



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR
DE INGENIEROS DE CAMINOS,
CANALES Y PUERTOS



Trabajo Final de Máster

**Diseño integrado del funcionamiento
de un bombeo de agua de gran
potencia con una instalación solar
fotovoltaica en el puerto de Catarroja
(Valencia)**

Valencia, marzo de 2018

*TITULACIÓN: Máster Universitario en Ingeniería de
Caminos, Canales y Puertos
Curso: 2017/18*

*Autor: ALBERTO GIL TOMÁS
Tutor: MIGUEL ÁNGEL PÉREZ MARTÍN*

Índice de documentos

- Memoria

- Anejos
 - Anejo I. Resultados
 - Anejo II. Fichas técnicas



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR
DE INGENIEROS DE CAMINOS,
CANALES Y PUERTOS



Trabajo Final de Máster

Diseño integrado del funcionamiento de un bombeo de agua de gran potencia con una instalación solar fotovoltaica en el puerto de Catarroja (Valencia)

Memoria

Valencia, marzo de 2018

*TITULACIÓN: Máster Universitario en Ingeniería de
Caminos, Canales y Puertos
Curso: 2017/18*

*Autor: ALBERTO GIL TOMÁS
Tutor: MIGUEL ÁNGEL PÉREZ MARTÍN*

Resumen

En el puerto de Catarroja existe una estación de bombeo de agua que forma parte del conjunto de infraestructuras que tiene por finalidad llevar a cabo la reutilización de las aguas depuradas en la Planta de Pinedo (Valencia) para abastecer grandes extensiones de terreno agrícola al sur de la ciudad de Valencia. Estas infraestructuras pretenden conducir el agua depurada hasta la Acequia Real del Júcar en Benifaió y a continuación hasta el Canal Júcar-Turia y, pese a la gran inversión realizada para su construcción en la actualidad no se encuentra en funcionamiento.

Con vistas a una posible puesta en funcionamiento se propone la instalación de una planta de producción eléctrica mediante módulos fotovoltaicos que permita reducir los costes de funcionamiento de la estación de bombeo. Por este motivo se realiza el estudio que se presenta en este documento, que pretende estudiar la viabilidad desde el punto de vista económico de la actuación.

El estudio se basa en el dimensionamiento de la instalación solar fotovoltaica teniendo en cuenta los datos de demanda de agua y basándose en los datos de irradiación solar para calcular la producción energética que se obtendrá en la instalación. Para proceder al dimensionamiento de la instalación se seleccionan los distintos elementos a emplear (módulos fotovoltaicos, inversores y soportes) y se aplican una serie de criterios que proporcionen las dimensiones que tendrá la instalación, a partir de la que se podrá calcular la producción de energía de la instalación. Para el dimensionamiento de la instalación se proponen tres alternativas distintas consistentes en alcanzar el pico de potencia máxima anual (Alternativa 1), conseguir un balance energético anual nulo (Alternativa 2) y alcanzar el autoabastecimiento sin necesidad de comprar energía a la red de distribución (Alternativa 3).

Una vez dimensionadas las tres alternativas se lleva a cabo un análisis económico de las mismas, con el fin de determinar cuál de ellas es la más ventajosa. Para ello se estudian tres parámetros económicos de cada una de ellas, el VAN, la TIR y el Payback. Este estudio económico se realiza en base a unos precios de compra y venta de energía a la red y unos costes de instalación que han sido estudiados previamente y arroja unos resultados que presentan como la alternativa más favorable la basada en alcanzar el pico de potencia máxima anual, lo que supone una instalación con una potencia equipada de 640 kW proporcionados por 3.340 módulos fotovoltaicos conectados a un único inversor.

Con este dimensionamiento se obtiene una reducción de los costes de compra de energía a la red hasta aproximadamente la mitad. Este ahorro económico unido al beneficio que proporciona el vertido del excedente de energía producido y no utilizado en hacer funcionar la estación de bombeo hace que la inversión realizada inicialmente se recupere en un breve periodo de tiempo, lo que hace que la instalación presente una gran viabilidad desde el punto de vista económico.

Índice

1	Introducción y objetivos.....	9
2	Localización geográfica	11
3	Antecedentes	13
4	Metodología	31
5	Pre dimensionado de la instalación	37
6	Evaluación de alternativas	71
7	Diseño de la instalación.....	109
8	Conclusiones.....	115
9	Líneas futuras	123
10	Referencias.....	125

Índice detallado

1	Introducción y objetivos.....	9
2	Localización geográfica	11
3	Antecedentes	13
3.1	Descripción de las infraestructuras.....	16
3.2	Marco energético español	23
3.3	Energía solar en el mundo.....	26
4	Metodología	31
5	Pre dimensionado de la instalación	37
5.1	Estudio de la radiación solar	37
5.1.1	La radiación solar.....	37
5.1.2	Orientación e inclinación de los paneles.....	38
5.1.3	Cálculo de la irradiancia	39
5.1.4	Cálculo de la irradiación	44
5.2	Demanda de energía necesaria.....	48
5.3	Elementos de la instalación.....	51
5.4	Criterios de pre dimensionado.....	55
5.4.1	Temperatura de los paneles.....	55
5.4.2	Módulos en serie.....	56
5.4.3	Módulos en paralelo	59
5.4.4	Comprobación del inversor	60
5.5	Producción de la instalación	61
5.5.1	Cálculo de la producción por el método detallado	62
5.5.2	Cálculo de la producción por el método simplificado.....	64
5.5.3	Comparación entre ambos métodos.....	66
5.6	Ajuste demanda-producción	67
6	Evaluación de alternativas	71
6.1	Análisis de precios	71
6.2	Definición de las alternativas	78
6.3	Alternativa 1: potencia máxima	79
6.4	Alternativa 2: balance energético	86
6.5	Alternativa 3: autoabastecimiento.....	90
6.6	Estudio comparativo de alternativas	94

Diseño integrado del funcionamiento de un bombeo de agua de gran potencia con una instalación solar fotovoltaica en el puerto de Catarroja (Valencia)

6.7	Análisis de sensibilidad.....	104
7	Diseño de la instalación.....	109
8	Conclusiones.....	115
9	Líneas futuras	123
10	Referencias.....	125

1 Introducción y objetivos

Al sur de la ciudad de Valencia existen grandes extensiones de terreno agrícola que tienen unas determinadas necesidades de riego, por lo que se les debe proveer de los recursos hídricos necesarios para poder cumplir con ellas. Con esta finalidad se planteó la posibilidad de cubrir dichas necesidades mediante la reutilización de aguas depuradas procedentes de la planta de Pinedo II, situada al sureste de la ciudad de Valencia, junto a la desembocadura del río Guadalaviar.

Tras estudiarse la viabilidad de la actuación planteada, se llevaron a cabo las labores de ejecución de una serie de infraestructuras que permitieran llevar el agua desde la planta de Pinedo hasta las zonas en que se debía emplear para el riego. Estas infraestructuras consistían en una serie de conducciones, tanto a cielo abierto como en presión, y estaciones de bombeo para impulsar el agua a lo largo de las mismas. Una de estas infraestructuras es la estación de bombeo situada en el puerto de Catarroja, que será objeto de estudio en el presente documento.

La estación de bombeo del puerto de Catarroja se sitúa en la margen izquierda del canal que une el puerto de Catarroja con el lago principal del Parque Natural de la Albufera de Valencia. Este bombeo tiene una potencia equipada de 640,54 kW y unas demandas que requieren que a lo largo del año sea necesario un elevado volumen de energía (2,96 GWh anuales) para poder abastecer todos los recursos necesarios (24,97 hm³/año). En la actualidad, la estación de bombeo no se encuentra en funcionamiento debido al elevado coste económico que supondría mantenerla en servicio a lo largo del año. Este elevado coste es consecuencia de la necesidad de comprar toda la energía necesaria para hacer funcionar las bombas directamente a la red de distribución, y asciende a cantidades superiores al medio millón de euros anuales. La principal consecuencia es que la importante inversión realizada para llevar a cabo estas infraestructuras no supone ningún beneficio económico ni social.

El coste anual de 517.300 € supone un coste de aproximadamente 0,02 €/m³. Esta cantidad puede parecer muy pequeña, pero se debe tener en cuenta que no es el coste real, si no que únicamente se corresponde con el coste de impulsar el agua desde la estación de bombeo del puerto de Catarroja hasta el bombeo situado en Benifaió. A este coste hay que sumarle los derivados del transporte del agua desde la EDAR de Pinedo II hasta el puerto de Catarroja y todos los costes generados tras la impulsión hacia la Acequia Real del Júcar.

Con la finalidad de mejorar esta situación se plantea la solución que se desarrollará a continuación, que tiene como objetivo tratar de reducir el coste económico que supone el funcionamiento de la estación de bombeo mediante la producción de energía en una instalación solar fotovoltaica que abastezca a dicho bombeo y permita que la cantidad de energía que se deba comprar a la red sea menor. Esta opción se plantea debido a las buenas condiciones climáticas que presenta la zona y que

Diseño integrado del funcionamiento de un bombeo de agua de gran potencia con una instalación solar fotovoltaica en el puerto de Catarroja (Valencia)

previsiblemente son favorables para la producción de energía mediante módulos fotovoltaicos a lo largo de todo el año.

Además, el uso de la energía solar como fuente generadora va en consonancia con la creciente conciencia medioambiental presente en la sociedad de hoy día, lo que sitúa a la propuesta como una solución atractiva y sostenible que puede ayudar a acabar con la problemática existente con el funcionamiento de las infraestructuras ejecutadas.

2 Localización geográfica

La instalación solar fotovoltaica que se va a diseñar en el presente documento tiene como finalidad la producción de energía eléctrica que permita poner en funcionamiento una estación de bombeo de agua que está situada en las inmediaciones del puerto de Catarroja, en la provincia de Valencia, Comunidad Valenciana, al este de España.

