente eléctricos. Uno de los problemas a los que se ha enfrentado Tesla, cuyos motores son alimentados mediante grandes baterías que ocupan gran parte del chasis del coche, era la mala publicidad, ecológicamente hablando, que le creaba la degradación de las baterías y el terrible impacto ambiental que estas tenían al ser desechadas. Es por esto, por lo que desarrollaron baterías capaces de alimentar a sus motores en 1,6 millones de kilómetros, si comparamos esta cantidad con la cifra que dan los aseguradores de coches de duración de un motor diésel en torno a 500.000 km, [24], comprobamos que la duración de la batería es el triple que la duración de un motor.

Los sistemas electroquímicos para aplicaciones fotovoltaicas deben ser reversibles de forma que estos puedan acumular la energía en forma de energía química y convertir esa energía química para alimentar las cargas mediante energía eléctrica.

Electrónicamente hablando, las baterías son equivalentes a fuentes de tensión con los siguientes parámetros internos:

- Tensión interna, V_{BI} .
- Resistencia serie interna, R_{BI} .
- Tensión en bornes, V_{Bat} , esta varía en función de unos límites marcados por las reacciones de óxido-reducción del interior.

Existen diversos tipos de baterías en el mercado, sin embargo, las más utilizadas para energía solar fotovoltaica son las baterías para aplicaciones estacionarias. La ventaja que presentan este tipo de baterías son las descargas prolongadas sin dañar la vida útil de la batería, este tipo de descarga prolongada ejemplificaría las que se producen durante el consumo nocturno de una carga conectada a una instalación fotovoltaica aislada. Entre los muchos tipos de baterías del mercado, las características más importantes a tener en cuenta son las siguientes:

- Características de uso.
- Energía almacenada.
- Vida útil.
- Rendimiento de carga.

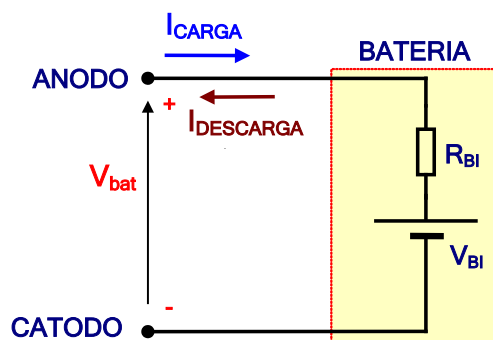


Figura 1.25 Circuito equivalente de una batería. Fuente: [25].

- Ciclo carga/descarga.
- Sobrecarga máxima.
- Temperatura máxima

En cuanto a los materiales que conforman estas baterías, las ofertas del mercado actual reducen las opciones a dos posibilidades para el uso conjunto fotovoltaico, tabla 1.1, [25].

Tabla 1.1 Características baterías en función del material que conforma la batería. Fuente: Elaboración propia..

Ni-Cd	Pb-Ácido
Descargas hasta 90 %	Gran soporte para funcionamiento continuo e intermitente
Baja resistencia interna	Descargas moderadas, < 40 %
Elevada vida útil	Soporte a picos de corriente elevados
Mayor coste	Menor coste

Es debido a que el precio de las baterías de níquel es en torno a 4 veces superior que las de plomo, su utilización suele ser más común para casos específicos como instalaciones de pequeña potencia y reducido mantenimiento.

A continuación, se desarrollarán más a fondo las baterías recargables de plomo-ácido, puesto que como se reflejará más adelante, son las que entran en la demanda de materiales del proyecto.

Baterías recargables de plomo-ácido

Dentro de este grupo de baterías se distinguen dos tipos, las baterías abiertas y las estancas que presentan las siguientes características:

- **Baterías plomo-ácido de electrolito líquido abiertas.** Son las más habituales en las instalaciones solares puesto que su ratio calidad precio y prestaciones mejora al de sus competidoras. Inconvenientes de este tipo de baterías:
 - Para su transporte es recomendable separar el ácido del resto de la batería.
 - Riesgo de concentración de vapores de explosivos.
 - Mantenimiento periódico.
- **Baterías de plomo-ácido estancas o gelificadas.** Al estar completamente selladas tienen menor riesgo de derrame del electrolito estando fijados en la rejilla interna o bien en forma de gel. Este tipo se utiliza principalmente en usos de tracción eléctrica puesto que disminuye el riesgo de explosión.

Parámetros técnicos de la batería

Debido a la naturaleza del proyecto, se considera el correcto funcionamiento de las baterías clave para el suministro de energía debido a que no se contará con ninguna otra fuente de energía alternativa. Es por

ello, que se considera que los parámetros técnicos de la batería en lo que concierne a su funcionamiento en paralelo al campo fotovoltaico deben ser brevemente desarrollados.

Tensión entre los bornes de cada celda corresponden a la diferencia de potencial que es generada en cada interfase del metal-electrolito. Esta tensión depende del acumulador y determina el estado de carga de la batería, siendo 2 V/elemento la tensión nominal aproximada.

Tensión nominal por celda, da nombre a la tensión a circuito abierto por cada elemento en el estado de carga completa de la batería.

Tensión mínima, aquélla que corresponde a la que debería finalizar la descarga de la batería para evitar daños en la vida de esta en descargas profundas. Si las descargas son intermitentes se pueden crear momentos en los que en situaciones de reposo se produzca un aumento de la duración de la descarga como muestra el gráfico de la figura 1.26. La corriente elevada por el receptor provoca una descarga más rápida de la batería.

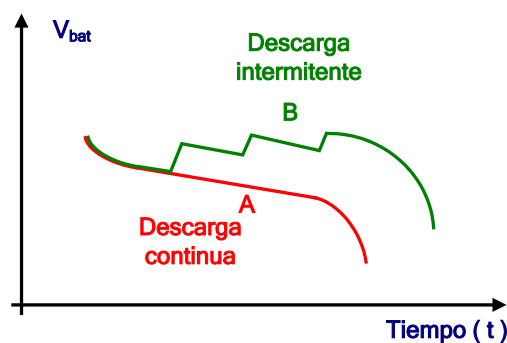


Figura 1.26 Evolución de la tensión de la batería en una descarga continua e intermitente. Fuente: [25].

Tensión de flotación, esta tensión es la que se produce siempre que haya un intercambio de energía en la batería, ya sea cargándose o descargándose. Para esta tensión es importante que la temperatura se encuentra en el rango de entre 10°C y 30°C. De no ser así, será necesario realizar una adaptación de la tensión de carga en el controlador de referencia, para temperaturas superiores a 40°C el factor de corrección será $-0,003V/C$. El gráfico de la figura 1.27, muestra cómo es ésta variación.

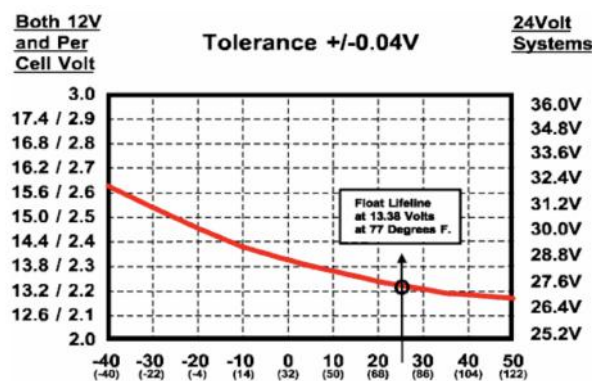


Figura 1.27 Evolución de la tensión de la batería en una descarga continua e intermitente. Fuente: [27].

Durante el uso habitual de los sistemas de baterías se producen días en los que la carga de estos no se completa debido a la falta de radiación o cualquier otro fenómenos externo que provoca la falta de entrada de energía al sistema de almacenamiento que derivan en periodos de descarga más prolongados dando lugar a la sulfaración de las placas. Debido a esto es necesario realizar de forma periódica una carga de equalización, la cual es efectuada cuando tras un proceso de carga normal se mantiene la corriente de carga entre el 3% y el

5 % de la capacidad nominal durante cierto número de horas, esta carga se programará en el regulador de carga.

Otro suceso importante a tener en cuenta en el uso de las baterías es la posible sobrecarga de estas que se produce cuando se mantiene la carga profunda después de haber suministrado los amperios-hora correspondientes al 90 % de la capacidad nominal. La sobrecarga conlleva los siguientes problemas:

- Corrosión de los electrodos que aumentan la resistencia interna de la batería.
- Generación de gases en baterías de efecto acuoso.
- Si la temperatura del electrolito crece llegando a provocar la bajada de la resistencia interna se desarrolla el aumento de la corriente de carga llegando a poder cortocircuitar los circuitos internos y derivando en una explosión por los gases que se generen.

Las baterías estacionarias son formadas mediante la puesta en serie o en paralelo de elementos para conseguir la tensión y la capacidad deseada para su posterior aplicación. La relación potencia de la instalación y tensión es directamente proporcional. No es aconsejable la instalación de acumuladores en paralelo para conseguir la capacidad necesaria. Éste tipo de conexión se utilizará cuando se amplie la capacidad del acumulador debido a un aumento de la demanda, siendo necesario que estos nuevos acumuladores tengan las mismas características que las ya conectadas. La conexión en serie de las baterías se realiza utilizando la configuración que muestra la figura 1.28, procedente de [25].

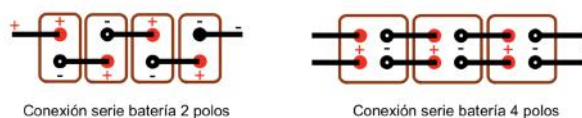


Figura 1.28 Conexión en serie de baterías. Fuente: [26].

Ya que hemos mencionado la capacidad de la batería sería conveniente dar una definición de esta para una batería. Según el profesor Salvador Seguí en su presentación de *Componentes de Sistemas Fotovoltaicos Aislados*, [25] la define como "cantidad de electricidad que puede suministrar una batería bajo unas condiciones de trabajo, medida en Amperios-hora, Ah , o en vatios-hora, Wh ", como complemento a esta definición se añade la del Instituto para la Diversificación de la Energía: "Capacidad nominal se define como la cantidad de carga que es posible extraer de una batería en 20 horas a $20^{\circ}C$ hasta que la tensión en sus terminales llega a $1,8V$ ". Siendo la equivalencia entre intensidad y potencia la siguiente:

$$Wh = Ah * V \quad (1.4)$$

Siendo los parámetros principales de capacidad de las baterías los siguientes:

- Duración e intensidad de descarga.
- Temperatura.
- Tensión final de corte

Otro importante parámetro en la utilización de las baterías es el **régimen de carga**, el cual relaciona la capacidad con el valor de la corriente a la cual se produce la carga³. Una batería de $2000 Ah$ que se descargue en 200 horas a $20A$ se consideraría con un régimen de descarga de 200 horas, $C_{200} = 2000Ah$ y corriente de descarga $I_{200} = 20A$. La temperatura es una variable externa importante a tener en cuenta en la capacidad puesto que tiene una relación directamente proporcional con la batería pero inversamente proporcional con la vida útil de ésta. Por otro lado esta capacidad no es toda la que se puede sacar de una batería por razones técnicas. La capacidad útil, aporta la real y tiene la siguiente relación:

$$C_{til} = C_N * PD_{mx} \quad (1.5)$$

³ Análogo para el proceso de descarga

PD, representa la **profundidad de descarga** que es la relación entre la carga extraída y la capacidad nominal:

$$PD = \frac{C_{extrada}}{C_N} \tag{1.6}$$

Por último en cuanto a la capacidad de la batería, se considera que ésta ha llegado al fin de su vida útil cuando no es capaz de almacenar el 80% de su capacidad nominal.

Regulador de carga

Se define como el elemento que sirve de nexo de unión entre el campo fotovoltaico y la batería realizando las funciones de control y optimización de la transferencia de energía. Como se desarrollaba anteriormente en este documento, controla también el flujo de energía entre la batería y los consumos realizando la función de inversor DC/AC.

Los parámetros con los que trabaja el regulador son los siguientes:

- Tensión máxima de carga.
- Tensión de salida de flotación.
- Tensión de desconexión de consumo, para evitar una descarga profunda.
- Intensidad máxima de carga

Como su nombre indica, el regulador regula la relación de carga de la batería así como su descarga, realizando también las función de protección electrónica contra cortocircuitos.

Existen dos tipos de reguladores: **Reguladores de carga en paralelo** los cuales disipan el exceso de energía mediante una resistencia paralela a la batería por la que circula la I_{pv}^4 y que no es aprovechable para la carga de la batería, de forma que cuando se completa la carga el transistor hace que toda esta corriente pase a la resistencia.

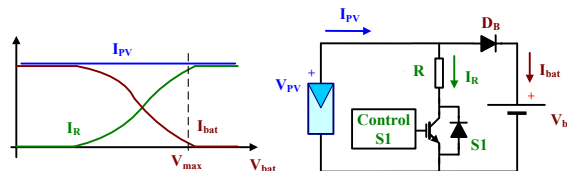


Figura 1.29 Valores y circuito equivalente de regulador de carga en paralelo.

Reguladores de carga en serie funcionan mediante un interruptor desde el sistema fotovoltaico de tecnología MOSFET.

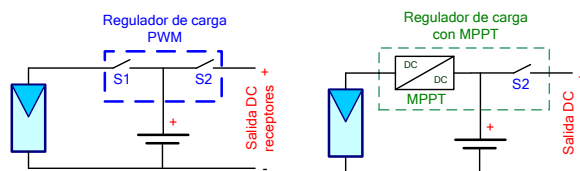


Figura 1.30 Circuito equivalente de regulador de carga en paralelo tipo PWM y MPPT. Fuente: [25].

Por último, en la figura 1.31, podemos apreciar el funcionamiento de una batería en un día normal.

⁴ Intensidad que genera el sistema fotovoltaico.

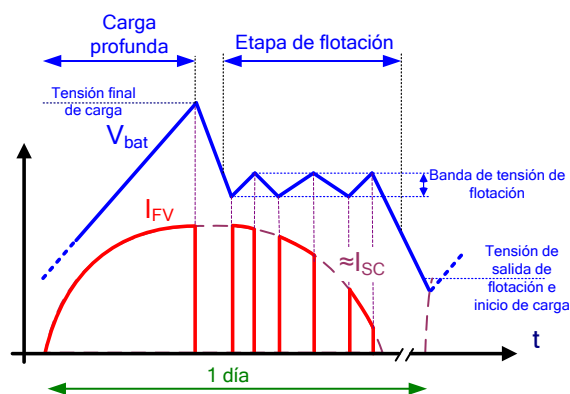


Figura 1.31 Variación de la tensión de la batería controlada mediante regulador. Fuente: [25].

Los reguladores son sistemas que mediante una programación óptima mejoran el funcionamiento íntegro de la planta. De hecho, numerosos casos de estudio de la actualidad se centran en optimizar las funciones internas del regulador de forma que la batería almacene y suministre energía en la cantidad requerida de forma que las pérdidas que pudiesen presentarse durante el proceso fueran mínimas. La entrada y salida de energía de la batería es el único elemento programable y que depende de la habilidad humana para mejorar la producción de un campo solar junto con los elementos estructurales. Es por eso que desde el punto de vista económico y de desarrollo la elección adecuada de este elemento producirá un incremento a largo plazo superiores a los pensados en un primer momento.

2 Proyecto de Mejora de Eficiencia Energética en Chozas Marismeñas

El Proyecto de Mejora de Eficiencia Energética en Chozas Marismeñas es un claro ejemplo de la transición energética que se está llevando a cabo en España y más concretamente en Andalucía, tierra que cuenta con los mejores recursos medioambientales de la península para la producción de energía renovable. Es por eso que se deben aprovechar los grandes recursos que da esta tierra en materia de radiación solar en combinación con los sistemas más avanzados de almacenamiento de energía de forma que esta tecnología sea impulso de la sociedad y economía andaluza en favor de un futuro limpio y sostenible.

Las Chozas Marismeñas, se encuentran en la ribera del río Guadalquivir, limítrofe con el parque Natural de Doñana. Este tipo de edificación está considerada como una de las más antiguas de Andalucía. Ejemplo de arquitectura vernácula de las marismas a ambas orillas del Guadalquivir en las provincias de Cádiz, Huelva y Sevilla.



Figura 2.1 Panorámica Chozas Marismeñas Trebujena. Fuente: [28].

El suelo de Doñana tiene como denominador común un alto porcentaje de salinidad. Es por eso que no se apreciaban grandes asentamientos en la antigüedad dado que esta peculiaridad daba lugar a que los terrenos no fueran aptos para la agricultura. Ésta es la razón de que la zona estaba salpicada de este tipo de edificaciones que servían como refugio a los lugareños de los alrededores de las marismas que se adentraban ellas para pescar o cazar.

Como se aprecia en la figura 2.1, éstas estaban construidas con materiales locales que se adaptaban al clima y daban una solución sencilla a la necesidad de cobijo en estas grandes extensiones de terreno que son las marismas. La característica más llamativa de estas construcciones se encuentran en las cubiertas de las chozas construidas con rollizos de 10 centímetros con revestimiento de juncos naturales de la zona que proporcionaban una solución fresca para el verano a la vez que impermeable durante la época de lluvias.

El complejo turístico en el que se sitúa el proyecto se crea en 1997 como consecuencia de la iniciativa comunitaria *Fondos Interreg II*. Estos fondos ayudaban a las zonas fronterizas de la Unión Europea, tanto interiores como exteriores. Los fondos promueven la mejora de zonas con dificultades derivadas del aislamiento de la economía nacional, fomentando la creación y desarrollo de oportunidades de cooperación regional.

Andalucía por su parte, participaba en el marco del *Interreg II* en el Programa Transfronterizo *Interreg II España-Portugal 1994-1999*. Este plan englobaba un total de 38 proyectos con unos fondos totales de 15.450.000 €, [30]. Para el complejo turístico en cuestión se utilizaron aproximadamente 540.000 € del presupuesto total.

El complejo fue sucediéndose de propietarios hasta que en el año 2014, pasó a ser propiedad de Ayuntamiento de Trebujena. Sin embargo, las instalaciones se dejaron de utilizar y se deterioraron enormemente hasta la renovación, de la cual el proyecto en cuestión forma parte.

El proyecto lleva a cabo la mejora energética de un complejo característico de la zona, utilizando diferentes medios que lo convierten en un sistema 100% sostenible y limpio con el medio ambiente. Este proyecto es el ejemplo de los numerosos que se vienen llevando a cabo en los últimos años para aprovechar los ilimitados recursos climatológicos de la zona en favor del consumo humano, fomentando al mismo tiempo un turismo rural sostenible y de calidad tan valorado en la actualidad.

Es importante mencionar que el municipio de Trebujena cuenta con menos de 8.000 habitantes, por lo que el fomento de este tipo de turismo conlleva oportunidades de desarrollo de la economía local, tan deteriorada en los últimos años debido a los numerosos proyectos hoteleros de la zona que fueron cancelados por el estallido de la burbuja comercial y el retroceso de los precios de la uva que sustentaban la economía de muchos habitantes del municipio.

2.1 Objeto de Proyecto

El proyecto pretende la mejora de eficiencia energética del complejo turístico medioambiental propiedad de el Ayuntamiento de Trebujena sobre terrenos de titularidad pública.

Las actuaciones comprendidas por el proyecto son compatibles con el planteamiento vigente, el Texto Refundido del Plan General de Ordenación Urbanística de Trebujena, aprobado definitivamente por la Comisión Provincial de Ordenación del Territorio y Urbanismo de Cádiz con fecha 13 de noviembre de 2007, [28].

El proyecto tiene como objeto según el Pliego de Prescripciones Técnicas la instalación de:

- Sistema híbrido de autoconsumo fotovoltaico junto a un sistema de almacenamiento de energía con baterías. Formado por:
 - Equipo sin conexión a red de potencia nominal 22,5 kWp formado por 315 paneles de 315 Wp.
 - Estructura fija para suelo.
 - Inversores:
 - * 1 inversor de 15 kW.
 - * 2 inversores de 5,5 kW.
 - Conjunto de baterías de 2300 Ah según IEC 61427.
- Instalación equipos de producción ACS tipo termodinámicos formados por:
 - Paneles termodinámicos.
 - Bloque solar.
 - Precarga R134a.

Cuyo fin, a parte de la lógica optimización energética del edificio, es implementar un importante ahorro de consumo energético que a su vez utilice energía procedente de formas de producción limpias y autónomas.

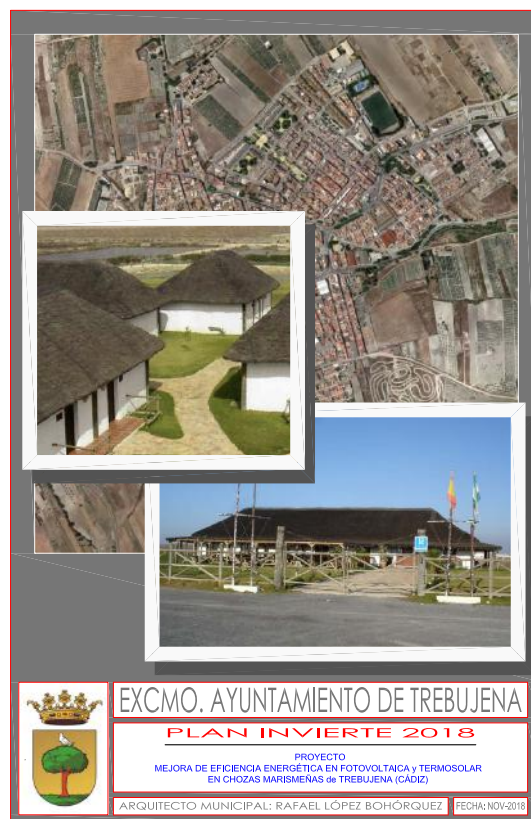


Figura 2.2 Portada PPTP.

2.1.1 Licitación de proyecto

El proyecto, cuyo expediente de licitación es el 2018/2363-4, está dentro del grupo de proyectos de contratación pública de procedimiento abierto simplificado emitido por la entidad local de la *Alcaldía del Ayuntamiento de Trebujena*. La licitación fue tramitada de manera ordinaria mediante la presentación manual en el Ayuntamiento de la localidad, con fecha límite para la presentación de ofertas el día 16 de enero de 2019 a las 14:00. El día 17 de enero, se desconvoca la mesa de contratación del expediente de licitación tras presentarse 4 empresas relativas al sector.

El régimen financiero del proyecto se llevará a cabo mediante dos partes: la Junta de Andalucía y la Diputación de Cádiz. Siendo la división del pago un 80% por la Junta de Andalucía y un 20% por la diputación de Cádiz. El presupuesto se desarrollará más adelante ya que será objeto de estudio en el apartado Evaluación Económica, 2.5.

El proyecto, el cual fue anunciado el 27 de diciembre de 2018 en la página de contrataciones públicas contemplaba los siguientes documentos:

- Anuncio de Licitación. Se indican los siguientes códigos CPV¹:
 - * Trabajos de construcción.
 - * Energía solar.
 - * Placas solares.
 - * Captadores solares para la producción de calor.
- Pliego.
 - Pliego de Prescripciones Técnicas. Se desarrollan los siguientes elementos
 1. Memoria, descriptiva y constructiva.
 2. Plazo de obra: **8 meses a partir del replanteo.**
 3. Pliego de Condiciones Técnicas
 4. Mediciones y Presupuesto.
 5. Planos.
 - Pliego de Cláusulas Administrativas. Se establece la documentación a entregar por la empresa licitante así como los criterios de adjudicación de concurso, se desarrollará en el subapartado 2.1.1.

Pliego de Cláusulas Administrativas del proyecto

Debido a la forma concursal de adjudicación del proyecto se debe garantizar el cumplimiento de las condiciones y cláusulas que se imponen. Es por ello, por lo que se hará un breve desarrollo de cuales son las más importantes a tener en cuenta para la adjudicación y desarrollo del proyecto.

Los criterios de adjudicación son los siguientes:

- **Oferta económica**, 5 puntos a la oferta más baja son incurrir en temeridad bajo la Ley 9/2017, artículo 149.4.
- **Ampliación del plazo de garantía**, el plazo de garantía mínimo es de un año. Se obtienen 6 puntos por la ampliación en 120 días, 18 puntos por la ampliación en 240 días y 30 puntos por la ampliación en 360 días.
- **Reducción del plazo de obra**, la obra tiene una duración estimada según el Pliego de Prescripciones Técnicas de 8 meses, por cada día que se baje de este plazo se obtendrá un punto hasta un máximo de 25 puntos.
- **Eficiencia ISO 14001**, esta ISO es una norma internacional que da la oportunidad a las empresas de demostrar su compromiso con el medio ambiente mediante la gestión de los riesgos ambientales asociados a la actividad que se desarrolle. El cumplimiento de esta norma supondrán otros 20 puntos.

¹ CSV: *Common Procurement Vocabulary*, se define como el sistema que sirve de identificación y categorización actividades susceptibles de tener un contrato mediante un concurso de orden público o una licitación.

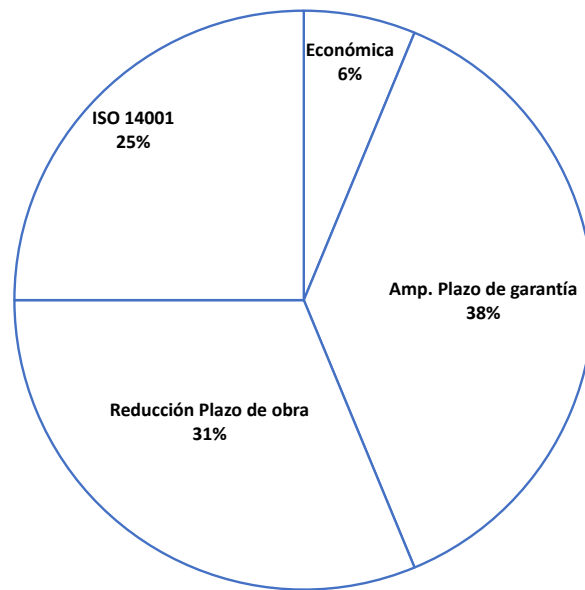


Figura 2.3 Puntuación por criterios de adjudicación del PCAP. Fuente: Elaboración propia.

En total se podrán obtener como máximo 80 puntos (la distribución de estos puntos se puede visualizar en la figura 2.3), de forma que la empresa que alcance una cifra mayor será la adjudicataria del proyecto. Según aparece en el documento Adjudicación, con fecha 27 de febrero del 2019, todas las empresas obtuvieron la máxima calificación en todos los apartados excepto en la oferta económica, de forma que está sería el factor determinante para la adjudicación a pesar de que en un principio era el criterio con menor peso en cuanto a puntuación.

2.1.2 Emplazamiento

El complejo de turístico Chozas marismeñas se sitúan en Andalucía en la provincia de Cádiz, figura 2.4.



Figura 2.4 Situación de la provincia de Cádiz en la península ibérica. Recuperado de: [https://es.wikipedia.org/wiki/Provincia_de_Huelva/media/Archivo:Huelva_in_Spain_\(plus_Canarias\).svg](https://es.wikipedia.org/wiki/Provincia_de_Huelva/media/Archivo:Huelva_in_Spain_(plus_Canarias).svg).

Dentro del término municipal de Trebujena, dirección "Pago Alventus, polígono 3, parcela 419", en la comarca noroeste de Cádiz, figura 2.5



Figura 2.5 Situación municipio de Trebujena en la provincia de Cádiz. Recuperado de: [http://enciclopedia.us.es/index.php/Trebujena_\(CC3A1diz\)](http://enciclopedia.us.es/index.php/Trebujena_(CC3A1diz)).

La finca cuenta con una superficie total de 0,94 hectáreas (9.440 m²), siendo la superficie útil para colocar los sistemas de PV, ya que las placas termosolares se situarían en las cubiertas de las chozas, entorno a 7.530 m², el plano de la finca sería el siguiente:

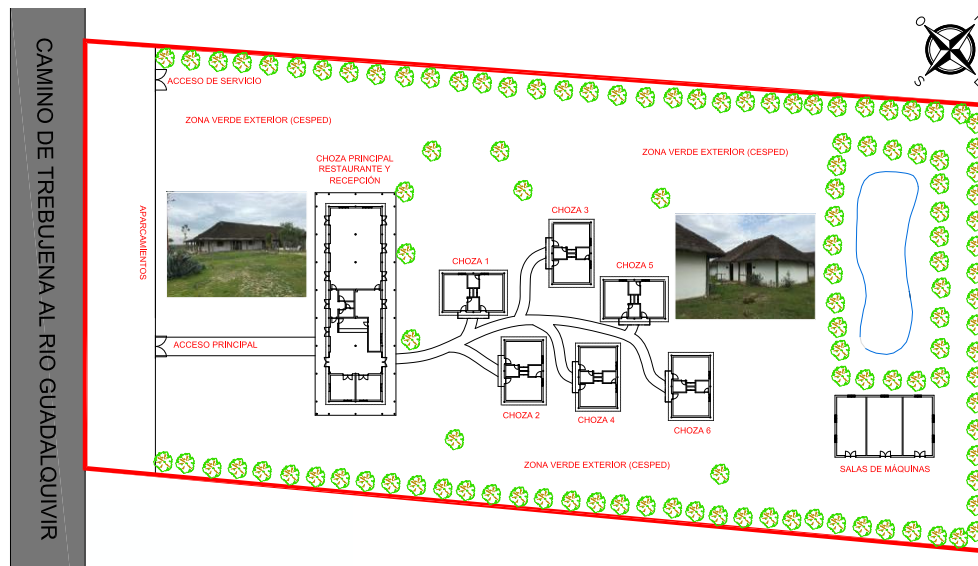


Figura 2.6 Plano de Distribución de Chozas Marismeñas..

Justificación Urbanística

Las actuaciones comprendidas a ejecutarse se encuentran en los terrenos con las siguientes consideraciones urbanísticas:

- Clasificación: SUELO NO URBANIZABLE.
- Categoría: NATURAL O RURAL.
- Subcategoría: MARISMAS TRANSFORMADAS

Declaración de Obra Completa

El proyecto se contempla en los términos del art.124, sobre Proyectos dE OBRAS, RD 1098/2011, bajo el Reglamento General de la Ley de Contratos de Administraciones Públicas y en el art. 13 sobre Contrato de Obras, Ley 9/2017, de Contratos del Sector Público, por la que se transponen al ordenamiento jurídico español las Directivas del Parlamento Europeo y del Consejo 2014/23/UE y 2014/24/UE, de 26 de febrero de 2014.

2.1.3 Antecedentes

El proyecto se encarga por el Excmo. Ayuntamiento de Trebujena, bajo el marco del Plan Invierte 2018. Promotor: Excmo. Ayuntamiento de Trebujena, Cádiz. Fecha: Noviembre, 2018.

El Plan Invierte 2018, consiste en la aprobación final de 190 obras públicas financiadas por la Diputación de Cádiz para 31 municipios de la provincia. Este plan estaba dotado con 11 millones de Euros distribuidos por criterio de población, presupuesto que se obtiene de los excedentes positivos de presupuestos anteriores de la provincia en años anteriores. Se permite la ejecución de obras hasta la cifra de 375.000 € de presupuesto para municipios con al menos 20.000 habitantes. Este Plan tiene la finalidad de mejorar infraestructuras y servicios de los municipios que engloba, con la posterior creación de empleo que este supone.

2.2 Característica Meteorológicas del Emplazamiento

Para el siguiente apartado se realizará el estudio de tres variables climatológicas de cuya incidencia es clave en la producción de energía mediante producción solar.

Las variables objeto de estudio son:

- **Temperatura.** Este factor es clave para la producción fotovoltaica en zonas en las que la temperatura en verano supera ampliamente los 40°C. Esto se debe a que normalmente los fabricantes toman el siguiente ratio para los módulos de silicio monocristalino: pérdidas entorno al 0,33% por cada grado que la temperatura supera los 25°C.
- **Nubosidad** Es un mito ampliamente extendido que en días nublados no se produce energía mediante instalaciones fotovoltaicas, realmente no es así, pero sí afecta al rendimiento ya que afecta directamente a la radiación sobre el módulo.
- **Radiación Solar** Es el factor más importante a tener en cuenta de los previamente mencionados ya que la incidencia de la Irradiancia Global Horizontal, GHI, determina la producción del módulo fotovoltaico.

2.2.1 Climatología del proyecto

Se ha considerado que para el desarrollo de las variables previamente mencionadas, sería útil desarrollar brevemente el clima de la zona ya que estas dependen directamente del clima.

España se encuentra en el suroeste del continente europeo y el clima predominante en la península es el mediterráneo continental, sin embargo se producen variaciones dentro de la península.

Andalucía, cuenta con un clima mediterráneo templado. Dentro de este conjunto se puede dividir la comunidad autónoma en hasta 6 variaciones diferentes de este. Incluso dentro de la provincia de Cádiz donde se ubica el proyecto existen tres tipos distintos de climas los cuales tienen en común veranos secos y calurosos e inviernos de temperaturas suaves.

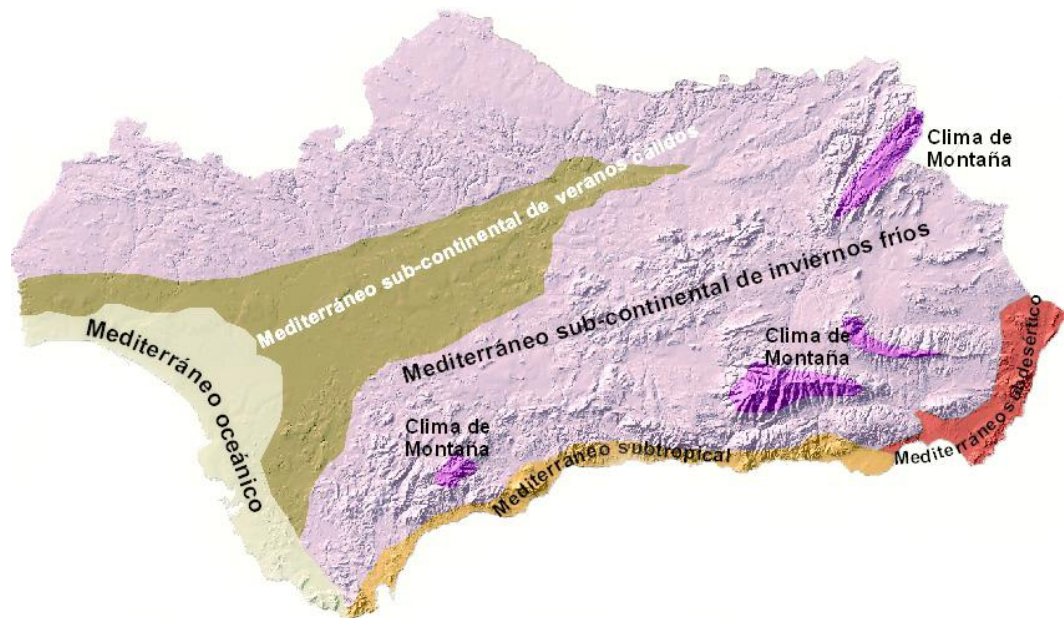


Figura 2.7 Climas Andalucía. Recuperado de: [https://es.wikipedia.org/wiki/Clima_de_AndalucC3ADa/media/Archivo:Clima_andalucC3ADa.png](https://es.wikipedia.org/wiki/Clima_de_Andaluc%C3%ADa/media/Archivo:Clima_andalucC3ADa.png).

Trebujena se situaría en la franja de clima mediterráneo oceánico. Los veranos son de temperaturas elevadas y mayormente despejados con inviernos fríos, ventosos y parcialmente nublados.

2.2.2 Temperatura

Relación entre temperatura y rendimiento módulo fotovoltaico

El rendimiento de un módulo fotovoltaico es altamente dependiente de la temperatura, concretamente de la temperatura de operación del módulo. Esta juega un papel muy importante en el proceso de conversión de la energía, la eficiencia eléctrica y la potencia generada por el módulo que dependen linealmente de este factor. Es importante tener en cuenta que esta dependencia está ligada, como se comenta en el marco teórico (apartado 1.1.2), al material del que está conformada la célula fotovoltaica.

La variación del rendimiento del módulo fotovoltaico quedaría definido con la siguiente ecuación 2.1

$$\eta_c = \eta_{ref} [1 - \beta_{ref}(T_c - T_{ref}) + \gamma \log_{10} I(t)] \quad (2.1)$$

En la cual η_{ref} sería el valor de la eficiencia del módulo a la temperatura de referencia (T_{ref}) del módulo dada por el fabricante, normalmente 25°C , con una radiación ideal de 1000 W/m^2 . El coeficiente de temperatura, β_{ref} , y el coeficiente de radiación solar, γ , son propiedades del material, para módulos de silicio cristalino: $\beta_{ref} = 0,004 \text{ K}^{-1}$ y $\gamma = 0,12$ a pesar de que normalmente se toma como valor cero. La ecuación quedaría para un módulo de silicio cristalino 2.2²:

$$\eta_c = \eta_{ref} [1 - \beta_{ref}(T_c - T_{ref})] \quad (2.2)$$

Esta ecuación es consecuencia del efecto que produce la temperatura en la intensidad y el voltaje. Un módulo fotovoltaico normalmente consiste en un número de células fotovoltaicas en serie. La técnica convencional que se utiliza para modelar una célula fotovoltaica es estudiar la física de la *unión p-n*³. Una célula fotovoltaica tiene un voltaje-corriente no lineal (V-I) característica que puede ser modelada usando fuentes de corriente, diodo(s) y resistencias. El modelo simplificado equivalente sería el siguiente 2.8:

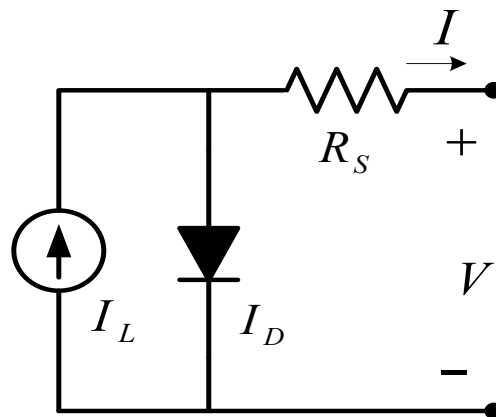


Figura 2.8 Circuito equivalente simplificado PV. Fuente: [32].

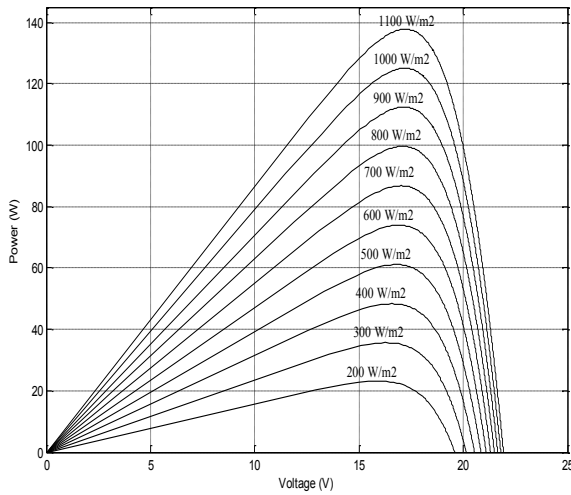
² Esta ecuación será utilizada a la hora de la elección del módulo, la cual se ha obtenido de [31].

³ Unión entre un semiconductor *p* (átomo aceptor) y uno *n* (átomo donador). A una temperatura ambiente, los huecos de la zona *p* pasan por difusión hacia la zona *n* y los electrones de la zona *n* pasan a la zona *p*, definición UPV [32].

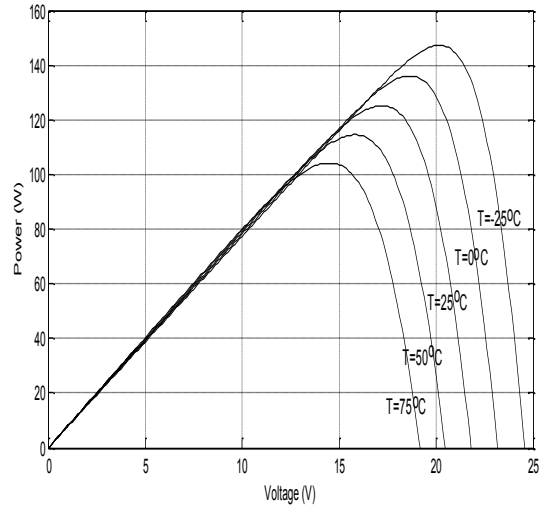
Donde I viene definida en la ecuación 2.3:

$$I = \frac{\phi}{\phi_{ref}} [I_{L,ref} + v_{I,SC}(T_c - T_{C,ref})] - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + IR_S}{\alpha}\right) - 1 \right] \quad (2.3)$$

Siendo dependiente de la radiación, ϕ , y la temperatura en T_c . De forma gráfica, la potencia generada por el módulo en función del voltaje y la radiación quedaría:



(a) Curva P-V con distinta radiación solar. Fuente: [35].



(b) Curva P-V con distinta temperatura.

Figura 2.9 Curvas P-V módulo fotovoltaico.

Como se aprecia en las gráficas 2.9a y 2.9b, la potencia generada por el módulo es directamente proporcional a la radiación e inversamente proporcional a la temperatura. Las curvas y fórmulas pertenecen a [35].

Temperatura en el emplazamiento

Trebujena se encuentra en la comarca de la Costa Noroeste de Cádiz, a orillas del río Guadalquivir limitando con la provincia de Sevilla.

Debido a su localización la temperatura varía desde los 6°C de media mínima y los 33°C de media máxima, pudiendo superar este valor en las horas punta del típico verano andaluz. La base de datos Solargis [34], aporta los siguientes valores medios diarios de temperatura por meses:

Tabla 2.1 Temperatura media diaria Trebujena, Cádiz.

Mes	T °C
Enero	11,1
Febrero	12,2
Marzo	14,6
Abril	16,1
Mayo	19,6
Junio	23,6
Julio	26,3
Agosto	25,8
Septiembre	22,9
Octubre	19,4
Noviembre	15
Diciembre	12,4

Sin embargo, este cuadro de temperaturas no es el más apropiado para nuestro estudio puesto que deberíamos estudiar la temperatura en horario solar que es cuando nuestra instalación estará produciendo energía, ya sea energía eléctrica para las baterías y la corriente del complejo o para el ACS. La siguiente tabla 2.2 muestra el horario en el que existe suficiente radiación para producir energía en Trebujena.

Tabla 2.2 Horario anual producción energía para PV .

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Inicio ^a	8:00	8:00	7:00	7:00	7:00	7:00	7:00	7:00	7:00	7:00	8:00	8:00
Fin	17:00	18:00	18:00	19:00	19:00	19:00	19:00	19:00	19:00	18:00	17:00	17:00

^a Tanto la hora de inicio como de fin indican el inicio de la hora. Por ejemplo, si en agosto la hora de fin es las 19:00 se podría estar produciendo energía en el periodo que va de 19:00 a 19:59.

A continuación, se realizará un estudio detallado de la temperatura media por horas para el horario solar a fin de evaluar la pérdida de rendimiento en los meses de temporada alta del complejo turístico, los cuales coinciden con algunos de los meses de mayor temperatura a lo largo del año: mayo, junio y septiembre.

Los datos para el siguiente estudio proceden de la estación meteorológica del aeropuerto de Jerez de la Frontera, a 30 km del emplazamiento de estudio y representan la temperatura ambiente en °C a 2 metros del suelo. Para que estos fueran lo más próximo posible a los que se producirían hoy en día los datos corresponden al año 2019.

Como se aprecia en el gráfico de la figura 2.10, para estos meses en los que se necesita que la producción sea lo más óptima posible puesto que la demanda como se estudiará más tarde será más alta, la temperatura está por encima de 25°C entre las 9:00 y las 18:00 los 3 meses de estudio. Concretamente el 53,1% del tiempo en el que se está produciendo energía se está haciendo con una temperatura ambiente mayor a 25°C lo que afectará al rendimiento del módulo.

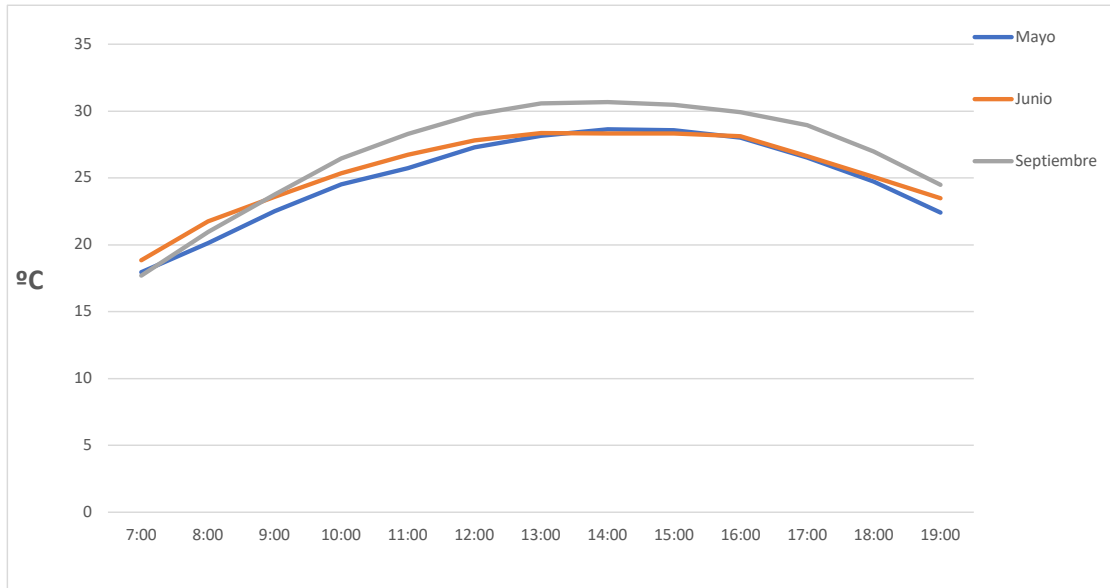


Figura 2.10 Temperatura media horaria para los meses de mayo, junio y septiembre. Fuente: Elaboración propia.

Para utilizar la ecuación 2.2 debemos conocer la temperatura de operación del módulo. Para un módulo de silicio podemos prever la temperatura a la que se encontrará el módulo con la siguiente ecuación, 2.4, sin embargo esta temperatura puede estar influida por variables externas como el viento que para esta ecuación se considera de $1m/s$.

$$T_c = T_{ambiente} + \phi \frac{T_{ONC} - 20}{800} \tag{2.4}$$

Dado que los módulos que valoraremos tienen una temperatura de operación nominal de la célula (T_{ONC}) constante de $25^\circ C$, la ecuación 2.5 de rendimiento del módulo sería:

$$\eta_c = \eta_{ref} [1 - 0,004(T_{ambiente} + \phi \frac{5}{800} - 25)] \tag{2.5}$$

Para el calculo detallado de la radiación horaria utilizamos los datos de la *Comisión Europea de Ciencia y Conocimiento*, herramienta *PVGIS* [36].

Tabla 2.3 Temperatura - η_c .

Hora	Mayo		Junio		Septiembre	
	°C	η_c	°C	η_{op}	°C	η_{op}
7:00	17,95	16,86%	18,84	16,79%	17,69	16,88%
8:00	20,13	16,78%	21,75	16,60%	20,97	16,70%
9:00	22,52	16,57%	23,58	16,33%	23,74	16,41%
10:00	24,53	16,37%	25,35	16,18%	26,45	16,12%
11:00	25,72	16,21%	26,73	15,98%	28,28	15,90%
12:00	27,28	16,03%	27,81	15,87%	29,75	15,73%
13:00	28,15	15,93%	28,35	15,83%	30,58	15,65%
14:00	28,64	15,86%	28,33	15,80%	30,67	15,73%
15:00	28,57	15,86%	28,31	15,84%	30,48	15,71%
16:00	28,01	15,91%	28,12	15,89%	29,92	15,78%
17:00	26,52	16,02%	26,65	16,01%	28,96	15,85%
18:00	24,71	16,15%	25,07	16,13%	26,96	16,00%
19:00	22,40	16,28%	23,49	16,36%	24,48	16,13%

Los datos de la tabla 2.3, serán utilizados en la figura 2.11 de forma que podamos obtener una visualización más nítida del efecto de la temperatura en el rendimiento de los módulos y en consecuencia en la producción de energía del sistema para el emplazamiento, para que sea más notable se mostrarán los resultados para septiembre, mes con las temperaturas más altas de los tres de la llamada temporada alta de ocupación:

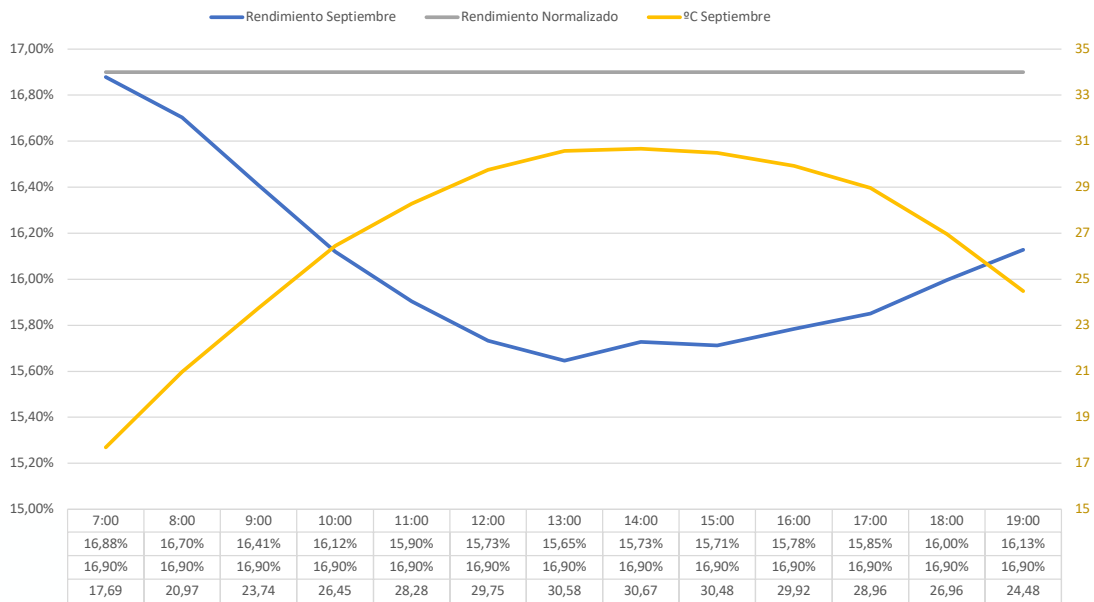


Figura 2.11 Temperatura media horaria para los meses de mayo, junio y septiembre. Fuente: Elaboración propia.

En este gráfico, podemos apreciar con datos reales como a medida que sube la temperatura baja el rendimiento del módulo. Para este ejemplo se tomo un módulo con rendimiento óptimo de 16,9%, igual al que será utilizado en la instalación final. En el tramo horario entre las 13:00 y las 15:00 la temperatura media puede alcanzar los 31 °C, haciendo que el rendimiento del módulo caiga hasta el 15,71%, aproximadamente un 1,2% por debajo del óptimo.

Como ha quedado demostrado, en localizaciones como la que se enfoca el proyecto en las que la temperatura puede alcanzar valores muy superiores a la media a lo largo del año, es importante tener en cuenta el efecto que la temperatura va a tener en nuestro módulo. De forma que deberemos elegir para nuestra instalación el que tenga el menor valor en el coeficiente de pérdidas por temperatura. Por otro lado es importante que los datos meteorológicos sean precisos tanto en radiación como en temperatura.

2.2.3 Nubosidad

El término nubosidad que queda definido como presencia de nubes en la atmósfera según la *RAE*, durante este apartado se estudiará con el objetivo de conocer como este factor atmosférico afectará a la producción del sistema solar a instalar.

Si bien es cierto que la nubosidad afecta al trabajo de la placa solar, la aparición de nubes en el panorama celeste no impide totalmente la producción de energía. Las nubes afectan a la radiación solar reflejándola, absorbiéndola y difuminándola pero no impide que esa radiación solar necesaria para el funcionamiento de los paneles no los alcance. Del mismo modo, esta nubosidad tiene efecto directo en la temperatura, que como hemos comprobado en el apartado 2.2.2 tendrá consecuencias directas en el rendimiento del módulo y por lo tanto en la producción de energía del campo solar. Es por eso, que la nubosidad al disminuir la temperatura ambiente, disminuye igualmente la temperatura de operación del módulo haciendo que un sistema fotovoltaico pueda funcionar mejor en climas templados que en climas calurosos. Obviamente, la nubosidad no es constante a lo largo del día por lo que su efecto derivado en fluctuaciones tanto de radiación como de producción es más impredecible. Las nubes, como se ha mencionado, son el principal componente atmosférico en interacción con la radiación, alrededor del 70% de la superficie está cubierta por nubes. Como la nubosidad está directamente ligada a la radiación, ésta volverá a ser explorada en el siguiente apartado.

Nubosidad en Trebujena

En la localización el porcentaje de cielo cubierto varía durante el transcurso del año. La parte más despejada de nubes durante el año va desde comienzos de junio hasta mediados de septiembre. En el siguiente gráfico podemos ver un promedio más exhaustivo de la nubosidad a lo largo del año, 2.12.

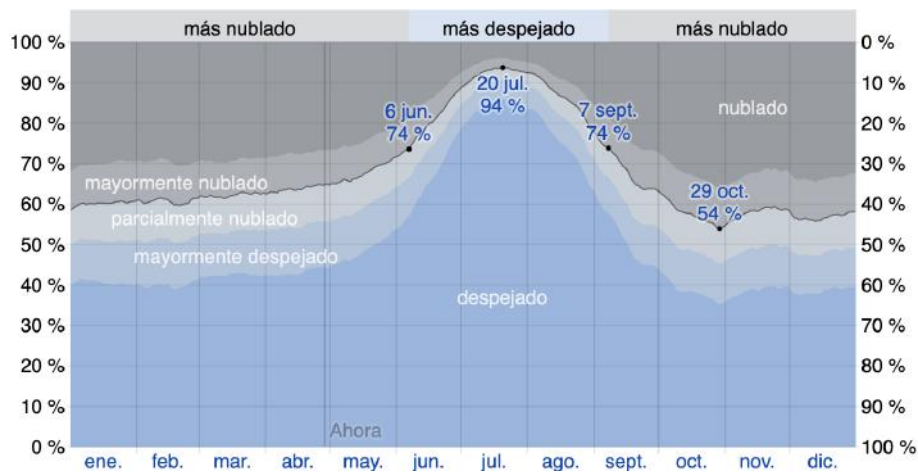


Figura 2.12 Porcentaje de tiempo pasado en cada banda de cobertura de nubes, categorizado según el porcentaje de cielo cubierto de nubes. Fuente: [37].

Comprobamos que la nubosidad no será un factor determinante en la localización puesto que se encuentra dentro de valores normales para la zona, de hecho la falta de nubosidad puede afectar negativamente debido a la pérdida de rendimiento por temperatura del módulo.

2.2.4 Radiación

Según la Agencia Estatal de Meteorología, la cual se encarga de poner a servicio público los datos meteorológicos competencia del estado, se entiende como radiación solar la transferencia de energía por ondas electromagnéticas provenientes del Sol. Esta llega desde el extremo de la atmósfera hasta la superficie de la Tierra interactuando con gran cantidad de materia. Como se mencionaba en el apartado 1.2, España cuenta con una gran cantidad de radiación solar pero esta debe ser estudiada en profundidad para conocer como incide en nuestra localización.

La radiación no incide sobre la superficie terrestre de forma regular. La inclinación del eje respecto del plano de la órbita del planeta da lugar a las estaciones del año debido a la que la radiación sufre una dispersión en función de la inclinación de la superficie sobre la que incide. En altas latitudes, la radiación impactará de manera más oblicua y en bajas latitudes de manera más frontal. Esto determina el hecho de que cuanto mayor sea el ángulo de incidencia, mayor será el área iluminada y mayor será el área sobre el que la energía estará distribuida.

La cantidad de radiación promedio que llega a un emplazamiento queda determinada por:

- **Ubicación.** Respecto de la órbita del sol, es decir, día del año.
- **Latitud**

Se considera importante conocer los tipos de radiación solar existentes a modo de ver como el módulo solar capta la radiación que es su fuente de energía para la posterior producción. Es por eso que a continuación se desarrollará brevemente los tipos de radiación y sus unidades.

Tipos de radiación solar

- *Irradiancia.* El profesor Juan Carlos Kuyper la define en su libro como "la cantidad de radiación solar recibida en una superficie por unidad de área", [38]. Por lo tanto, quedaría expresada en W/m^2 .
- *Radiación directa. G_{dir}* Aquella que proviene directamente del sol y por lo tanto tiene una única dirección de incidencia.
- *Radiación difusa. G_{dif}* Radiación que llega después de haber experimentado cambios diferentes de dirección debido a refracciones y reflexiones. Estas dispersiones se producen a su paso por la atmósfera, nubes y polvo, y también en el suelo y otros elementos de la superficie terrestre
- *Radiación reflejada.* Las ondas provenientes de la radiación directa y difusa al chocar contra la superficie de un objeto se reflejan incidiendo a la radiación global.
- *Radiación global. G* Se define como la cantidad de irradiancia que recibe una superficie durante un periodo determinado de tiempo. Se mide en Wh/m^2 . La Organización Meteorológica Mundial define la radiación global como "la radiación solar en el intervalo espectral de $3 \mu m$ recibida sobre la superficie plana horizontal. Matemáticamente quedaría definida como la suma de la radiación directa y difusa:

$$G = G_{dir} + G_{dif} \quad (2.6)$$

- *Radiación global diaria.* Cantidad que se produce a lo largo del día, en nuestro sistema de 7:00 a 19:00.

La radiación se mide de tres formas:

- * Plano Horizontal.
- * Plano Inclinado.
- * Plano Perpendicular.

Radiación solar en el emplazamiento

Como se comentaba anteriormente España se encuentra en un emplazamiento especialmente generoso en cuanto a radiación solar del continente. Más aún el sur de la Península Ibérica. Para el estudio de la radiación en Trebujena se utilizará la base de datos de Solargis, [34].



Figura 2.13 Radiación solar en la Península Ibérica. Fuente: [34].

Si reducimos el mapa al emplazamiento deseado deseado, figura 2.14 comprobamos que en la zona la radiación es bastante homogénea, las condiciones geográficas así lo facilitan, y se mueve en torno a $1800\text{kWh}/\text{m}^2$ y $2000\text{kWh}/\text{m}^2$ de radiación global horizontal.

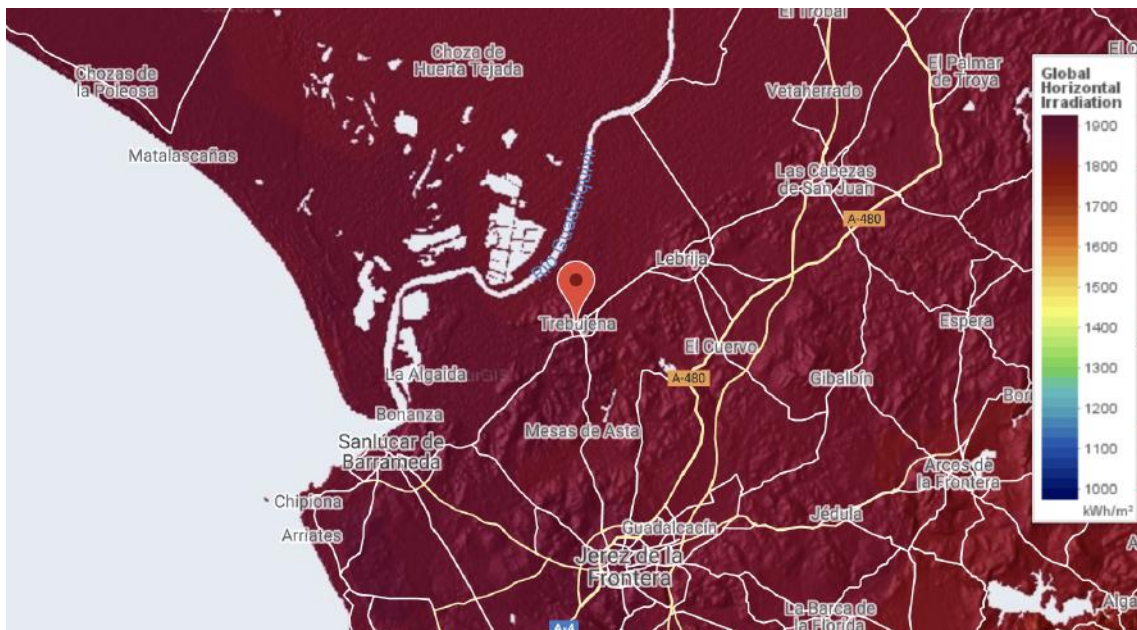


Figura 2.14 Radiación solar en Trebujena. Fuente: [34].

Para obtener un resumen que sirva de aproximación a la radiación media mensual de la zona utilizamos la herramienta base de datos Meteororm, de la cual se obtienen los datos mensuales de radiación, tabla 2.4, los cuales serán introducidos en el programa PVSyst con el fin de realizar la simulación de la producción de energía del emplazamiento en función de la radiación prevista media, la cual tiene una probabilidad de error inferior al 8% gracias a SolarGis y el emplazamiento. PVSyst interpolará estos datos mediante un algoritmo interno al registro horario de forma que se prevea la producción y las pérdidas.

Tabla 2.4 Datos de radiación mensual en Trebujena.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Radiación kWh/m ²	87,7	103,2	160,5	195,3	233	247,1	256,6	227,2	175,8	135	98,4	79,5

Para comprender la dimensión de las características de radiación del emplazamiento se va a proceder a realizar una breve comparación con otros lugares de España y de Europa.

El total de la radiación recibida en un año según muestra la tabla 2.4. Estos datos proceden de una serie histórica de valores de radiación que dan lugar a un TMY. El TMY, *typical meteorological year*, se define como la serie de datos más comunes que dan información para describir el clima solar más probable en una localización determinada.

Como se comprueba en la tabla 2.4, el total de la radiación global horizontal en Trebujena en un año típico es de 1999 kWh/m^2 con una probabilidad del 90%. En el siguiente cuadro se exponen las radiaciones anuales para distintas localizaciones:

Tabla 2.5 Radiaciones medias anuales.

Localización	kWh/m ²
Sevilla	1838
Almería	1870
Madrid	1736
Barcelona	1600
Bilbao	1244
París	1143
Berlín	1060
Atenas	1731
Roma	1600

Como se puede comprobar en la tabla 2.5, la radiación de Trebujena podría considerarse óptima para la instalación fotovoltaica desde el punto de vista de radiación global horizontal puesto que se sitúa en un enclave propicio en cuanto a esta variable.

Otra variable importante que se tiene en cuenta en el estudio meteorológico del emplazamiento para este tipo de proyectos sería **Hora Solar Pico Anual**. Esta unidad está encargada de medir la irradiación solar y definirla como el tiempo (en horas) de una hipotética irradiancia solar constante de 1.000 W/m^2 . Su importancia es debida a que este número de horas representa el tiempo que el panel estará produciendo a su máxima capacidad y por lo tanto nos da un primer número de como de buena puede ser la producción en un emplazamiento, es decir, esta unidad aporta la información para saber si obtendremos la energía mínima necesaria para hacer frente a una demanda en el mes más desfavorable. En nuestro caso el mes más desfavorable sería septiembre ya que es el mes con mayor demanda de energía debido a la estacionalidad turística y a las altas temperaturas del mes que propician una disminución del rendimiento.

El mapa de la figura 2.19 representa el número de horas de insolación anual en la península, como podemos apreciar, la provincia de Cádiz, en la que se encuentra Trebujena, cuenta con más de 2600 horas de insolación al año.

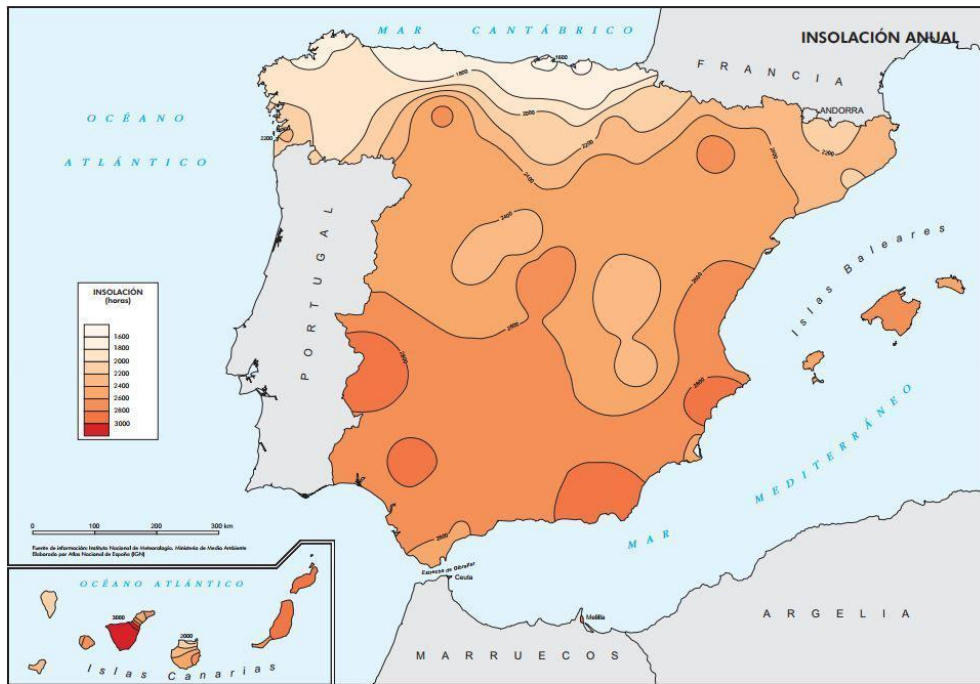


Figura 2.15 Mapa de insulación media anual. Procedente de https://www.ign.es/espmap/mapas_clima_bach/Mapa_clima_11.htm.

Para el caso de Trebujena, obtendríamos las siguientes HSP en cada mes del año.

Tabla 2.6 Hora solar pico, Trebujena, Cádiz. Fuente: Elaboración propia.

Mes	HSP
Enero	2,25
Febrero	3,19
Marzo	4,36
Abril	5,14
Mayo	6,16
Junio	6,61
Julio	7,2
Agosto	6,4
Septiembre	5,02
Octubre	3,95
Noviembre	2,78
Diciembre	2,05

2.3 Estudio de la Demanda

En el presente apartado, se realizará el estudio de la demanda eléctrica del complejo turístico. Este estudio será clave a la hora de la elección de los equipos del sistema y su idoneidad para el día a día. Se ha de tener en cuenta que el proyecto objeto, *Proyecto de Mejora de Eficiencia Energética Chozas Marismeñas*, se lleva a cabo en un emplazamiento de titularidad pública como se ha mencionado anteriormente, por lo tanto hay variables fijas en cuanto a la producción de energía en el proyecto como el número de paneles o baterías para el sistema de almacenamiento de la instalación. Sin embargo, la elección óptima de los equipos, de forma que estos proporcionen la potencia necesaria para suplir la demanda al menor presupuesto posible. La valoración de la producción con respecto a la demanda se realizará en el capítulo 3, en el siguiente apartado se estudiará únicamente la demanda del complejo.

Como se mostraba en la figura 2.6, el complejo turístico cuenta con 6 chozas más un edificio o choza principal a la que el sistema debe suministrar energía. El dimensionamiento de los equipos de consumo se hará con la siguiente distribución:

- Edificio principal:
 - Equipamiento de cocina.
 - Recepción.
 - 2 oficinas.
 - Comedor
- 6 Chozas independientes cada una con 2 habitaciones. Cada habitación cuenta con una televisión además de la iluminación correspondiente. Además, un baño por habitación con ducha y secador.

Estos datos proceden de los servicios que ofrece el complejo hotelero en su página web oficial de la Junta de Andalucía, [29].

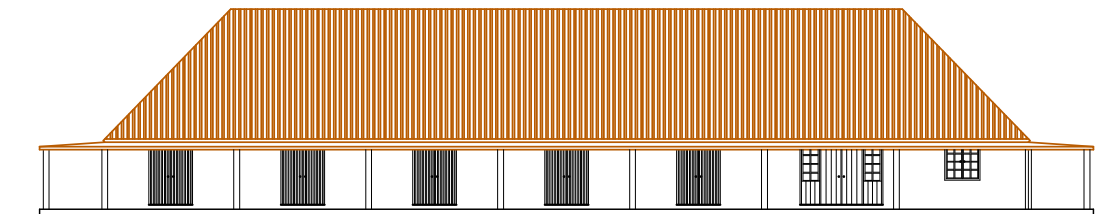


Figura 2.16 Chozas principales alzado. Fuente: [28].

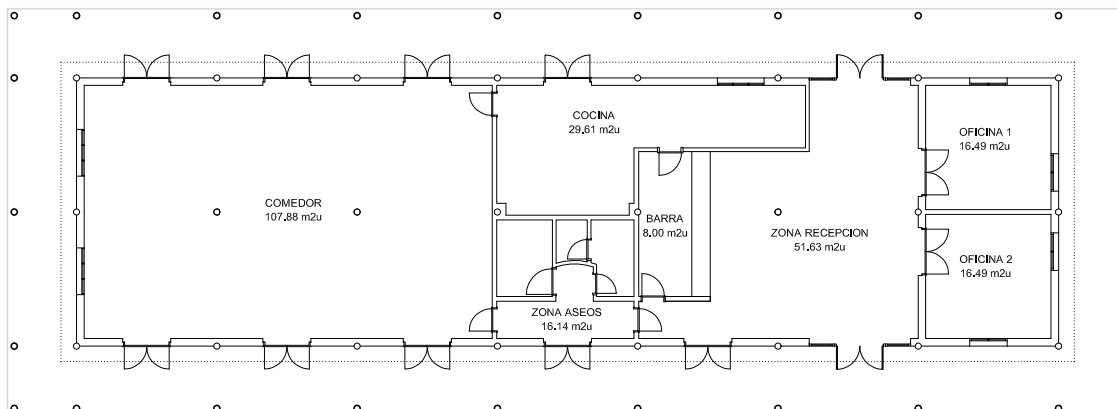


Figura 2.17 Chozas principales planta. Fuente: [28].

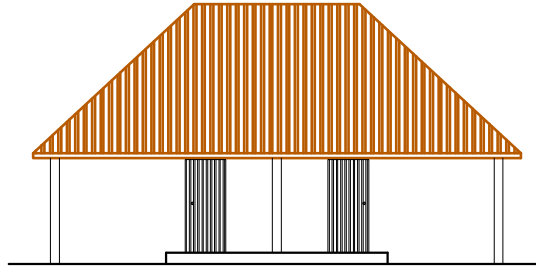


Figura 2.18 Choza individual alzado. Fuente: [28].