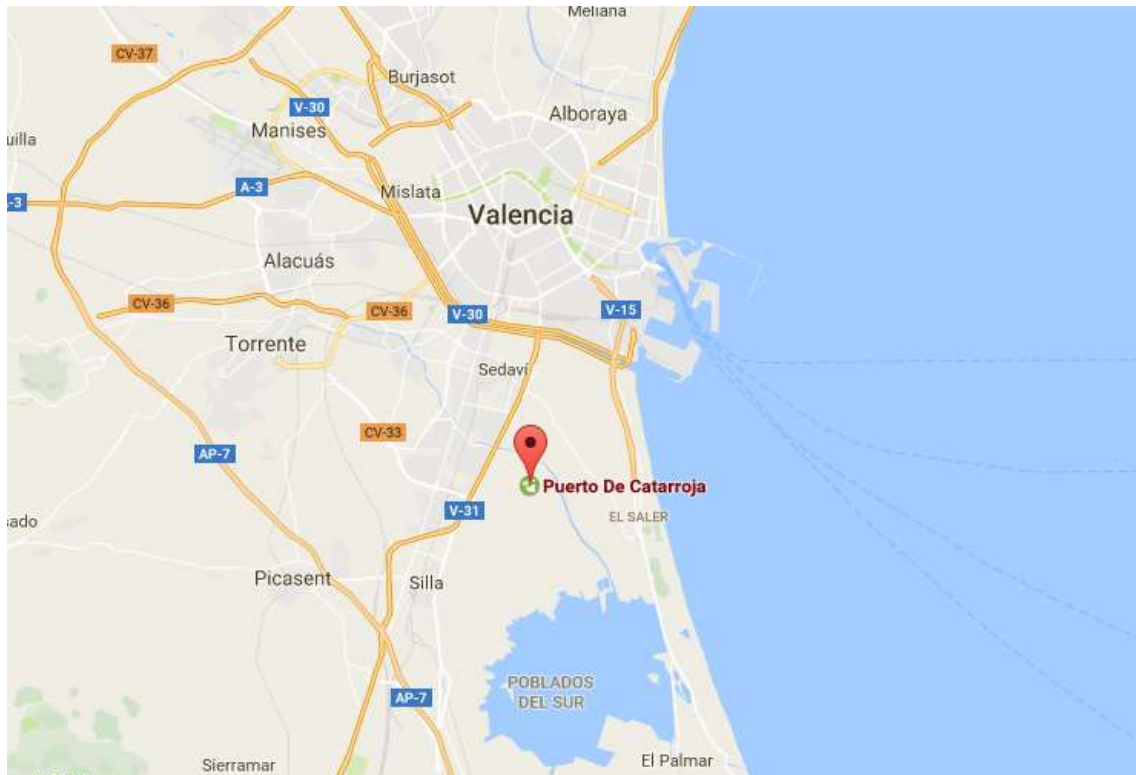


Figura 1. Localización geográfica de la instalación

Las coordenadas de dicho emplazamiento son $39^{\circ} 23' 27''$ N – $0^{\circ} 22' 23''$ W. Este punto está situado en el término municipal de Catarroja, aproximadamente a 7 km al sur de la ciudad de Valencia y 2 km al este del municipio de Catarroja. Además, está situado en los límites del Parque Natural de la Albufera de Valencia, más concretamente al noroeste del mismo.

Cabe destacar que el puerto de Catarroja no está situado en la costa con acceso directo al mar, sino que se trata de un puerto interior situado en un canal que tiene acceso directo al lago principal de la Albufera y que transcurre prácticamente paralelo al barranco de Chiva.

En la margen izquierda del canal en el que se sitúa el puerto existe un sistema de impulsión de agua, la Estación de Bombeo de Catarroja, junto a la que se debe integrar la instalación solar fotovoltaica que se va a diseñar. Es por esto que dicha instalación se situará en una extensión de terreno lo más próxima posible a dicho sistema de bombeo.

Diseño integrado del funcionamiento de un bombeo de agua de gran potencia con una instalación solar fotovoltaica en el puerto de Catarroja (Valencia)



Figura 2. Estación de bombeo y puerto de Catarroja

La zona en que se va a situar la instalación solar fotovoltaica está destinada principalmente al cultivo, siendo esta la actividad predominante en toda la Huerta Sur de Valencia. Se trata de un terreno formado principalmente por calizas situadas en profundidad, aunque sus niveles superiores están formados por otros materiales como arcillas, margas y limos, así como materiales sedimentarios y coluviales debido a la proximidad de la costa y el lago de la Albufera.

3 Antecedentes

La reutilización de aguas depuradas constituye una fuente alternativa y sostenible para cubrir las necesidades hídricas que se requieren para la agricultura, la industria u otras actividades. Una ventaja que presenta el uso de aguas depuradas es que permite liberar los recursos de agua de mayor calidad para garantizar usos prioritarios, como son los usos urbanos domésticos. Esto puede ser de gran utilidad en regiones que sufren grandes problemas de sequías y de escasez de recursos hídricos, como son la Comunidad Valenciana o la Región de Murcia, en las que en los últimos años ha crecido el empleo de aguas depuradas para cubrir la demanda de agua para diversos usos, favorecido por la mejora en las técnicas de depuración y tratamiento de agua.

Para ello, en el Plan Hidrológico del Júcar se han incluido una serie de actuaciones cuya finalidad era la ejecución de infraestructuras que permitieran el transporte de las aguas depuradas a los lugares en que se deben utilizar. Una de estas actuaciones es la Actuación 3.2.c. “Ordenación y terminación de la Reutilización de aguas residuales de la planta de Pinedo (Valencia)” que consiste en la reutilización de las aguas depuradas en la EDAR de Pinedo 2 y que se emplean en abastecer las necesidades de riego de amplias extensiones de terreno situadas en las proximidades de la Albufera de Valencia o en otras zonas situadas más al sur, a las que el agua depurada llega a través de la Acequia Real del Júcar o del Canal Júcar-Turia. Dentro de esta actuación se encuentra la Estación de Bombeo de Catarroja, en la que se situará la instalación solar fotovoltaica que se diseña en el presente trabajo.

En la revisión realizada en junio de 2014 del Anejo 10 “Programa de Medidas” del Plan Hidrológico del Júcar del ciclo hidrológico 2009-15 (CHJ, 2014) se establecen una serie de medidas relacionadas con la mejora del estado de diversas masas de agua, tanto superficiales como subterráneas, la obtención y distribución de recursos hídricos o el régimen de explotación de recursos hídricos. Dentro del apartado relativo a cantidad de agua se plantea la reutilización de agua procedente de depuradoras para conseguir un incremento de recursos no convencionales, citándose entre ellos la reutilización de agua procedente de la EDAR Pinedo 2.

El objetivo que tiene esta medida es lograr la máxima utilización del actual efluente de la planta de Pinedo con fines de riego, mediante obras de conducción del agua regenerada en dicha planta.

Estas infraestructuras permiten la llegada de agua de la planta de Pinedo a las zonas regables de la Acequia del Oro, Favara y parte de la Acequia Real del Júcar. Están compuestas por distintos tramos y estaciones de bombeo, algunos de los cuales ya fueron realizados anteriormente por la Generalitat Valenciana. La planificación prevista para la finalización de estas actuaciones se situaba en el año 2013.

A su vez, en la Propuesta de Proyecto de Revisión del Plan Hidrológica del Júcar para el ciclo hidrológico 2015-21 publicada en diciembre de 2014 (CHJ, 2014) se indica que

Diseño integrado del funcionamiento de un bombeo de agua de gran potencia con una instalación solar fotovoltaica en el puerto de Catarroja (Valencia)

entre los años 2015 y 2016 está prevista la puesta en funcionamiento de las infraestructuras anteriormente citadas, cuya construcción ya ha finalizado.

En la siguiente figura se muestra un esquema que refleja las infraestructuras de que se compone el sistema de reutilización de agua de la planta de Pinedo

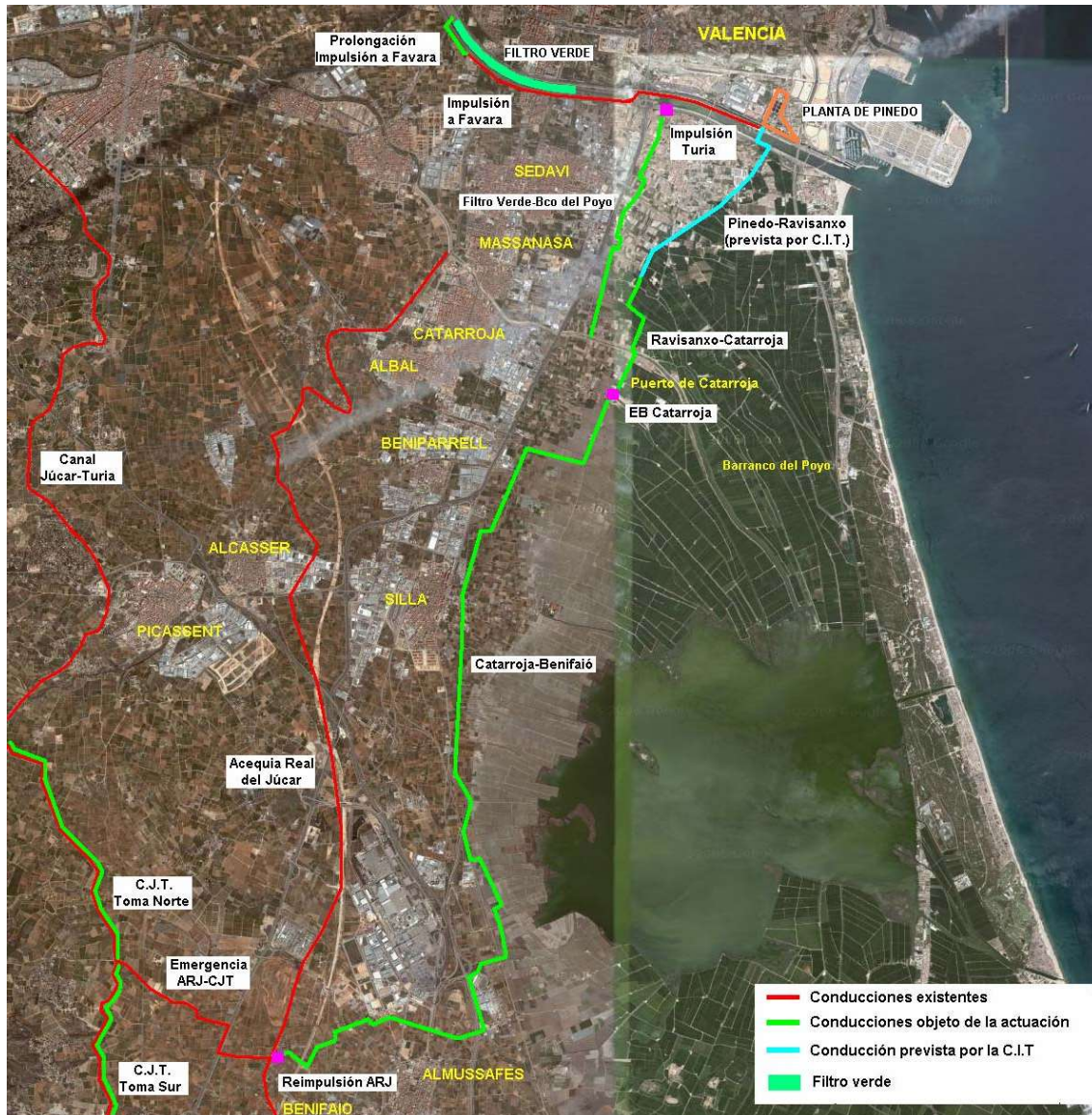


Figura 3. Esquema de la reutilización de agua de la planta de Pinedo

Como se puede apreciar en la leyenda, existen actuaciones que ya se encontraban realizadas antes de acometerse esta actuación, como son la Acequia Real del Júcar y el Canal Júcar-Turia y otras que son las que intervienen en esta actuación, con las que se transporta el agua desde la EDAR de Pinedo hasta estas infraestructuras ya existentes. Un caso particular es la Acequia del Oro, que se corresponde con el primer tramo de la reutilización y que, aunque ya existía, se acometió una rehabilitación por parte de la Consellería de Infraestructuras y Transportes.

Esta actuación tiene su continuidad en la Acequia Real del Júcar y en el Canal Júcar-Turia, dos infraestructuras ya existentes y cuya finalidad es la distribución de agua a

distintas zonas de riego de la zona sur de la ciudad de Valencia (dando servicio a más de 20 municipios) y el abastecimiento urbano de núcleos poblacionales como Valencia y Sagunto.

Los datos y cálculos que se van a realizar en el presente documento se basan en la situación actual de las infraestructuras, que podría verse modificada en el caso de que en un futuro se optara por ubicar balsas en zonas próximas al Canal Júcar-Turia con el fin de llevar a cabo almacenamiento de recursos en destino, es decir, actualmente se bombea el volumen de agua demandado por los distintos regantes y núcleos poblacionales pero, en caso de realizarse almacenamiento en destino se podría bombear un mayor caudal, lo que modificaría la curva de demanda de la estación de bombeo que es objeto de estudio.