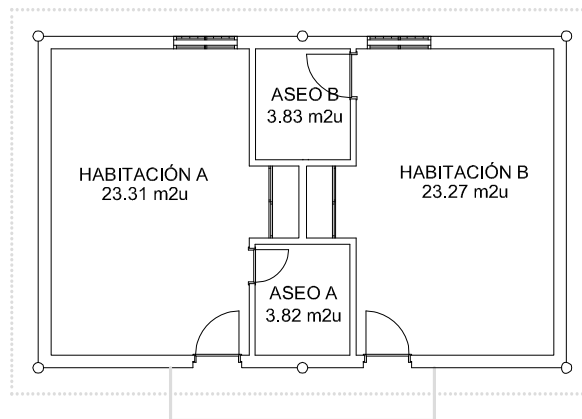


Figura 2.19 Choza individual planta. Fuente: [28].

Para la choza principal se tendrán en cuenta los siguientes electrodomésticos con sus potencias correspondientes⁴:

Tabla 2.7 Electrodomésticos choza principal. Fuente: Elaboración propia.

Electrodomésticos	W	Uds
Microondas	800	1
Computador con monitor	160	4
Televisor	120	2
Lavaplatos	2200	1
Elementos frigoríficos	2500	1
Cocina	5600	1
Horno	2600	1
Equipo climatización multisplit	11000	1

Por otro lado, los consumos para cada una de las habitaciones de las chozas vienen determinados en PPTP y hacen un total de:

Tabla 2.8 Electrodomésticos choza principal. Fuente: Elaboración propia.

Electrodomésticos	W	Uds
TV LCD 32"	120	12
Equipo climatización split	3500	6
Router Wi-Fi	25	1

⁴ Éstos son los electrodomésticos que se mencionan en el proyecto y se utilizarán para un cálculo de consumo general.

Por último en cuanto a consumo, el proyecto incluye entre los objetivos secundarios la renovación de las luminarias. Éstas vienen definidas en proyecto y se tratan de tubos LED de 1200 mm de 18 W para un total de 92 unidades lo que haría una potencia total de iluminación de 1656 W, estas también se tendrán en consideración para el estudio de la demanda eléctrica.

2.3.1 Estacionalidad de la demanda

El complejo turístico, debido a su localización y características no contará con una ocupación constante a lo largo del año. Si se utilizan como referencia los datos que proporciona el Instituto Nacional de Estadística [39], en cuanto a pernoctaciones en complejos turísticos considerados como turismo rural, durante el año 2019 en Andalucía se obtiene la siguiente gráfica

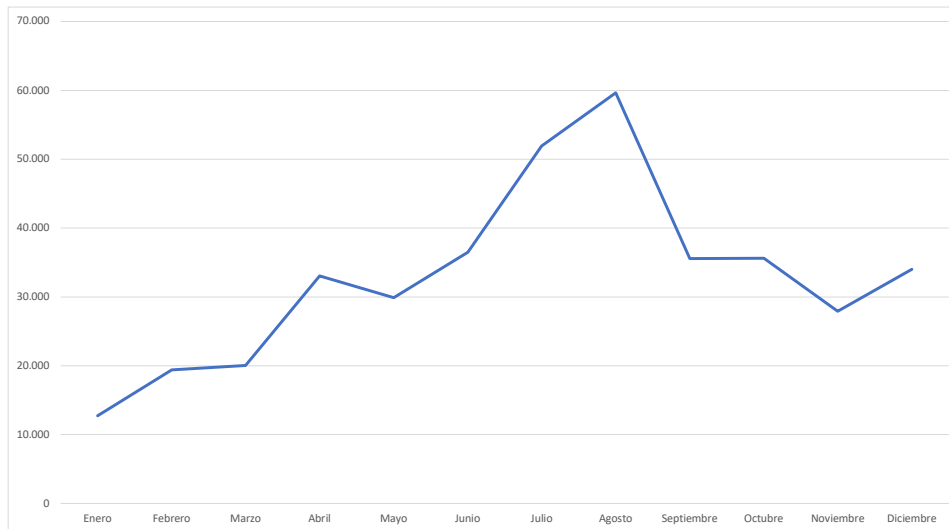


Figura 2.20 Viajeros con pernoctaciones en complejos considerados turismo rural en Andalucía. Fuente: Elaboración propia.

En una primera vista general a la gráfica 2.20, se observa que el turismo sube en el mes de abril, debido a las vacaciones de Semana Santa y vuelve a subir de nuevo en los meses de verano, alcanzando el máximo en el mes de agosto con 60.000 pernoctaciones en alojamientos de turismo rural, mes que concentra el 13,1 % del total de las pernoctaciones anuales. Por otro lado, el mes de enero a penas supera las 10.000 pernoctaciones agrupando únicamente el 3 % del total anual. Sin embargo, el emplazamiento turístico del que forma parte el proyecto cuenta con una estacionalidad turística algo distinta que será objeto de estudio a continuación para obtener una estimación de la posible afluencia anual en el complejo turístico trebujenero.

Trebujena forma parte de la Ruta de los Vinos de Cádiz, debido a esto goza de un flujo mínimo turístico constante a lo largo del año gracias a los fines de semana de los meses de invierno. A esto se suma el hecho de que al encontrarse dentro del Parque Natural del Entorno de Doñana, se beneficia de cierto interés turístico constante reforzado por su proximidad a las zonas de gran afluencia turística de Sanlúcar de Barrameda o Jerez de la Frontera, convirtiendo la localidad en un lugar clave para atraer pernoctaciones turísticas en la zona.

Un aspecto negativo del que se ve influenciado Trebujena es su falta de costa, lo que sumado a las altas temperaturas del periodo estival hacen que el turismo se vea reducido en los meses de julio y agosto como suele ser habitual en los emplazamientos de turismo rural de interior.

Basándose en las variables que provocan la estacionalidad del turismo, junto con los datos del INE, se estimará el porcentaje de ocupación del complejo turístico que servirá como estudio de la demanda y su fluctuación anual. Una vez cruzados los datos de ocupación turística local con los datos previamente mencionados, más los datos de afluencia de hostelería de las webs turísticas incluyendo momentos puntuales de ocupación se estimaría la siguiente curva de ocupación.

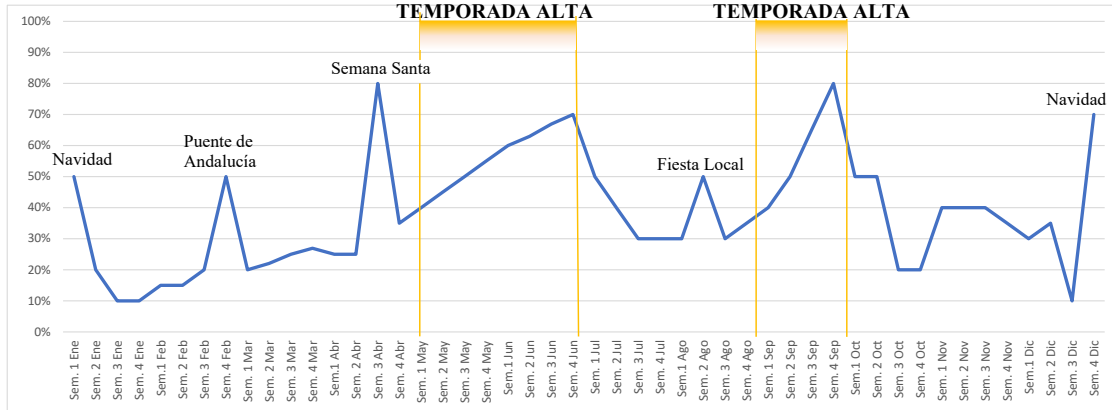


Figura 2.21 Porcentaje de ocupación semanal. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 2.9 Media de ocupación mensual.

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
23 %	25 %	24 %	41 %	48 %	65 %	38 %	36 %	59 %	35 %	39 %	36 %

Para el cálculo del consumo en función de la ocupación se tendrán en cuenta los siguientes valores:

- * En los meses de menos ocupación (enero, febrero, marzo y la primera quincena de diciembre) se estimará un único turno de comidas para los electrodomésticos del restaurante al 25% del funcionamiento 3 días en semana, manteniendo el funcionamiento continuo de electrodomésticos como el de la cámara frigorífica constante.
- * En los meses de temporada media ese 25% pasará a ser de un 50%.
- * Para los meses de temporada alta y los momentos de repuntes de ocupación como pudiera ser Semana Santa, se tendrá en cuenta 2 turnos de comida diarios al 70% de funcionamiento 4 días en semana y 3 al 50%. Además se sumará el consumo de los equipos de climatización debido a la época del año en la que se produce la temporada alta.

Basándonos en los datos estimados del estudio que se acaba de realizar, se introducen los datos correspondientes en el software de cálculo PVSyst. Con los datos del estudio de ocupación, se introduce en el software de cálculo un consumo medio que tiene en cuenta los picos de ocupación, de forma que se satisfaga la demanda. Tras este cálculo, se llega a la conclusión de un consumo medio anual de 116kWh/día, con un consumo base de 2500 vatios las 24 horas del día, correspondientes a los elementos frigoríficos principalmente y algunos elementos auxiliares y un consumo punta entre las 15 y las 16 horas de 8500 vatios.

Daily household consumers, Constant over the year, average = 116 kWh/day

Annual values

	Number	Power	Use	Energy
Consumo base	1	2500 W/app	24 h/day	60000 Wh/day
Consumos punta 1	1	7000 W/app	5 h/day	35000 Wh/day
Consumos punta 2	1	8500 W tot	3 h/day	21250 Wh/day
Consumidores en espera			24 h/day	24 Wh/day
Total daily energy				116274 Wh/day

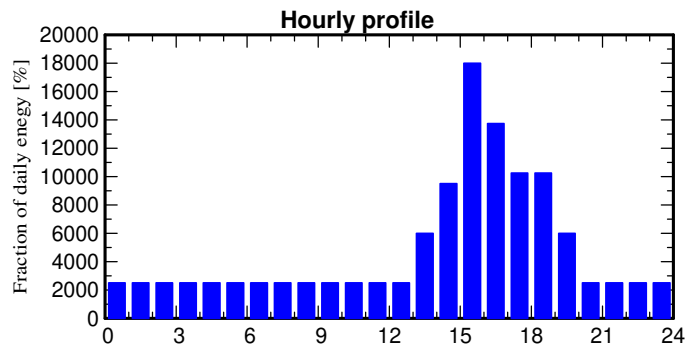


Figura 2.22 Consumos PVSyst. Fuente: Informe PVSyst, Anexo C.

2.4 Selección de equipos

Una vez conocidos los datos de consumo y las condiciones meteorológicas del emplazamiento se va a proceder al desarrollo de la selección de equipos. Cabe recordar, que los equipos están limitados a unas características concretas al tratarse de una licitación pública del Ayto. de Trebujena y por lo tanto estos se encontrarán limitados a las características expuestas en el Pliego de Condiciones Técnicas del proyecto.

2.4.1 Inversor-cargador

Una vez calculado el valor de las cargas podemos elegir el inversor necesario para el correcto funcionamiento de la instalación, por proyecto debemos elegir un inversor de 15 kW, el cual es correcto puesto que se cumple la siguiente ecuación:

$$P_{AC\text{invout}} > \sum P_{AC\text{receptores}} \quad (2.7)$$

1.3.- Suministro y montaje de inversor trifásico sin transformador, frecuencia de red 50/60Hz, intensidad máxima de entrada 16A con tensión CC 1.000V, ICC 24A. Potencia de salida 15 kW, tensión CA 230-380V. Con un rango de potencia nominal entre 3,0 y 20,0 kW, este inversor trifásico sin transformador es ideal para todo tipo de instalaciones. Gracias a su flexible diseño, este inversor es perfecto para instalaciones en superficies irregulares o para tejados con varias orientaciones. La conexión a Internet a través de WLAN o Ethernet y la facilidad de integración de componentes de otros fabricantes hacen de este inversor uno de los inversores con mayor flexibilidad en comunicaciones en el mercado. Este inversor puede completarse de manera opcional con un sistema de medición, que es un equipo que envía la información más completa al sistema de monitorización, consiguiendo además, que el inversor no incluya energía a la red eléctrica.

Figura 2.23 Características inversor a suministrar según proyecto.

Un inversor adecuado a las características⁵ de nuestro proyecto que cumple las indicaciones del pliego de características 2.23, sería el **INVERSOR-CARGADOR PHOENIX Quattro 24/8000/200-100/100**. Este tipo de convertidores tienen dos modos de trabajo:

- Modo inversor, en el que se genera una señal alterna a partir de la tensión continua.
- Modo cargador, se genera una señal continua para llevar a cabo la recarga de los sistemas de almacenamiento a partir de la señal proveniente del sistema fotovoltaico puesto que no hay ningún sistema generador alternativo.

Este tipo de sistemas presentan algunas características en común con los reguladores de carga debido a que previenen la sobrecarga de la batería al limitar la energía desde el bus AC cuando la batería se encuentra cargada. De igual modo previenen una descarga profunda al desconectar la generación de energía alterna cuando el nivel de carga de batería es bajo.

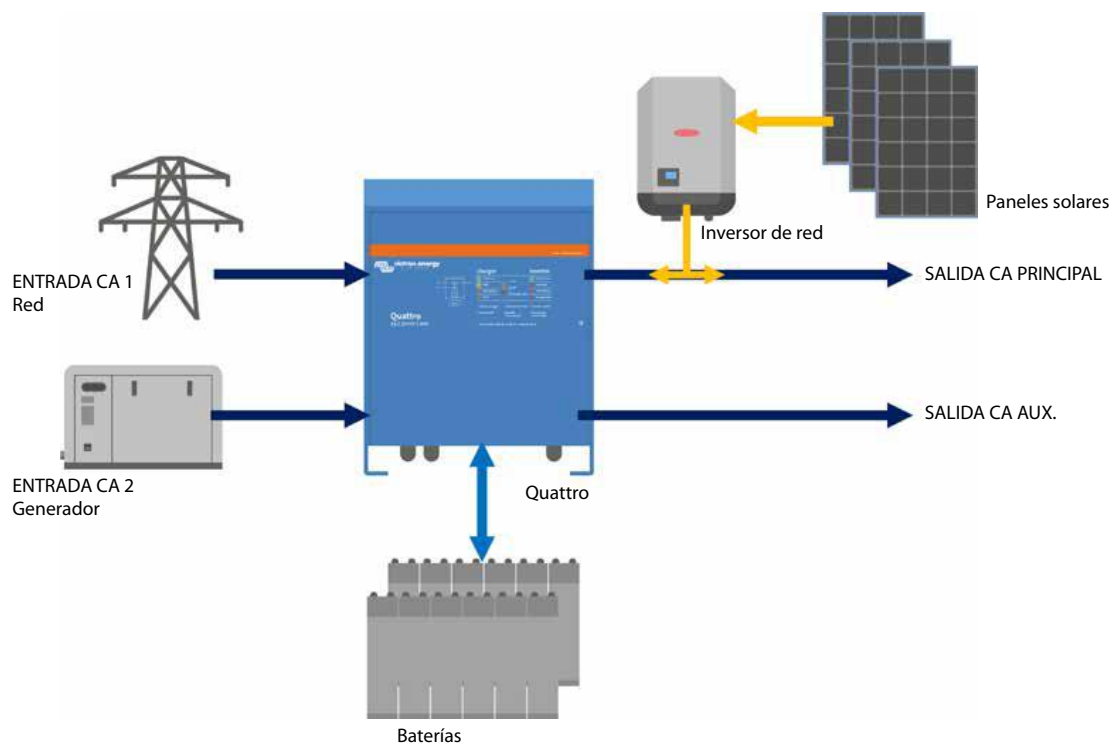
A continuación se resumirán las características más importantes del inversor-cargador seleccionado, 2.10.

⁵ Todas las figuras con fuente distinta al resto del documento que aparecen en este apartado proceden del documento de mediciones, elaborado por el ayuntamiento.

Tabla 2.10 Característica Inversor-cargador Quattro. Fuente: Elaboración propia.

Modo Inversor	
Pico de potencia (W)	94 / 96
Rango de tensión de entrada (VCC)	9,5 - 17 V
Tensión de salida:	230 VCA \pm 2%
Potencia cont. de salida a 25°C (VA)	8000
Corriente máxima de alimentación (A)	2x100
Protección	a-g
Distorsión armónica	
Eficacia máxima (%)	95 / 96
Modo cargador	
Tensión de carga absorción (VCC)	28,8 / 57,6
Tensión de carga flotación (VCC)	27,6 / 55,2
Modo de almacenamiento (VCC)	26,4 / 52,8

Además, se ha tenido en cuenta que el inversor pueda conectarse a más de una fuente de alimentación, esto da modularidad al sistema dado que en un inicio funcionará como un sistema aislado pero en un futuro se podría conectar a un sistema de alimentación externo como a un generador o a la red como muestra el esquema de la figura 2.24.

**Figura 2.24** Esquema de funcionamiento inversor-cargador con 2 entradas externas. Fuente: ficha técnica del inversor-cargador procedente del suministrador.

El número de inversores-cargadores a instalar se obtiene de la relación de potencia máxima demandada por el conjunto de cargas y la potencia máxima del inversor seleccionado:

$$n^{\circ} Inv = \frac{P_{max.Carga}}{P_{inv}} = \frac{18}{8} = 2,25 \quad (2.8)$$

Por lo tanto, serán necesarios al menos 3 inversores cargadores para cumplir con la demanda seleccionada. Para confirmar esta teoría, analizamos el n° de inversores requerido en las mediciones del proyecto, figura 2.25, que al multiplicarlo por 70 (dado que el documento está planteado de forma que la medición de campo solar sea una partida con todos sus elementos) da como resultado 2,25 confirmando la suposición realizada de consumo y dimensionamiento de inversores haciéndolo coincidir con el estudio previo realizado por el órgano licitador.

IE0003-JMI 0,032 u INVERSOR TRIFASICO SIN TRANSFORMADOR DE 15 KWH

Figura 2.25 Medición inversor trifásico.

2.4.2 Selección equipos del campo solar

Selección módulo fotovoltaico

Ante todo se vuelve a destacar las características de diseño del pliego de proyecto para el campo solar, figura 2.26, de forma que este sea la referencia a lo largo del siguiente apartado.

1.1.- Suministro y montaje de módulos fotovoltaicos monocristalinos de silicio de 72 celdas tipo 330W/1500V, de potencia 330 Wp y tolerancia de +- 2% Wp. Incluye conexionado de series.

Figura 2.26 Características campo solar a suministrar según proyecto.

Los módulos elegidos que se adaptan a este tipo de configuración son **AS-6P** de la marca *Amerisolar*, cuyas características eléctricas vienen definidas en la tabla 2.11.

Tabla 2.11 Características eléctricas del módulo AS-P6. Fuente: ficha técnica del módulo procedente del suministrador.

Características nominales ^a	
Potencia Pico	330 W
Voltaje circuito abierto. V _{co}	45,9 V
Intensidad de corto. I _{sc}	9,26 A
Voltaje potencia nom. V _{mp}	37,4 V
Corriente potencia nom. I _{mp}	8,96 A
Eficiencia	17,01 %
Temperatura de operación	-40°C / +80°C

^a Irradiancia 1000 W/m² a 20°C con un viento de 1 m/s

El módulo consta de 72 células de silicio policristalino, este tipo de módulo no está compuesto del mismo material que el indicado en la figura 2.26, sin embargo entra dentro de los parámetros técnicos del proyecto y proporciona la energía requerida por la planta dentro del presupuesto indicado que se analizará más adelante. La curva IV del módulo viene definida en la figura 2.27.

Según las mediciones del proyecto se utilizarán **72 módulos fotovoltaicos**, lo que hace un total de **23,76 kWp** de capacidad instalada.

Como se desarrollará más adelante, se optará por un regulador de carga tipo *seguimiento del punto de máxima potencia*, *MPPT*, 9 paneles conectados a cada regulador.

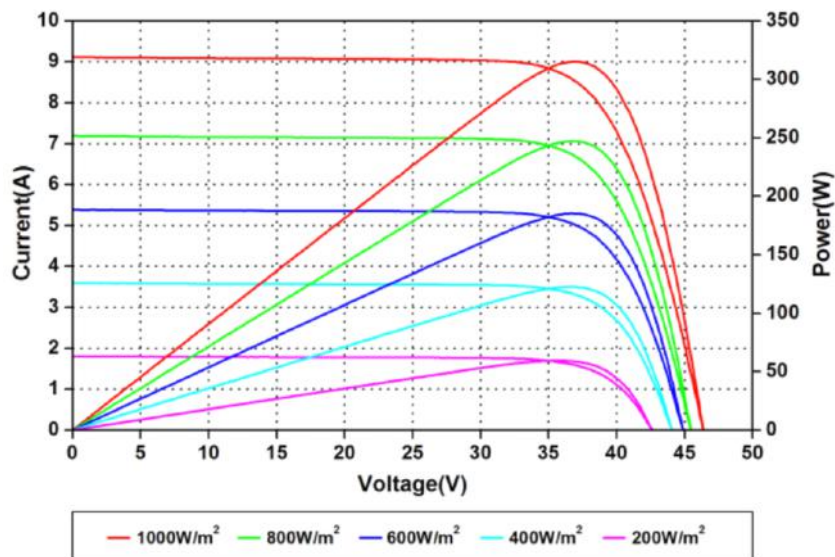


Figura 2.27 Curva corriente-voltaje y potencia-voltaje con distinta radiación. Fuente: ficha técnica del módulo procedente del suministrador.

Selección estructura para módulos fotovoltaicos

Las indicaciones sobre la estructura a montar en la instalación son las siguientes:

1.2.- Suministro y montaje de estructura de aluminio completa y de fácil instalación, para diferente grosor de módulo (35-40-45 y 50 mm). Diseñada para instalarse en superficie plana (Suelo o tejado plano). Puede llevar desde 1 a 20 módulos de diferentes medidas. La disposición del módulo solar es vertical. Triángulos premontados de fábrica, para una rápida instalación. Solo requiere montar un tornillo para armar el triángulo completo. La estructura está construida en aluminio Aleación EN AW-6005A-T6 (Aleación estructural), cumpliendo así todas las normativas requeridas por dicho documento para la Unión Europea (Normativa Código técnico de la edificación y Eurocódigo 9). La tornillería de la estructura es de Acero Inoxidable AISI 304 (A2-70). El módulo se sujeta al perfil mediante grapas omega, intermedias y finales, de manera que cada pieza omega sujetará como máximo a dos módulos FV en las zonas homologadas por el fabricante de módulos FV. La tornillería es desmontable y con sistema autoblocante mecánico y con arandela de presión.

Figura 2.28 Características estructura del campo solar a suministrar según proyecto.

Es importante seleccionar una estructura correcta bajo las características de la figura 2.28 ya que soportará la instalación estableciendo la disposición y la geometría del conjunto fotovoltaico. De igual modo, proporcionará la orientación con la que los módulos recibirán el conjunto de la radiación. Gracias a las características del terreno en cuanto a sombreado y espacio sin ocupar de la parcela donde se instalará el campo fotovoltaico, podemos elegir orientación sur. La orientación sur con 0° de azimut es la más óptima para instalaciones fijas en el hemisferio norte, dado que asegura un aprovechamiento mayor de la radiación solar a lo largo del día y del año. Los ángulos que caracterizan la orientación de un módulo fotovoltaico se encuentra en la figura 2.29.

El conjunto de la instalación tendrá los siguientes ángulos:

- * $\alpha = 0$. Ángulo de inclinación con respecto al eje N-S.
- * $\beta = 30^\circ$. Ángulo de inclinación con respecto a la horizontal.

El ángulo β procede de la siguiente ecuación trigonométrica de la que se obtiene el ángulo óptimo en función de la posición del módulo en el hemisferio norte del globo terrestre:

$$\beta = 3,7 + 0,69 * Latitud = 29^\circ 17' \quad (2.9)$$

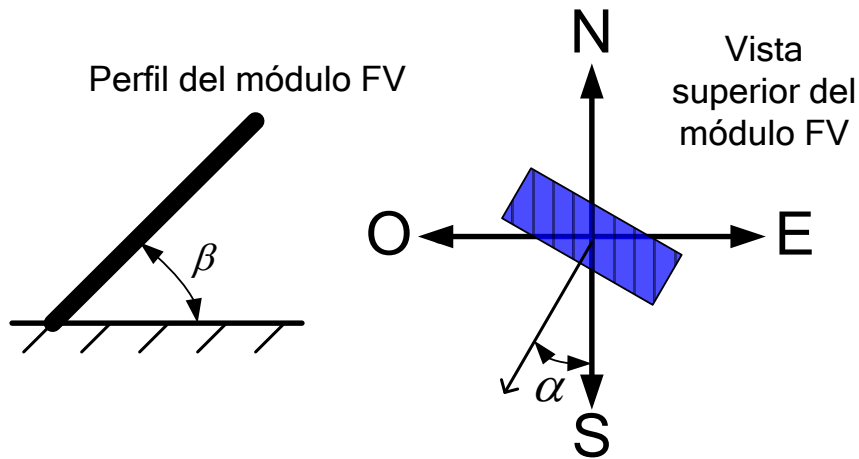


Figura 2.29 Ángulos característicos del posicionamiento de un módulo fotovoltaico. Fuente: [40].

Por simplicidad de instalación se tomará el ángulo de 30° . Gracias a la herramienta de predimensionamiento de PVSyst, podemos obtener la curva de ángulo óptimo anual para la instalación, figura 2.30.

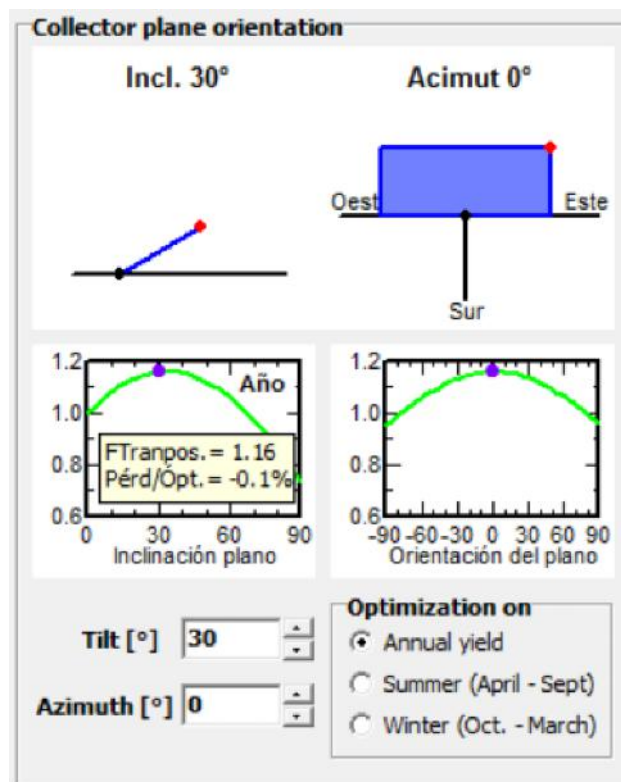


Figura 2.30 Resultados ángulo predimensionamiento PVSyst.

Las gráficas que proporciona esta herramienta indican que se obtienen unas pérdidas del 0,1 % respecto a la inclinación más óptima que para esta localización la cual sería de 33° .

La estructura seleccionada estará compuesta de aluminio con tornillería de acero inoxidable, de modo que la durabilidad de esta no se vea afectada.

La organización de los módulos será la propuesta por el suministrador, la cual es acorde a las especificaciones técnicas de proyecto. Ésta dividirá en 3 filas de la siguiente forma:

1. 4 unidades por 5 módulos + 1 unidad por 3 módulos + 1 unidades por 2 módulos. Total 25 módulos
2. 4 unidades por 5 módulos + 1 unidad por 3 módulos + 1 unidades por 2 módulos. Total 25 módulos
3. 3 unidades por 3 módulos + 1 unidad por 5 módulos + 2 unidades por 4 módulos. Total 22 módulos

Esta disposición es introducida de manera aproximada en PVSyst y se obtiene el siguiente diagrama de sombreados, figura 2.31. Este diagrama representa gráficamente los factores de sombreado. Mediante el diagrama de sombras se evalúa la distribución de los elementos que afectan al sombreado según la hora y la época del año para conocer cómo va variando la posición del sol de forma que produzca sombras entre los módulos, la estructura u objetos externos a ésta, que por cercanía con el campo solar pudieran crear pérdidas en la radiación que llega al módulo.

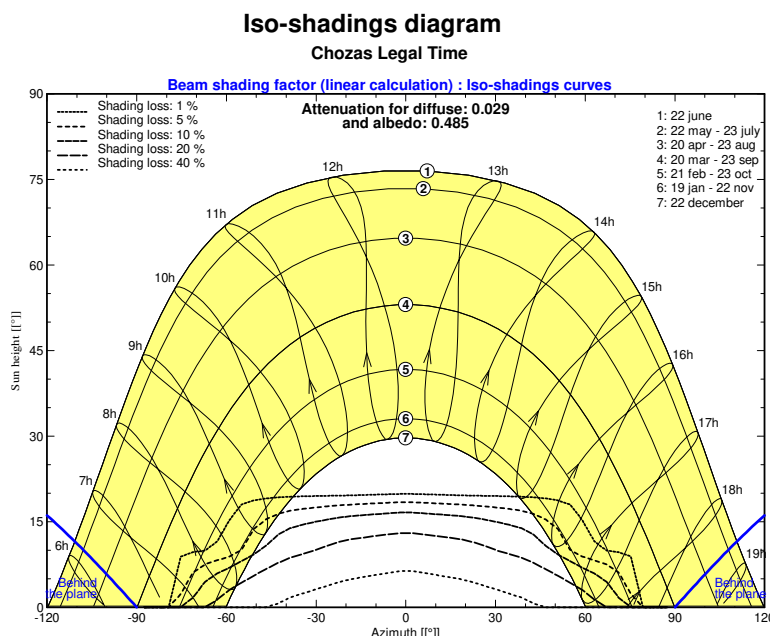


Figura 2.31 Diagrama de sombreado de la localización del informe PVSyst para proyecto.

Para este diagrama se ha tenido en cuenta una separación entre filas uniforme de forma que las pérdidas por sombreados creados entre filas de la instalación se minimicen lo máximo posible o directamente sean inexistentes.

La ecuación utilizada para la separación entre filas es la siguiente:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} = \frac{998}{\tan(61^\circ - 36,9)} = 2231\text{mm} \quad (2.10)$$

Esta misma ecuación, es utilizada para calcular el distanciamiento mínimo con objetos cercanos. En el caso del proyecto objeto, la localización de la instalación debe estar dentro de la finca del complejo, en una posición indicada de manera relativa según los planos del proyecto. Obviamente, la disposición que aparece en los planos, figura 2.33, no es la localización ni disposición exacta de los módulos, pero sí otorga una referencia del lugar elegido por el cliente para colocar la instalación.

Como se aprecia en la figura 2.33, se deberán tener en cuenta los arbustos o árboles que se sitúan en el perímetro de la finca y cualquier tipo de vegetación con una altura significativa que pudiera tener como consecuencia algún tipo de sombreado con los módulos. Debido a que en el Pliego de Prescripciones Técnicas

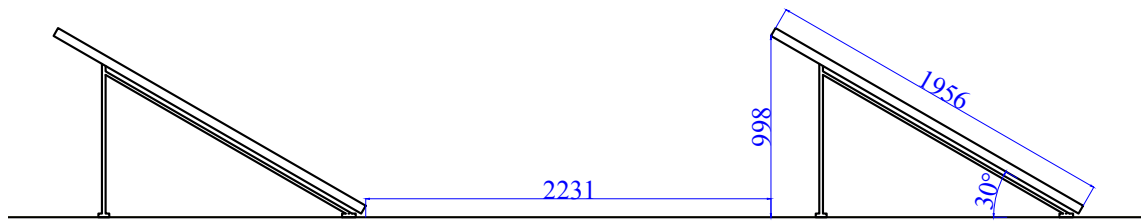


Figura 2.32 Representación de la distancia entre filas del sistema (*mm*). Fuente: Elaboración propia.



Figura 2.33 Representación relativa del posicionamiento de los módulos en la finca (Campo solar color azul). Fuente: Elaboración propia.

del proyecto no aparece referencia alguna a la altura de esta vegetación se utilizará una altura significativa de 3 metros de alto para poder obtener un número grueso del distanciamiento mínimo con la vegetación existente.

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} = \frac{3000}{\tan(61^\circ - 36,9)} = 6.706\text{mm} \quad (2.11)$$

El resultado de este cálculo aporta como cifra una distancia mínima de 6,7 metros. Esta distancia podría considerarse excesiva, es por eso que se recomendaría que la altura de los objetos cercanos no superase los dos metros. Con esta reducción se conseguiría que la distancia mínima se redujese a los 4 metros y medio aproximadamente y tendría una separación relativa con el perímetro de la finca del orden del que aparece en el plano de la figura 2.33, para cuya elaboración se ha tenido en cuenta esta distancia de 4 metros. En

consecuencia se conseguiría un mayor aprovechamiento del espacio útil de la finca que no quedaría ocupado por el campo fotovoltaico.

Este detalle es importante debido a que al ser un complejo turístico, se pretende evitar que las zonas ajardinadas en las que están situados los módulos fotovoltaicos no queden excesivamente ocupadas por estos, ya que daría la impresión al cliente de saturación de la zona aledaña a la piscina, afectando a la posible experiencia del huésped.

En este proyecto se quiere remarcar que todos los objetos a instalar con el fin de la mejora energética no perjudiquen la experiencia relajante que pretende obtener el huésped con el alojamiento en el complejo turístico. Es por ello que todos los equipos que se instalen tendrán como fin una interacción mínima con el cliente que pudiera llegar a molestar o perjudicar su experiencia.

Con la estructura seleccionada para la disposición de módulos se obtiene la representación del montaje final de la estructura otorgado por el fabricante la que se representa en la figura 2.34, la cual cumple con la certificación ISO 9001:2015.



Figura 2.34 Estructura seleccionada. Fuente: ficha técnica del fabricante.

Para el proceso constructivo del campo solar se realizó la solicitud de ofertas con los precios que se estudiarán más adelante con montaje incluido de los equipos. En este caso, la decisión fue realizar la instalación sobre cimentación. El hecho de no realizar la instalación de las estructuras mediante hincado sin cimentación se debe a que no se contaba con estudio geotécnico previo del proyecto, sin el cual no se tenía la seguridad de que este método hubiera sido el óptimo a largo plazo a sabiendas que este método es más rápido y económico que la cimentación al no tener que invertir parte del presupuesto de la partida del campo solar en materiales para la cimentación sobre la que se asientan las estructuras. Además, el hincado no crea una modificación tan agresiva visualmente sobre el terreno que pudiera tener connotaciones negativas desde el punto de vista estético del complejo turístico.

2.4.3 Selección del sistema de almacenamiento de energía

Para el almacenamiento de energía el único requisito del sistema es que esté compuesto por baterías además del requisito que provoca un sistema aislado de forma que no haya carencia de suministro de energía para la demanda.

Las baterías seleccionadas son **SUNLIGHT 12 OPzS 1500 2195 Ah C100**, estas baterías entran dentro del grupo de baterías estacionarias compuestas por aleaciones de plomo. El electrolito de este tipo de batería en concreto es el ácido sulfúrico diluido. Estas baterías han sido seleccionadas por los pocos requisitos de mantenimiento que representan y su duración de vida útil, según el fabricante unos 18 años de duración, [41]. Otra ventaja que representan estas baterías es su alta toleración a temperaturas elevadas, característica indispensable para el emplazamiento de la instalación.

Las baterías cuentan con una media de 1600 ciclos a una profundidad de descarga del 80% lo que permite su utilización de forma constante durante las horas de noche. La evolución del número de ciclos con respecto al DoD de capacidad disponible se muestra en la figura 2.35, proporcionada por el fabricante en la ficha técnica de la batería. El DoD es un método que indica el estado de agotamiento de una batería, es decir, la profundidad de descarga que soporta la batería. Es importante tener en cuenta el parámetro de autodescarga de la batería, este se define como la pérdida de capacidad a circuito abierto sin estar conectado a ningún tipo de fuente que le suministre energía. Por lo tanto, es necesario que la batería no tenga una tasa de autodescarga más elevada de lo recomendable para que su funcionamiento sea óptimo con respecto a su uso, para el modelo elegido esta variable no presenta problemas puesto que se encuentra en torno al 2,5% al mes y dada la naturaleza de nuestro sistema sería altamente improbable que el sistema no suministrara al menos esa cantidad a las baterías en un mes.