3.1 Descripción de las infraestructuras

La estación depuradora de aguas residuales (EDAR) de Pinedo está situada al sureste de la ciudad de Valencia, junto a la desembocadura del río Guadalaviar y en las proximidades del Puerto de Valencia. Se trata de la planta de depuración de aguas más importante de la Comunidad Valenciana.

La EDAR de Pinedo tiene un caudal de diseño de 375 m³/día y sirve a una población de 1.5000.000 habitantes equivalentes. El organismo que la gestiona es Entitat de Sanejament d'Aigües (EPSAR, 2017). Se puso en servicio en junio de 2007 y en la actualidad continúa operativa, dando servicio a la ciudad de Valencia y a numerosos municipios de los alrededores.



Figura 4. Estación Depuradora de Aguas Residuales de Pinedo (Valencia)

El funcionamiento de la EDAR (DAM, 2017) consta de distintos procesos, cuyo resultado final es la obtención de aguas depuradas que cumplan con los requisitos de calidad exigidos por la legislación, según el uso al que estén destinadas. En el caso de la planta de Pinedo consta de un pre-tratamiento completo que se realiza antes de que el agua entre en las instalaciones propiamente dichas y cuya finalidad es eliminar los sólidos suspendidos presentes en el agua.

Además consta de tres tratamientos, el primario consiste en un tratamiento físico-químico y decantación, el secundario consta de fangos activados y eliminación de nitrógeno y fósforo y el terciario es de coagulación-floculación y filtrado. La desinfección del agua se realiza mediante radiación ultravioleta. Con estos tratamientos se consigue depurar el agua y eliminar todas las sustancias nocivas que contiene.

Los fangos que se generan en la instalación se espesan por gravedad y flotación, se espesan en un reactor anaerobio y se desecan por centrifugado antes de ser incinerados. En la siguiente figura se muestra un diagrama que representa las distintas fases del proceso

Diseño integrado del funcionamiento de un bombeo de agua de gran potencia con una instalación solar fotovoltaica en el puerto de Catarroja (Valencia)

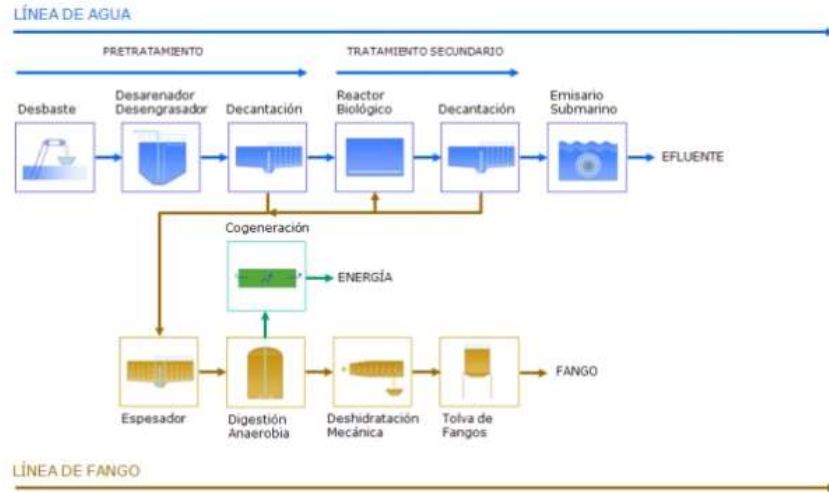


Figura 5. Diagrama de bloques del proceso realizado en la EDAR de Pinedo

La EDAR de Pinedo está formada por dos plantas, Pinedo 1 y Pinedo 2. La planta de Pinedo 1 es la encargada de tratar parte de las aguas residuales procedentes de la ciudad de Valencia. Tiene un caudal de proyecto de 124.800 m³/día y en 2016 sirvió a una población de 339.241 habitantes equivalentes.

Por su parte, la planta de Pinedo 2 es la encargada de servir a diversos pueblos próximos a la ciudad de Valencia (Albal, Alcàsser, Alfafar, Benetusser, Beniparrell, Burjassot, Catarroja, Llocnou de la Corona, Massanassa, Mislata, Paiporta, Paterna, Picanya, Picassent, Sedaví, Silla y Torrent), así como a parte de la ciudad de Valencia. De esta planta es de la que salen las aguas depuradas que se destinan a regadío en las zonas próximas a l'Albufera y a la Acequia Real del Júcar y por tanto, las aguas que circularán por la estación de bombeo en la que se pretende instalar la instalación solar objeto de este documento.

La planta de Pinedo 2 tiene un caudal de proyecto de 200.000 m³/día y en 2016 sirvió a una población de 1.018.596 habitantes equivalentes. Su rendimiento en cuanto a sólidos suspendidos y DBO5 fue del 97% y el de DQO del 95%.

A la salida de la planta de Pinedo, las aguas depuradas pasan a la Acequia del Oro. Se trata de la última de las acequias del río Turia que da riego a las tierras de la margen derecha del río. La acequia fue construida en el siglo XIX y abastece al sur del término municipal de Valencia y Alfafar, que mayoritariamente son terrenos en que se cultiva el arroz. Para garantizar la correcta circulación del agua por la misma, la Consellería de Infraestructuras y Transportes ha realizado trabajos de acondicionamiento y mejora del canal. El agua depurada discurre por esta acequia desde la toma situada en las proximidades de la EDAR de Pinedo (cruza por debajo del río Guadalaviar y la autovía V-30) hasta que se alcanza la Acequia de Ravisanxo, situada al sur de la ciudad de Valencia.



Figura 6. Toma de agua de la Acequia del Oro

A partir de que la Acequia del Oro alcanza la Acequia de Ravisanxo, el agua continúa por un tramo de aproximadamente 2.200 metros de longitud que combina secciones de canal a cielo abierto con secciones en tubería, hasta llegar al Puerto de Catarroja.

El primer tramo se trata de un canal a cielo abierto de 470 metros de longitud con unas interiores de 3,5 metros de anchura y 1,5 metros de altura, con cajeros de hormigón armado de 15 centímetros de espesor y 1,8 metros de altura. La solera es de hormigón armado in situ de 30 centímetros de espesor. A continuación la sección cambia a una conducción en presión con tubería de 2,5 metros de diámetro de hormigón armado durante una longitud de 860 metros, hasta que se cruza el barranco del Poyo. Esta transición entre conducción en lámina libre y en presión se realiza precisamente para permitir el cruce del este barranco mediante un sifón.

Entre el barranco del Poyo y el Puerto de Catarroja se alternan los tramos en canal a cielo abierto con los tramos de tubería en carga, empleándose las mismas secciones que en los tramos anteriores, siendo el último tramo antes de finalizar la conducción en el Puerto de Catarroja una tubería de 80 metros de longitud. A lo largo de este tramo, en la margen izquierda del canal existe un camino de servicio de 3,5 metros de ancho.



Figura 7. Tramo Acequia de Ravisanxo – Puerto de Catarroja. Sección en canal a cielo abierto

Diseño integrado del funcionamiento de un bombeo de agua de gran potencia con una instalación solar fotovoltaica en el puerto de Catarroja (Valencia)



Figura 8. Trazado del primer tramo de conducción en presión



Figura 9. Cambio de sección de canal a cielo abierto a tubería en carga

Una vez el agua recorre el tramo descrito anteriormente llega a la estación de bombeo del Puerto de Catarroja. En este punto es en el que se pretende diseñar la instalación solar fotovoltaica que permita reducir los costes de funcionamiento de la estación mediante el autoabastecimiento parcial o total.

La instalación del bombeo se compone de (Acuamed, 2016):

- Dos canales de llegada dotados de bastidores para inserción de compuertas de aislamiento de la cántara en caso de necesidad y un desbaste de gruesos para seguridad de las bombas.
- Una cántara de 240 m³ de volumen útil para alojamiento de los equipos de impulsión compuestos por tres bombas centrífugas sumergibles de 680 kW a 690 V y 995 rpm.
- Sistema antiarriete compuesto por tres calderines hidroneumáticos, sin vejiga de 50.000 litros de capacidad, dotados cada uno de ellos por un compresor que lo gobierna.
- Válvulas de seccionamiento y antirretorno e instrumentación necesaria para controlar el funcionamiento de la estación.



Figura 10. Calderines de la estación de bombeo del Puerto de Catarroja

Además existen dos edificios, uno empleado como almacén y en el que se encuentra toda la instalación eléctrica de la estación de bombeo y otro en el que se ubica el centro de transformación que alimenta a la estación, compuesto por dos transformadores de 20.000 a 690 V de 1.250 kVA para suministro eléctrico de las bobas y uno de 20.000 a 400 V de 50 kVA para el suministro de los servicios auxiliares.

Las obras de construcción de la estación de bombeo actualmente se encuentran finalizadas y han supuesto un coste económico de 22,55 millones de euros. A pesar de la inversión realizada, la estación de bombeo no se encuentra operativa debido al elevado coste económico de funcionamiento que requiere, que asciendo a aproximadamente medio millón de euros anuales.

La estación de bombeo tiene una altura geométrica de 22 metros y una altura manométrica de 37 metros. Su caudal es de 1,5 m³/s. Esto supone que bombeando en continuo a lo largo de todo el año sería capaz de impulsar un volumen de agua igual a 47,3 hm³/año aunque su volumen estimado de uso es de 24,92 hm³/año. Esto supone que se estima que, en caso de estar operativa, funcionaría aproximadamente al 50% de su capacidad, consumiendo una energía de 2,96 GWh anuales, lo que supone un consumo energético de 120 Wh/m³.

A continuación, se muestran los gráficos de volumen estimado de bombeo a lo largo del año y del consumo energético que supone

Diseño integrado del funcionamiento de un bombeo de agua de gran potencia con una instalación solar fotovoltaica en el puerto de Catarroja (Valencia)

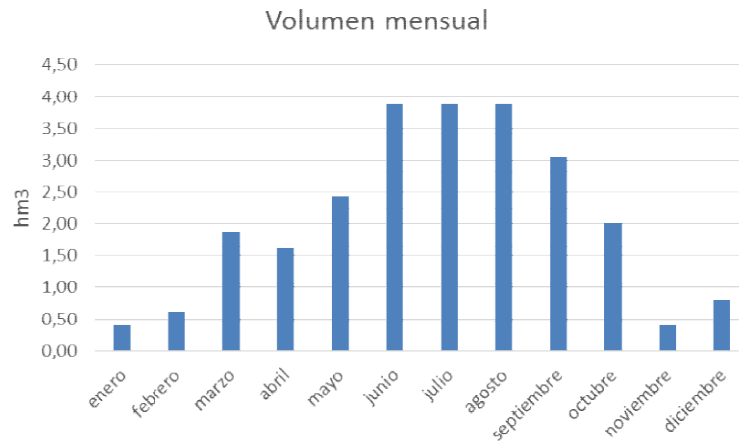


Figura 11. Volumen de bombeo estimado a lo largo del año

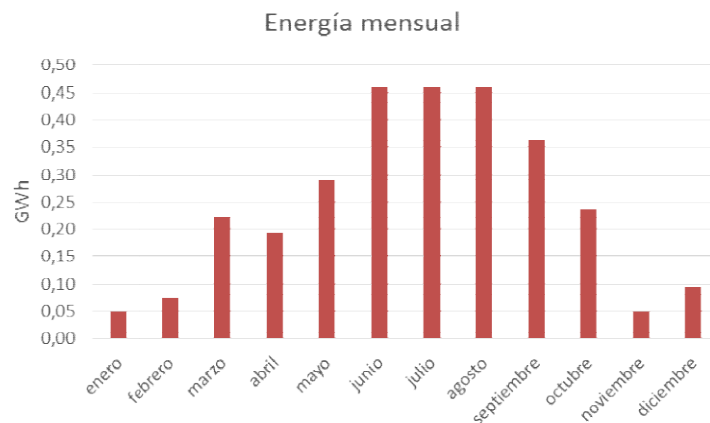


Figura 12. Energía consumida por el bombeo a lo largo del año

Tras ser impulsada en la estación de bombeo, el agua pasa al siguiente tramo que se trata de una conducción enterrada de hormigón armado con camisa de chapa. Tiene una longitud total de 14.578 metros y su trazado va desde el Puerto de Catarroja hasta otra estación de bombeo situada en Benifaió, desde donde se impulsa el agua hasta la Acequia Real del Júcar. Los primeros 984 metros de tubería tiene un diámetro nominal de 1.600 mm y un espesor de 13,5 cm mientras que el resto del tramo tiene un diámetro nominal de 1.200 mm y un espesor de 10,5 cm, siendo la presión máxima de trabajo de la tubería de 6 atmósferas.

Esta tubería dispone de las válvulas de seccionamiento, desagüe, ventosas, etc. necesarias así como de una chimenea de equilibrio en su parte final, con un diámetro interior de 14,26 metros y paneles de hormigón armado de 7 metros de altura.

El trazado de esta conducción va en dirección sur bordeando el Parque Natural de l'Albufera, con el fin de minimizar al máximo la afección al mismo. Cuando llega a la Factoría Ford en Almussafes gira hacia el oeste en dirección a Benifaió. Las principales infraestructuras que cruza son la línea del FFCC AVE y las carreteras N-332, AP-7 y CV-42.

Diseño integrado del funcionamiento de un bombeo de agua de gran potencia con una instalación solar fotovoltaica en el puerto de Catarroja (Valencia)

Una vez que el agua llega a la Acequia Real del Júcar se emplea en el suministro para el riego de las zonas cultivables de ambos márgenes o, en caso de necesidad, se puede desviar hacia el Canal Júcar-Turia que la transporte a determinadas zonas próximas a ella.

El Canal Júcar-Turia se trata de una infraestructura que se puso en servicio en el año 1979 y que tiene como función el abastecimiento de agua para riego de aproximadamente 25.000 hectáreas y el abastecimiento urbano de diversas poblaciones, a lo largo de sus 60 km de longitud entre el Río Júcar (Embalse de Tous-La Ribera) y el Río Turia (Potabilizadora La Presa en Manises). El caudal máximo que puede transportar la infraestructura es de 32 m³/s.

3.2 Marco energético español

En los últimos años se ha producido un importante crecimiento de las energías renovables en relación a las no renovables. Este hecho es debido principalmente a dos motivos: su carácter inagotable, ya que se obtienen de fuentes como el sol o el viento, de las que se puede disponer infinitamente a lo largo del tiempo, y el aumento de la conciencia medioambiental de la sociedad, ya que estas energías no producen contaminación, en oposición a las energías tradicionales, que producían importantes niveles de contaminación debido a la quema de materiales fósiles.

A continuación se muestra un gráfico con datos proporcionados por el Instituto Nacional de Estadística (INE, 2017) en el que se puede apreciar esta tendencia.

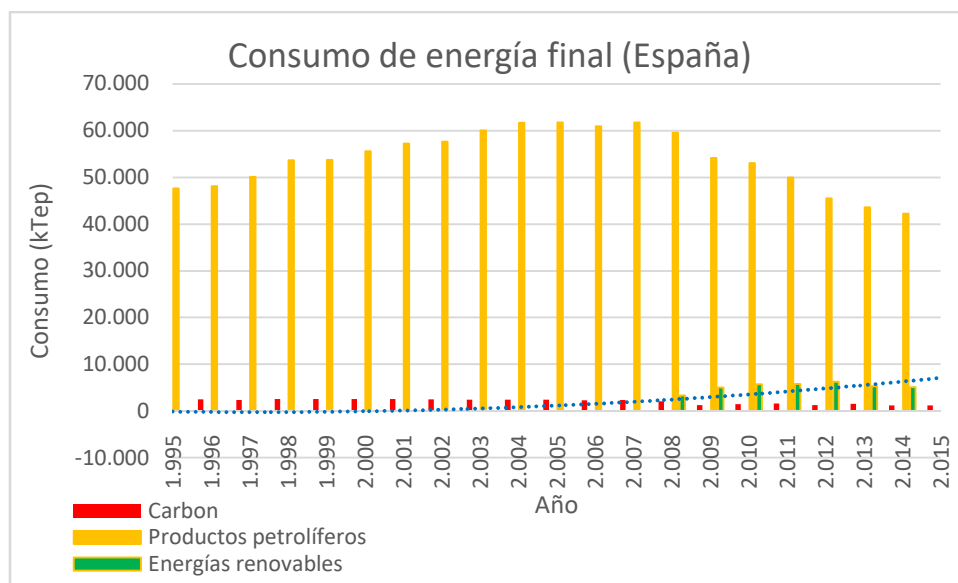


Figura 13. Energía final consumida en España según su procedencia

En el gráfico se puede observar claramente que el consumo de energías fósiles (principalmente los productos petrolíferos) es considerablemente mayor que el de energías renovables. No obstante, se puede apreciar que, frente al crecimiento progresivo que tenían las energías fósiles en las últimas décadas, a partir del año 2007 cambia esta tendencia, produciéndose un descenso continuado del consumo de las mismas, debido principalmente a la entrada en vigor de diversas normativas medioambientales y el comienzo de la crisis económica global. En el caso de las energías renovables, se observa que únicamente se dispone de datos de la última década. Tal y como muestra la recta de ajuste de estos datos, las energías renovables están siguiendo un incremento lento y continuado en los últimos años, lo que hace pensar que la tendencia continuará en este sentido, y este tipo de energías irán ganando cada vez más importancia.

Debido a su situación geográfica y a su climatología, España tiene un gran potencial de producción energética mediante el empleo de energías renovables. Por un lado, la latitud a la que se encuentra tiene como consecuencia un clima caluroso en los meses

de verano y no demasiado frío en los de invierno, con gran cantidad de días soleados, lo que favorece en gran medida al aprovechamiento de la energía solar para producir energía. Por otro lado, al encontrarse en una península entre el océano Atlántico y el mar Mediterráneo tiene como consecuencia la presencia de viento, por lo que se puede producir energía mediante la instalación de parques eólicos.

Además, también se puede recurrir a otros tipos de energías como la hidráulica, favorecida por la orografía del país, que permite la construcción de grandes presas y centrales hidroeléctricas.

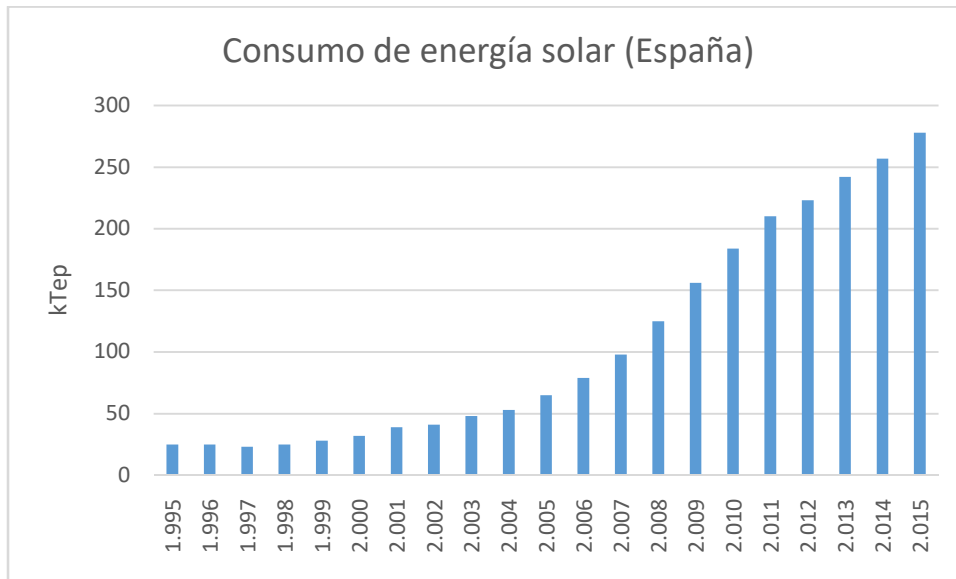


Figura 14. Energía solar consumida en España

En este gráfico se puede observar la energía consumida en España obtenida del Sol. Se puede ver claramente que el orden de magnitud con respecto a la energía consumida procedente de energías fósiles es considerablemente menor. Además, se está produciendo un incremento continuo con el paso del tiempo del consumo de energía procedente del Sol. Mientras que en la segunda mitad de la década de los 90 este consumo era prácticamente constante y de una importancia casi despreciable, a partir del año 2000 comenzó a aumentar hasta la actualidad. Esto es debido a las mejoras en las tecnologías, que se han ido desarrollando permitiendo una mayor eficiencia energética y confianza en el sector.

Además de las mejoras tecnológicas, la redacción de leyes que apoyaban el empleo de las energías renovables también contribuyó a este crecimiento. Es el caso por ejemplo de un Decreto publicado en el año 2008 (Real Decreto 1578/2008), mediante el cual el Estado daba unas primas a las industrias que recurrían a energías renovables para autoabastecerse y vertían a la red de distribución el excedente de energía producida.

A pesar de este crecimiento, según la Unión Española Fotovoltaica (UNEF, 2016), España ha desaparecido del top 10 de los países más favorables a la energía solar debido a la falta de voluntad política y al crecimiento a nivel mundial del empleo de la energía solar fotovoltaica. Este retroceso ha sido motivado por una legislación

desfavorable y el clima de desconfianza legal hacia este tipo de inversiones motivado por el Gobierno.

Este estancamiento del crecimiento de la energía solar en España se produjo a raíz de la publicación del RD 900/2015, debido a las condiciones exigidas para el punto de conexión a red de las instalaciones y los peajes por autoconsumo que hacen que los periodos de amortización sean excesivos. Previo a la publicación de este decreto hubo un repunte de instalaciones de baja potencia para consumo propio instaladas en edificios y en viviendas, que se veían amparadas en la legislación vigente en ese momento, pero que se vio frenado al publicarse el citado decreto. Con la publicación de este decreto, la legislación española pasó de favorecer a las empresas que apostaran por las energías renovables como fuente de suministro a desampararlas totalmente.

Un sector incipiente que se está aprovechando de las ventajas de la energía fotovoltaica es el sector agrícola, segundo mayor consumidor de energía eléctrica en España. A lo largo del año 2015 se instalaron alrededor de 13 MW para instalaciones aisladas, la gran mayoría instalaciones de bombeo únicamente con fotovoltaica o con sistemas híbridos. Muchas de estas instalaciones se desarrollaron como sustitutas de grupos electrógenos y cabe esperar que en los próximos años se produzca un importante incremento de las instalaciones de riego impulsadas por energía fotovoltaica, bien sean conectadas a la red o desconectadas de ella.