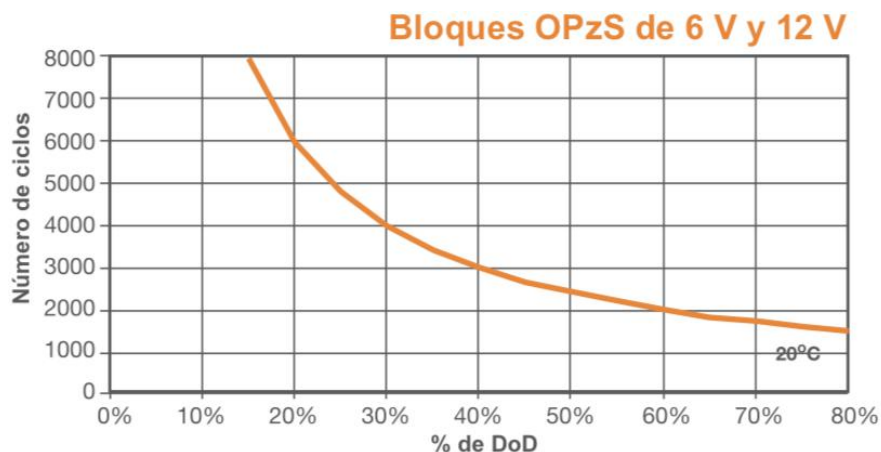


Figura 2.35 Número de ciclos frente a DoD.

Las baterías están conformadas por 6 vasos de 2 V cada una, haciendo un total de 12 V por batería. El conjunto de cada vaso se conformaría de forma similar a la representación de la figura 2.36. Cada batería se conectará en paralelo con otra creando un grupo de 24 V, de forma que se conectarán 12 baterías para cada inversor y cada inversor cuenta con tres reguladores de carga. En total el conjunto de baterías se compone de 36 unidades con una capacidad de 5253 Ah.

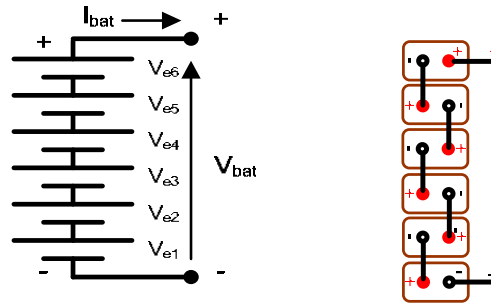


Figura 2.36 Unión de células para conformar la batería de 12 V utilizada en el proyecto. Fuente: [25].

Según la información del fabricante las baterías en carga completa tendrían un rango de uso de entre 7.824 Wh/día y 9.780 Wh/día con un rango de autonomía de entre 4 y 5 días en condiciones normales.

Introducimos estas variables en el software PVSyst conjunto con el número de módulos seleccionado previamente (72) y la demanda diaria promedio calculada (116 kWh/día). Los resultados obtenidos son los siguientes:

- Energía Disponible: 35,54 MWh/año.
- Producción específica: 1496 kWh/kWp/año.
- Energía utilizada: 33,21 MWh/año.
- PR: 60%.

De manera gráfica:

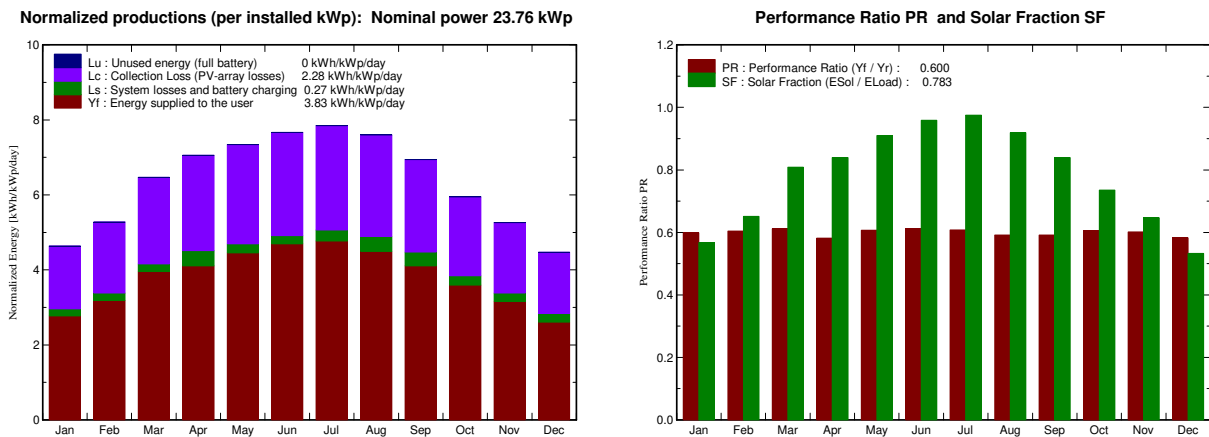


Figura 2.37 Producción normalizada por potencia instalada, a la izquierda. PR con respecto a la fracción solar, a la derecha. Fuente: Informe PVSyst.

Estos resultados serán analizados de forma crítica en el capítulo 3, con el fin de comprobar que el conjunto campo fotovoltaico más sistemas de almacenamiento de energía más baterías cumplan con la demanda requerida por el complejo turístico.

2.4.4 Selección del regulador de carga

El regulador de carga tiene como función controlar la transferencia de energía entre el campo solar y el conjunto de las baterías de la forma más óptima posible. A esta tarea se le suma la protección de la batería frente a sobrecargas y descargas profundas aumentando de este modo su vida útil. Como se desarrolló en el apartado 1.4.2, la medición del estado de carga se realiza mediante el control de la tensión en bornes de esta.

Los parámetros más importantes que controla el regulador son los siguientes y por lo tanto serán los principales para seleccionar el regulador correcto para la instalación:

- **Tensión máxima de carga**, corriente procedente del campo fotovoltaico.
- **Tensión de salida de flotación**, reconexión del campo fotovoltaico para la recarga de las baterías.
- **Tensión de desconexión de consumo**, regula el momento en el que es necesario desconectar las cargas que demandan energías de la batería para evitar una descarga profunda que dañe la batería.
- **Tensión de rearme de consumo**, momento el que la batería tiene la carga mínima indicada por la tensión entre bornes para que esta pueda volver a ser conectada a las cargas sin dañar su vida útil.

El mercado de reguladores de baterías para uso fotovoltaico tiene en cuenta también parámetros como la protección de la batería frente a cortocircuitos en la línea o alarmas por tensiones anómalas durante el funcionamiento de la batería. Además de esto, actualmente los reguladores cuentan con aplicaciones de control remoto del sistema de almacenamiento que permiten al usuario conocer el estado del sistema de forma remota.

Normalmente para seleccionar la intensidad nominal del regulador se sobredimensiona un 25% evitando así posibles problemas debidos a variaciones en la corriente suministrada por el campo fotovoltaico a la batería.

Existen dos tipos de reguladores:

- Reguladores **PWM**, *Pulse Width Modulation*, funcionamiento todo o nada en el que se conecta o se desconecta la batería del campo fotovoltaico.

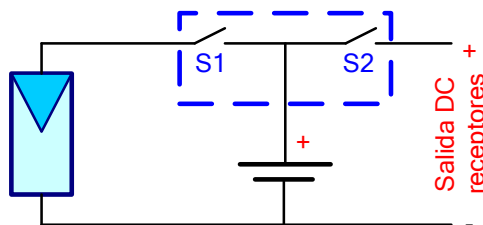


Figura 2.38 Circuito equivalente regulador PWM. Fuente: [25].

- Reguladores **MPPT**, *Maximum Power Point Tracking*, a diferencia de los PWM incluyen inversores de potencia.

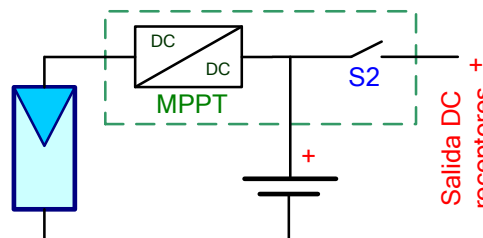


Figura 2.39 Circuito equivalente regulador MPPT. Fuente: [25].

Debido a que el regulador elegido es del tipo MPPT se realizará el desarrollo de esta tecnología. Se ha seleccionado este tipo de regulador puesto que tiene una eficiencia de conversión del 99%. Además, permite utilizar un mayor rango de módulos fotovoltaicos. En el caso de que en el futuro los propietarios de la instalación decidiesen renovar los módulos o realizar un cambio en la potencia de la instalación siempre y cuando no se sobrepasen las tensiones máximas del fabricante para el regulador, estos sistemas podrían ser reutilizados.

El controlador elegido es el modelo **MPPT 250/10**, de la marca SmartSolar al igual que los inversores. Este modelo utiliza un algoritmo de seguimiento del punto de Máxima Potencia consiguiendo un 30% más de recogida de energía que los del tipo Pwm con tensiones cambiantes debidas a las variaciones en la radiación que captan los paneles a lo largo del día. El software que maneja el algoritmo de carga es modificable mediante una aplicación móvil de sencillo funcionamiento de forma que los responsables del sistema puedan modificarlo.

El regulador elegido cuenta con las siguientes protecciones, [42]:

- Protección de sobretensión y reducción de potencia en caso de alta temperatura.
- Protección de cortocircuito.
- Protección de polaridad inversa.
- Protección de corriente inversa.

Tabla 2.12 Regulador MPPT 250/10. Fuente: Elaboración propia con los datos del fabricante.

Características técnicas regulador	
Corriente de carga nominal	100 A
Potencia FV nominal, 24 V	2900 W
Máxima corriente de corto	70 A
Eficacia	99 %
Algoritmo de carga	Variable multitapa
Temperatura de trabajo	-30°C/60°C

A pesar de que el algoritmo de carga tiene distintas variables, a continuación se desarrollarán las fases regulares de carga que se pueden apreciar en la figura 2.40. Cada mañana con la salida del sol, comienza la etapa de ciclo de carga profunda (en la figura *bulk charge*) de forma que la batería se cargue lo máximo posible de forma paralela al suministro de las cargas. Durante esta etapa la tensión de la batería va creciendo a medida que recupera la carga hasta que los módulos dejan de suministrar energía o se llegue al nivel de carga prefijado en el regulador. Una vez se alcanza la tensión mencionada empieza la carga de absorción (en la figura *absorb charge cycle*). En la fase de absorción, se controla la potencia generada por el campo solar que no está ya trabajando en el punto de máxima potencia aumentando la tensión del campo fotovoltaico de forma que se mantenga la tensión de la batería para conseguir la carga más completa. Una vez se finaliza esta fase comenzaría el modo de carga de flotación de la batería, manteniendo la tensión estable gracias al regulador dentro de los rangos de flotación definidos previamente.

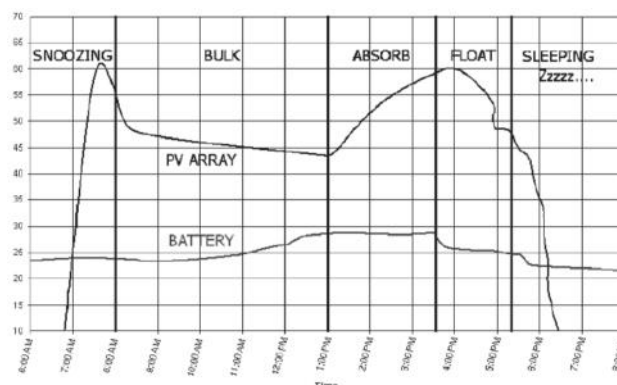


Figura 2.40 Etapas de carga de las baterías en función del voltaje y el tiempo.

Para la instalación de equipos como el sistema de inversores que no necesiten estar posicionados de forma contigua al campo fotovoltaico estos serán colocados en la sala de máquinas que presenta la parcela ya construida, figura 2.41.

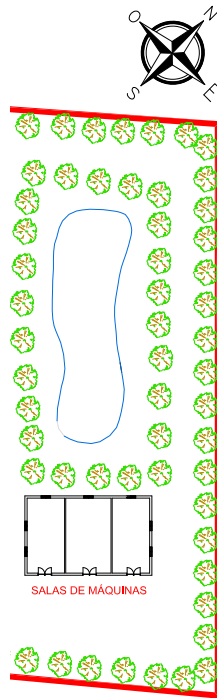


Figura 2.41 Posicionamiento de la sala de máquinas en la finca. Fuente: [28].

Esta construcción cuenta con 3 habitáculos diferenciados donde se almacenaban herramientas del mantenimiento del complejo turístico. Como la sala está separada de los módulos fotovoltaicos por la zona del jardín se trataría de colocar el cableado de forma que no fuera apreciable a primera vista para el huésped realizando la instalación de cableado en el perímetro de la finca el cual coincide con la sala de máquinas y el campo solar.

2.4.5 Selección del equipo termosolar

Los equipos termosolares se colocarán en la cubierta de las chozas con las características de la figura 2.42.

PLANTA TERMOSOLAR PARA PRODUCCION DE ACS

Suministro y aplicación de equipo de generación de ACS mediante conjunto solar termodinámico compuesto por bloque termodinámico, 2 paneles termodinámicos, interacumulador de 300L e interconexión hidráulica a instalación existente. Medida la unidad totalmente terminada y funcionando.

Figura 2.42 Características de la planta termosolar para producción ACS a suministrar según proyecto.

Los sistemas seleccionados son del tipo termosifón. En este sistema el depósito de acumulación se dispone sobre los colectores solares en la misma cubierta. El tanque donde se almacena el agua tendrá una capacidad de 300 litros como pide en las características de proyecto y estará formado por material vitrificado. La peculiaridad de este tipo de tanque es que al estar compuesto por acero vitrificado el tanque obtiene las cualidades de flexibilidad del acero y alta resistencia a la corrosión del vidrio. Además, su coste de operación es bajo debido a la durabilidad y la ausencia de oxidación y corrosión en este tipo de material llegando a una vida útil superior a 30 años.

Las características de cada sistema de 300 litros son las siguientes:

- 2 paneles termodinámicos.
- Tanque de agua vitrificado 300 litros.
- Precarga de gas R314a.
- Ánodo de magnesio.
- Kit fijación de los paneles, soportes en L.
- Conexiones dieléctricas.

La configuración según los planos del proyecto sería la que aparece en la figura 2.43a. Como se aprecia en la figura, al estar situada en una estructura a dos aguas los paneles se colocarían lo más orientados al sur posible para obtener la mayor cantidad de radiación posible y por lo tanto conseguir ACS en el menor tiempo posible para la utilización de los huéspedes de las chozas. En el caso de nuestro proyecto, la única configuración posible en función de las cubiertas de las chozas es aquella con orientación suroeste. La figura 2.43b representa de forma esquemática la colocación en la cubierta de la choza.

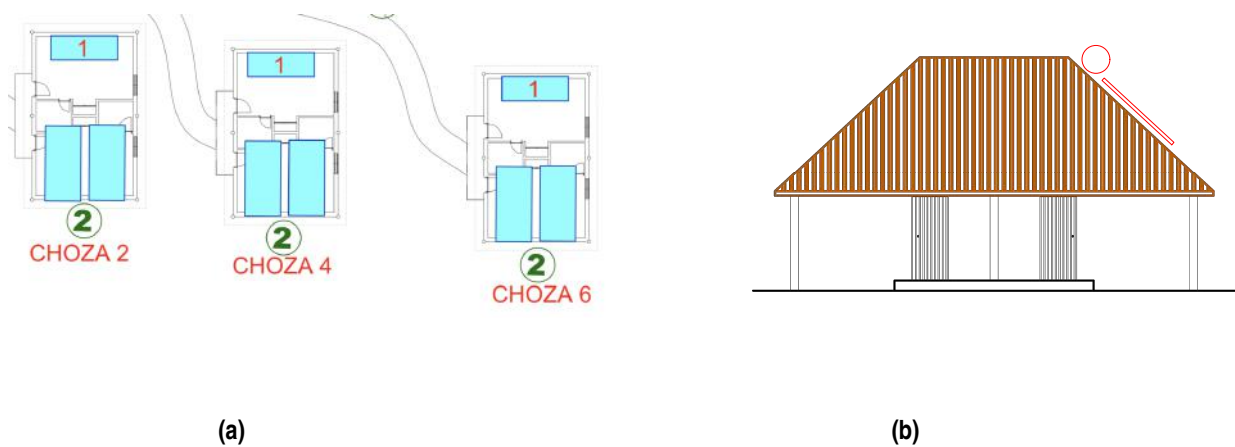


Figura 2.43 Esquema configuración paneles termodinámicos según planos de proyecto.

Cada choza cuenta con dos habitaciones dobles. Del mismo modo cada choza tiene un único termo ACS cuyo uso se comparte entre las dos habitaciones. De modo que se dispone de 300 litros de agua caliente sanitaria para 4 posibles huéspedes como máximo. Teniendo en cuenta que el único uso que se le va a dar a este agua será para el sistema de ducha y lavabo puesto que las habitaciones no cuentan con cocina o electrodomésticos que pudieran requerir del uso de agua.

Existen numerosas bases de datos que ayudan a calcular la capacidad del termo en función del número de personas y su uso. Para este desarrollo se utilizará una media sencilla de estos datos con algo de sobredimensionamiento.

Normalmente, para la utilización del lavabo se necesitaría un termo con una capacidad de entre 15 y 20 litros para 4 personas, se utilizan a lo largo del día entre 30 y 40 litros. A esto hay que añadirle los consumos de las duchas. Teniendo en cuenta que se consumen entre 30 y 40 litros de agua por ducha. Sólo para las duchas sería necesario un termo de entre 170 y 200 litros. Es decir, la capacidad de 300 litros debería ser suficiente para una alta utilización de agua por parte del total de huéspedes de la choza. Se ha tenido en cuenta que es muy probable que el tiempo entre duchas sea inferior a las 3 horas, pudiendo existir la posibilidad de que estas fueran más largas de lo normal al encontrarse los usuarios en periodo vacacional, y que además se produjesen todas a la misma hora, de ahí el sobredimensionamiento final.

El conjunto placa-termo será colocado sobre las cubiertas de las chozas como ya se ha comentado. El conjunto irá sobre una estructura de acero atornillada al forjado de la estructura de la choza de forma que esta no se vea sometida a cargas que pudieran poner en riesgo la integridad estructural de la misma. Se asume que la estructura está debidamente preparada para soportar el peso de los equipos ya que no se realiza ninguna mención en el pliego de prescripciones técnicas del proyecto ni se ofrece alternativa alguna a la instalación del sistema. La estructura sobre la que se coloca el equipo estará compuesta por aluminio para reducir el peso de la instalación, atornillada con ángulo de inclinación fijo.

2.5 Evaluación económica

El siguiente apartado tendrá como fin el desarrollo, estudio y evaluación económica del proyecto *Mejora de Eficiencia Energética en Chozas Marizmeñas*. Para ello se partirá del desarrollo de los capítulos 3.3 y 3.4, *Precios Descompuestos y Medición y Presupuesto*⁶, respectivamente, procedentes del Pliego de Prescripciones Técnicas del proyecto en cuestión.

Tras esto se expondrá la revisión económica realizada por la empresa ganadora del concurso de licitación, sobre este presupuesto se realizará el estudio de viabilidad del proyecto en la línea temporal utilizando el método LCOE, el cual valora la rentabilidad del proyecto en base a la energía producida y sus costes a lo largo del tiempo.

2.5.1 Presupuesto base de licitación

El proyecto tiene un presupuesto base de licitación con IVA excluido de **99.598,00 €**, a lo que aplicado el 21 % supondría un total de **120.513,58 €**.

El presupuesto base se divide en 4 capítulos:

1. Actividades necesarias en obra: 82.442,80 €.

- Campo fotovoltaico + acumulación: 63.098,00 €
- Planta termosolar: 6.528,75 €.
- Sistema de climatización eficiente multisplit: 2.462,25 €.
- Sistema de climatización eficiente split individual: 1.016,25 €.
- Sustitución iluminación a tubo LED: 933,8 €.
- Instalación de equipos medidores de energía: 1.300 €.
- Implantación sistemas de gestión: 2.022,50 €.

2. Seguridad y salud: 600,00 €.

3. Control de calidad: 153,00 €.

4. Gestión de residuos: 500,00 €.

Estos capítulos completarían un total de 83.694,80 €, a esta cifra habría que sumarle los gastos generales y el beneficio industrial. Según el Ministerio de Hacienda del gobierno español, los gastos generales "deberán tenerse en cuenta en el cálculo del valor de los Contratos de Sector Público, siendo estos otros costes que se deriven de la ejecución material de los servicios", estos varían entre un 13 % y un 17 % del total del presupuesto de ejecución de material. Por otro lado el beneficio industrial consistiría en el derecho de la empresa contratada como constructora del proyecto de obtener un beneficio económico que se fija en un 6 % del valor de la construcción.

El desglose y total del presupuesto base de licitación se aprecia en el cuadro 2.13

Tabla 2.13 Desglose Presupuesto Base de Licitación.

P.E.M.	83.695,80 €
G.G.	10.880,45 €
B.I.	5.021,75 €
Total Presupuesto Contrata	99.598,00 €
21 % de I.V.A.	20.915,58 €
TOTAL Presupuesto General	120.102,72 €

⁶ Los capítulos referidos pueden ser consultados en el anexo B.

Se aísla el P.E.M. de modo que el estudio del presupuesto del proyecto se refiera únicamente a este apartado puesto que es el único modificable dentro del presupuesto base de licitación y el resto estarán calculados en función de este. En el gráfico de la figura 2.44 se ha realizado una distribución de las partidas del presupuesto para tener una visión de cuáles son aquellas partidas con más peso y por lo tanto aquellas sobre las que se realizará un mayor esfuerzo a la hora del estudio del presupuesto para la posterior licitación.

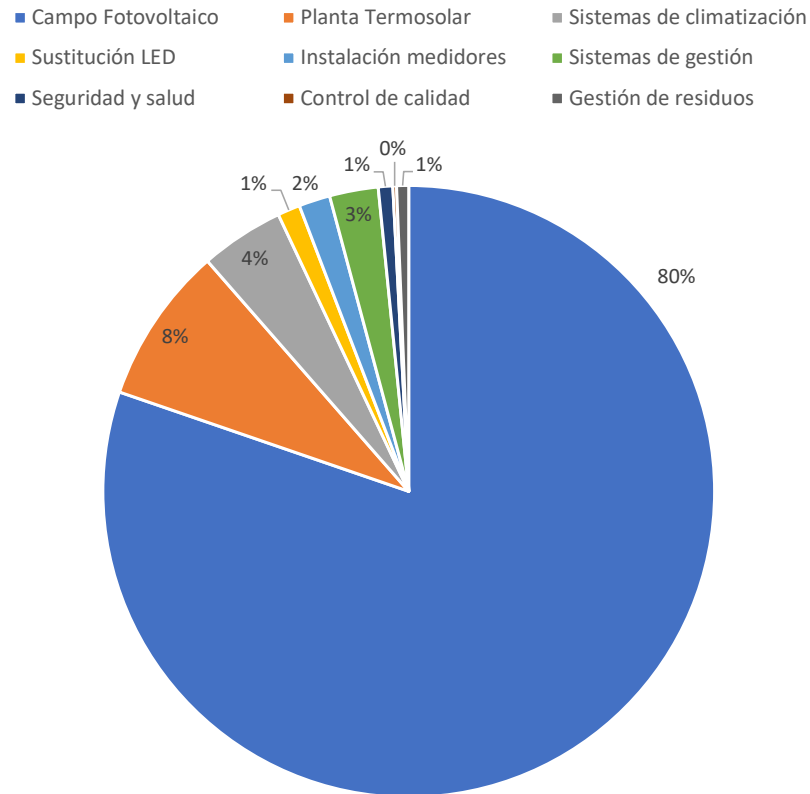


Figura 2.44 Distribución de las diferentes partidas del presupuesto de ejecución de material. Fuente: Elaboración propia.

Casi el 90% del peso de las partidas del presupuesto se basa en los sistemas solares, tanto el de generación como el termosolar. Si bien es cierto que el 80% del presupuesto del proyecto estará en el campo solar y los componentes anexos a él, 63.098 €. De modo que este capítulo del proyecto será el más importante a la hora de reducir el presupuesto del proyecto con el fin de conseguir la licitación de proyecto y mejorar la viabilidad económica del proyecto con el paso del tiempo. El gran peso que tiene el campo fotovoltaico en el proyecto es debido a que en la actualidad los proyectos con baterías tienen unos costes de adquisición de material de almacenamiento de energía muy por encima del rango del resto de componentes que forman parte en una instalación fotovoltaica. Es más, de este presupuesto el 16% del total del proyecto está compuesto únicamente por las baterías y los reguladores lo que constituye una quinta parte de la partida de campo solar.

2.5.2 Revisión del presupuesto de ejecución de material

Se ha realizado una revisión de las partidas del presupuesto de ejecución de material, con el fin de obtener la máxima puntuación en la categoría económica. Esta revisión se plasmará brevemente para que sirva de base para el posterior estudio de viabilidad del proyecto fotovoltaico con datos lo más cercanos a la realidad posible. El desglose completo de las partidas que forman parte del proyecto presupuestado según las ofertas de los fabricantes puede verse en el Anexo B de este documento.

A continuación se desarrollarán los precios de los materiales ofertados, únicamente de los elementos que serán necesarios a continuación para el cálculo del LCOE.

El proyecto total fue adjudicado por un valor total (sin impuestos) de 87.250€, lo que figuraría un total de 105.572,5€ con impuestos. Estos importes de adjudicación puede ser revisados en la página de contrataciones del estado en el documento de adjudicación del proyecto.

Los módulos, los cuales fueron desarrollados en el apartado de selección de componentes del campo fotovoltaico, 2.4.2, tuvieron un coste de 84 €. Si el campo fotovoltaico esta conformado por un total de 75 módulos tendría un importe de 6.300 €.

Del mismo modo, la estructura sobre la que se asientan los módulos al tener una configuración distinta por filas tiene un precio distinto en función de la elegida. El total de las 3 filas que componen la estructura es 2.139 €. El conjunto módulos y estructuras sumarían 8.439 €. Para que este número adquiera una dimensión más simple, el coste de 1 módulo más estructura, tomando como estructura el total de las distintas opciones sobre las que irá montado este sería de 112,52 € por módulo+estructura. Este número reduce en torno a un 25 % el valor calculado por el presupuesto base de licitación que calculaba unos 171,21 € por el conjunto módulo más estructura.

Por otro lado las baterías y los componentes relacionados con ellas como el regulador deben ser desarrollados debidamente ya que son parte fundamental de la instalación de autoconsumo en su vertiente económica. Como se mencionó anteriormente el número total de baterías es de 36 unidades siendo el precio por unidad 455,46 €, del mismo modo se solicitó oferta de todos los componentes relacionados con la monitorización de esta como el regulador, monitor o interface. El total del suministro de baterías y todos los componentes relacionados con su óptimo funcionamiento como los inversores es de 34.392,18 €.

El total del campo fotovoltaico alcanzaría la cifra de **49.131,18€**, es decir, 15.741 € menos de lo que estaba presupuestado en el presupuesto base de licitación reduciendo únicamente en la partida de campo fotovoltaico alrededor de un 19 % el PEM. El valor final indicativo de la instalación fotovoltaica más almacenamiento del proyecto, por lo tanto, sería de **2,067 €/Wp** instalado, este valor sirve para tener una visión general del precio por EPC, sin embargo en el siguiente apartado se desarrollará el indicativo económico que sirve como referencia real del proyecto.

2.5.3 Estudio económico mediante el indicador LCOE

Los principales indicadores para el estudio económico de una instalación de generación eléctrica son:

- **CAPEX**, inversiones en bienes de capital, procedente de la nomenclatura inglesa *capital expenditure*
- **OPEX**, gastos de mantenimiento o funcionamiento de la instalación, al igual que el término precedente es derivado de *operational expenditures*
- **LCOE**, siglas de *Levelized Cost Of Energy*, al tener un contexto más amplio será desarrollado detenidamente más adelante.

Se eligen estos parámetros puesto que van a ser los que nos van a aportar una idea de cuales van a ser nuestros gastos previos a la producción de energía, mediante los CAPEX, al igual que nos van a dar a conocer cuanto va a ser el coste de tener esa instalación en condiciones óptimas para su funcionamiento, mediante los OPEX, y por último un indicador ampliamente extendido en la actualidad debido al boom de la instalación de enormes plantas de generación de energía que sería el precio por unidad de energía producida **€/kWh**, mediante el indicador LCOE. El fin último del proyecto es que este dato sea menor que el precio de contratar energía a un suministrador o comercializador convencional. El momento en el que el coste

de generar electricidad es igual al coste de red se denomina *paridad de red*. En todo momento, cualquier proyecto cuyo fin sea alimentar a una vivienda mediante el autoconsumo ya sea conectado o aislado a la red debe tener en cuenta este valor para que el proyecto sea viable económicamente hablando. No se debe perder de vista este parámetro dado que a pesar de que otro objetivo de este tipo de proyectos es reducir las emisiones de CO_2 a la atmósfera, si el coste de este sistema de producción es muy superior al de la paridad de red el proyecto se convierte en un absurdo. Hay que tener en cuenta que el sistema eléctrico en España no obtiene la energía únicamente de formas de producción convencionales como se explicada en el apartado 1.2, es posible obtener energía directamente de la red la cual ha sido producida mediante fuentes de energía renovable, es más, en la actualidad existen comercializadoras que tienen firmados PPAs con grandes plantas de generación de energía renovable las cuales ofrecen al consumidor energía 100% limpia. Este tipo de comercializadoras están creciendo en los últimos años gracias a la transición energética que se está produciendo en Europa y especialmente en España. El estado español tiene como fin a medio largo plazo que toda la energía producida sea procedente de fuentes de energía renovables, de hecho, en los últimos años se están cerrando numerosas plantas de generación que producían energía eléctrica a menor coste pero contaminado de forma excesiva. Con esto se intenta que el lector no crea que el motivo único de estas instalaciones sea la producción de energía limpia con el medio ambiente, si no que además de esto se cree una instalación que reduzca el gasto de un complejo hotelero que crea riqueza para el pueblo fomentando la economía local a la vez que se reduce el gasto público puesto que el complejo esta gestionado por una organización pública como es el Ayuntamiento de Trebujena.

La definición clásica de LCOE de una manera simple se definiría como el coste durante la vida útil de la instalación dividido por la energía producida durante ese periodo de tiempo. De manera más matemática se definiría mediante la siguiente ecuación:

$$LCOE_{PV} = \frac{CAPEX_{PV} + \sum_{n=1}^N \frac{C_n}{(1+r)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{E_n^{prod}}{(1+r)^n}} \quad (2.12)$$

La ecuación del LCOE, *ec. 2.12*, tiene como resultado una cifra en unidad monetaria/Energía. En función de los datos introducidos obtendremos una magnitud u otra. A continuación se exponen las variables de entrada de la ecuación:

- $CAPEX_{PV}$: como se ha desarrollado previamente, esta variable es el valor del precio conjunto de todas las unidades que conforman el campo fotovoltaico.
- C_n : esta variable representa los costes de mantenimiento en cada año n .
- r : tasa o factor de descuento anual. Se utiliza para convertir a los valores actuales los flujos de caja de la ecuación al igual que se haría en la ecuación del VAN.
- E_n : energía generada por el sistema fotovoltaico cada año.

Sin embargo, el uso único de esta ecuación queda un poco limitado para el proyecto de estudio puesto que este es un sistema aislado con sistema de almacenamiento. Es por ello que se utilizará una ecuación derivada de este sistema conocida como **LCOU**. Esta ecuación, la cual proviene de su significado en inglés *Levelized Cost Of Use* (Coste Nivelado de Uso), se utiliza para sistemas híbridos en los que se combina generación fotovoltaico con sistemas de almacenamiento. La principal diferencia de esta ecuación es que además de tener en cuenta el ratio de autoconsumo anual, valora los CAPEX procedentes del sistema de almacenamiento y todo lo relacionado con este, dando así un número más real de la inversión y el ratio de generación del sistema al completo. En el caso de el proyecto el ratio de autoconsumo anual es del 100% debido a que no existe conexión alguna a la red y toda la energía que se produce o bien es consumida o es almacenada como muestra el informe que otorga el software PVSyst.

Por lo tanto, la ecuación quedaría de la siguiente forma:

$$LCOU_{PV} = \frac{CAPEX_{PV+Battery} + \sum_{n=1}^N \frac{C_n}{(1+r)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{E_n^{prod} * SCR_n}{(1+r)^n}} \quad (2.13)$$

A continuación se analizará detenidamente el valor de cada una de las variables para el caso específico del proyecto.

Como se ha mencionado en el apartado anterior, apartado 2.5.2, los costes de adquisición de engloban principalmente el coste de los módulos fotovoltaicos, estructuras sobre los que irán colocados, sistemas de almacenamiento de baterías y conjunto de inversores y reguladores del sistema por un valor total de 49.131,18€, este valor incluye suministro y montaje del sistema y el cableado.

El valor de la variable C_n , quedaría un tanto difusa. Esto se debe a que normalmente en grandes plantas de generación PV este valor se tiene en cuenta mediante el coste conocido como **O&M**, *Operación y Mantenimiento*. Este valor procede del mantenimiento del campo solar coste de la limpieza y mantenimiento preventivo y posible mantenimiento correctivo de los equipos además de los costes de gestión de la planta. En la actualidad existen numerosas empresas dedicadas únicamente a esta tarea, sin embargo no será necesario subcontratar a ninguna de estas para el funcionamiento del sistema. Dado que la potencia instalada incluye únicamente la instalación de 70 módulos no es necesario subcontratar una empresa o dedicar un tipo de coste anual para ello. El mantenimiento de los módulos se basará principalmente en la limpieza de los módulos que puede disminuir el rendimiento de estos. Como se mencionó previamente el campo fotovoltaico estará situado dentro de una finca cercada mediante vegetación quedando en cierta manera protegida de las inclemencias meteorológicas. La limpieza de los módulos debería realizarse al menos una vez al año y al ser una cantidad moderada de módulos, esta tarea podría ser llevada a cabo mediante el personal de mantenimiento del complejo turístico con el posterior ahorro que esto conllevaría. Para el resto de equipos de la instalación, al ser equipos conectados mediante internet y estar monitorizados mediante distintos equipos el único mantenimiento necesario sería el correctivo en caso de fallo o rotura, es importante remarcar que todos los sistemas han sido seleccionados para presentar el mayor ahorro de presupuesto al igual que se valoraba la durabilidad de estos para que no crearán problemas en los gestores de la instalación y evitar cortes o faltas de suministro eléctrico que derivasen en quejas por parte de los huéspedes. Se tendrá en cuenta un coste significativo de 84,2€ de media normal con una variación de 20€ por arreglos menores y reparaciones a lo largo del año, si bien es cierto la probabilidad de que esto ocurra es bastante reducida debido a que una vez que los módulos son puestos en marcha es poco probable la rotura ante la falta de existencia de partes móviles y si la rotura o fallo se debe a fallos de fabricación la instalación estará cubierta por la garantía de fabricación de los módulos.

Para la tasa de descuento se utilizará un valor del 7,09% que fijó el gobierno para las instalaciones renovables a partir del 1 de enero de 2020, [44]. Está previsto que esta tasa se mantenga al menos hasta 2025, si bien es cierto que este valor podría variar debido a las irregularidades acontecidas a raíz de la situación provocada por la pandemia mundial COVID-19.