3.3 Energía solar en el mundo

Como se ha indicado anteriormente, España se encuentra entre los países que más potencian la energía solar a nivel mundial pero para entender realmente el papel que desempeña este tipo de energía en el país es conveniente conocer la situación en otras regiones del planeta. En el siguiente gráfico se muestra el top 10 de países que contaban con una mayor cantidad de MW instalados para la producción de energía fotovoltaica en el año 2016 (AIE, 2017).

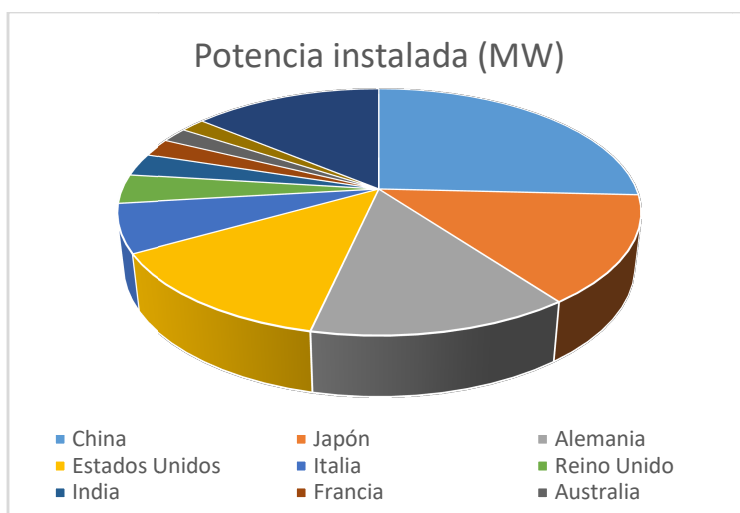


Figura 15. Top 10 de países con mayor potencia instalada para producción de energía fotovoltaica en 2016

Tal como se puede observar, en la actualidad China es el país que presenta un mayor potencial de producción de energía fotovoltaica ya que en su territorio se encuentra más de una cuarta parte de toda la potencia instalada a nivel mundial y siendo, con diferencia, el líder de este ranking, que coloca a los países asiáticos a la cabeza en cuanto a MW de producción fotovoltaica instalados, ya que Japón ocupa el segundo puesto con más del 14% del total mundial. En la siguiente tabla se muestran en detalle los datos representados en la figura anterior.

País	Potencia instalada	Porcentaje
China	78100	25,8
Japón	42800	14,1
Alemania	41200	13,6
Estados Unidos	40300	13,3
Italia	19300	6,4
Reino Unido	11600	3,8
India	9000	3
Francia	7100	2,3
Australia	5900	1,9
España	5500	1,8
Resto del mundo	42300	14

Tabla 1. Top 10 de países con mayor potencia instalada para producción de energía fotovoltaica en 2016

En la tabla se muestran, expresados en MW, la potencia instalada en cada uno de los 10 países que se encuentran a la cabeza de esta lista, así como el conjunto del resto de los países del mundo. Se puede apreciar que España ocupa el décimo puesto de la lista con una potencia instalada de 5.500 MW, lo que equivale al 1,8% de la potencia instalada a nivel mundial. Esto sitúa a España como uno de los principales impulsores de la energía fotovoltaica a nivel global, aunque si se observa la comparativa con otros países del entorno comunitario europeo, se encuentra por debajo de Alemania, Reino Unido, Italia y Francia. Cabe destacar que tanto China como Japón superan al conjunto de países que no se encuentran en este top 10, ya que cuentan con potencias instaladas de 78.100 y 42.800 MW respectivamente, frente a los 42.300 de este conjunto de países.

Otro dato interesante que se desprende de este estudio es el de países con mayor potencia instalada per cápita, donde Alemania ocupa el primer puesto con 511 W/habitante, seguido de Japón e Italia con 336 y 322 W/habitante respectivamente. Tanto China como Estados Unidos pierden puestos ya que pese a contar con una gran cantidad de instalaciones fotovoltaicas su población es muy numerosa. En el caso de España, el ratio de potencia instalada per cápita se sitúa en 119 W/habitante, muy por debajo de los países citados anteriormente.

A pesar de que España se encuentra en el top 10 de países con una mayor potencia fotovoltaica instalada no se encuentra entre los países que más han crecido en el último año. En la siguiente tabla se muestran los 10 países que más potencia han instalado durante 2016, expresada en MW.

País	Potencia instalada
China	34500
Estados Unidos	14700
Japón	8600
India	4000
Reino Unido	2000
Alemania	1500
Corea del Sur	900
Australia	800
Filipinas	800
Chile	700
Resto del mundo	6900

Tabla 2. Top 10 de países con mayor incremento de potencia instalada para producción de energía fotovoltaica en 2016

Se puede ver que los primeros puestos vuelven a estar ocupados por los mismos países que aparecían en la lista anterior, aunque no ocupan el mismo orden. A pesar de ello, China sigue ocupando el primer lugar, ya que ha instalado casi 35.000 MW en el último año, lo que supone el 45,8% del total de potencia instalada durante el año 2016 a nivel mundial. Cabe destacar la importante presencia de países asiáticos, ya que a China, Japón e India, que sí que se encontraban entre los países con mayor potencia

instalada, se suman Corea del Sur y Filipinas como dos de los países que más expansión tuvieron durante 2016. Esto es debido a que estos dos países presentan una economía emergente, que está creciendo considerablemente en los últimos años, lo que permite poder abordar inversiones como las necesarias para implantar y desarrollar energías renovables como es la fotovoltaica. El mismo caso ocurre con Chile, que en el año 2016 ascendió hasta el décimo puesto de países que instalaron una mayor cantidad de MW destinados a producir energía fotovoltaica.

Pese a que España cuenta con unas condiciones climatológicas óptimas para la producción de energía mediante instalaciones solares, no se trata del país de la Unión Europea que se encuentra a la cabeza en cuanto a producción eléctrica a partir de esta fuente. Este lugar lo ocupa Alemania, gracias a la gran cantidad de instalaciones con que cuenta, lo que supone una gran capacidad de generación de energía, a pesar de contar con unas condiciones climáticas menos ventajosas. Por este motivo, se va a analizar brevemente la producción eléctrica de Alemania.

Para estudiar la aportación de la energía fotovoltaica a la producción de energía en Alemania se van a analizar los datos proporcionados por la web cleantechnica.com (CLEAN TECHNICA, 2017) relativos al domingo 7 de julio del año 2013. En este día la producción de energía mediante instalaciones fotovoltaicas fue la que se muestra en la siguiente figura.

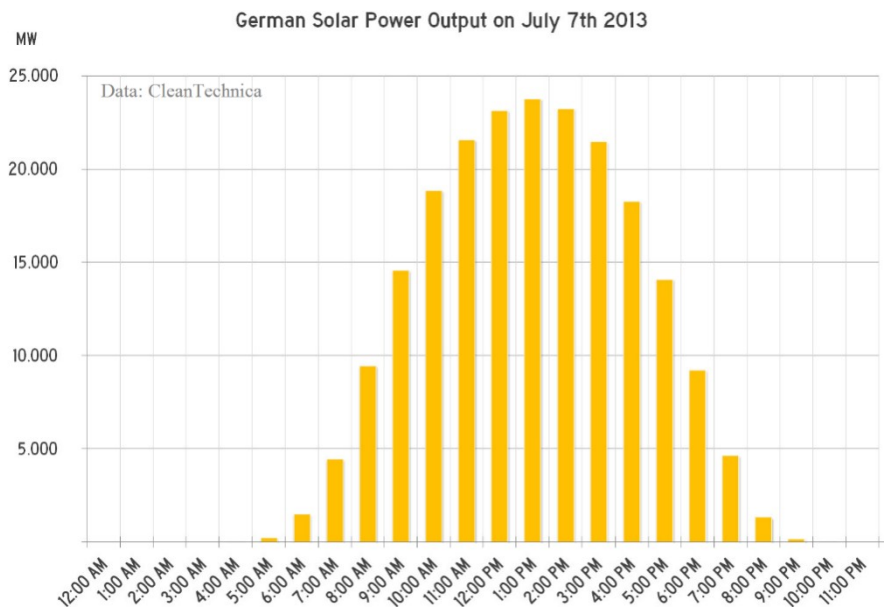


Figura 16. Energía fotovoltaica producida en Alemania (7 de julio de 2013)

El día del que se analizan los datos presentó unas condiciones de sol ininterrumpido a lo largo de todo el día. Se puede apreciar que la energía producida en las horas centrales del día se situaba ligeramente por debajo de los 25.000 MWh y que la producción se produjo aproximadamente entre las 6:00 y las 20:00 horas. En este día, la producción de energía fotovoltaica supuso más del 20% de la energía total producida en el país, lo que demuestra la gran importancia que tiene el sector

fotovoltaico alemán. A continuación se muestra una figura con la producción total de energía durante ese mismo día.

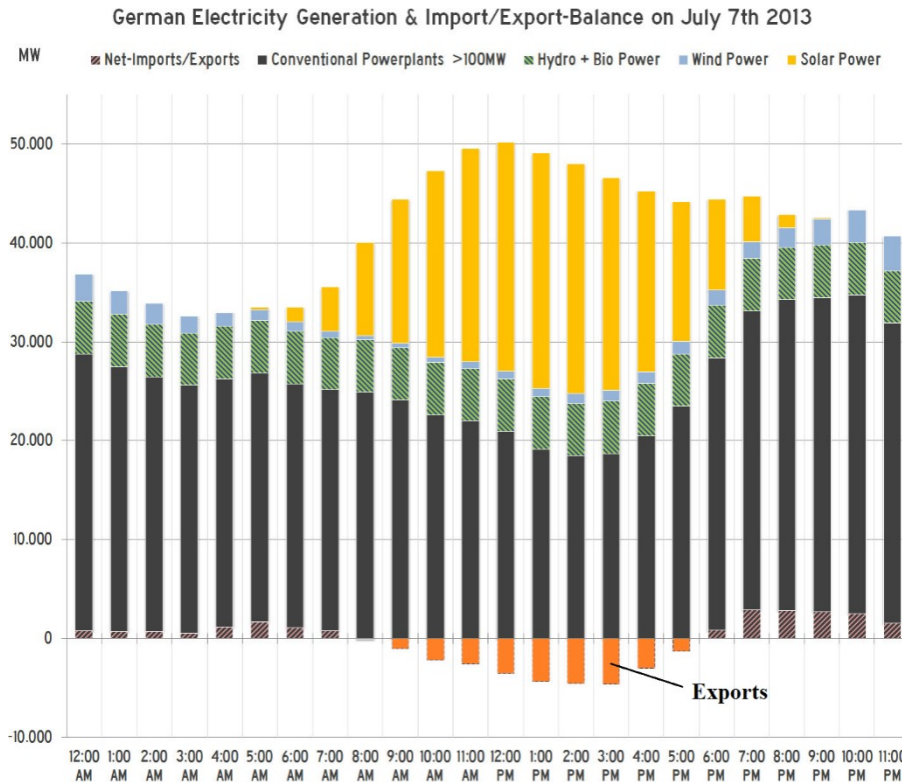


Figura 17. Energía producida en Alemania (7 de julio de 2013)

En la imagen se puede apreciar representado en color gris la energía generada mediante las denominadas energías convencionales, que supone una parte importante de la energía generada durante la noche y una cantidad algo menor durante las horas de sol. Las energías renovables representadas son la hidráulica (verde), eólica (azul) y solar (amarillo). Las dos primeras tienen valores prácticamente constantes a lo largo del día, siendo mayor la producción de la energía hidráulica que la eólica, mientras que la energía solar presenta los valores que se indicaron anteriormente.