Según el informe del PVSyst, se obtienen 35,54 MWh/año. Esta cifra no será constante a lo largo de los años debido a que los módulos tienen una pérdida de calidad con el paso de los años y a las posibles variaciones en cuanto a radiación y resto de factores meteorológicos que inciden en el funcionamiento de la instalación fotovoltaica. Según la ficha técnica del panel de Amerisolar seleccionado se tendrán unas pérdidas anuales en el PR del 0,4%, además esta pérdida se acentúa en el año 1 un 0,8%, sin embargo se puede realizar la simplificación de esta debido a la ganancia positiva del módulo entre un 0 y un 3%. El parámetro **PR** que se acaba de mencionar hace referencia al coeficiente de rendimiento y proviene de su nomenclatura en inglés, *Performance Ratio*. El PR expresa cual sería la relación, independientemente del lugar de la ubicación, entre el rendimiento real de la instalación y el nominal, es decir, indicad la proporción o cantidad respecto al total de la energía disponible para el suministro descontando todas las pérdidas como las que se producen por temperatura, inversores o cableado. Como se ha mencionado previamente las pérdidas de calidad del módulo afectan de una forma que se puede linealizar en función del módulo para su vida útil por lo que este parámetro indica el estado la instalación durante un largo periodo de uso. La ecuación que calcula el coeficiente de rendimiento sería la que aparece en la ecuación 2.14 sin embargo, ya que para el proyecto de estudio este trabajo se está basando en uno real este dato lo obtenemos de la herramienta PVSyst la cual nos indica cual sería el PR de nuestra instalación con las variables introducidas obteniendo un PR del 60%. El valor del PR de la instalación es un tanto bajo con respecto a un valor normal de instalaciones fotovoltaicas el cual se encuentra en la actualidad entre 70% y 80%. Normalmente en los contratos que tienen en cuenta la construcción de una instalación fotovoltaica, el valor del PR y su desarrollo con el paso de los años suele ser una cifra clara en la negociación del contratos ya que el instalador debe proporcionar un PR asegurado del

funcionamiento de la planta. Como en el proyecto de estudio no se menciona este valor ni en el pliego de Prescripciones Técnicas ni en el Pliego de Cláusulas Administrativas, se ha supuesto que este valor no es especialmente relevante para la parte licitadora por lo que no será objeto de desarrollo. Como la garantía de los módulos es a 30 años, la energía suministrada por el sistema teniendo en cuenta la degradación de los módulos será la que aparece en la tabla 2.14.

$$PR = \frac{\text{Rendimiento real de la instalacin anual}}{\text{Rendimiento nominal de la instalacion anual}} \quad (2.14)$$

Tabla 2.14 Pérdida de producción de energía durante la vida útil de la instalación.

	MWh/año	PR
Año 1	35,54	0,600
Año 2	35,40	0,598
Año 3	35,26	0,595
Año 4	35,12	0,593
Año 5	34,97	0,590
Año 6	34,83	0,588
Año 7	34,70	0,586
Año 8	34,56	0,583
Año 9	34,42	0,581
Año 10	34,28	0,579
Año 11	34,14	0,576
Año 12	34,01	0,574
Año 13	33,87	0,572
Año 14	33,74	0,570
Año 15	33,60	0,567
Año 16	33,47	0,565
Año 17	33,33	0,563
Año 18	33,20	0,560
Año 19	33,07	0,558
Año 20	32,93	0,556
Año 21	32,80	0,554
Año 22	32,67	0,552
Año 23	32,54	0,549
Año 24	32,41	0,547
Año 25	32,28	0,545
Año 26	32,15	0,543
Año 27	32,02	0,541
Año 28	31,89	0,538
Año 29	31,77	0,536
Año 30	31,64	0,534

Estos datos no son fiables al 100%, si no que dan una aproximación de como puede evolucionar el rendimiento de la instalación de forma lineal. Normalmente cuando las instalaciones están compuestas por miles de módulos fotovoltaicos estos riesgos se reducen, sin embargo, para una instalación como la que se presenta en el proyecto, estos datos son más variables puesto que fallos en un número menor de módulos afectarán en mayor medida a la instalación. Para el cálculo de producción anual se utilizarán datos de media 35,54 MWh/año y desviación típica un 5% de esta, ese 5% es el rango de incertidumbre que otorgan normalmente las bases de datos de información meteorológica para previsión de producción fotovoltaica. Esta variabilidad se aproxima bastante a la realidad. Esta afirmación se debe a que en la actualidad las empresas que basan su trabajo en el cálculo de variables meteorológicas mediante el estudio prolongado en sitio otorgan un mínimo de 3% de variabilidad en zonas con regularidad climática, el cual no es el caso de Andalucía y cada vez menos del conjunto europeo debido a los cambios climáticos producidos por el calentamiento global y el cambio climático.

Debido a que la viabilidad del sistema cuenta con variables externas a la simulación como las meteorológicas o la probabilidad de fallo aleatoria de algún equipo, a continuación, se presentará el modelo Montecarlo, figura 2.45, con el que se ha llevado a cabo el resultado para conseguir un LCOU lo más preciso posible.

Como se aprecia en la figura 2.45, se han calculado los datos de cada entrada de la ecuación para cada año de vida útil de la instalación con sus correspondientes funciones aleatorias centradas en la normal para reducir el factor de variabilidad. A continuación, se realiza la simulación Montecarlo con 10.000 iteraciones dando como resultado **LCOU=0,1073 €/kWh**. Este valor será desarrollado más adelante pero cabe decir que se encuentra dentro de los estándares de valor LCOU para sistemas híbridos fotovoltaicos más baterías según la revista especializada *Renewable Magazine*, [45]. En este artículo, la revista valora según fuentes de información contrastadas como la UNEF o la Universidad Politécnica de Madrid, el LCOE para autoconsumo entre 3 y 6 céntimos el kWh sin almacenamiento y entre 10 y 12 para autoconsumo aislado con sistemas

Año	MWh/año	PR	Tasa de Rentabilidad capex	O&M Actualizado (t)	MWh/año Actualizado
Año 1	33,55	0,600	1,777	45,54	33,546
Año 2	35,17	0,598	1,0709	84,95657858	32,84246895
Año 3	38,84	0,595	1,14682681	69,36531245	33,86823508
Año 4	35,85	0,593	1,228136831	54,89616328	29,18974425
Año 5	31,02	0,590	1,315211732	54,59197044	23,58327503
Año 6	32,62	0,588	1,408460244	61,00988677	23,15933314
Año 7	33,46	0,586	1,508320075	16,72721885	22,18494638
Año 8	35,12	0,583	1,615259969	57,11774067	21,74077281
Año 9	37,13	0,581	1,7297819	52,0123375	21,46686816
Año 10	34,38	0,579	1,85242437	32,94603101	18,56001134
Año 11	31,34	0,576	1,983760259	31,84860656	15,79979227
Año 12	34,36	0,574	2,124408861	50,97418015	16,17579395
Año 13	36,30	0,572	2,275029449	27,35788762	15,95627697
Año 14	36,78	0,570	2,436329037	33,42323584	15,09730395
Año 15	35,33	0,567	2,609064766	31,72784404	13,54086739
Año 16	34,18	0,565	2,794047458	47,55108923	12,23171779
Año 17	33,65	0,563	2,982145423	25,98135753	11,24544273
Año 18	39,12	0,560	3,204288533	21,72713202	12,20988672
Año 19	35,62	0,558	3,43147259	23,20286638	10,37980024
Año 20	33,75	0,556	3,674763997	23,32938934	9,185079648
Año 21	32,66	0,554	3,933040764	26,83909032	8,298721943
Año 22	37,91	0,552	4,214317872	19,47646155	8,996473724
Año 23	35,32	0,549	4,513113009	8,820962364	7,826526818
Año 24	34,55	0,547	4,831991722	15,12075274	7,148424827
Año 25	36,82	0,545	5,175758995	21,99677383	7,114125683
Año 26	34,10	0,543	5,542723038	14,98542149	6,152935401
Año 27	35,44	0,541	5,935699178	6,162711233	5,970147566
Año 28	36,24	0,538	6,35654025	12,59647495	5,701529224
Año 29	36,22	0,536	6,807218954	7,591940314	5,320675043
Año 30	33,25	0,534	7,289850777	14,52704633	4,561684596
				994,4044654	459,0548616

LCOU MWh It. LCOU kWh It.
 109,1930 0,1092

Figura 2.45 Hoja de Excel donde se ha realizado la simulación. Fuente: Elaboración propia.

de almacenamiento de energía, teniendo en cuenta la vida útil de los sistemas de almacenamiento. Es por eso que en un principio, el valor de LCOU calculado estará dentro del intervalo promedio para este tipo de instalaciones.

El código con el que se ha programado el bloque VB para llevar a cabo la macro es el siguiente:

Código 2.1 Módulo ciclos Montecarlo.

```

Sub ciclos()
Dim i As Long, c As Long
Dim LCOU As Double
c = Val(InputBox("iteraciones?", , 1000))
Columns("L:L").Clear
Range("A1").Select
For i = 1 To c
    LCOU = Range("I39")
    Range("J14") = i
    Cells(i, "L") = LCOU
Next i
End Sub
  
```

Este código utiliza un bucle tipo *for-next*, en el se introduce el número de iteraciones deseado por pantalla y el resultado de cada iteración fruto de la aleatoriedad de la función normal declarada en la plantilla se coloca en la columna "L". Una vez realizadas las iteraciones deseadas se realiza un promedio de estos resultados. Como se ha comentado anteriormente el resultado obtenido ha sido 10,73 cent/kWh con una variabilidad de 0,0011 por lo que la cifra obtenida tiene un porcentaje de probabilidad bastante alto. Siendo la campana de soluciones del programa la que aparece en la figura 2.46. En la cual se aprecia que el resultado que se ha repetido un mayor número de veces de las 10.000 iteraciones ha estado entre 0,1071 y 0,1074 en más de 600 ocasiones, lo que refuerza la teoría de que el resultado esperado sea el promedio seleccionado.

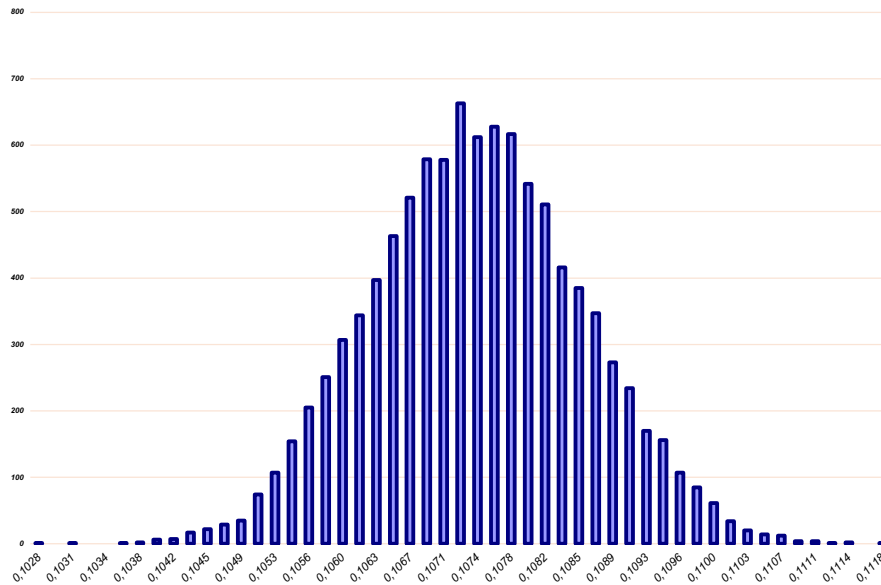


Figura 2.46 Campana de resultados de la simulación Montecarlo para el LCOU. Fuente: elaboración propia.

2.5.4 Ahorro durante la vida útil de la instalación

A continuación, gracias al dato de €/kWh del conjunto híbrido a instalar hemos terminado cual sería el precio simbólico de producción de energía de la instalación, este será comparado con la posible factura recibida en el caso de que el complejo turístico hubiera estado conectado pagando a una comercializadora eléctrica convencional por el suministro de energía

Para el cálculo de la factura, ya que no se dispone de datos de facturas de otros años puesto que la instalación estuvo cerrada al público y sin movimiento alguno, se va a realizar una estimación de esta gracias a simuladores disponibles en la red. El simulador seleccionado es el que proporciona la CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia). Se ha seleccionado este puesto que no está ligado a ninguna comercializadora por lo que tendrá un resultado de carácter más general, además, la CNMC tiene entre sus objetivos el buen funcionamiento de los mercados para el interés del consumidor y pese a que es independiente del gobierno está sometido a control parlamentario. Es por eso que los datos obtenidos tienen un origen contrastado a la par que independiente. Además estos valores se contrastarán con simuladores que ofrecen las compañías eléctricas de forma que el valor sea el más parecido a la realidad en un futuro.

El consumo anual introducido en el simulador de la CNMC al igual que el que se introducirá en el resto de simuladores es el mismo que el que se introdujo como variables de consumo y cargas en el reporte de PVSyst. De esta forma los resultados obtenidos tendrán el grado de correlación más alto posible dentro de los datos disponibles por proyecto. El consumo anual se fija por lo tanto en 42.340 kWh anuales de media, siendo la potencia pico de consumo 18 kWh/día. Por lo tanto se deberá contratar una potencia pico superior a esta con un rango de operación significativo ya que debido al carácter turístico y de bienestar del huésped se evitará los cortes de luz intermitentes. La potencia pico disponible se fija en 20 kWh con un peaje de acceso general por lo que no estará sometido a horario.

El valor obtenido por la tarifa anual del CNMC sería de 7.050,88 €, mientras que el promedio de las comercializadoras en torno a 7.761,43 €. Estos valores estarían constituidos por la potencia contratada, la energía consumida, el impuesto a la electricidad, la base y el resto de impuestos. Éste último parámetro podría ser discutible puesto que al fin y al cabo el complejo turístico forma parte de un ente público como es el Ayuntamiento de Trebujena Por lo tanto, con el fin de simplificar la operación y de forma que esta factura fuese aplicable a una tercera empresa que un futuro pudiera obtener la gestión completa del complejo de forma privada, se mantendrá la cifra propuesta por el simulador.

El precio por kWh contratando la electricidad a un consumidor convencional según la CNMC rondaría los **0,166 €/kWh** y según los comercializadores **0,183 €/kWh**, frente a los **0,107 €/kWh** obtenidos mediante el método de LCOU. En el gráfico siguiente, tabla 2.15, se puede ver una comparativa básica de ambas opciones.

Tabla 2.15 Comparativa económica del consumo energético. Fuente: Elaboración propia.

	Autoconsumo	CNMC	Comercializadora
<i>€/kWh</i>	0,1073	0,166	0,1833
<i>Factura mensual</i>	378,59 €	585,7 €	646,7335 €
<i>Factura anual</i>	4.543,08 €	7.028,44€	7.760,92€

A continuación, en la figura 2.47, se representará la curva de recuperación de la inversión con respecto al ahorro por cada precio obtenido en el simulador durante la vida útil de la instalación, siendo el ahorro un valor constante igual al precio anual de la tarifa no pagada aplicando la tasa de recuperación estipulada de 7,02 %.

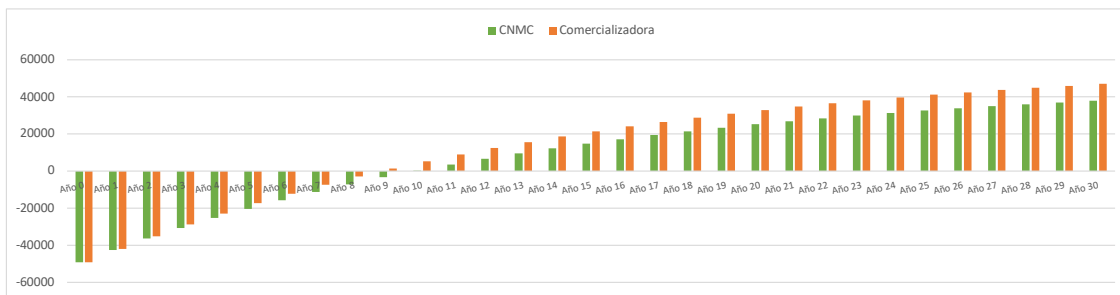


Figura 2.47 Ahorro de la inversión con valores constantes.

Como se aprecia en el gráfico 2.47, la inversión se recuperaría en el noveno año de funcionamiento con los precios de tarifa de las comercializadoras y en el décimo año fijando los precios de la CNMC, siendo ambos óptimos y estando dentro del rango de tiempo de recuperación de la inversión en instalaciones para autoconsumo (entre los 7 y 10 años). Este gráfico sería útil para el corto y medio plazo, no así para toda la vida útil del proyecto puesto que este ahorro está sometido a la volatilidad actual que ha conllevado la situación post-covid de los posibles precios del mercado eléctrico. Es digno de mencionar que durante el año 2019 los precios de mercado SPOT español estuvieron en torno a 48 €/MWh mientras que en la actualidad se encuentran en mínimos históricos. A esto se debería añadir que las previsiones de precio del mercado español ya situaban un decrecimiento de los precios con el transcurrir de los años debido a la gran oferta de generación que se está presentando, y se espera siga aumentando en el futuro, trayendo consigo una disminución del precio de la luz en los hogares españoles.

Por otro lado, se ha realizado la representación del flujo de caja del proyecto de forma análoga al ahorro producido por el autoconsumo mencionado anteriormente. Tanto para el ahorro como para el flujo de caja se ha tenido en cuenta como entrada negativa un gasto simbólico de 83 € al año por gastos de mantenimiento del sistema fotovoltaico al igual que se hizo con la simulación Montecarlo.

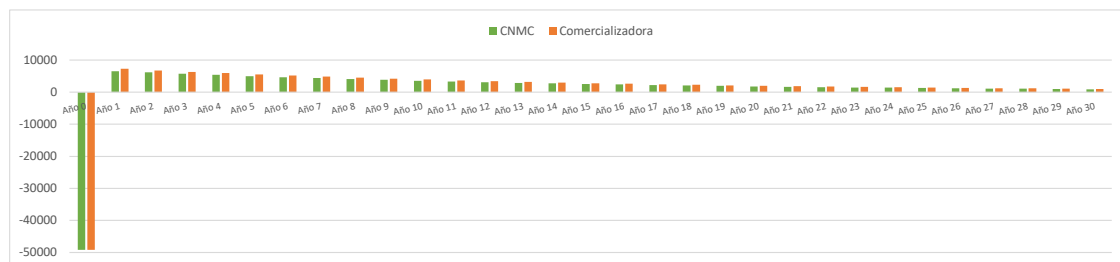


Figura 2.48 Flujo de caja de ahorro. Fuente: elaboración propia.

El VAN y el TIR del proyecto con respecto al ahorro de las distintas tarifas será el que aparece en la tabla 2.16. Para el cálculo de estos valores se ha tenido en cuenta el ahorro con respecto a la factura anual como un valor positivo en el flujo de caja.

Tabla 2.16 Comparativa del VAN y TIR del proyecto. Fuente: Elaboración propia.

	VAN	TIR
CNMC	37.910,18 €	8 %
COMERCIALIZADORA	46.981,25 €	9 %

Ambas situaciones presentan una tasa de recuperación por encima del 6 % que recomiendan las empresas especializadas en este tipo de instalaciones para afrontar la inversión. Si bien es cierto que la introducción de las baterías como sistemas de almacenamiento no está del todo optimizada debido a sus costes y a su breve tiempo siendo instaladas por lo que hay cierta diversidad de criterios. En recientes informes técnicos como el desarrollado por la Universidad deThrace, [46], se menciona que el valor del LCOU y la viabilidad económica de un proyecto híbrido PV-Almacenamiento de energía es altamente dependiente del tamaño de los sistemas de almacenamiento y su relación con la potencia instalada y producción de energía de forma que se acerque o esté por debajo de la paridad de red. De hecho como presenta el mismo documento en el gráfico de comparativas por países de la figura 2.49, este valor LCOU podría incluso superar el precio de venta convencional.

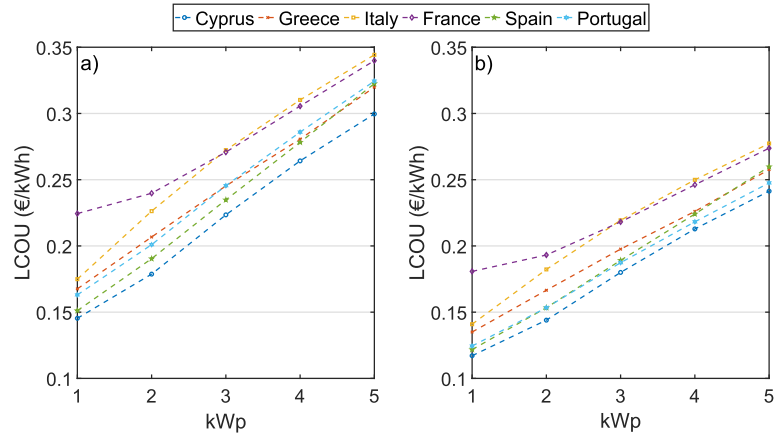


Figura 2.49 Análisis LCOU: 1kWh/kWp considerado. a) Módulos de gran potencia; b) Módulos convencionales. Fuente: [26].

Sin embargo, en el marco técnico-económico de este tipo de instalaciones híbridas es donde se está produciendo un mayor desarrollo en la actualidad. Diversas consultoras energéticas han declarado en los últimos meses, que se tiene previsto que esta tecnología sea escalable a grandes plantas de producción en el 2025 de forma rentable como se ha podido comprobar en este estudio, consiguiendo de esta forma superar el gran obstáculo de la energía renovable y especialmente la fotovoltaica: la falta de carga de producción base las 24 horas del día.

3 Conclusión y Valoración del Proyecto

Durante este capítulo se realizará una valoración crítica de los equipos que el Ayuntamiento de Trebujena requirió para la realización del proyecto. Se valorará su viabilidad desde el punto de vista técnico, realizando un estudio de la idoneidad del conjunto en cuanto a la producción de energía. De esta forma, se comprobará el cumplimiento energético del campo solar con la posible demanda eléctrica requerida durante la vida útil del sistema de producción, utilizando para este cálculo el estudio previo de demanda eléctrica.

Durante la realización de este proyecto se intentó no realizar una crítica a la selección de los equipos que formaban parte de la instalación final, sino que se realizó una revisión de los mismos aportando el razonamiento y datos necesarios para la comprensión de cada uno.

Se incluirá en este capítulo posibles mejoras que optimicen el funcionamiento del sistema de generación y almacenamiento para el futuro.

3.1 Análisis crítico

El objetivo principal del trabajo es el estudio y desarrollo de un proyecto real, poniendo el foco de atención en las áreas relacionadas con la energía solar para el autoconsumo. De esta forma, se trataba de dar una visión general del desarrollo y funcionamiento de la tecnología fotovoltaica para el autoconsumo en su vertiente de utilización de forma paralela con sistemas de almacenamiento de energía y una breve aportación de los sistemas termosolares para la producción de agua caliente sanitaria.

Para poder estudiar el proyecto de mejora energética desde un punto de vista técnico con sentido, se realizó en primer lugar una recopilación y estudio de las principales características técnicas de los módulos fotovoltaicos, las baterías y las placas termosolares; de forma que llegado el caso real, los conocimientos fueran los mínimos necesarios que se tendrían que tener en cuenta para la licitación del proyecto y su posterior desarrollo.

Tras esto, en el apartado 2.3 (*Estudio de la Demanda*), se realizó un estudio para tener una estimación de la posible demanda eléctrica del complejo a lo largo del año. Estos datos serán utilizados a continuación para determinar si el sistema de producción tiene capacidad suficiente para suministrar energía al conjunto de cargas sin depender de una fuente de producción externa.

3.1.1 Análisis de la viabilidad técnica del campo de generación

Para la generación eléctrica del campo fotovoltaico, la primera y gran restricción del proyecto es la capacidad de producción de energía por parte de los módulos en función de los recursos meteorológicos, es decir, las condiciones del sistema que son consecuencia del entorno y no de los equipos seleccionables. Las condiciones climáticas del emplazamiento eran más que óptimas para el correcto funcionamiento del mismo, ya que se realizó un estudio de radiación solar, la cual no presentaba problema alguno, y se comprobó mediante el estudio de rendimiento del sistema junto con el reporte de la herramienta PVSyst que los picos de temperatura no supondrían un problema de orden mayor para el funcionamiento del mismo durante los meses de verano, coincidentes en parte con la temporada alta de ocupación del complejo turístico.

Una vez conocidas las condiciones externas al campo de generación, se va a proceder a desarrollar las variables intrínsecas del proyecto en cuanto a producción de energía con respecto a la demanda

Gracias a la simulación realizada en PVSyst, se obtiene la producción de energía hora a hora del sistema con una potencia instalada de 23,76 kWp. Estos datos son recopilados y se realiza un promedio horario de la producción de energía a lo largo de los 12 meses del año, tabla 3.1.

Tabla 3.1 Promedio horario de producción de energía del campo solar, MWh. Fuente: Elaboración propia.

MWh	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6:00	-	-	-	-	557,75	797,75	657,75	-	-	-	-	-
7:00	-	-	3.628,44	3.628,44	1.199,85	1.258,22	939,93	657,75	172,42	-	-	-
8:00	920,45	8.229,93	4.090,88	4.581,74	5.314,26	5.399,46	4.969,37	4.487,86	3.867,39	4.771,33	4.371,33	4.171,33
9:00	5.642,92	4.376,48	6.526,05	9.234,68	9.540,53	9.805,90	9.425,64	9.025,11	8.164,96	7.329,65	7.871,28	4.120,55
10:00	7.827,67	8.440,24	10.449,84	13.000,45	12.855,25	13.226,21	13.027,97	12.781,90	11.414,41	10.739,48	8.701,67	7.712,95
11:00	10.668,22	11.462,92	13.503,13	14.790,75	14.721,23	15.165,61	15.482,90	15.302,52	14.018,43	12.824,77	11.227,24	10.491,61
12:00	11.724,89	13.764,47	15.215,13	16.135,26	16.272,16	16.287,90	16.825,71	16.734,23	14.844,74	13.812,24	12.392,23	12.115,07
13:00	12.749,70	14.446,44	16.150,55	15.955,63	16.541,37	16.664,84	17.115,77	17.107,29	15.388,50	14.604,30	13.415,54	12.214,35
14:00	11.926,03	14.416,49	15.295,50	15.651,35	15.772,79	16.043,06	16.587,58	16.505,35	14.760,25	13.716,99	12.058,53	10.814,26
15:00	10.645,50	13.324,15	13.588,88	14.553,83	14.137,03	14.655,70	15.126,87	14.997,81	13.261,99	11.875,42	10.073,75	9.163,70
16:00	7.826,57	10.129,79	11.170,25	11.397,12	11.620,41	12.192,68	12.663,77	12.388,71	10.675,86	8.930,79	7.362,13	6.670,50
17:00	5.971,42	6.383,45	7.523,89	7.674,42	8.135,10	8.678,17	9.151,88	8.650,55	6.669,44	4.698,22	3.340,69	3.212,53
18:00	-	12.777,47	3.072,93	3.523,49	4.030,78	4.507,97	4.836,63	4.201,91	2.594,92	4.425,68	-	-
19:00	-	-	4.620,80	14.136,76	646,63	887,59	948,25	569,12	479,00	-	-	-
20:00	-	-	-	-	1.360,06	1.360,06	1.260,06	-	-	-	-	-
21:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

En el tramo horario de mañana, entre las 8:00 y 12:00 horas, se tendría una producción mínima media de energía acorde a la demanda, ya que ésta se mantendrá constante y por debajo de los 4.000 MWh de consumo, siendo un poco más limitada entre los meses de otoño e invierno. Sin embargo, esta reducción de la producción podría ser compensada con la disminución en las pernoctaciones en esos meses del año. Ahora bien, durante esta franja horaria no se tendría con el suplemento energético que otorgan los sistemas de almacenamiento de energía. Como se desarrollará a continuación, para los tramos horarios de tarde y noche será necesario el aporte energético de las baterías, las cuales reducirán en un porcentaje muy alto su almacenamiento no pudiendo ser cargadas hasta la mañana siguiente. Además, se corre el riesgo de que en el caso en el que se produzca un pico de demanda para el desayuno debido a un grupo de excursionistas antes del horario de producción energética, el restante de energía que tienen las baterías de la noche anterior no sea suficiente para compensar esta demanda en los meses de invierno. Si bien es cierto que para los meses para los que se espera que la demanda sea mayor, la producción de energía tiene un tramo horario más amplio (empieza a las 6:00 de mayo a julio y a las 7:00 en agosto y septiembre). Con todo esto, durante este tramo horario se corre el riesgo de que se produzcan momentos de falta de capacidad eléctrica.

El tramo horario de tarde (de mediodía a 19:00) es en el que se produce una demanda mayor de energía, debido especialmente a que es el tramo en el que el restaurante esta en su punto de máxima afluencia al mismo tiempo que es el tramo horario de entradas y salidas típicas en un complejo hotelero. Para este tramo, se estima que el pico de demanda se produzca entre las 15:00 y las 16:00, con 18.000 MWh de demanda. Si se cruza este dato de demanda con la producción media de la tabla 3.1 para esas horas, el suministro de energía no puede ser único del campo solar ya que ni en el punto del año de mayor producción de energía en el mes de julio a las 15:00 se alcanza este valor ya que únicamente se alcanzan los 15.126 MWh promedio. Es por eso, que este tramo horario deberá empezar a utilizar el apoyo de suministro de las baterías. Como se mencionó en el apartado 2.4.3, cada batería tiene un rango energético de entre 35.208 Wh y 44.010 Wh en carga completa, lo que supone que para el conjunto total de almacenamiento de energía se dispone de entre 1,27 MWh y 1,59 MWh en carga completa.

Con este último dato podemos comprobar que ni siquiera se podría mantener el suministro de energía de forma óptima durante la noche. Esta afirmación se refuerza con el dato aportado por el reporte de PVSyst en el diagrama de pérdidas, figura 3.1. En el cual se puede apreciar que a lo largo del año son necesarios 9.2 MWh más, es decir, un 21,7% más de producción ya sea mediante incremento de la potencia instalada del campo fotovoltaico un ampliación del sistema de almacenamiento de energía.

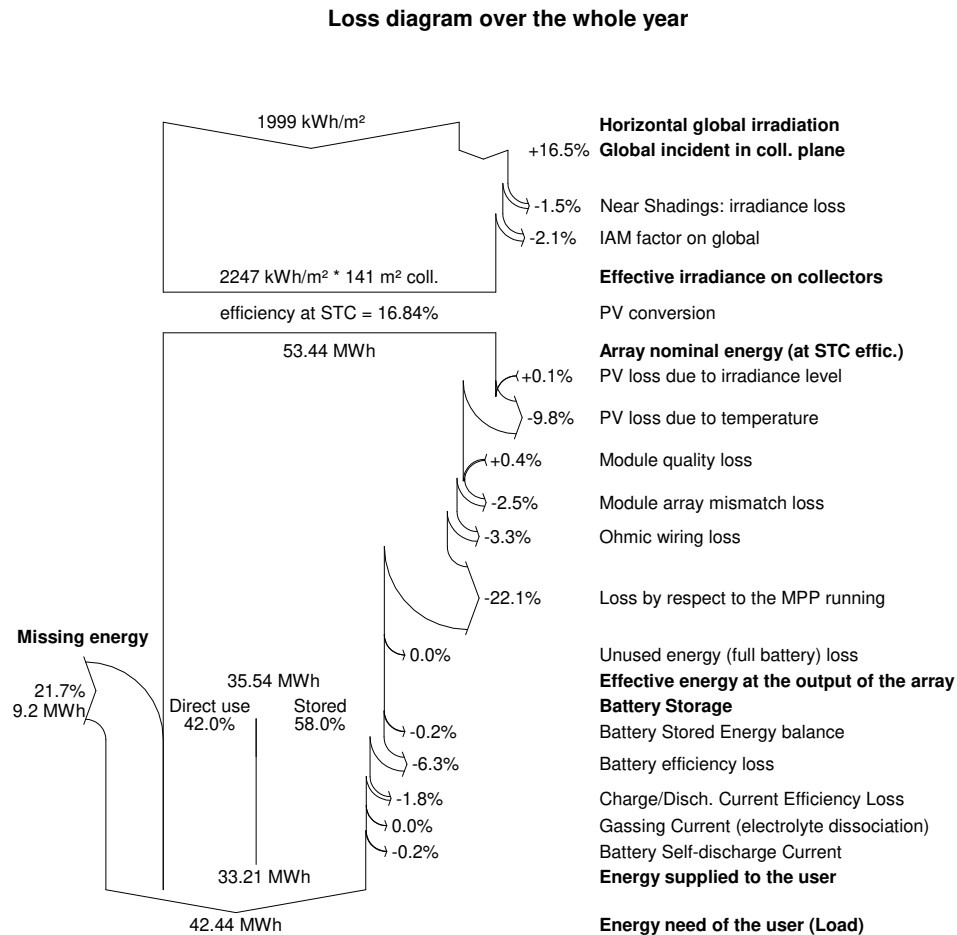


Figura 3.1 Diagrama de pérdidas anual del sistema. Fuente: Reporte PVSyst del proyecto .

Es por esto, por lo que el ayuntamiento se debería plantear una serie de medidas para contrarrestar este déficit de suministro energético. El cual probablemente en caso de no ser planeado con anterioridad, hubiese sido subsanado mediante un generador diesel, haciendo que el complejo perdiese en parte la ventaja de ser limpio con el medio ambiente a la par que autosuficiente.

3.1.2 Alternativas para la posible carencia de suministro

Actualización de los módulos fotovoltaicos

En la actualidad, el desarrollo de módulos fotovoltaicos en materia de potencia está en su punto álgido. Durante el mes de mayo de 2020, numerosas empresas fabricantes de módulos han presentado sus nuevos módulos con una potencia superior a los 500 Wp, siendo la punta de lanza de estos nuevos lanzamientos el módulo de 580 Wp presentado por Jinko Solar, conocido como Jinko Tiger Pro, que se empezará a fabricar en el verano de 2020.

No es necesario utilizar módulos tan novedosos los cuales aumentarían de forma considerable el presupuesto del proyecto. Si se eligiesen unos módulos de 460 Wp, de modelo básico como los que ofrece Trina Solar, para el mismo número de módulos se obtendría un incremento de potencia instalada de casi el 40%, teniendo en cuenta que el precio de estos se ha reducido notablemente en el año 2020, alcanzando una potencia instalada de 33,12 kWp.

Si bien es cierto, que sería necesario un incremento en el número de baterías para cumplir con el suministro energético nocturno, se estima que sería necesario que se aumentase el número de baterías en torno a un 50% para reducir los riesgos desarrollados en el apartado previo a este.

Éste incremento conllevaría un aumento exponencial en el presupuesto de ejecución de material debido a que la adquisición de este tipo de sistemas sigue siendo demasiado elevado. Sin embargo existe la opción de subsanar la carencia de energía mediante un generador tradicional de forma temporal. La temporalidad de este tipo de instalación se debe a que como muestra el gráfico de la figura 3.2, los sistemas de almacenamiento sigan una tendencia de reducción de precios similar a la que siguieron los módulos fotovoltaicos en el pasado.

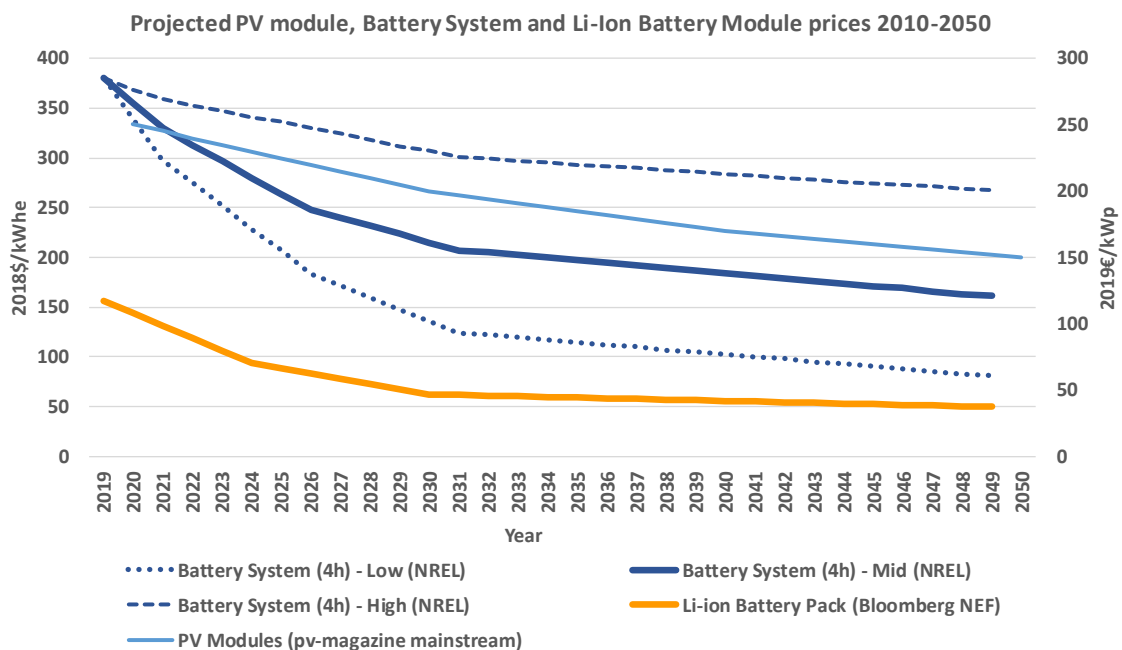


Figura 3.2 Evolución de la relación €/energía de los módulos fotovoltaicos y los sistemas de almacenamiento a corto plazo. Fuente: Bloomberg NEF.

La figura 3.2 muestra los precios esperados para los que la tecnología fotovoltaicas y sistemas de almacenamiento fueran económicamente favorables para su puesta en marcha y producción. Según la curva de color anaranjado de la figura 3.2, se espera que los precios en los sistemas de almacenamiento se reduzcan en torno un 50%. En ese momento se podría ampliar el sistema de almacenamiento ya instalado ya que se cuenta con la instalación previa necesaria, eliminando de esa forma el generador convencional, el cual podría ser reservado para momentos en los que la ocupación y por lo tanto la demanda fuera excepcionalmente alta.

Módulos bifaciales

Por otro lado, la tendencia de los nuevos módulos se inclina a la utilización de los módulos conocidos como bifaciales. Este tipo de tecnología consiste en unos módulos fotovoltaicos que reciben radiación por las dos caras del módulo, para ello la cara posterior toma la radiación reflejada en el suelo llamada albedo y la convierte en energía eléctrica al igual que hace la cara delantera.

Los módulos bifaciales comenzaron a ser una opción real para su instalación entre finales del año 2018 e inicios del 2019. Desde entonces, están acaparando gran parte del mercado ya que su decremento en sus

costes de fabricación están evolucionando más rápidamente que los módulos convencionales, figura 3.3. En la actualidad estos ocupan alrededor de un 20 % del total de venta de módulos fotovoltaicos.

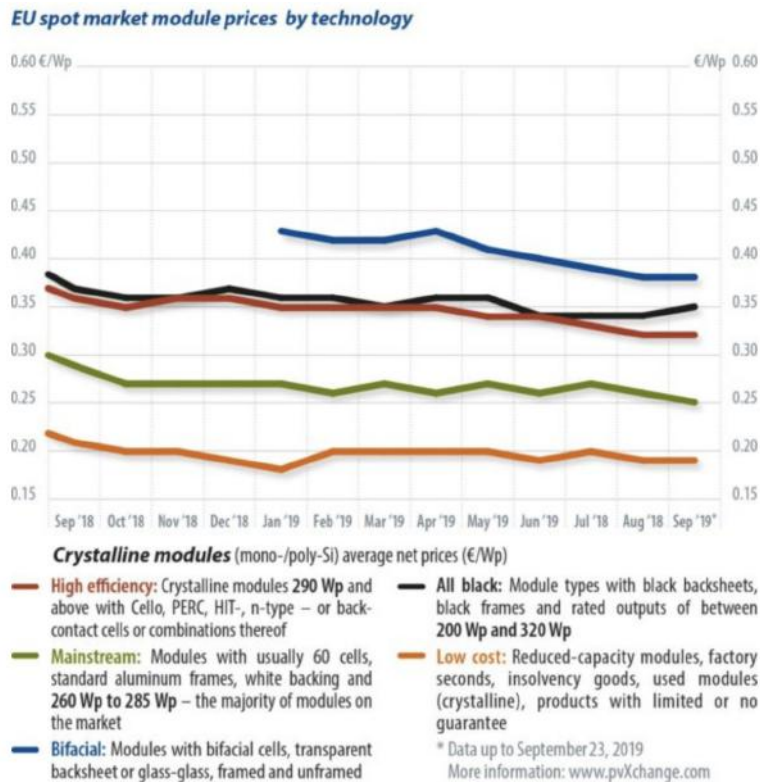


Figura 3.3 Evolución de los precios de mercado fotovoltaico por tecnología en Europa. Fuente: <https://www.pv-magazine.com/module-price-index/>.

Estos módulos pueden aumentar en un 20 % la capacidad instalada por módulo y por lo tanto de la instalación y hasta un 30 % si las condiciones de albedo son óptimas. En el caso de nuestra localización el suelo sobre el que se asentarían los módulos está compuesto de césped en condiciones óptimas, este podría tener un albedo superior al 20 % la mayor parte del año, llegando a un 45 % en momentos en los que esté húmedo.

Con la instalación de este tipo de módulos se resolvería la carencia de suministro energético sin tener que ampliar el espacio ocupado por el campo fotovoltaico.

Para realizar la comparación seleccionamos los módulos bifaciales del fabricante Longi el cual tiene una potencia pico por módulo de 440 Wp y una eficiencia del 20 %, valores muy superiores a los módulos seleccionados.

Con este cambio en la capacidad de los módulos se obtendría una reducción en el número de módulos necesarios del 25 % ya que se pasaría de 72 módulos a 54. Esto conllevaría una reducción en los precios de la estructura. Si se combinan estos módulos con las estructuras flotantes se obtendría una solución mucho más efectiva del espacio ocupado en la finca ya que únicamente sería necesario ocupar el terreno del jardín con una fila y la otra en las estructuras flotantes.

Desde el punto de vista económico, el precio de los módulos seleccionados para realizar la comparación está en 0,214 \$/Wp, aplicando la tasa de cambio euro dolar de 1,08 quedaría en 0,198 €/Wp. Para el total de la instalación la cifra se situaría en 4.704,49 €, lo que presentaría un ahorro de casi 1.600 €. También es importante tener en cuenta que este proyecto fue estudiado a principios de 2019, por lo que los precios que se tenían en ese momento no son los mismos que se manejan en la actualidad por lo que la comparación económica no es real. Si sería útil en el caso de que se quisiera realizar un aumento en la capacidad de la

producción o sustitución de los módulos actuales en los que el LCOU de los nuevos módulos se reduciría a **0,106 €/MWh**. Sin embargo este número no es real puesto que el aumento de eficiencia de los módulos modificaría el PR del sistema completo y habría que realizar una nueva simulación con los nuevos valores de salida de energía que probablemente serían mucho mejores ya que los módulos bifaciales se encuentran en torno a un PR del 80% - 85% mientras que la instalación actual se limita a 60%.

Si se continuara la línea de los módulos bifaciales del mismo modo sería óptimo modificar la estructura seleccionada a una con el esquema conocido como 2V o 2H (figura 3.4). Este tipo de estructuras se basan en la idea de colocar dos módulos en un mismo eje, uno encima y otro debajo del eje.

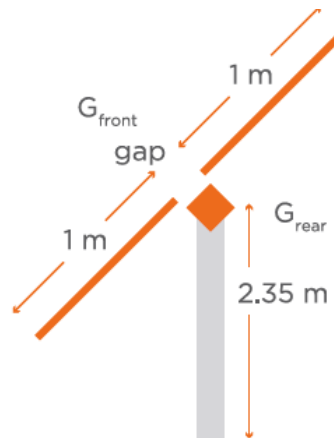


Figura 3.4 Estructura 2H. Fuente: Presentación Jinko Solar.

Mediante este método de instalación se reduciría uno de los principales problemas que tiene la localización, las altas temperaturas de operación del módulo en los meses más calurosos. Como muestra el estudio realizado por el centro de investigación BiTEC en la figura 3.5, mediante este tipo de estructura se favorece el movimiento del aire entre filas de la instalación de una forma óptima, disminuyendo la temperatura de operación del módulo hasta en un 18,5%.

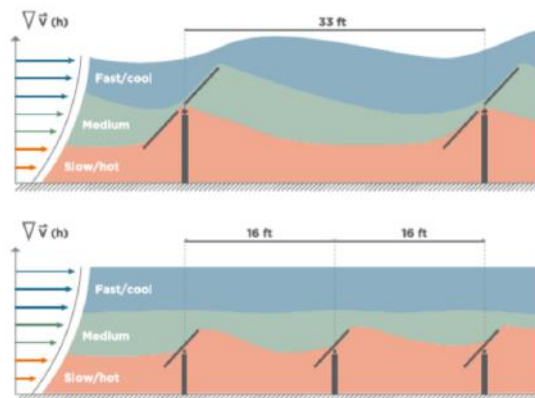


Figura 3.5 Cooling effect provocado por la estructura en 2H. Fuente: Presentación Jinko Solar.

La instalación de estas estructuras puedan dar una mejora de rendimiento de producción de energía alrededor del 9% con módulos bifaciales de forma que sí son combinadas con sistemas de seguimiento en los ejes puede alcanzar el 20%. Sin embargo esta tecnología se enmarca fuera de los límites de estudio de este trabajo puesto que sería demasiado costoso económicamente hablando para la cantidad de potencia instalada total además de correr el riesgo de sufrir mayores problemas en la vida útil del mismo y costes en mantenimiento debido a las partes móviles del eje con seguidor.

3.2 Posibles mejoras del proyecto

A continuación, se presentarán una serie de alternativas que pudiesen haber resultado mejores para llevar a cabo el desarrollo del mismo desde distintos puntos de vista.

Instalación del campo solar en módulos flotantes

En el estudio previo de la finca, se comprobó que existía una balsa de regadío dentro del perímetro del complejo turístico. Esta era utilizada por agricultores de la zona pero en la actualidad carece de uso. Como se aprecia en la figura 3.6, mediante la herramienta *Google Earth Pro*, se ha realizado una medición de cada una de las partes de la finca, siendo el área de la balsa de regadío 270 m².



Figura 3.6 Perspectiva aérea de la finca del complejo turístico Chozas Marismeñas, Trebujena. Fuente: Google Earth Pro.

En la actualidad, se han desarrollado unas estructuras para la colocación de módulos fotovoltaicos sobre el agua mediante las llamadas *estructuras flotantes*. Este sistema se basa en la colocación de las estructuras sobre las que se asientan los módulos en flotadores los cuales tienen una serie de anclajes al perímetro de la balsa de regadío manteniendo las estructuras en posición fija. Este método de instalación reduce la evaporación de agua de la balsa al mismo tiempo que se ocupa un espacio que de no ser utilizado por los módulos flotantes estaría inutilizado.

Este sistema de instalación de estructuras es relativamente nuevo, de hecho, antes del año 2014 sólo existían tres instalaciones en el mundo con estas características. Sin embargo, numerosos proyectos relacionados con el sector del regadío están implementando este tipo de instalaciones obteniendo resultados satisfactorios.

Las principales ventajas de este tipo de instalaciones frente a la estructura sobre suelo firme convencional son las siguientes:

- Ahorro en el espacio útil ocupado. Normalmente el espacio que ocupa una balsa de regadío estaría ocupado únicamente por la misma, pudiendo utilizar el terreno que circunda a la balsa con otros objetivos.
- Reducción de las pérdidas por evaporación de agua. De esta forma el nivel de agua de la balsa se mantendría más alto debido a la sombra que producen los módulos sobre el agua reduciendo su temperatura y evitando su evaporación.
- Calidad del agua. El hecho de que la temperatura del agua se reduzca mediante el sombreado influye directamente en la reducción de la proliferación de algas.
- Mejora en la eficiencia de los módulos. Que la estructura este colocada sobre la lámina de agua influye en la temperatura de operación del módulo mejorando el rendimiento del mismo.



Figura 3.7 Ejemplo de módulos fotovoltaicos en plataforma flotante. Fuente: <http://solar-mountsystem.com/4-floating-solar-pv-mounting-system/>.

Las dimensiones útiles de la balsa sobre las que se podrían instalar módulos se asimilan a un rectángulo de 30x4 metros. En este espacio útil se podría colocar con problema una de las filas del campo fotovoltaico. Así se podría reducir el espacio de la finca ocupado por el campo fotovoltaico aumentando el espacio libre para el complejo turístico mejorando la experiencia y sensación de amplitud del huésped en esta zona. Para comprobar que las medidas fueran correctas se ha realizado un boceto de como sería la instalación de estructuras flotantes para la que se ha tomado que la estructura flotante sobresale 0,5 m con respecto al módulo, figura 3.8

En cuanto a la viabilidad económica, estas estructuras son ligeramente más caras que las presueltas y su instalación es más costosa. Si en el módulo de viabilidad económica se fijaba el precio de la estructura se fijaba cada fila con instalación incluida en un precio de conjunto por fila de 713 €, una fila de la estructura flotante estaría en torno a un 30% superior sin montaje y un 50% más con montaje incluido, lo que haría un total de unos 1.070€ más, un incremento en el total de la partida de campo fotovoltaico de un 1,02% únicamente ya que como se comentaba previamente el grueso del presupuesto se centra en los sistemas de almacenamiento de energía y en segundo lugar los módulos.

El LCOU de esta variante estaría en **0,109 €/kWh** y prolongaría en retorno de la inversión 2 años según el método que hemos realizado en el apartado 2.5.4, como muestra la figura 3.9. Aún con estas pérdidas del estudio económico esta opción seguiría siendo viable para el proyecto.

Eliminación de las placas termosolares

Los sistemas termosolares para la producción de agua caliente sanitaria han sido una solución económica y efectiva a la necesidad de agua caliente en los últimos años. Sin embargo, su instalación ha supuesto una modificación en la estética de muchos edificios como es el caso del complejo turístico del proyecto.

Por otro lado, estos sistemas se hicieron tremendamente populares en la época en la que los precios de las placas fotovoltaica no resultaban competitivos. En la actualidad, estos sistemas podrían ser substituidos por paneles fotovoltaicos. Se podría aprovechar el campo fotovoltaico aumentando su potencia para cubrir el gasto que consumiría un termo eléctrico, dado que su potencia se asemeja a otros electrodomésticos ya que se cifra en 2 kW de potencia.



Figura 3.8 Layout de la distribución del campo solar con módulos en estructura flotante. Fuente: Elaboración propia.

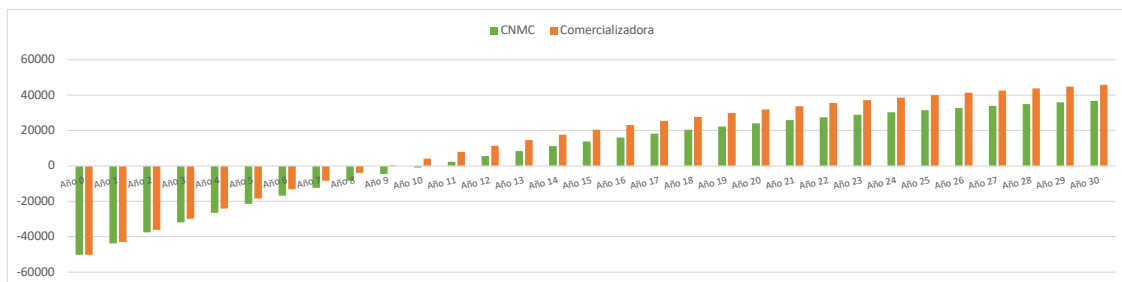


Figura 3.9 Ahorro de la inversión en la variante con LCOU de 0,109 €/kWh. Fuente: Elaboración propia.

Eliminando los equipos termosolares, se conseguiría que la única modificación del paisaje se centrara en el campo solar fotovoltaico. Con esta alternativa se mantendría la estética arquitectónica clásica de la choza marismeña manteniendo el estilo rural arquitectónico.

Si bien es cierto que con la potencia en los módulos del proyecto este aumento de la capacidad a instalar haría que las dimensiones del campo solar ocupasen demasiado terreno en la finca, con los módulos propuestos en el apartado previo se conseguiría la potencia deseada.

3.3 Conclusión final

Mediante este trabajo se ha realizado un estudio del proyecto desde un punto de vista distinto al clásico que se realiza en este tipo de trabajos, los cuales se centran únicamente en el estudio técnico de los sistemas a instalar. Se ha comprobado la idoneidad y las carencias del mismo tanto del punto de vista técnico como económico, alejándose el trabajo de la ingeniería de detalle y poniendo el foco de atención en el conjunto del proyecto. Como se ha expresado en el apartado anterior, la idea de proyecto puede ser considerada como buena en función de los recursos naturales que provee el emplazamiento con el inconveniente de la carencia de suministro energético por parte del campo fotovoltaico y los sistemas de almacenamiento energética, los cuales necesitan un equipo de apoyo de generación para poder suministrar la energía necesaria para el correcto funcionamiento de un complejo turístico.

Este trabajo de fin de grado se ha centrado más en relacionar los conocimientos técnicos con la situación de la tecnología en el país, estudiando los recursos meteorológicos y finalizando con un estudio económico-técnico que puede ser aplicado a otras instalaciones ya sean para autoconsumo o no, intentando orientar en todo momento el desarrollo del trabajo en torno al proyecto de mejora de eficiencia energética como se intentaba expresar en la motivación de este trabajo.

Anexo A

Simulación PVSyst

En la página siguiente se podrá encontrar el informe resultado de la simulación en el software **PVSyst**, versión *V6.43*.

Las variables de entrada están especificadas en el capítulo 2, sección 2.4 *Selección de equipos*.

Stand Alone System: Simulation parameters

Project : Chozas marismeñas

Geographical Site Trebujena Country **Spain**

Situation Latitude 36.9°N Longitude 6.2°W

Time defined as Legal Time Time zone UT Altitude 69 m

Albedo 0.20

Meteo data: **Trebujena** Meteonorm 7.1 (1991-2010), Sat=90% - Synthetic

Simulation variant : 24V - 9 reguladores

Simulation date 27/11/19 09h05

Simulation parameters

Collector Plane Orientation Tilt 30° Azimuth 0°

Models used Transposition Perez Diffuse Perez, Meteonorm

Near Shadings Linear shadings

PV Array Characteristics

PV module

Custom parameters definition

Si-poly	Model	CS6X - 330P-FG	
	Manufacturer	Canadian Solar Inc.	
Number of PV modules	In series	1 modules	In parallel 72 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	72	Unit Nom. Power 330 Wp
Array global power	Nominal (STC)	23.76 kWp	At operating cond. 21.40 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	33 V	I mpp 644 A
Total area	Module area	141 m²	Cell area 126 m ²

PV Array loss factors

Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (wind)	0.0 W/m ² K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	0.87 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
Serie Diode Loss	Voltage Drop	0.7 V	Loss Fraction	1.9 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction	-0.4 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	2.5 % (fixed voltage)
Incidence effect, user defined profile				

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
1.00	1.00	1.00	0.99	0.99	0.95	0.89	0.70	0.00

System Parameter

System type **Stand Alone System**

Battery

Model	OPzS Solar 2350		
Manufacturer	Exide Classic		
Battery Pack Characteristics	Voltage	24 V	Nominal Capacity 5253 Ah
	Nb. of units	12 in series x 3 in parallel	
	Temperature	Fixed (20°C)	

Controller

Model	MPPT 150-85		
Manufacturer	Victron Energy		
Technology	uP, Series transistor	nb units	9
		Temp coeff.	-5.0 mV/°C/elem.

Battery management control	Treshold commands as	Battery voltage	
	Charging	27.0/25.1 V	Corresp. SOC 0.35/0.75
	Discharging	23.4/24.4 V	Corresp. SOC 0.26/0.45

User's needs : Daily household consumers average Constant over the year 116 kWh/Day

Stand Alone System: Near shading definition

Project : Chozas marismeñas
Simulation variant : 24V - 9 reguladores

Main system parameters

System type **Stand alone**

Near Shadings

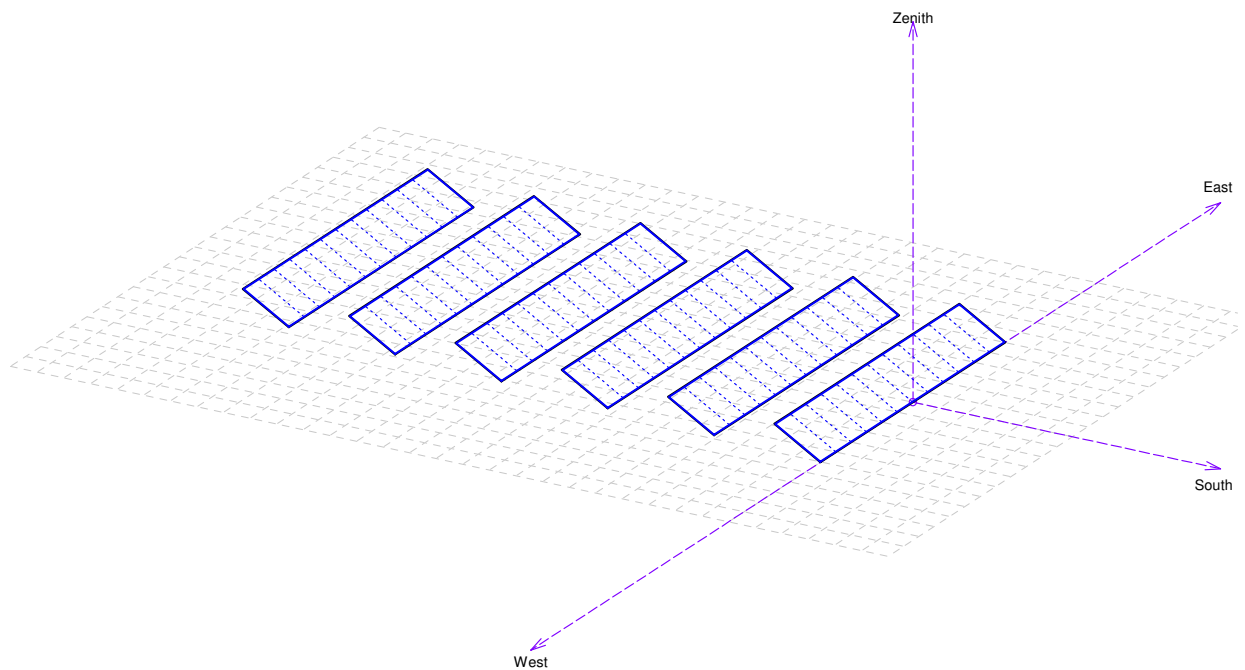
PV Field Orientation
 PV modules
 PV Array
 Battery
 battery Pack
 User's needs

Linear shadings

tilt 30°
 Model CS6X - 330P-FG
 Nb. of modules 72
 Model OPzS Solar 2350
 Nb. of units 36
 Daily household consumers Constant over the year

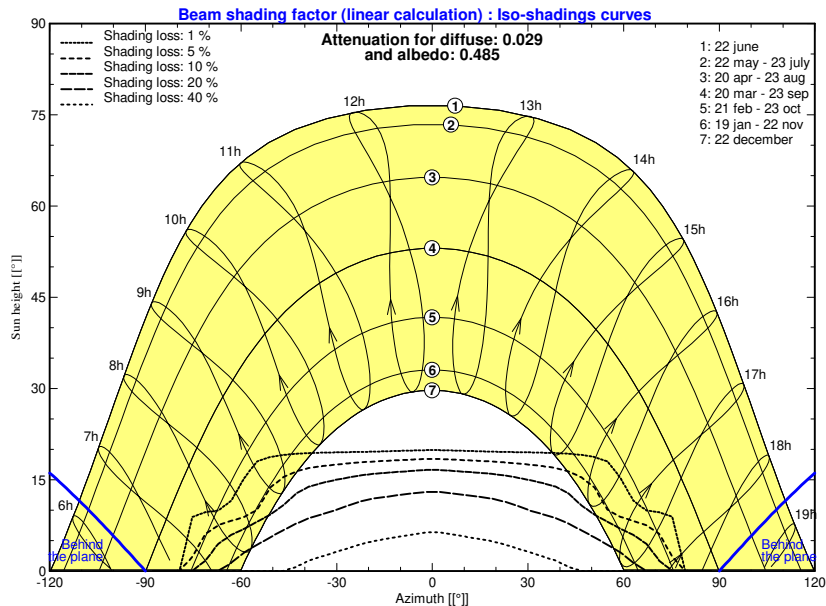
azimuth 0°
 Pnom 330 Wp
 Pnom total **23.76 kWp**
 Technology vented, tubular
 Voltage / Capacity **24 V / 5253 Ah**
 global 42.4 MWh/year

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Chozas Legal Time



Stand Alone System: Detailed User's needs

Project : Chozas marismeñas

Simulation variant : 24V - 9 reguladores

Main system parameters

System type **Stand alone**

Near Shadings

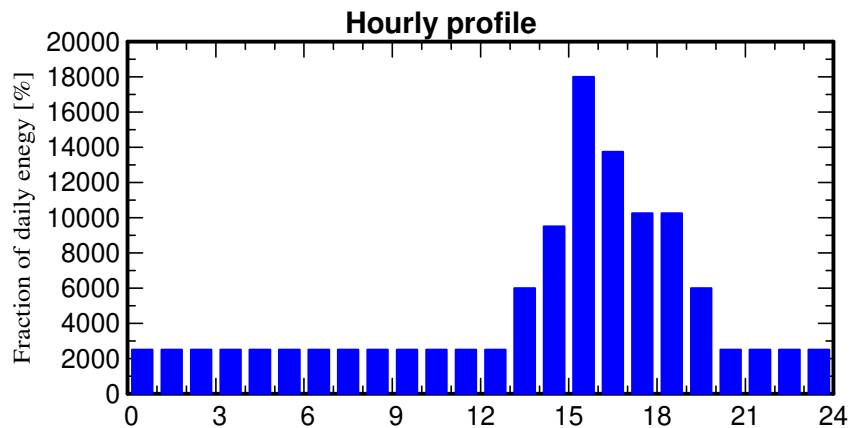
Linear shadings

PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth	0°
PV modules	Model	CS6X - 330P-FG	Pnom	330 Wp
PV Array	Nb. of modules	72	Pnom total	23.76 kWp
Battery	Model	OPzS Solar 2350	Technology	vented, tubular
battery Pack	Nb. of units	36	Voltage / Capacity	24 V / 5253 Ah
User's needs	Daily household consumers	Constant over the year	global	42.4 MWh/year

Daily household consumers, Constant over the year, average = 116 kWh/day

Annual values

	Number	Power	Use	Energy
Consumo base	1	2500 W/app	24 h/day	60000 Wh/day
Consumos punta 1	1	7000 W/app	5 h/day	35000 Wh/day
Consumos punta 2	1	8500 W tot	3 h/day	21250 Wh/day
Consumidores en espera			24 h/day	24 Wh/day
Total daily energy				116274 Wh/day



Stand Alone System: Main results

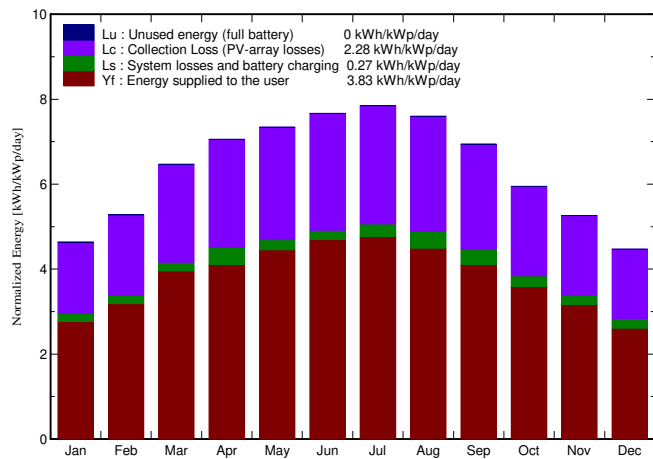
Project : Chozas marismeñas

Simulation variant : 24V - 9 reguladores

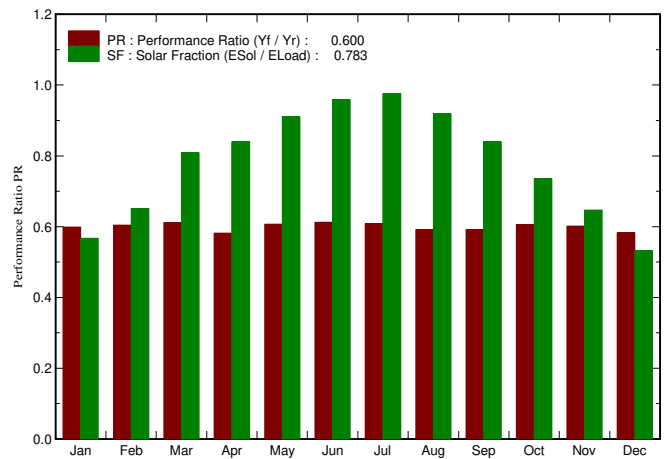
Main system parameters		System type	Stand alone		
Near Shadings		Linear shadings			
PV Field Orientation		tilt	30°	azimuth	0°
PV modules		Model	CS6X - 330P-FG	Pnom	330 Wp
PV Array		Nb. of modules	72	Pnom total	23.76 kWp
Battery		Model	OPzS Solar 2350	Technology	vented, tubular
battery Pack		Nb. of units	36	Voltage / Capacity	24 V / 5253 Ah
User's needs	Daily household consumers	Constant over the year		global	42.4 MWh/year

Main simulation results				
System Production	Available Energy	35.54 MWh/year	Specific prod.	1496 kWh/kWp/year
	Used Energy	33.21 MWh/year	Excess (unused)	0.00 MWh/year
	Performance Ratio PR	60.0 %	Solar Fraction SF	78.3 %
Loss of Load	Time Fraction	32.6 %	Missing Energy	9.23 MWh/year

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 23.76 kWp



Performance Ratio PR and Solar Fraction SF



24V - 9 reguladores Balances and main results

	GlobHor	GlobEff	E Avail	EUnused	E Miss	E User	E Load	SolFrac
	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	
January	87.7	138.7	2.180	0.000	1.560	2.045	3.604	0.567
February	103.2	143.2	2.253	0.000	1.137	2.119	3.256	0.651
March	160.5	193.9	3.062	0.000	0.688	2.916	3.604	0.809
April	195.3	203.9	3.221	0.000	0.561	2.927	3.488	0.839
May	233.0	218.4	3.458	0.000	0.326	3.279	3.604	0.910
June	247.1	221.0	3.502	0.000	0.143	3.345	3.488	0.959
July	256.6	234.1	3.733	0.000	0.090	3.514	3.604	0.975
August	227.2	227.4	3.604	0.000	0.293	3.311	3.604	0.919
September	175.8	201.6	3.193	0.000	0.559	2.929	3.488	0.840
October	135.0	178.9	2.832	0.000	0.955	2.650	3.604	0.735
November	98.4	152.8	2.412	0.000	1.233	2.255	3.488	0.647
December	79.5	133.0	2.090	0.000	1.685	1.920	3.604	0.533
Year	1999.3	2246.9	35.542	0.000	9.229	33.211	42.440	0.783

- | | | | | |
|----------|---------|--|---------|--------------------------------|
| Legends: | GlobHor | Horizontal global irradiation | E Miss | Missing energy |
| | GlobEff | Effective Global, corr. for IAM and shadings | E User | Energy supplied to the user |
| | E Avail | Available Solar Energy | E Load | Energy need of the user (Load) |
| | EUnused | Unused energy (full battery) loss | SolFrac | Solar fraction (EUsed / ELoad) |

Stand Alone System: Loss diagram

Project : Chozas marismeñas

Simulation variant : 24V - 9 reguladores

Main system parameters

System type **Stand alone**

Near Shadings

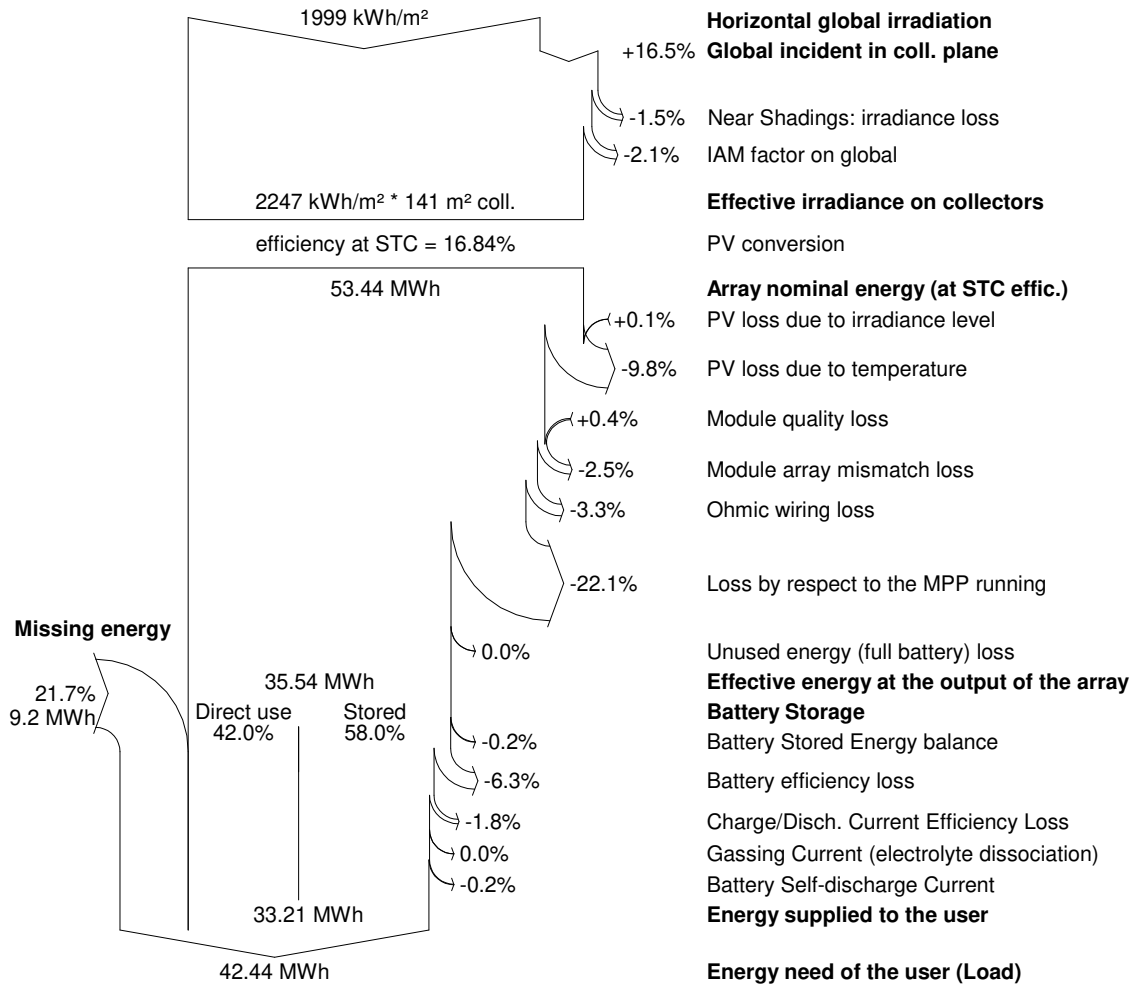
PV Field Orientation
 PV modules
 PV Array
 Battery
 battery Pack
 User's needs

Linear shadings

tilt 30°
 Model CS6X - 330P-FG
 Nb. of modules 72
 Model OPzS Solar 2350
 Nb. of units 36
 Daily household consumers Constant over the year

azimuth 0°
 Pnom 330 Wp
 Pnom total **23.76 kWp**
 Technology vented, tubular
 Voltage / Capacity **24 V / 5253 Ah**
 global 42.4 MWh/year

Loss diagram over the whole year



Anexo B

Mediciones y Presupuesto Proyecto Mejora de la Eficiencia Energética

En la página siguiente, se podrá encontrar el documento que contiene los capítulos 3.3 y 3.4 del Pliego de Prescripciones Técnicas del proyecto *Mejora de la Eficiencia Energética en Chozas Marismeñas*. En dichos capítulos se redactan las mediciones y descompuestos del presupuesto en precios base de licitación.