Al analizar la figura se puede ver que durante las horas en que no hay producción eléctrica mediante energía fotovoltaica es necesario importar energía en cantidades que no son demasiado significativas en relación con el total generado en ese momento. Sin embargo, durante las horas de luz, en las que sí que se genera energía solar, se observa que existen unas barras de color naranja que se sitúan por debajo del gráfico y que indican que se está exportando energía fuera del país, generalmente hacia países del centro y este de Europa. Esto es debido a que, pese a que esas son las horas de mayor consumo energético en el país, se está generando una mayor cantidad de energía de la que se consume.

4 Metodología

La finalidad del presente documento es el diseño de una instalación solar fotovoltaica que permita reducir los costes de funcionamiento que tiene un bombeo de agua de gran potencia que actualmente no está en uso. Para ello se van a seguir una serie de pasos que terminarán por definir por completo esta instalación.

Hasta este momento ya se conoce el objetivo principal que motiva la realización de este proyecto, así como su localización geográfica. Además, se ha realizado una breve descripción de los antecedentes existentes, caracterizándose las infraestructuras que ya se encuentran construidas en la zona donde se ubicará la instalación fotovoltaica e indicando cuál es la situación actual de las energías renovables y especialmente de la energía solar tanto en España como a nivel mundial.

Este capítulo no tiene otra finalidad que explicar cuál es la metodología seguida para el completo dimensionamiento de la instalación solar, sirviendo de guía para todo lo que se expondrá de aquí en adelante.

En la siguiente figura se muestra de forma gráfica un resumen de la metodología seguida para el dimensionamiento de la instalación solar fotovoltaica.

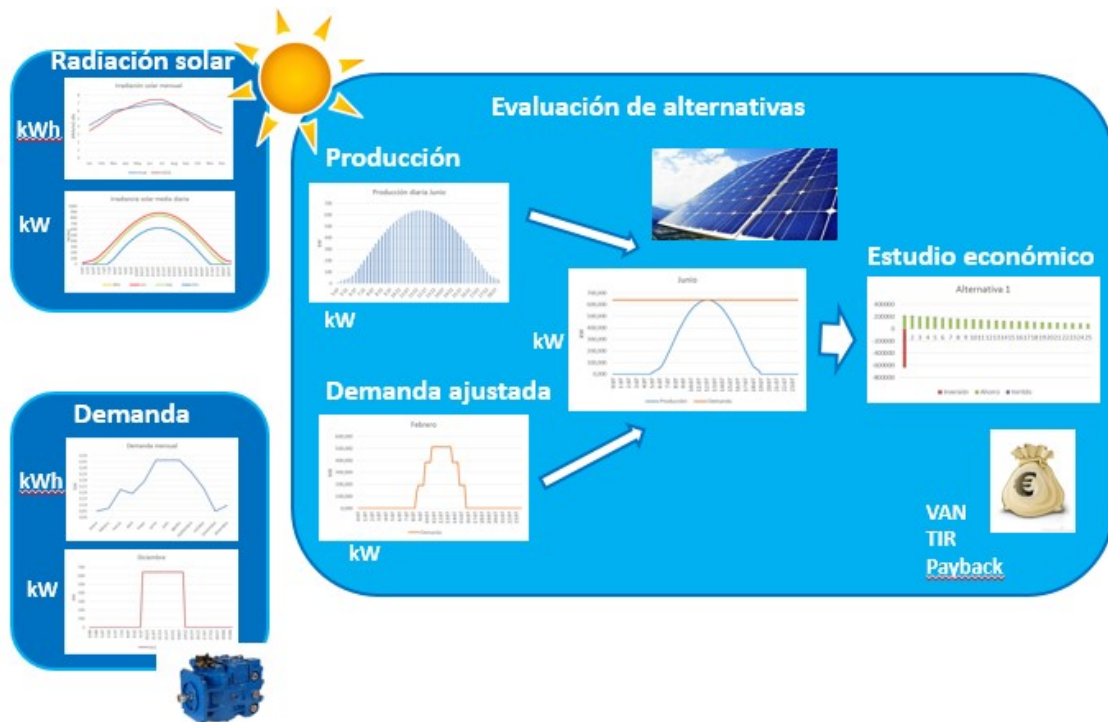


Figura 18. Representación gráfica de la metodología empleada

En primer lugar se realiza un estudio exhaustivo de la radiación solar existente en la zona de emplazamiento de la instalación. Con ello se pretende conocer la energía que el sol proporciona a los módulos que serán los encargados de producir la energía. Para ello, en primer lugar se estudiará qué es la radiación solar y posteriormente se empleará software específico para la obtención de los datos relativos a la energía del

sol que serán necesarios para los cálculos y el dimensionamiento de la instalación. El software que se emplea es PVGIS, que se trata de una herramienta online con la que se pueden obtener datos a nivel europeo.

En este apartado también se determinará la orientación y la inclinación más favorable para los módulos fotovoltaicos, con el objetivo de tratar de maximizar la cantidad de energía producida por los mismos. Una vez conocidos estos valores se procederá al cálculo de la irradiancia, magnitud utilizada para describir la potencia incidente por unidad de superficie y la irradiación, cantidad de energía en forma de radiación solar que llega a la zona de estudio.

Por otro lado, se realizará un estudio de la demanda de energía necesaria para el funcionamiento de la estación de bombeo. Esto requiere conocer los valores de la demanda de agua a lo largo del año y las características de la instalación, con especial importancia de la potencia equipada, dato que servirá para tener una idea de la potencia que será necesaria obtener mediante los paneles fotovoltaicos. Además, esta demanda energética se deberá ajustar para tratar de conseguir una semejanza con la producción de la instalación, que se calculará más adelante. Para la obtención de estos datos se empleará la información conocida sobre la estación de bombeo ya existente y sobre los volúmenes de agua necesarios para cubrir la demanda exigida. Con todos estos datos se establecerá el número de horas diarias que deberá encontrarse operativa la estación de bombeo en cada época del año, lo que será un dato importante para el dimensionamiento de la instalación solar fotovoltaica.

Una vez conocidos los datos de radiación y de demandas, únicamente es necesario conocer los componentes de la instalación para tener todos los elementos necesarios para proceder al cálculo y dimensionamiento de la instalación fotovoltaica. En este caso, se decidirá cuáles serán los módulos, inversores y soportes utilizados de entre varias posibilidades. Esta decisión se tomará en base a las características técnicas de cada uno de ellos, así como al grado de adaptación que presenten con respecto a la instalación que se pretende llevar a cabo.

Una vez conocidos los elementos a utilizar, se llevará a cabo un pre-dimensionamiento, que se basará en una serie de criterios eléctricos, con la finalidad de conocer el número máximo y mínimo de paneles que se deberán conectar al inversor para que este último tenga un correcto funcionamiento. Este pre-dimensionamiento será la base del posterior diseño detallado de la instalación.

El siguiente paso que se llevará a cabo será el cálculo de la producción energética de la instalación fotovoltaica. Puesto que ya se conoce la potencia instalada en la estación de bombeo, este cálculo de producción se realizará para unas dimensiones de la instalación cuyo pico de producción sea igual a dicha potencia instalada. Antes de proceder al cálculo de la producción se realizará un estudio de las pérdidas que se tendrán en la instalación y, una vez conocidas, se procederá a dicho cálculo empleando dos métodos diferentes, uno más detallado y otro simplificado.

El primer método utilizado, más detallado, realiza el cálculo de la producción mediante integración del cálculo eléctrico horario. De esta manera se puede obtener el valor de la producción en cada momento del día, siendo el resultado el correspondiente al día medio de cada mes. Por su parte, el segundo método realiza un cálculo simplificado de la potencia diaria generada en la instalación por cada metro cuadrado de superficie. Con este método no se puede conocer la distribución horaria de la producción, si no únicamente el volumen total generado. Una vez obtenidos los cálculos por ambos métodos se procederá a la realización de una comparación para determinar cuál proporciona un mejor resultado y seleccionar el método a utilizar.

Una vez conocidos los datos de demanda y producción y como último paso previo al desarrollo y estudio de las distintas alternativas, se procede a cruzar los datos de demanda y los de producción. Con ello se pretende obtener un ajuste de las curvas generadas para cada mes y de esta manera tratar de conseguir que la instalación proporcione el mayor rendimiento posible y un mayor beneficio económico.

Una vez conocidos todos estos datos ya se puede proceder al análisis de alternativas como tal. En primer lugar se realiza un estudio de precios, tanto del coste de la instalación, es decir, el coste que tiene la compra de los distintos componentes de la instalación y su colocación sobre el terreno, y el precio de la energía, tanto de compra a la red como de vertido de la misma. Con estos datos se podrá realizar el estudio económico de cada una de las alternativas, en el que se basará la decisión de cuál de ellas seleccionar como la más adecuada para la instalación que se pretende llevar a cabo.

A continuación, se realiza una descripción y se presentan los resultados obtenidos para cada una de las tres alternativas planteadas. Estas tres alternativas se basan en tres situaciones distintas: la Alternativa 1 se basa en dimensionar la instalación de forma que alcance el pico de potencia máxima anual demandada por la estación de bombeo; la Alternativa 2 se basa en el balance energético nulo de la instalación, es decir, que la energía comprada sea igual a la energía vertida a la red; por último, la Alternativa 3 se basa en dimensionar la instalación de forma que sea autosuficiente y no sea necesario comprar energía a la red de distribución.

De cada una de estas alternativas se proporcionará su potencia equipada, su dimensionamiento (número de módulos fotovoltaicos e inversores) y se proporcionarán los valores de energía comprada y vertida a la red de distribución, así como energía autoconsumida para cada mes del año, así como el total anual.

A continuación, ya conocidos los principales datos y resultados proporcionados por cada una de las alternativas, se procede al estudio comparativo entre ellas. Puesto que el principal objetivo del presente estudio es tratar de reducir los costes de explotación de la estación de bombeo, para comparar las alternativas y seleccionar la más favorable se emplearán criterios económicos. De esta forma, y comparando con el coste que supondría mantener en funcionamiento la instalación en las condiciones

actuales, se valorará la conveniencia de dimensionar la instalación en base a una alternativa u otra.

El estudio comparativo se basará en la utilización de tres indicadores económicos: el VAN, la TIR y el Payback. Estos indicadores se estudiarán teniendo en cuenta que la vida útil para obras públicas relacionadas con la hidráulica es de 25 años y nos proporcionarán una estimación de la viabilidad de las distintas alternativas transcurrido este tiempo.

Cada uno de estos indicadores nos proporcionará una información distinta y, al analizarlos conjuntamente se establecerá cuál es la mejor opción de entre las tres alternativas. Así, el Valor Actualizado Neto (VAN) proporciona las pérdidas o ganancias que se producen transcurrido un cierto periodo de tiempo tras la realización de una inversión mediante la actualización de cobros y pagos del proyecto o, dicho de otra forma, indica si transcurrida su vida útil el proyecto ha generado beneficios.

La Tasa Interna de Retorno (TIR) indica que ofrece una inversión, es decir, el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá la inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto. Esto se traduce en la seguridad que tiene una inversión, ya que la TIR se corresponde con la tasa de descuento que hace que el VAN sea nulo. Finalmente, el Payback es un indicador que proporciona el tiempo (que se medirá en años) que tarda en recuperarse la inversión inicial realizada para llevar a cabo el proyecto.