Estos documentos proceden de la Plataforma de Contrataciones del Sector Público, los cuales son de acceso público.

3.3.- PRECIOS DESCOMPUESTOS.

CUADRO DE DESCOMPUESTOS (Pres)

MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGETICA EN CHOZAS MARISMÉÑAS

CÓDIGO	CANTIDAD UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE	
CAPÍTULO 01 ACTIVIDADES NECESARIAS EN OBRA						
01.01	ud	PANEL FOTOVOLTAICO 330W + PLANTA FOTOVOLTAICA + ACUMULACION Suministro e instalación de planta fotovoltaica para autoconsumo sin conexión a red y con vertido cero de Tipo I. Potencia nominal resultante de la suma de paneles solares fotovoltaicos de alto rendimiento de 330 Wp por panel con acumulación, estructura coplanar para montaje en cubierta e inversor, cuadros de mando y protección y conexión al cuadro principal. Medida la unidad totalmente terminada y funcionando, respetando en todo momento las siguientes especificaciones técnicas: 1.- CAMPO SOLAR - GENERACIÓN DE ENERGÍA. 1.1.- Suministro y montaje de módulos fotovoltaicos monocristalinos de silicio de 72 celdas tipo 330W/1500V, de potencia 330 Wp y tolerancia de +- 2% Wp. Incluye conexionado de series. 1.2.- Suministro y montaje de estructura de aluminio completa y de fácil instalación, para diferente grosor de módulo (35-40-45 y 50 mm). Diseñada para instalarse en superficie plana (Suelo o tejado plano). Puede llevar desde 1 a 20 módulos de diferentes medidas. La disposición del módulo solar es vertical. Triángulos premontados de fábrica, para una rápida instalación. Solo requiere montar un tornillo para armar el triángulo completo. La estructura está construida en aluminio Aleación EN AW-6005A-T6 (Aleación estructural), cumpliendo así todas las normativas requeridas por dicho documento para la Unión Europea (Normativa Código técnico de la edificación y Eurocódigo 9). La tornillería de la estructura es de Acero Inoxidable AISI 304 (A2-70). El módulo se sujeta al perfil mediante grapas omega, intermedias y finales, de manera que cada pieza omega sujetará como máximo a dos módulos FV en las zonas homologadas por el fabricante de módulos FV. La tornillería es desmontable y con sistema autoblocante mecánico y con arandela de presión. 1.3.- Suministro y montaje de inversor trifásico sin transformador, frecuencia de red 50/60Hz, intensidad máxima de entrada 16A con tensión CC 1.000V, ICC 24A. Potencia de salida 15 kW, tensión CA 230-380V. Con un rango de potencia nominal entre 3,0 y 20,0 kW, este inversor trifásico sin transformador es ideal para todo tipo de instalaciones. Gracias a su flexible diseño, este inversor es perfecto para instalaciones en superficies irregulares o para tejados con varias orientaciones. La conexión a Internet a través de WLAN o Ethernet y la facilidad de integración de componentes de otros fabricantes hacen de este inversor uno de los inversores con mayor flexibilidad en comunicaciones en el mercado. Este inversor puede completarse de manera opcional con un sistema de medición, que es un equipo que envía la información más completa al sistema de monitorización, consiguiendo además, que el inversor no incluya energía a la red eléctrica. 1.4.- Suministro y tendido de línea de conexionado entre placas e inversores de Cu 3x1x10 mm2 RVK 0,6/1 kV Incluye canalización de 25 mm resistente a los rayos UVA y p.p. pequeño material de fijación. 2.- PROTECCIONES. 2.1.- Suministro y montaje de cuadro en superficie con capacidad para 40 elementos, p.p. de conexionado de las líneas de los inversores y salida hacia cuadro de contadores. Incluye elementos de protección de entrada y salida con las siguientes características descargadores de sobretensiones, protecciones de AC+DC, en la parte de DC se instalarán como mínimo, 3 entradas de DC 6ud de MC4 para 3 string (2+1) (2 MPPT) y 1 salida DC clemas: 2 magnetotérmicos seccionadores de 25A a 100Vdc, especiales para DC 1000V-25ADC + protección contra rayos formada por 6 varistores DC 100Vdc a 40kA y en la parte de AC se instalarán como mínimo: 1 Diferencial omnipolar de 40A 30mA tipo A, alta inmunidad + 1 magnetotérmico omnipolar de 10KW para la protección del inversor + 4 varistores con magnetotérmico omnipolar para la protección contra rayos. Cuadro para exterior con IP 65 y puerta registrable. Incluido pp de piezas de conexionado y pequeño material. 2.2.- Suministro y montaje de red de tierras formada por cable aislado con aislamiento serigrafado conforme a normativa de 16 mm de Cu, más canalización de protección para formar red de tierras equipotencial del edificio. Incluye p.p. de pequeño material y electrodos de puesta a tierra. 2.3.- Suministro y tendido de línea de conexionado 5X4mm2 Cu RV-k 0,6/1 kV, protegido mediante canalización resistente a los rayos UVA. Incluido pp de pequeño material y elementos de conexionado entre el cuadro de los inversores y el cuadro general del edificio tras el IGA. 2.4.- Elaboración del Certificado Eléctrico de la Instalación. 3.- OBRA CIVIL. 3.1.- Apertura de canalización o regolas necesarias, de dimensiones suficientes para la colocación de tubos de canalización corrugados o autoprotectidos, según necesidades tanto en el tramo del trazado de CC (corriente continua) como en tramo de CA (corriente alterna). Incluye reposición de regola con material similar al existente, realización de acabado mediante pintura o baldosas de iguales características a las retiradas previamente y gestión de residuos a gestor autorizado. 3.2.- Realización o colocación de armario de obra civil o prefabricado de dimensiones según compañía suministradora, enfoscada, pintada. Contiene en su interior, módulo de medida, toma tierra y pp de pequeños elementos. 3.3.- Realización o colocación de armario de obra civil o prefabricado de dimensiones según necesidades del proyecto, enfoscada, pintada. Contiene en su interior cuadro de protecciones, tanto en el tramo del trazado de CC (corriente continua) como en tramo de CA (corriente alterna) y pp de pequeños elementos. 3.4.- Demoliciones y reposiciones de fabricas de ladrillo para el paso de instalaciones o adecuaciones necesarias y				

CUADRO DE DESCOMPUESTOS (Pres)

MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGETICA EN CHOZAS MARISMEÑAS

CÓDIGO	CANTIDAD UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
		su posterior reposición y acabados mediante pintura o baldosas de iguales características a las retiradas previamente y gestión de residuos a gestor autorizado.			
		3.5.- La empresa contratista dispondrá y pondrá a disposición de la obra los medios de elevación tanto mecánicos como humanos necesarios, así como los medios auxiliares que requiera la propia ejecución material de los trabajos.			
IE0001-JMI	1,000 u	PANEL ó MODULO FOTOVOLTAICO 330 W	132,21	132,21	
IE0002-JMI	1,000 u	ESTRUCTURA DE ALUMINIO PARA PANEL FOTOVOLTAICO ANCLADOS A CUBIER	39,00	39,00	
IE0003-JMI	0,032 u	INVERSOR TRIFASICO SIN TRANSFORMADOR DE 15 KWH	4.500,00	144,00	
IE0005-JMI	0,500 u	BATERIA OPzS SOLAR 2V 2300 Ah C100	1.012,30	506,15	
IE01000	0,032 u	ARMARIO PLAST. PARA MANDOS Y DISTR. 40 ELEM. SUPERFICIE DC+AC	469,85	15,04	
IE12700	0,806 m	TUBO PVC. RIGIDO DIAM. 21 MM.	0,97	0,78	
IE11900	0,806 m	TUBO PVC. FLEXIBLE CORRUGADO DIAM. 13 MM.	0,12	0,10	
IE02300	1,613 m	CABLE COBRE 1X6 MM2/1000 V.	0,49	0,79	
IE02500	1,613 m	CABLE COBRE 1X10 MM2/1000 V.	0,77	1,24	
IE11200	0,032 u	CONTADOR Y MODULO HOMOLOGADO PARA ALOJAMIENTO DE CONTADOR	295,28	9,45	
IE11300	0,032 u	PICA DE ACERO COBRIZADO (2.00 M) CON GRAPA DE CONEXION	13,90	0,44	
IE03800	0,323 m	CABLE (CON AISLAMIENTO AMARILLO y VERDE) DE COBRE DE 16 mm2	1,03	0,33	
VW00400	1,000 u	PEQUEÑO MATERIAL	14,41	14,41	
VW00300	1,000 u	MATERIAL COMPLEMENTARIO O PZAS.ESPECIALES	13,39	13,39	
ATC00400	0,600 h	CUADRILLA FORMADA POR OFICIAL 1º, INST. Y AYUDANTE	27,00	16,20	
ATC00100	0,200 h	CUADRILLA ALBAÑILERIA, FORMADA POR OFICIAL 1º Y PEON ESP.	27,00	5,40	
MG00100	0,065 h	GRUA MOVIL AUTOPROPULSADA	38,00	2,47	
TOTAL PARTIDA.....					901,40

Asciede el precio total de la partida a la mencionada cantidad de NOVECIENTOS UN EUROS con CUARENTA CÉNTIMOS

CÓDIGO	CANTIDAD UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
01.02	ud	PLANTA TERMOSOLAR PARA PRODUCCION DE ACS			
		Suministro y aplicación de equipo de generación de ACS mediante conjunto solar termodinámico compuesto por bloque termodinámico, 2 paneles termodinámicos, interacumulador de 300L e interconexión hidráulica a instalación existente. Medida la unidad totalmente terminada y funcionando.			
O01OA090	4,000 h.	Cuadrilla A	35,50	142,00	
P20SBA110	1,000 ud	Te latón 1/2-1/2-1/2"H	3,12	3,12	
P20SBA060	2,000 ud	Tapón 3/4"	0,90	1,80	
P20SBA65	3,000 ud	Machón 1/2"	0,51	1,53	
P20SBA050	1,000 ud	Vaina latón 100mm sonda temperatura	3,24	3,24	
P20SBA090	2,000 ud	Racor loco 3/4" - 18mm	0,54	1,08	
P20SBA080	3,000 ud	Contraroscado 3/4M - 1/2M	0,98	2,94	
P20SP040	1,000 ud	Válvula seg. alt. temp. 1/2"-3/4" 6kg	10,82	10,82	
P20SBA030	1,000 ud	Cruz latón 1/2"	5,76	5,76	
P20TV020	1,000 ud	Válvula de esfera 1/2"	4,70	4,70	
P20SBE110	1,000 ud	Estructura 45° tejado plano 2 captadores 2,1m2	178,46	178,46	
P20TV025	2,000 ud	Válvula de esfera 3/4"	5,16	10,32	
P20SCIO10	1,000 ud	Purgador automático energía solar	21,60	21,60	
P20SBB010	1,000 ud	Panel solar termodinamico	600,00	600,00	
P20SBA010	2,000 ud	Racor 3 piezas de conexión 3/4"	4,44	8,88	
P20SAB040	2,000 ud	Acum. vitrificado c/ doble serpentín 150 l.	590,00	1.180,00	
TOTAL PARTIDA.....					2.176,25

Asciede el precio total de la partida a la mencionada cantidad de DOS MIL CIENTO SETENTA Y SEIS EUROS con VEINTICINCO CÉNTIMOS

CUADRO DE DESCOMPUESTOS (Pres)

MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGETICA EN CHOZAS MARISMENAS

CÓDIGO	CANTIDAD UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
01.03	ud	SISTEMA DE CLIMATIZACION EFICIENTE MULTISPLIT Suministro, instalación e implantación de un 1 equipo de climatización tipo multisplit de 5,5 kW + 5,5 kW y calificación energética A+++. Incluso interconexión frigorífica y de señal entre las unidades exteriores e interiores, así todas las obras necesarias para acomodar la nueva unidad y los conductos serán reparadas y con un grado de acabado similar al existente antes de las obras. La unidad exterior se situará en cubierta y la conexión, tanto eléctrica como de conductos de gas, entre la unidad interior y la exterior quedan incluidas en la presente unidad de obra, cuyo trazado se concretará en obra pero siempre por el interior del edificio. Se respetará en todo momento las siguientes especificaciones técnicas: 1.- Equipo tipo Multisplit para dos unidades interiores. 2.- La unidad exterior será de descarga frontal. 3.- Dicha unidad exterior estará equipada con un compresor DC Inverter. 4.- El equipo instalado tendrá que ser capaz de llevar un preciso control de temperatura. 5.- Alta presión estática. 6.- La climatizadora contará con un control remoto de pared y función "Follow Me" KJR-29B incluido. Medida la unidad totalmente terminada y funcionando.			
IC00600	1,000 u	CONJUNTO MAQ AIRE ACOND. TIPO MULTISPLIT 2X1	1.500,00	1.500,00	
MG00100	1,000 h	GRUA MOVIL AUTOPROPULSADA	38,00	38,00	
AIRE-WW00400	0,500 u	PEQUEÑO MATERIAL	475,00	237,50	
AIRE-WW00300	0,500 u	MATERIAL COMPLEMENTARIO O PZAS.ESPECIALES	389,50	194,75	
ATC00100	12,000 h	CUADRILLA ALBAÑILERIA, FORMADA POR OFICIAL 1ª Y PEON ESP.	27,00	324,00	
TO01400	12,000 h	OF. 1ª CALEFACTOR O MECANICO	14,00	168,00	
TOTAL PARTIDA.....					2.462,25

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de DOS MIL CUATROCIENTOS SESENTA Y DOS EUROS con VEINTICINCO CÉNTIMOS

01.04	ud	SISTEMA DE CLIMATIZACION EFICIENTE SPLIT INDIVIDUAL Suministro, instalación e implantación de un 1 equipo de climatización tipo split de 3.5 kW y calificación energética A+++. Incluso interconexión frigorífica y de señal entre las unidades exteriores e interiores, así todas las obras necesarias para acomodar la nueva unidad y los conductos serán reparadas y con un grado de acabado similar al existente antes de las obras. La unidad exterior se situará en cubierta y la conexión, tanto eléctrica como de conductos de gas, entre la unidad interior y la exterior quedan incluidas en la presente unidad de obra, cuyo trazado se concretará en obra pero siempre por el interior del edificio. Se respetará en todo momento las siguientes especificaciones técnicas: 1.- Equipo tipo split individuales. 2.- La unidad exterior será de descarga frontal. 3.- Dicha unidad exterior estará equipada con un compresor DC Inverter. 4.- El equipo instalado tendrá que ser capaz de llevar un preciso control de temperatura. 5.- Alta presión estática. 6.- La climatizadora contará con un control remoto de pared y función "Follow Me" KJR-29B incluido. Medida la unidad totalmente terminada y funcionando.			
IC00600SPLIT	1,000 u	CONJUNTO MAQ AIRE ACOND. TIPO SPLIT	300,00	300,00	
MG00100	1,000 h	GRUA MOVIL AUTOPROPULSADA	38,00	38,00	
AIRE-WW00400	0,500 u	PEQUEÑO MATERIAL	475,00	237,50	
AIRE-WW00300	0,500 u	MATERIAL COMPLEMENTARIO O PZAS.ESPECIALES	389,50	194,75	
ATC00100	6,000 h	CUADRILLA ALBAÑILERIA, FORMADA POR OFICIAL 1ª Y PEON ESP.	27,00	162,00	
TO01400	6,000 h	OF. 1ª CALEFACTOR O MECANICO	14,00	84,00	
TOTAL PARTIDA.....					1.016,25

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de MIL DIECISEIS EUROS con VEINTICINCO CÉNTIMOS

CUADRO DE DESCOMPUESTOS (Pres)

MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGETICA EN CHOZAS MARISMEÑAS

CÓDIGO	CANTIDAD UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
01.05	ud	SUSTITUCION DE ILUMINACION EXISTENTE A TUBO LED 1200mm 18W Suministro y colocación por sustitución de tubos LED T8 de 1.200 mm y conexión a un lateral de 18W de al menos 1800 lm. Así se trata de implantar de un nuevo sistema de iluminación eficiente mediante LED. La actividad consistirá en la sustitución de los actuales tubos de fluorescentes actuales por tubos con tecnología LED con las siguientes características: - Potencia 18W. - Voltaje: 230V en AC. - Frecuencia: 50-60 Hz. - No serán regulables. - Potencia luminica = 1.800 lm. - Ángulo 180°. - Protección: IP44. - Fabricado en aluminio y plástico translucido PC. - Garantía del fabricante 2 años. Dado que la actividad en principio se basa en la mera sustitución de tubos fluorescentes por tubos LED y la adaptación interna de los circuitos de cada una de las luminarias, pantallas o plafones para hacerlas compatibles con el sistema LED, todas las obras necesarias para acomodar los nuevos tubos LED, así como la sustitución íntegra del plafón o luminaria que por su antigüedad o deterioro no fuese posible adaptarla a las nuevas especificaciones, quedarán incluidas en el presente precio unitario, incluso los repasos de albañilería y acábaos a niveles similares a lo existentes antes de las obras. Medida la unidad totalmente terminada y funcionando.			
TUBO-120	1,000 u	TUBO LED DE 120cm - 18 W - 1800 LM	7,00	7,00	
TO01800	0,100 h	OF. 1ª ELECTRICISTA	14,00	1,40	
ILU-WW00300	1,000 u	MATERIAL COMPLEMENTARIO O PZAS.ESPECIALES	1,10	1,10	
ILU-WW00400	1,000 u	PEQUEÑO MATERIAL	0,65	0,65	
TOTAL PARTIDA.....					10,15

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de DIEZEUROS con QUINCE CÉNTIMOS

01.06	ud	INSTALACION DE EQUIPOS MEDIDORES DE ENERGIA Suministro e instalación de equipos medidores de energía consumida con conectividad al Sistema de Gestión Energética Municipal. Con sistema de comunicación formado por un Web Box para conexión mediante modem GSM, con aplicación web gratuita y configurable para el control de la instalación. Incluido cableado y realización de las gestiones necesarias para el establecimiento de la línea GSM del sistema de conexión mediante compañía de telefonía móvil. Incluye el pago del servicio de la línea telefónica durante el periodo de un año. Medida la unidad totalmente terminada y funcionando.			
IE0004-JMI	1,000 u	UNIDAD DE COMUNICACION VIA WEB-BOX A TRAVES DE LAN ó GSM	496,55	496,55	
ATC00400	5,000 h	CUADRILLA FORMADA POR OFICIAL 1ª, INST. Y AYUDANTE	27,00	135,00	
MED-WW00400	1,000 u	PEQUEÑO MATERIAL	350,00	350,00	
MED-WW00300	1,000 u	MATERIAL COMPLEMENTARIO O PZAS.ESPECIALES	318,45	318,45	
TOTAL PARTIDA.....					1.300,00

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de MIL TRESCIENTOS EUROS

CUADRO DE DESCOMPUESTOS (Pres)

MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGETICA EN CHOZAS MARISMEÑAS

CÓDIGO	CANTIDAD UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
01.07	ud	IMPLANTACION DE SISTEMA DE GESTION Suministro, implantación y formación de empleados en nuevo sistema de gestión energética incluyendo objetivos, metodología y procedimientos, TIC. Medida la unidad totalmente terminada y funcionando.			
TO02000	17,000 h	OF. 1ª INSTALADOR	14,00	238,00	
FORMWW00400	1,000 u	PEQUEÑO MATERIAL ACADEMICO PARA LA FORMACION DE 6 EMPLEADOS	1.784,50	1.784,50	
TOTAL PARTIDA.....					2.022,50

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de DOS MIL VEINTIDOS EUROS con CINCUENTA CÉNTIMOS

CUADRO DE DESCOMPUESTOS (Pres)

MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGETICA EN CHOZAS MARISMEÑAS

CÓDIGO	CANTIDAD UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
CAPÍTULO 02 SEGURIDAD Y SALUD					
02.01	ud	CAPITULO COMPLETO DE SEGURIDAD Y SALUD Conjunto de medidas necesarias a llevar a cabo durante la ejecución de las obras, instalaciones y normas recogidas en el Estudio de Seguridad y Salud del Proyecto y redacción posterior Plan de Seguridad y Salud por parte de la Empresa Constructora adjudicataria de las obras, según Normativa vigente en materia de Salud Seguridad y Salud Laboral. Medido el capítulo completo incluyendo todas las medidas de protección, tanto individuales como colectivas, contempladas, previstas y aprobadas por el coordinador de salud y la empresa constructora en el plan de seguridad.			
SE01000	1,000 u	CONJUNTO DE MEDIDAS DE SEGURIDAD NECESARIAS	600,00	600,00	
TOTAL PARTIDA.....					600,00

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de SEISCIENTOS EUROS

CUADRO DE DESCOMPUESTOS (Pres)

MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGETICA EN CHOZAS MARISMEÑAS

CÓDIGO	CANTIDAD UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
CAPÍTULO 03 CONTROL DE CALIDAD					
03.01	ud	CAPITULO COMPLETO DE CONTROL DE CALIDAD Conjunto de medidas necesarias a llevar a cabo durante la ejecución de las obras, instalaciones y normas recogidas en el Estudio de Control de Calidad de Proyecto y redacción posterior Plan de Control de Calidad por parte de la Empresa Constructora adjudicataria de las obras, según Normativa vigente en materia de control de calidad. Medido el capítulo completo incluyendo todas las medidas de control en las fases de: 1.- recepción de materiales en obra, 2.- control de la ejecución y 3.- control de la obra terminada, contempladas, previstas y aprobadas por el dirección facultativa y la empresa constructora en el plan de control de calidad.			
CA01000	1,000 ud	CONJUNTO DE ACTUACIONES PARA EL CONTROL DE CALIDAD	153,00	153,00	
TOTAL PARTIDA.....					153,00

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CIENTO CINCUENTA Y TRES EUROS

CUADRO DE DESCOMPUESTOS (Pres)

MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGETICA EN CHOZAS MARISMEÑAS

CÓDIGO	CANTIDAD UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
CAPÍTULO 04 GESTIÓN DE RESIDUOS					
04.01	UD	CAPITULO COMPLETO DE GESTION DE RESIDUOS			
		UD. DE OBRA INCLUYENDO TODAS LAS ACTIVIDADES NECESARIAS EN CONCEPTO DE DE GESTIÓN DE RESIDUOS DERIVADOS DE LAS OBRAS PROYECTADAS SEGÚN EL ESTUDIO DE RESIDUOS REDACTADO EN PROYECTO, INCLUSO REDACCIÓN DE POSTERIOR PLAN DE GESTION DE RESIDUOS Y POSTERIOR APROBACION DEL MISMO POR LA DIRECCION FACULTATIVA, DONDE SE AUTORIZARÁ EL TRATAMIENTO DE LOS RESIDUOS CON GESTORES AUTORIZADOS Y DE LA RETIRADA DE LOS RESIDUOS MEZCLADOS DE OBRAS DE EDIFICACION Y LIMPIEZA INTERIOR, REALIZADA EN CONTENEDOR A PIE DE OBRA PERTENECIENTE A CAMION BASCULANTE A UNA DISTANCIA MAXIMA DE 5.00 KM.; INCLUSO CARGA CON MEDIOS MANUALES. MEDIDO EL VOLUMEN ESPONJADO.			
MK00100	1,000 h	CAMION BASCULANTE	34,02	34,02	
MK00300	10,000 h	CARRETILLA MECANICA BASCULANTE 1 M3.	24,00	240,00	
TP00200	17,383 h	PEON ORDINARIO	13,00	225,98	
TOTAL PARTIDA.....					500,00

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de QUINIENTOS EUROS

3.4.- MEDICIÓN Y PRESUPUESTO.

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGETICA EN CHOZAS MARISMEÑAS

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
--------	---------	-----	----------	---------	--------	-----------	----------	--------	---------

CAPÍTULO 01 ACTIVIDADES NECESARIAS EN OBRA

01.01 ud PANEL FOTOVOLTAICO 330W + PLANTA FOTOVOLTAICA + ACUMULACION

Suministro e instalación de planta fotovoltaica para autoconsumo sin conexión a red y con vertido cero de Tipo I. Potencia nominal resultante de la suma de paneles solares fotovoltaicos de alto rendimiento de 330 Wp por panel con acumulación, estructura coplanar para montaje en cubierta e inversor, cuadros de mando y protección y conexionado al cuadro principal. Medida la unidad totalmente terminada y funcionando, respetando en todo momento las siguientes especificaciones técnicas:

1.- CAMPO SOLAR - GENERACIÓN DE ENERGÍA.

1.1.- Suministro y montaje de módulos fotovoltaicos monocristalinos de silicio de 72 celdas tipo 330W/1500V, de potencia nominal resultante de la suma de paneles solares fotovoltaicos de alto rendimiento de 330 Wp por panel con acumulación, estructura coplanar para montaje en cubierta e inversor, cuadros de mando y protección y conexionado al cuadro principal. Medida la unidad totalmente terminada y funcionando, respetando en todo momento las siguientes especificaciones técnicas:

1.2.- Suministro y montaje de estructura de aluminio completa y de fácil instalación, para diferente grosor de módulo (35-40-45 y 50 mm). Diseñada para instalarse en superficie plana (Suelo o tejado plano). Puede llevar desde 1 a 20 módulos de diferentes medidas. La disposición del módulo solar es vertical. Triángulos premontados de fábrica, para una rápida instalación. Solo requiere montar un tornillo para armar el triángulo completo. La estructura está construida en aluminio Aleación EN AW-6005A-T6 (Aleación estructural), cumpliendo así todas las normativas requeridas por dicho documento para la Unión Europea (Normativa Código técnico de la edificación y Eurocódigo 9). La tornillería de la estructura es de Acero Inoxidable AISI 304 (A2-70). El módulo se sujeta al perfil mediante grapas omega, intermedias y finales, de manera que cada pieza omega sujetará como máximo a dos módulos FV en las zonas homologadas por el fabricante de módulos FV. La tornillería es desmontable y con sistema autoblocante mecánico y con arandela de presión.

1.3.- Suministro y montaje de inversor trifásico sin transformador, frecuencia de red 50/60Hz, intensidad máxima de entrada 16A con tensión CC 1.000V, ICC 24A. Potencia de salida 15 kW, tensión CA 230-380V. Con un rango de potencia nominal entre 3,0 y 20,0 kW, este inversor trifásico sin transformador es ideal para todo tipo de instalaciones. Gracias a su flexible diseño, este inversor es perfecto para instalaciones en superficies irregulares o para tejados con varias orientaciones. La conexión a Internet a través de WLAN o Ethernet y la facilidad de integración de componentes de otros fabricantes hacen de este inversor uno de los inversores con mayor flexibilidad en comunicaciones en el mercado. Este inversor puede completarse de manera opcional con un sistema de medición, que es un equipo que envía la información más completa al sistema de monitorización, consiguiendo además, que el inversor no incluya energía a la red eléctrica.

1.4.- Suministro y tendido de línea de conexionado entre placas e inversores de Cu 3x1x10 mm2 RVK 0,6/1 kV Incluye canalización de 25 mm resistente a los rayos UVA y p.p. pequeño material de fijación.

2.- PROTECCIONES.

2.1.- Suministro y montaje de cuadro en superficie con capacidad para 40 elementos, p.p. de conexionado de las líneas de los inversores y salida hacia cuadro de contadores. Incluye elementos de protección de entrada y salida con las siguientes características descargadores de sobretensiones, protecciones de AC+DC, en la parte de DC se instalarán como mínimo, 3 entradas de DC 6ud de MC4 para 3 string (2+1) (2 MPPT) y 1 salida DC clemas: 2 magnetotérmicos seccionadores de 25A a 100Vdc, especiales para DC 1000V-25ADC + protección contra rayos formada por 6 varistores DC 100Vdc a 40kA y en la parte de AC se instalarán como mínimo: 1 Diferencial omnipolar de 40A 30mA tipo A, alta inmunidad + 1 magnetotérmico omnipolar de 10KW para la protección del inversor + 4 varistores con magnetotérmico omnipolar para la protección contra rayos. Cuadro para exterior con IP 65 y puerta registrable. Incluido pp de piezas de conexionado y pequeño material.

2.2.- Suministro y montaje de red de tierras formada por cable aislado con aislamiento serigrafado conforme a normativa de 16 mm de Cu, más canalización de protección para formar red de tierras equipotencial del edificio. Incluye p.p. de pequeño material y electrodos de puesta a tierra.

2.3.- Suministro y tendido de línea de conexionado 5X4mm2 Cu RV-k 0,6/1 kV, protegido mediante canalización resistente a los rayos UVA. Incluido pp de pequeño material y elementos de conexionado entre el cuadro de los inversores y el cuadro general del edificio tras el IGA.

2.4.- Elaboración del Certificado Eléctrico de la Instalación.

3.- OBRA CIVIL.

3.1.- Apertura de canalización o regolas necesarias, de dimensiones suficientes para la colocación de tubos de canalización corrugados o autoprotectidos, según necesidades tanto en el tramo del trazado de CC (corriente continua) como en tramo de CA (corriente alterna). Incluye reposición de regola con material similar al existente, realización de acabado mediante pintura o baldosas de iguales características a las retiradas previamente y gestión de residuos a gestor autorizado.