Posteriormente a la realización del estudio comparativo de las alternativas y conociendo la más viable desde el punto de vista económico, que será la alternativa seleccionada para dimensionar la instalación, se realizará un análisis de sensibilidad de los precios de compra y venta de energía, así como de los costes de la instalación con el fin de determinar si en caso de producirse variación de los precios la instalación continuaría siendo viable desde el punto de vista económico. Para ellos, se establecerá una horquilla de precios para cada uno de ellos y se aplicarán los mismos indicadores empleados en el análisis económico realizado anteriormente.

Con los pasos seguidos hasta este momento, ya se conocerán por completo los datos y dimensiones de la alternativa seleccionada. A continuación, se procederá al diseño definitivo de la instalación, estableciendo las dimensiones de la misma, la disposición de los distintos componentes, su ubicación sobre el terreno y los principales datos que se desprendan del cálculo llevado a cabo en apartados anteriores. De esta forma, la instalación que se pretende llevar a cabo quedará totalmente definida.

Por último, se establecerán las principales conclusiones que se hayan obtenido de la realización del presente estudio, en los que se comentarán los aspectos más importantes sobre el dimensionamiento de la instalación, así como los factores que han resultado determinantes a la hora de tomar las distintas decisiones que hayan hecho posible la concepción de la solución final establecida.

Diseño integrado del funcionamiento de un bombeo de agua de gran potencia con una instalación solar fotovoltaica en el puerto de Catarroja (Valencia)

Además, y al margen de los que son los cálculos sobre la instalación solar fotovoltaicas, se establecerán una serie de líneas futuras que se podrían seguir en caso de decidir llevarse a cabo lo expuesto en este documento. No se tratara de una serie de pasos estrictos, si no más bien de una serie de ideas que no se han estudiado en este proyecto pero que podría resultar conveniente o interesante tenerlas en cuenta de cara al futuro.

5 Predimensionado de la instalación

5.1 Estudio de la radiación solar

5.1.1 La radiación solar

La radiación solar es transferencia de energía por ondas electromagnéticas que se desplazan en todas las direcciones. Estas ondas no necesitan de un medio material para propagarse, pueden atravesar el espacio y llegar a la Tierra desde el Sol.

Estas ondas electromagnéticas tienen distintas longitudes y frecuencias y forman un espectro, denominado espectro electromagnético, dentro del cual se pueden distinguir diferentes tipos de radiación, como son la ultravioleta, infrarroja, espectro de luz visible, etc. Esto se puede observar en la siguiente imagen.

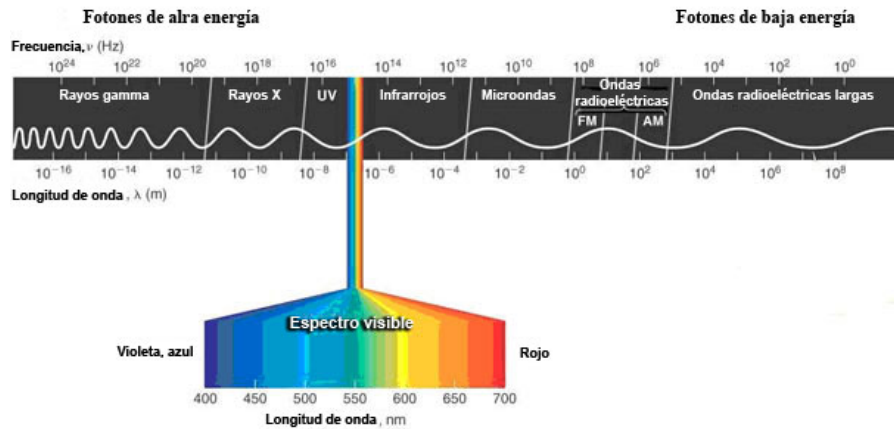


Figura 19. Espectro electromagnético de la radiación solar

Pero todas las ondas electromagnéticas emitidas por el sol no alcanzan la superficie terrestre, debido a la interacción que se produce entre las ondas y la atmósfera (PÉREZ-MARTÍN, 2017). Esto es debido principalmente a dos fenómenos:

- Refracción: desviación de los rayos de luz al entrar en contacto con las capas más externas de la atmósfera
- Absorción: atenuación de la energía al atravesar la atmósfera. Parte de esta energía se absorbe y posteriormente es emitida en otras regiones del espectro electromagnético. Los principales elementos que absorben energía son el ozono, el dióxido de carbono y el vapor de agua.

5.1.2 Orientación e inclinación de los paneles

La orientación de las placas se mide teniendo en cuenta el ángulo que forman la proyección de la normal al panel sobre un plano horizontal y el meridiano terrestre que pasa por el lugar de colocación de la instalación. Este ángulo recibe el nombre de azimut. El azimut toma el valor 0° para referirse a la orientación sur, 90° para orientación oeste y -90° para orientación este.

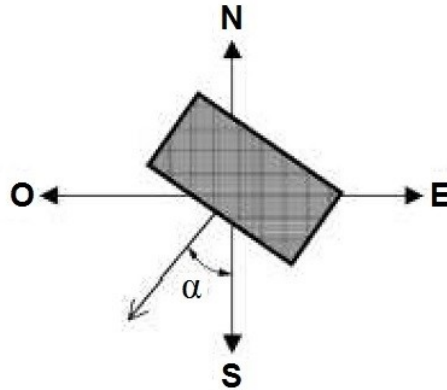


Figura 20. Azimut de los módulos fotovoltaicos

Se trata de un parámetro de gran importancia, ya que en función de la orientación de los paneles, la incidencia del sol sobre los mismos será diferente y por tanto, la energía solar que alcanzará la superficie del panel variará.

Para que se consiga la máxima energía posible a lo largo del año, los paneles deben estar orientados hacia el ecuador. Por tanto, debido a que la instalación está situada en el hemisferio norte, los paneles deben estar orientados al sur, es decir, su azimut debe ser de 0° .

Además de la orientación de las placas, otro factor determinante a la hora de captar la mayor cantidad de radiación solar posible, es el ángulo de inclinación de la placa con respecto a la horizontal. Se considera que el ángulo de inclinación es 0° cuando el panel se encuentra en posición horizontal y de 90° cuando se encuentra en posición vertical.

Para conocer cuál debe ser la inclinación de los paneles se ha de encontrar el ángulo que permita hacer máxima la cantidad de radiación solar que llega a la superficie de los paneles. Este ángulo será variable a lo largo del año, debido al cambio de posición relativa entre el sol y la Tierra. En el siguiente gráfico se muestra el ángulo óptimo para cada mes del año en el emplazamiento donde se ubicará la instalación

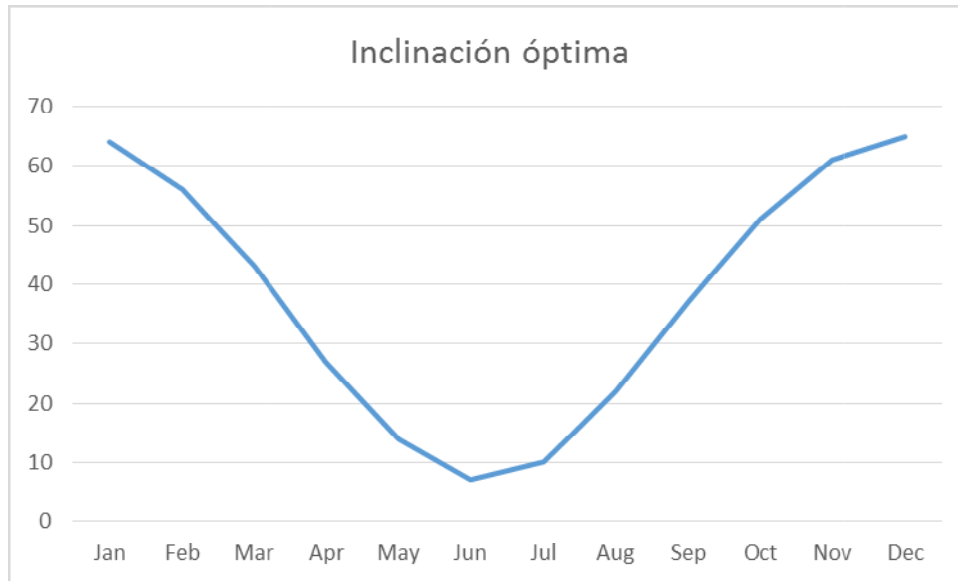


Figura 21. Ángulo de inclinación óptima mensual

Se observa que en los meses de verano se capta más energía dando a los paneles inclinaciones pequeñas, de alrededor de 10° , mientras que en los meses de invierno se han de dar inclinaciones considerablemente mayores que pueden llegar a alcanzar los 60° , lo que supone una variación entre ambas de más de 50° .

Teniendo en cuenta esta variación de la inclinación óptima a lo largo del año, se busca la inclinación fija que maximice el volumen de radiación solar captada a lo largo del año. Esta inclinación será de 36° .

5.1.3 Cálculo de la irradiancia

Se define la irradiancia como la magnitud utilizada para describir la potencia incidente por unidad de superficie de todo tipo de radiación electromagnética. La consecuencia directa de esta definición es la unidad de medida de esta magnitud, ya que al tratarse de potencia por unidad de superficie, su unidad será el W/m^2 .

Antes de abordar el cálculo de la irradiancia es importante introducir el concepto de constante solar (HYPERPHYSICS, 2017). Se denomina constante solar a la potencia procedente del sol que llega a la parte superior de la atmósfera terrestre, por metro cuadrado de superficie perpendicular. El valor nominal de la constante solar es de $1367 W/m^2$. Por tanto, al tratarse de la potencia que alcanza la superficie superior de la atmósfera, se deduce que la potencia que alcanzará la superficie terrestre será siempre menor a esta.

Es importante mencionar que, a pesar de que recibe el nombre de constante solar, la potencia que alcanza la superficie de la atmósfera varía con la actividad de las manchas solares, aunque esta variación es bastante pequeña, tal y como se puede apreciar en la figura siguiente

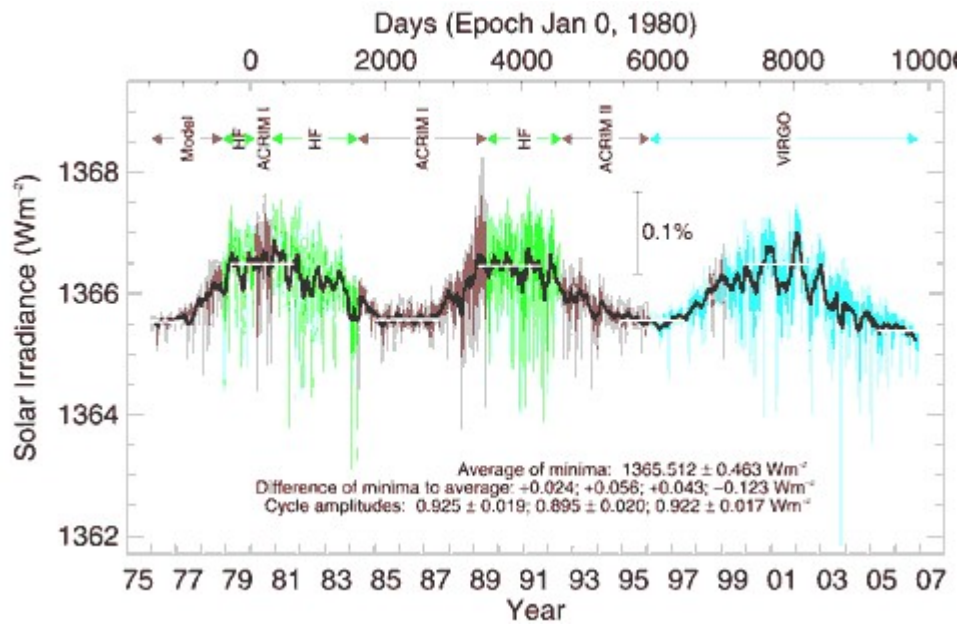


Figura 22. Variación de la constante solar debida a la actividad de las manchas solares

La potencia de salida del sol es de aproximadamente de $3,86 \cdot 10^{26} \text{ W}$ mientras que la potencia que alcanza la totalidad de la superficie de la atmósfera es de $1,74 \cdot 10^{17} \text{ W}$. queda patente que se pierde una gran cantidad de potencia en el trayecto que realizan las ondas electromagnéticas desde el sol hasta la Tierra.