3.2.- Realización o colocación de armario de obra civil o prefabricado de dimensiones según compa-

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGETICA EN CHOZAS MARISMEÑAS

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
	ña suministradora, enfoscada, pintada. Contiene en su interior, módulo de medida, toma tierra y pp de pequeños elementos.								
	3.3.- Realización o colocación de armario de obra civil o prefabricado de dimensiones según necesidades del proyecto, enfoscada, pintada. Contiene en su interior cuadro de protecciones, tanto en el tramo del trazado de CC (corriente continua) como en tramo de CA (corriente alterna) y pp de pequeños elementos.								
	3.4.- Demoliciones y reposiciones de fabricas de ladrillo para el paso de instalaciones o adecuaciones necesarias y su posterior reposición y acabados mediante pintura o baldosas de iguales características a las retiradas previamente y gestión de residuos a gestor autorizado.								
	3.5.- La empresa contratista dispondrá y pondrá a disposición de la obra los medios de elevación tanto mecánicos como humanos necesarios, así como los medios auxiliares que requiera la propia ejecución material de los trabajos.								
	PLANTA FOTOVOLTAICA COMPLETA DE 70 CAPTADORES SOLARES	70				70,00			
							70,00	901,40	63.098,00
01.02	ud PLANTA TERMOSOLAR PARA PRODUCCION DE ACS Suministro y aplicación de equipo de generación de ACS mediante conjunto solar termodinámico compuesto por bloque termodinámico, 2 paneles termodinámicos, interacumulador de 300L e interconexión hidráulica a instalación existente. Medida la unidad totalmente terminada y funcionando.								
	PARA GENERACION DE ACS	3				3,00			
							3,00	2.176,25	6.528,75
01.03	ud SISTEMA DE CLIMATIZACION EFICIENTE MULTISPLIT Suministro, instalación e implantación de un 1 equipo de climatización tipo multisplit de 5,5 kW + 5,5 kW y calificación energética A++. Incluso interconexión frigorífica y de señal entre las unidades exteriores e interiores, así todas las obras necesarias para acomodar la nueva unidad y los conductos serán reparadas y con un grado de acabado similar al existente antes de las obras. La unidad exterior se situará en cubierta y la conexión, tanto eléctrica como de conductos de gas, entre la unidad interior y la exterior quedan incluidas en la presente unidad de obra, cuyo trazado se concretará en obra pero siempre por el interior del edificio. Se respetará en todo momento las siguientes especificaciones técnicas: 1.- Equipo tipo Multisplit para dos unidades interiores. 2.- La unidad exterior será de descarga frontal. 3.- Dicha unidad exterior estará equipada con un compresor DC Inverter. 4.- El equipo instalado tendrá que ser capaz de llevar un preciso control de temperatura. 5.- Alta presión estática. 6.- La climatizadora contará con un control remoto de pared y función "Follow Me" KJR-29B incluido. Medida la unidad totalmente terminada y funcionando.								
	RECINTO O CHOZA PRINCIPAL RESTAURANTE, BAR RECEPCION	1				1,00			
							1,00	2.462,25	2.462,25

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGETICA EN CHOZAS MARISMEÑAS

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
01.04	<p>ud SISTEMA DE CLIMATIZACION EFICIENTE SPLIT INDIVIDUAL</p> <p>Suministro, instalación e implantación de un 1 equipo de climatización tipo split de 3.5 kW y calificación energética A+++. Incluso interconexión frigorífica y de señal entre las unidades exteriores e interiores, así todas las obras necesarias para acomodar la nueva unidad y los conductos serán reparadas y con un grado de acabado similar al existente antes de las obras. La unidad exterior se situará en cubierta y la conexión, tanto eléctrica como de conductos de gas, entre la unidad interior y la exterior quedan incluidas en la presente unidad de obra, cuyo trazado se concretará en obra pero siempre por el interior del edificio. Se respetará en todo momento las siguientes especificaciones técnicas:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- Equipo tipo split individuales. 2.- La unidad exterior será de descarga frontal. 3.- Dicha unidad exterior estará equipada con un compresor DC Inverter. 4.- El equipo instalado tendrá que ser capaz de llevar un preciso control de temperatura. 5.- Alta presión estática. 6.- La climatizadora contará con un control remoto de pared y función "Follow Me" KJR-29B incluido. <p>Medida la unidad totalmente terminada y funcionando.</p>								
	CHOZAS HABITACIONES HOTEL RURAL	6					6,00		
								6,00	1.016,25
									6.097,50
01.05	<p>ud SUSTITUCION DE ILUMINACION EXISTENTE A TUBO LED 1200mm 18W</p> <p>Suministro y colocación por sustitución de tubos LED T8 de 1.200 mm y conexión a un lateral de 18W de al menos 1800 lm. Así se trata de implantar de un nuevo sistema de iluminación eficiente mediante LED. La actividad consistirá en la sustitución de los actuales tubos de fluorescentes actuales por tubos con tecnología LED con las siguientes características:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Potencia 18W. - Voltaje: 230V en AC. - Frecuencia: 50-60 Hz. - No serán regulables. - Potencia lumínica = 1.800 lm. - Ángulo 180°. - Protección: IP44. - Fabricado en aluminio y plástico translucido PC. - Garantía del fabricante 2 años. <p>Dado que la actividad en principio se basa en la mera sustitución de tubos fluorescentes por tubos LED y la adaptación interna de los circuitos de cada una de las luminarias, pantallas o plafones para hacerlas compatibles con el sistema LED, todas las obras necesarias para acomodar los nuevos tubos LED, así como la sustitución íntegra del plafón o luminaria que por su antigüedad o deterioro no fuese posible adaptarla a las nuevas especificaciones, quedarán incluidas en el presente precio unitario, incluso los repasos de albañilería y acabados a niveles similares a los existentes antes de las obras.</p> <p>Medida la unidad totalmente terminada y funcionando.</p>								
	CHOZA PPAL + CHOZAS 1,2y3	1	92,00				92,00		
								92,00	10,15
									933,80
01.06	<p>ud INSTALACION DE EQUIPOS MEDIDORES DE ENERGIA</p> <p>Suministro e instalación de equipos medidores de energía consumida con conectividad al Sistema de Gestión Energética Municipal. Con sistema de comunicación formado por un Web Box para conexión mediante modem GSM, con aplicación web gratuita y configurable para el control de la instalación. Incluido cableado y realización de las gestiones necesarias para el establecimiento de la línea GSM del sistema de conexión mediante compañía de telefonía móvil. Incluye el pago del servicio de la línea telefónica durante el periodo de un año. Medida la unidad totalmente terminada y funcionando.</p>								
	Se instalará 1 unidad para el edificio	1					1,00		

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGETICA EN CHOZAS MARISMEÑAS

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
							1,00	1.300,00	1.300,00
01.07	ud IMPLANTACION DE SISTEMA DE GESTION Suministro, implantación y formación de empleados en nuevo sistema de gestión energética incluyendo objetivos, metodología y procedimientos, TIC. Medida la unidad totalmente terminada y funcionando.								
	Se implantará 1 sistema de gestión para el edificios.	1				1,00			
							1,00	2.022,50	2.022,50
	TOTAL CAPÍTULO 01 ACTIVIDADES NECESARIAS EN OBRA.....								82.442,80

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGETICA EN CHOZAS MARISMEÑAS

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 02 SEGURIDAD Y SALUD									
02.01	ud CAPITULO COMPLETO DE SEGURIDAD Y SALUD								
	Conjunto de medidas necesarias a llevar a cabo durante la ejecución de las obras, instalaciones y normas recogidas en el Estudio de Seguridad y Salud del Proyecto y redacción posterior Plan de Seguridad y Salud por parte de la Empresa Constructora adjudicataria de las obras, según Normativa vigente en materia de Salud Seguridad y Salud Laboral. Medido el capítulo completo incluyendo todas las medidas de protección, tanto individuales como colectivas, contempladas, previstas y aprobadas por el coordinador de salud y la empresa constructora en el plan de seguridad.								
							1,00	600,00	600,00
	TOTAL CAPÍTULO 02 SEGURIDAD Y SALUD.....								600,00

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGETICA EN CHOZAS MARISMEÑAS

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 03 CONTROL DE CALIDAD									
03.01	ud CAPITULO COMPLETO DE CONTROL DE CALIDAD								
	Conjunto de medidas necesarias a llevar a cabo durante la ejecución de las obras, instalaciones y normas recogidas en el Estudio de Control de Calidad de Proyecto y redacción posterior Plan de Control de Calidad por parte de la Empresa Constructora adjudicataria de las obras, según Normativa vigente en materia de control de calidad. Medido el capítulo completo incluyendo todas las medidas de control en las fases de: 1.- recepción de materiales en obra, 2.- control de la ejecución y 3.- control de la obra terminada, contempladas, previstas y aprobadas por el dirección facultativa y la empresa constructora en el plan de control de calidad.								
							1,00	153,00	153,00
	TOTAL CAPÍTULO 03 CONTROL DE CALIDAD.....								153,00

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGETICA EN CHOZAS MARISMENAS

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 04 GESTIÓN DE RESIDUOS									
04.01	UD CAPITULO COMPLETO DE GESTION DE RESIDUOS								
	UD. DE OBRA INCLUYENDO TODAS LAS ACTIVIDADES NECESARIAS EN CONCEPTO DE DE GESTIÓN DE RESIDUOS DERIVADOS DE LAS OBRAS PROYECTADAS SEGÚN EL ESTUDIO DE RESIDUOS REDACTADO EN PROYECTO, INCLUSO REDACCIÓN DE POSTERIOR PLAN DE GESTION DE RESIDUOS Y POSTERIOR APROBACION DEL MISMO POR LA DIRECCION FACULTATIVA, DONDE SE AUTORIZARÁ EL TRATAMIENTO DE LOS RESIDUOS CON GESTORES AUTORIZADOS Y DE LA RETIRADA DE LOS RESIDUOS MEZCLADOS DE OBRAS DE EDIFICACION Y LIMPIEZA INTERIOR, REALIZADA EN CONTENEDOR A PIE DE OBRA PERTENECIENTE A CAMION BASCULANTE A UNA DISTANCIA MAXIMA DE 5.00 KM.; INCLUSO CARGA CON MEDIOS MANUALES. MEDIDO EL VOLUMEN ESPONJADO.								
	GDR	1					1,00		
								500,00	500,00
	TOTAL CAPÍTULO 04 GESTIÓN DE RESIDUOS.....								500,00
	TOTAL.....								83.695,80

Anexo C

Presupuesto Ofertado

En la página siguiente se podrá encontrar el presupuesto de ejecución de material y cierre con los precios ofertados por los suministradores.

Código	Unidad	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
Capítulo		1 Actividades Necesarias en Obra			
01.01	ud	PANEL FOTOVOLTAICO 330W + PLANTA FOTOVOLTAICA + ACUMULACION			
		Suministro e instalación de planta fotovoltaica para autoconsumo sin conexión a red y con vertido cero de Tipo I. Potencia nominal resultante de la suma de paneles solares fotovoltaicos de alto rendimiento de 330 Wp por panel con acumulación, estructura coplanar para montaje en cubierta e inversor, cuadros de mando y protección y conexión al cuadro principal. Medida la unidad totalmente terminada y funcionando, respetando en todo momento las siguientes especificaciones técnicas: 1. Campo Solar: 1.1. Suministro y montaje de módulo. 1.2. Suministro y montaje estructura. 1.3. Suministro y montaje inversor. 1.4. Suministro y tendido de conexionado. 2. Protecciones. 3. Obra Civil.			
	u	PANEL o MODULO FOTOVOLTAICO 330 W	75	84,00 €	6.300,00 €
	u	ESTRUCTURA DE ALUMINIO PARA PANEL FOTOVOLTAICO	75	28,52 €	2.139,00 €
	u	INVERSOR-CARGADOR PHOENIX Quattro	3	2.421,33 €	7.263,99 €
	u	BATERÍA ESTACIONARIA SUNLIGHT 12 OPzS 1500 2195 Ah C100	36	455,47 €	16.396,78 €
	u	REGULADOR SMARTSOLAR MPPT 150/60-TR	12	366,67 €	4.400,00 €
	u	MONITORIZACIÓN Y CONFIGURACIÓN	1	575,05 €	575,05 €
	u	ARMARIO PLAST. PARA MANDOS Y DISTR. 40 ELEM. SUPERFICIE DC+AC	2,24	469,85 €	1.052,46 €
	u	TUBO PVC. RIGIDO DIAM. 21 MM.	56,42	0,97 €	54,73 €
	u	TUBO PVC. FLEXIBLE CORRUGADO DIAM. 13 MM. CABLE COBRE 1X6 MM2/1000 V.	56,42	0,12 €	6,77 €
	u	CABLE COBRE 1X6 MM2/1000 V.	112,91	0,49 €	55,33 €
	m	CABLE COBRE 1X10 MM2/1000 V.	112,91	0,77 €	86,94 €
	m	CONTADOR Y MODULO HOMOLOGADO PARA ALOJAMIENTO DE CONTADOR	2,24	295,28 €	661,43 €
	m	PICA DE ACERO COBRIZADO (2,00 M) CON GRAPA DE CONEXION	2,24	13,90 €	31,14 €
	m	CABLE (CON AISLAMIENTO AMARILLO Y VERDE) DE COBRE DE 16 mm2	22,61	1,03 €	23,29 €
	u	PEQUEÑO MATERIAL	70	14,41 €	1.008,70 €
	u	MATERIAL COMPLEMENTARIO O PZAS.ESPECIALES	70	13,39 €	937,30 €
	h	CUADRILLA FORMADA POR OFICIAL 1a, INST. Y AYUDANTE	42	27,00 €	1.134,00 €
	h	CUADRILLA ALBAÑILERIA, FORMADA POR OFICIAL 1a Y PEON ESP.	14	27,00 €	378,00 €
	h	GRUA MOVIL AUTOPROPULSADA	4,55	38,00 €	172,90 €
		Total Partida 01.01	1	42.677,80 €	42.677,80 €
01.02	ud	PLANTA TERMOSOLAR PARA PRODUCCION DE ACS			
		Suministro y aplicación de equipo de generación de ACS mediante conjunto solar termodinámico compuesto por bloque termodinámico, 2 paneles termodinámicos, interacumulador de 300L e interconexión hidráulica a instalación existente. Medida la unidad totalmente terminada y funcionando.			
	h	Cuadrilla A	12	35,50 €	426,00 €
	ud	Te latón 1/2-1/2-1/2"H	3	3,12 €	9,36 €
	ud	Tapón 3/4"	6	0,90 €	5,40 €
	ud	Machón 1/2"	9	0,51 €	4,59 €
	ud	Vaina latón 100mm sonda temperatura	3	3,24 €	9,72 €
	ud	Racor loco 3/4" - 1/2M	6	0,54 €	3,24 €
	ud	Contrarascado 3/4M - 1/2M	9	0,98 €	8,82 €
	ud	Válvula seg. alt. temp. 1/2"-3/4" 6kg	3	10,82 €	32,46 €
	ud	Cruz latón 1/2"	3	5,76 €	17,28 €
	ud	Válvula de esfera 1/2"	3	4,70 €	14,10 €
	ud	Estructura 45o tejado plano 2 captadores 2,1m2 2.000 ud	3	178,46 €	535,38 €
	ud	Válvula de esfera 3/4"	6	5,16 €	30,96 €
	ud	Purgador automático energía solar	3	21,60 €	64,80 €
	ud	Panel solar termodinamico	3	600,00 €	1.800,00 €
	ud	Racor 3 piezas de conexión 3/4"	6	4,44 €	26,64 €
	ud	Acum. vitrificado c/ doble serpentín 150 l.	6	590,00 €	3.540,00 €
		Total Partida 01.02	1	6.528,75 €	6.528,75 €
01.03	ud	SISTEMA DE CLIMATIZACION EFICIENTE MULTISPLIT			
		Suministro, instalación e implantación de un 1 equipo de climatización tipo multisplit de 5,5 kW + 5,5 kW y calificación energética A++. Incluso interconexión frigorífica y de señal entre las unidades exteriores e interiores, así todas las obras necesarias para acomodar la nueva unidad y los conductos serán reparadas y con un grado de acabado similar al existente antes de las obras. La unidad exterior se situará en cubierta y la conexión, tanto eléctrica como de conductos de gas, entre la unidad interior y la exterior quedan incluidas en la presente unidad de obra, cuyo trazado se concretará en obra pero siempre por el interior del edificio	1	2.462,25 €	2.462,25 €
01.04	ud	SISTEMA DE CLIMATIZACION EFICIENTE SPLIT INDIVIDUAL			
		Suministro, instalación e implantación de un 1 equipo de climatización tipo split de 3,5 kW y calificación energética A++. Incluso interconexión frigorífica y de señal entre las unidades exteriores e interiores, así todas las obras necesarias para acomodar la nueva unidad y los conductos serán reparadas y con un grado de acabado similar al existente antes de las obras. La unidad exterior se situará en cubierta y la conexión, tanto eléctrica como de conductos de gas, entre la unidad interior y la exterior quedan incluidas en la presente unidad de obra, cuyo trazado se concretará en obra pero siempre por el interior del edificio.	6	1.016,25 €	6.097,50 €
01.05	ud	SUSTITUCION DE ILUMINACION EXISTENTE A TUBO LED 1200mm 18W			
		Suministro y colocación por sustitución de tubos LED T8 de 1.200 mm y conexión a un lateral de 18W de al menos 1800 lm. Así se trata de implantar de un nuevo sistema de iluminación eficiente mediante LED. La actividad consistirá en la sustitución de los actuales tubos de fluorescentes actuales por tubos con tecnología LED	92	10,15 €	933,80 €

01.05	ud	INSTALACION DE EQUIPOS MEDIDORES DE ENERGIA			
		Suministro e instalación de equipos medidores de energía consumida con conectividad al Sistema de Gestión Energética Municipal. Con sistema de comunicación formado por un Web Box para conexión mediante modem GSM, con aplicación web gratuita y configurable para el control de la instalación. Incluido cableado y realización de las gestiones necesarias para el establecimiento de la línea GSM del sistema de conexión mediante compañía de telefonía móvil. Incluye el pago del servicio de la línea telefónica durante el período de un año. Medida la unidad totalmente terminada y funcionando.	1	1.300,00 €	1.300,00 €
		Total CAPÍTULO 1	1	60.000,10 €	60.000,10 €
Capítulo		2 Seguridad y Salud			
02.01	ud	CAPITULO COMPLETO DE SEGURIDAD Y SALUD			
		Conjunto de medidas necesarias a llevar a cabo durante la ejecución de las obras, instalaciones y normas recogidas en el Estudio de Seguridad y Salud del Proyecto y redacción posterior Plan de Seguridad y Salud por parte de la Empresa Constructora adjudicataria de las obras, según Normativa vigente en materia de Salud Seguridad y Salud Laboral. Medido el capítulo completo incluyendo todas las medidas de protección, tanto individuales como colectivas, contempladas, previstas y aprobadas por el coordinador de salud y la empresa constructora en el plan de seguridad.	1	600,00 €	600,00 €
		Total CAPÍTULO 2	1	600,00 €	600,00 €
Capítulo		3 Control de Calidad			
03.01	ud	CAPITULO COMPLETO DE CONTROL DE CALIDAD			
		Conjunto de medidas necesarias a llevar a cabo durante la ejecución de las obras, instalaciones y normas recogidas en el Estudio de Control de Calidad de Proyecto y redacción posterior Plan de Control de Calidad por parte de la Empresa Constructora adjudicataria de las obras, según Normativa vigente en materia de control de calidad. Medido el capítulo completo incluyendo todas las medidas de control en las fases de: 1.- recepción de materiales en obra, 2.- control de la ejecución y 3.- control de la obra terminada, contempladas, previstas y aprobadas por el director facultativo y la empresa constructora en el plan de control de calidad.	1	153,00 €	153,00 €
		Total CAPÍTULO 3	1	153,00 €	153,00 €
Capítulo		4 Gestión de Residuos			
04.01	ud	CAPITULO COMPLETO DE GESTION DE RESIDUOS			
		Unidad de obra incluyendo todas las actividades necesarias en concepto de gestión de residuos derivados de las obras proyectadas según el estudio de residuos redactado en el proyecto.	1	500,00 €	500,00 €
		Total CAPÍTULO 4	1	500,00 €	500,00 €
		TOTAL - PEM			61.253,10 €

Resumen Presupuesto		
	Actividades Necesarias en Obra	60.000,10 €
PANEL FOTOVOLTAICO 330W + PLANTA FOTOVOLTAICA + ACUMULACION	42.677,80 €	
PLANTA TERMOSOLAR PARA PRODUCCION DE ACS	6.528,75 €	
SISTEMA DE CLIMATIZACION EFICIENTE MULTISPLIT	2.462,25 €	
SISTEMA DE CLIMATIZACION EFICIENTE SPLIT INDIVIDUAL	6.097,50 €	
SUSTITUCION DE ILUMINACION EXISTENTE A TUBO LED 1200mm 18W	933,80 €	
INSTALACION DE EQUIPOS MEDIDORES DE ENERGIA	1.300,00 €	
	Seguridad y Salud	600,00 €
	Control de Calidad	153,00 €
	Gestión de Residuos	500,00 €
	TOTAL	61.253,10 €

PROYECTO	
PEM	61.253,10 €
14% G.G.	8.575,43 €
6% B.I.	3.675,19 €
PEC IVA excl.	73.503,72 €
21% IVA	15.435,78 €
PEC IVA incl.	88.939,50 €
PRESUP BASE LICITACIÓN	73.503,72 €
PEC IVA incl.	88.939,50 €

Índice de Figuras

1.1	Calvin Fuller, Gerald Pearson y Daryl Chapin trabajando en las primeras células solares. Recuperado de: https://bashny.net/t/es/267053	5
1.2	Comparativa eficiencias materiales células fotovoltaicas, fuente [9]	7
1.3	Lingote silicio previo al corte	8
1.4	Célula monocristalina	8
1.5	Célula Silicio Policristalino	8
1.6	Cuadro Comparativo Características Técnicas Policristalino - Monocristalino. Fuente: Elaboración propia.	9
1.7	Curva I-V del módulo AS-6P, [7]	10
1.8	Circuito equivalente célula solar fotovoltaica, fuente: [8]	11
1.9	Sistemas fotovoltaicos aislados (superior) y de conexión a red (inferior) con los diversos elementos que forman parte de una instalación típica. Fuente: [40]	13
1.10	Sistema de bombeo fotovoltaico sin acumulación con bomba AC Fuente: [11]	15
1.11	Diagrama instalación híbrida, PV y generador, con bus DC común, fuente [12]	16
1.12	Diagrama instalación híbrida, PV y generador, con bus AC común, fuente [12]	16
1.13	Ejemplo de distribución de los componentes de una instalación aislada con bus DC e inversor para vivienda, fuente [12]	17
1.14	Ejemplo conexión bus AC de un sistema aislado, fuente [13]	18
1.15	Ejemplo conexión bus AC+DC sistema aislado, fuente [13]	18
1.16	Diagrama de bloques de sistema conectado a la red, fuente [12]	19
1.17	SolarGis. Radiación Global Horizontal Europa. Mapa. 1:500.000, fuente: SolarGis.	20
1.18	MW Acumulados y variación% instalado 2000 - 2016, fuente: Global Data	21
1.19	Evolución del conjunto energético de renovables 2010 - 2030, fuente: Global Data	22
1.20	Diagrama solar para ACS tipo colector solar con cubierta de placa plana, fuente: [17]	27
1.21	Sistema termo solar para ACS de placa plana cubierta, fuente: [17]	27
1.22	Esquema de un colector parabólico (izqda.). Marcha de Rayos (dcha). Fuente: [17]	28
1.23	Variación de la eficiencia entre la entrada y salida del colector en función de la temperatura. Fuente:[18]	28
1.24	Esquema-diagrama funcionamiento batería. Fuente: [21]	31
1.25	Circuito equivalente de una batería. Fuente: [25]	33
1.26	Evolución de la tensión de la batería en una descarga continua e intermitente. Fuente: [25]	34
1.27	Evolución de la tensión de la batería en una descarga continua e intermitente. Fuente: [27]	34
1.28	Conexión en serie de baterías. Fuente: [26]	35
1.29	Valores y circuito equivalente de regulador de carga en paralelo	36
1.30	Circuito equivalente de regulador de carga en paralelo tipo PWM y MPPT. Fuente: [25]	36
1.31	Variación de la tensión de la batería controlada mediante regulador. Fuente: [25]	37
2.1	Panorámica Chozas Marismeñas Trebujena. Fuente: [28]	39
2.2	Portada PPTP	41
2.3	Puntuación por criterios de adjudicación del PCAP. Fuente: Elaboración propia	43
2.4	Situación de la provincia de Cádiz en la península ibérica. Recuperado de: https://es.wikipedia.org/wiki/Provincia_de_Huelva/media/Archivo:Huelva_in_Spain_(plus_Canarias).svg	44

2.5	Situación municipio de Trebujena en la provincia de Cádiz. Recuperado de: http://enciclopedia.us.es/index.php/Trebujena_(CC3A1diz)	44
2.6	Plano de Distribución de Chozas Marismeñas.	45
2.7	Climas Andalucía. Recuperado de: https://es.wikipedia.org/wiki/Clima_de_AndalucC3ADa/media/Archivo:Clima_andalucC3ADa.png	46
2.8	Circuito equivalente simplificado PV. Fuente: [32]	47
2.9	Curvas P-V módulo fotovoltaico	48
2.10	Temperatura media horaria para los meses de mayo, junio y septiembre. Fuente: Elaboración propia	50
2.11	Temperatura media horaria para los meses de mayo, junio y septiembre. Fuente: Elaboración propia	51
2.12	Porcentaje de tiempo pasado en cada banda de cobertura de nubes, categorizado según el porcentaje de cielo cubierto de nubes. Fuente: [37]	52
2.13	Radiación solar en la Península Ibérica. Fuente: [34]	54
2.14	Radiación solar en Trebujena. Fuente: [34]	54
2.15	Mapa de insolación media anual. Procedente de https://www.ign.es/espmap/mapas_clima_bach/Mapa_clima_11.htm	56
2.16	Chozas principal alzado. Fuente: [28]	57
2.17	Chozas principal planta. Fuente: [28]	57
2.18	Chozas individual alzado. Fuente: [28]	58
2.19	Chozas individual planta. Fuente: [28]	58
2.20	Viajeros con pernoctaciones en complejos considerados turismo rural en Andalucía. Fuente: Elaboración propia	59
2.21	Porcentaje de ocupación semanal. Fuente: Elaboración propia	60
2.22	Consumos PVSyst. Fuente: Informe PVSyst, Anexo C	61
2.23	Características inversor a suministrar según proyecto	62
2.24	Esquema de funcionamiento inversor-cargador con 2 entradas externas. Fuente: ficha técnica del inversor-cargador procedente del suministrador	63
2.25	Medición inversor trifásico	64
2.26	Características campo solar a suministrar según proyecto	64
2.27	Curva corriente-voltaje y potencia-voltaje con distinta radiación. Fuente: ficha técnica del módulo procedente del suministrador	65
2.28	Características estructura del campo solar a suministrar según proyecto	65
2.29	Ángulos característicos del posicionamiento de un módulo fotovoltaico. Fuente: [40]	66
2.30	Resultados ángulo predimensionamiento PVSyst	66
2.31	Diagrama de sombreado de la localización del informe PVSyst para proyecto	67
2.32	Representación de la distancia entre filas del sistema (<i>mm</i>). Fuente: Elaboración propia	68
2.33	Representación relativa del posicionamiento de los módulos en la finca (Campo solar color azul). Fuente: Elaboración propia	68
2.34	Estructura seleccionada. Fuente: ficha técnica del fabricante	69
2.35	Número de ciclos frente a DoD	70
2.36	Unión de células para conformar la batería de 12 V utilizada en el proyecto. Fuente: [25]	71
2.37	Producción normalizada por potencia instalada, a la izquierda. PR con respecto a la fracción solar, a la derecha. Fuente: Informe PVSyst	71
2.38	Circuito equivalente regulador PWM. Fuente: [25]	72
2.39	Circuito equivalente regulador MPPT. Fuente: [25]	72
2.40	Etapas de carga de las baterías en función del voltaje y el tiempo	73
2.41	Posicionamiento de la sala de máquinas en la finca. Fuente: [28]	74
2.42	Características de la planta termosolar para producción ACS a suministrar según proyecto	75
2.43	Esquema configuración paneles termodinámicos según planos de proyecto	75
2.44	Distribución de las diferentes partidas del presupuesto de ejecución de material. Fuente: Elaboración propia	78
2.45	Hoja de Excel donde se ha realizado la simulación. Fuente: Elaboración propia	83
2.46	Campana de resultados de la simulación Montecarlo para el LCOU. Fuente: elaboración propia	84
2.47	Ahorro de la inversión con valores constantes	85
2.48	Flujo de caja de ahorro. Fuente: elaboración propia	85
2.49	Análisis LCOU: 1kWh/kWp considerado. a) Módulos de gran potencia; b) Módulos convencionales. Fuente: [26]	86

3.1	Diagrama de pérdidas anual del sistema. Fuente: Reporte PVSyst del proyecto	89
3.2	Evolución de la relación €/energía de los módulos fotovoltaicos y los sistemas de almacenamiento a corto plazo. Fuente: Bloomberg NEF	90
3.3	Evolución de los precios de mercado fotovoltaico por tecnología en Europa. Fuente: https:// www.pv-magazine.com/module-price-index/	91
3.4	Estructura 2H. Fuente: Presentación Jinko Solar	92
3.5	<i>Cooling effect</i> provocado por la estructura en 2H. Fuente: Presentación Jinko Solar	92
3.6	Perspectiva aérea de la finca del complejo turístico Chozas Marismeñas, Trebujena. Fuente: Google Earth Pro	93
3.7	Ejemplo de módulos fotovoltaicos en plataforma flotante. Fuente: http:// solar-mountsystem.com/ 4-floating-solar-pv-mounting-system/	94
3.8	Layout de la distribución del campo solar con módulos en estructura flotante. Fuente: Elaboración propia	95
3.9	Ahorro de la inversión en la variante con LCOU de 0,109 €/kWh. Fuente: Elaboración propia	95

Índice de Tablas

1.1	Características baterías en función del material que conforma la batería. Fuente: Elaboración propia.	33
2.1	Temperatura media diaria Trebujena, Cádiz	49
2.2	Horario anual producción energía para PV	49
2.3	Temperatura - η_c	50
2.4	Datos de radiación mensual en Trebujena	55
2.5	Radiaciones medias anuales	55
2.6	Hora solar pico, Trebujena, Cádiz. Fuente: Elaboración propia	56
2.7	Electrodomésticos choza principal. Fuente: Elaboración propia	58
2.8	Electrodomésticos choza principal. Fuente: Elaboración propia	58
2.9	Media de ocupación mensual	60
2.10	Característica Inversor-cargador Quattro. Fuente: Elaboración propia	63
2.11	Características eléctricas del módulo AS-P6. Fuente: ficha técnica del módulo procedente del suministrador	64
2.12	Regulador MPPT 250/10. Fuente: Elaboración propia con los datos del fabricante	73
2.13	Desglose Presupuesto Base de Licitación	77
2.14	Pérdida de producción de energía durante la vida útil de la instalación	82
2.15	Comparativa económica del consumo energético. Fuente: Elaboración propia	85
2.16	Comparativa del VAN y TIR del proyecto. Fuente: Elaboración propia	86
3.1	Promedio horario de producción de energía del campo solar, MWh. Fuente: Elaboración propia	88

Índice de Códigos

2.1 Módulo ciclos Montecarlo

83

Bibliografía

- [1] Xenophon y Bonnette, A. L. (2019). BOOK II. In *Memorabilia* (pp. 33–70). Cornell University Press. <https://doi.org/10.7591/9780801471759-004>
- [2] Bhubaneswari Paridaa, S. Iniyamb, Ranko Goic, *A review of solar photovoltaic technologies*, 2010.
- [3] Belessiotis, V. G., Papanicolaou, *History of solar energy. In Comprehensive Renewable Energy (Vol. 3, pp. 85–102). Elsevier Ltd.* <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-087872-0.00303-6>, 2013.
- [4] Spanggaard, H. Krebs, F. C., *A brief history of the development of organic and polymeric photovoltaics. Solar Energy Materials and Solar Cells*, 83(2–3), 125–146. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2004.02.021>, 2004.
- [5] Ā, H. Z., Wei, J., Wang, K., Wu, D., Al-Hasan, A. Y., Altermatt, P. P., Zhu, H. *The history of solar. Solar Energy Materials and Solar Cells*, 93, 1461–1470. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2009.04.006>, 2011.
- [6] Augusto Beléndez Vázquez, *Einstein 1905: De los «cuantos de energía» a los «cuantos de luz»*, 28 de noviembre de 2015.
- [7] Amerisolar, Ltd, *FICHA TÉCNICA DEL PANEL AS-6P DE 330W AMERISOLAR*, 2020.
- [8] S. Seguí y F. J. Gimeno, "*Introducción a la energía solar fotovoltaica, módulo 1, unidad 3*", formación post-grado, Universitat Politècnica de València.
- [9] Global Data, 2019 , *Spain Solar Photovoltaics (PV) Analysis: Market Outlook to 2030, Update 2019*, Global Data.
- [10] Josu Barredo Egusquiza, Universidad Politécnica de Madrid, *Estudio de las propiedades mecánicas de las obleas de silicio*, 2013.
- [11] S. Seguí y F. J. Gimeno, "*Sistemas de bombeo solar fotovoltaico, módulo 3, unidad 7*", formación post-grado, Universitat Politècnica de València.
- [12] S. Seguí y F. J. Gimeno, "*Aplicaciones aisladas de la energía solar fotovoltaica, módulo 3, unidad 1*", formación post-grado, Universitat Politècnica de València.
- [13] S. Seguí y F. J. Gimeno, "*Componentes de los sistemas fotovoltaicos aislados, módulo 3, unidad 2*", formación post-grado, Universitat Politècnica de València.
- [14] Ministerio de Energía Diciembre 2013, <https://energia.gob.es/electricidad/autoconsumo-electrico/Paginas/autoconsumo.aspx>, 2013.
- [15] «BOE» núm. 242, de 6 de octubre de 2018, páginas 97430 a 97467 (38 págs.) I. Disposiciones generales Departamento: Jefatura del Estado Referencia: BOE-A-2018-13593, <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2018/10/05/15> 2018.

- [16] «BOE» núm. 83, de 06/04/2019. Entrada en vigor: 07/04/2019 Departamento: Ministerio para la Transición Ecológica Referencia: BOE-A-2019-5089, <https://www.boe.es/eli/es/rd/2019/04/05/244/con> 2019.
- [17] C. Placco, L. Saravia y C. Cadena, “Colectores Solares Para Agua Caliente,” Inenco, no. Figura 1, p. 17, 2015.
- [18] S. A. Kalogirou, “*Solar thermal collectors and applications*,” Progress in Energy and Combustion Science. 2004, doi: 10.1016/j.peccs.2004.02.001.
- [19] A. Jamar, Z. A. A. Majid, W. H. Azmi, M. Norhafana y A. A. Razak, “A review of water heating system for solar energy applications,” *International Communications in Heat and Mass Transfer* vol. 76. Elsevier Ltd, pp. 178–187, Aug. 01, 2016, doi: 10.1016/j.icheatmasstransfer.2016.05.028.
- [20] Solar Energía <https://solar-energia.net/energia-solar-termica/componentes/colector-solar-termico>, Abril, 2020.
- [21] M. S. Whittingham, *History, evolution, and future status of energy storage* Proc. IEEE, vol. 100, no. SPL CONTENT, pp. 1518–1534, 2012, doi: 10.1109/JPROC.2012.2190170.
- [22] Global Data, *Energy Sotage*, 19 de abril de 2019.
- [23] D. Larcher, J.M. Tarascon *Towards greener and more sustanaible batteries for electrical energy storage*, DOI: 10.1038/NCHEM.2085, 2014.
- [24] Mapfre, <https://www.motor.mapfre.es/consejos-practicos/consejos-de-mantenimiento/vida-util-motor/>, 20 mayo 2020.
- [25] S. Seguí y F. J. Gimeno, “*Componentes de los sistemas fotovoltaicos aislados, módulo 3, unidad 2*”, formación post-grado, Universitat Politècnica de València.
- [26] Georgios A. Barzegkar-Ntovom, Nikolas G. Chatzigeorgiou, Angelos I. Nousedilis, Styliani A. Vomva, Georgios C. Kryonidis, Eleftherios O. Kontis, George E. Georghiou, Georgios C. Christoforidis, Grigoris K. Papagiannis, “*Assessing the viability of battery energy storage systems coupled with photovoltaics under a pure self-consumption scheme*”, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.01.061>, 2019
- [27] Wind&Sun, Northern Arizona, 2018, http://www.windsun.com/pictures/Charge_voltage.gif
- [28] Rafael López Bohorquez, *Proyecto de mejora de eficiencia energética en fotovoltaica y termosolar en Chozas Marismeñas*, 2018, Plan Invierte 2018, Ayuntamiento de Trebujena M. S. Whittingham, “History, evolution, and future status of energy storage,” Proc. IEEE, vol. 100, no. SPL CONTENT, pp. 1518–1534, 2012, doi: 10.1109/JPROC.2012.2190170.
- [29] Junta de Andalucía, Servicios e Infraestructuras. <https://www.andalucia.org/es/trebujena-alojamientos-chozas-marismenas>
- [30] Junta de Andalucía. Cooperación Territorial Europea 1990 - 2006 <http://www.juntadeandalucia.es/presidencia/OCTA/web/guest/16>
- [31] S. Dubey, J. N. Sarvaiya y B. Seshadri, *Temperature dependent photovoltaic (PV) efficiency and its effect on PV production in the world - A review*, Energy Procedia, vol. 33, pp. 311–321, 2013, doi: 10.1016/j.egypro.2013.05.072.
- [32] José María Meseguer, José Antonio Gómez, Juan José Olmos, Jose Quiles, Francisco Romero, *Electromagnetismo y Semiconductores Universidad Politécnica de Valencia, Unión P-N*, <http://personales.upv.es/jquiles/prffi/semi/ayuda/hlppn.htm>
- [33] S. Seguí y F. J. Gimeno, “*Aplicaciones aisladas de la energía solar fotovoltaica , módulo 3, unidad 1*”, formación post-grado, Universitat Politècnica de València.
- [34] Solargis, Solargis iMaps, <https://solargis.info/imaps/#loc=36.852716,-6.167683&c=36.876888,-5.801014&z=9>, Abril, 2020

- [35] Krismadinata, N. A. Rahim, H. W. Ping y J. Selvaraj, *Photovoltaic Module Modeling using Simulink/Matlab* Procedia Environ. Sci., vol. 17, pp. 537–546, 2013, doi: 10.1016/j.proenv.2013.02.069.
- [36] European Comission, PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM, https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#MR
- [37] Weather Spark, Cedar Lake Ventures, <https://es.weatherspark.com/y/33175/Clima-promedio-en-Trebujena-Espa~na-durante-todo-el-a~no>
- [38] J. C. V. de Kuyper, *ENERGÍA FOTOVOLTAICA en PRINCIPIOS Y APLICACIONES DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA Y DE LAS BATERÍAS*, Ediciones UC, 2019.
- [39] Instituto Nacional de Estadística, INE, 2020, <https://www.ine.es/jaxiT3/Tabla.htm?t=2941>
- [40] S. Seguí y F. J. Gimeno, "Introducción a la energía solar fotovoltaica, módulo 1, unidad 6", formación post-grado, Universitat Politècnica de València.
- [41] Sunlight Systems, *Ficha Técnica baterías OPzS para aplicaciones estacionarias*, 2019.
- [42] Smart Solar, Victron Energy, *Ficha Técnica controladores de carga con conexión de tornillo o FV MC4 MPPT 250/60 hasta MPPT 250/100*, 2019.
- [43] Ministerio de Hacienda. Gobierno de España, *PLATAFORMA DE CONTRATACIÓN DEL SECTOR PÚBLICO*, <https://contrataciondelestado.es/wps/portal/plataforma>, 2020.
- [44] Carmen Monforte, EL PAÍS, *Las renovables disfrutarán de su actual tasa de rentabilidad durante 12 años*, https://cincodias.elpais.com/cincodias/2019/11/20/companias/1574275928_013353.html, 21 de noviembre, 2019.
- [45] Energías Renovables, *Autoconsumo con almacenamiento, la vanguardia de la fotovoltaica*, <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/autoconsumo-con-almacenamiento-la-vanguardia-de-la-20180626>, 21 de noviembre, 2019.
- [46] G. A. Barzegkar-Ntovom *Assessing the viability of battery energy storage systems coupled with photovoltaics under a pure self-consumption scheme* Renew. Energy, vol. 152, pp. 1302–1309, 2020.