Además, al atravesar la atmósfera se pierde más potencia y finalmente a la superficie de la Tierra llegan aproximadamente 1000 W/m^2 en condiciones de día despejado y en torno al medio día, situación que se denomina “a pleno sol”.

En el cálculo de la irradiancia a lo largo del tiempo intervienen diferentes factores como son el ángulo de inclinación de los paneles, las condiciones meteorológicas o la orientación de las superficies de los paneles. Como ya se indicó anteriormente, los módulos fotovoltaicos estarán orientados hacia el sur geográfico (azimut igual a 0°), es decir, mirando hacia el ecuador.

En cuanto a la inclinación de los paneles, ya se estudió el ángulo de inclinación óptima anual, que era de 36° con respecto a la horizontal para la zona en que se encuentra la instalación. Además, para tratar de aprovechar al máximo las condiciones que se dan en verano, en las que hay más horas de luz solar a lo largo del día y la potencia que llega a la Tierra es mayor, se realizarán cálculos con un ángulo menor, al que se denominará ángulo óptimo estival y que será de 20° .

En lo relativo a las condiciones climatológicas, la zona presenta un clima mediterráneo, caracterizado por ser suave y húmedo con una temperatura media anual de $18,3^\circ\text{C}$ y una precipitación a lo largo del año de en torno a 475mm , siendo los meses más lluviosos septiembre y octubre. La zona cuenta con más de 300 días de sol al año (AEMET, 2017).

Un parámetro importante a la hora de poder calcular la producción y el dimensionado del sistema fotovoltaico es la temperatura ambiente en la zona en la que se encuentre situado. En la siguiente gráfica se muestran las curvas de temperatura máxima y mínima diaria del día medio de cada mes a lo largo del año.

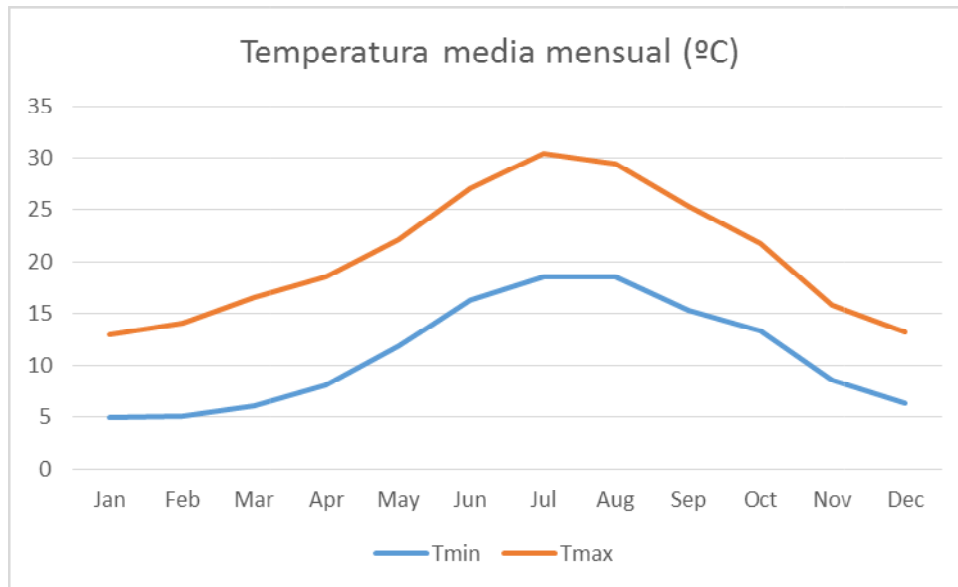


Figura 23. Temperatura máxima y mínima del día medio de cada mes

Las temperaturas máximas se dan en el mes de julio, y están en torno a los 30°C mientras que las temperaturas mínimas se dan en enero y están en torno a los 5°C. Como se ha dicho, se trata de temperaturas del día medio mensual, por lo tanto, no son las máximas ni mínimas reales que se pueden alcanzar en días concretos del año. También hay que destacar que las temperaturas mínimas medias sí que serán inferiores durante la noche, pero en el gráfico se muestran las temperaturas durante las horas en que hay sol y por tanto se puede producir energía.

Para obtener los datos necesarios relativos a la energía proporcionada por el sol así como los datos climatológicos de la zona se ha recurrido a la aplicación web PVGIS (PV GIS, 2017). Se trata de una base de datos de la irradiación solar homogeneizada en toda Europa que se ha desarrollado a partir de datos climatológicos. Para obtenerla se han empleado distintos modelos y técnicas de interpolación.

El algoritmo del modelo estima las componentes directa, difusa y reflejada de la irradiancia y la irradiación global en condiciones reales y de cielo despejado en superficies horizontales e inclinadas. La irradiación diaria total se calcula como la integración de los valores de irradiancia calculada a intervalos de tiempo constantes a lo largo del día. Además, para cada intervalo de tiempo, se tienen en cuenta las sombras que producen los accidentes geográficos existentes, mediante la aplicación de un modelo de elevación digital del terreno.

Esta base de datos consta de una serie de mapas ráster que representan doce promedios mensuales y un promedio anual de sumas diarias de irradiación global para superficies horizontales, así como aquellas inclinadas con ángulos de 15, 25 y 40

Diseño integrado del funcionamiento de un bombeo de agua de gran potencia con una instalación solar fotovoltaica en el puerto de Catarroja (Valencia)

grados. Además de estos datos también se calculan mapas ráster con los datos de cielo despejado, turbidez de Linke y razón D/G.

Todos los mapas ráster están formado por retículas de 4500 x 5000 celdas que tienen una resolución de celda de 1 x 1 km integradas en una base de datos de tipo GIS. El modelo de elevación digital del terreno empleado es USGS SRTM con una resolución primaria de 30 arc segundos.

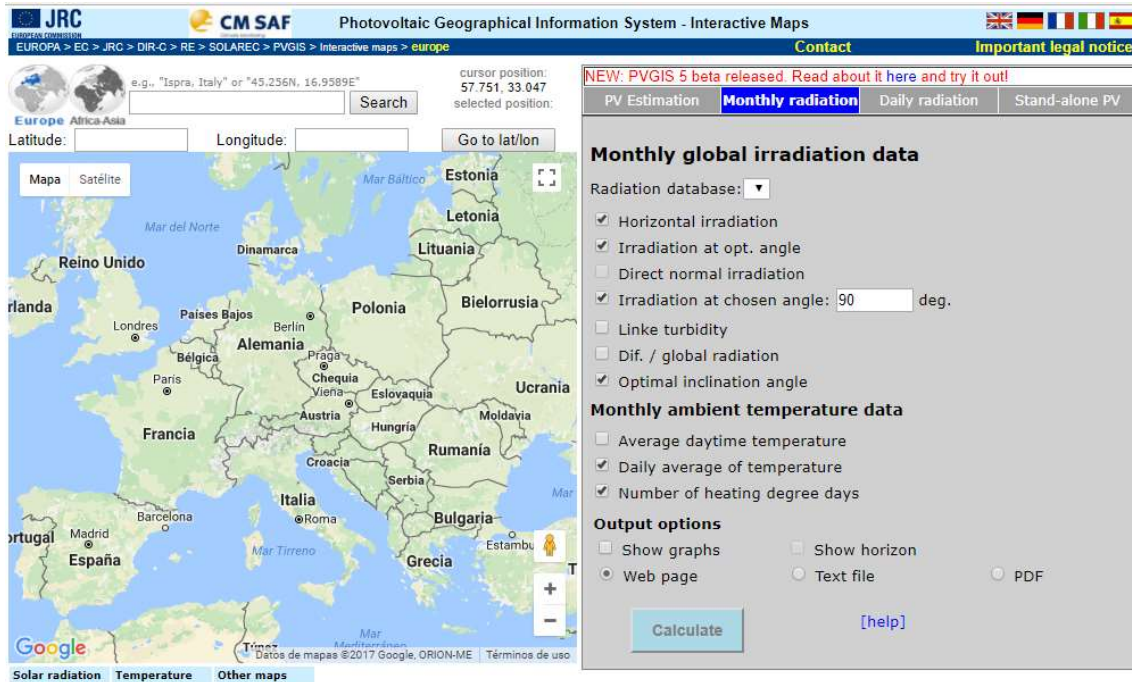


Figura 24. Interfaz de la aplicación web PVGIS

A continuación se expondrán los datos relativos a la irradiancia (PVGIS, 2017) en la zona donde se ubica la instalación. Estos datos han sido obtenidos mediante la aplicación PVGIS, que depende de la Unión Europea, que dispone de los datos necesarios para estudiar la radiación solar en cualquier punto de Europa.

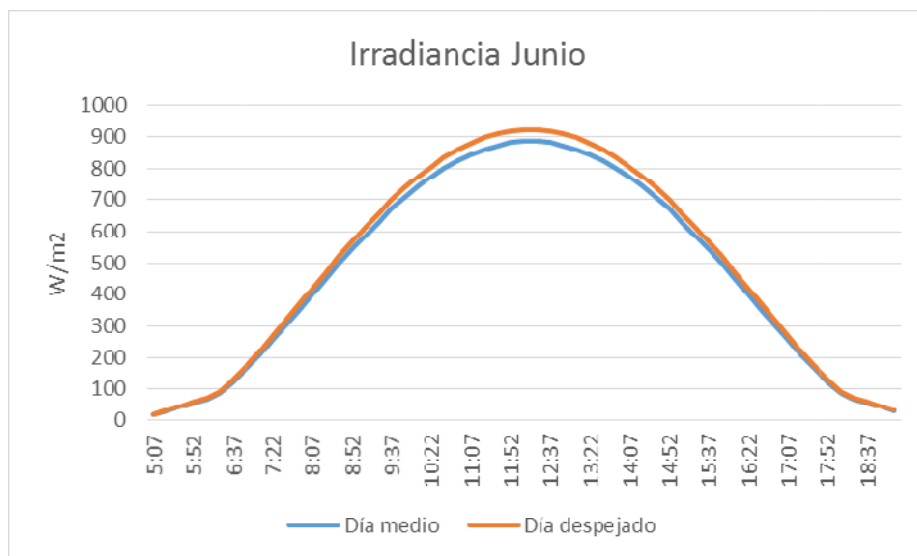


Figura 25. Irradiancia día medio y día despejado en el mes de junio

En la figura anterior se muestra la irradiancia en condiciones de cielo despejado y la irradiancia del día medio del mes de junio. Se puede observar que con el cielo despejado la irradiancia es mayor, como cabía esperar, debido a que no existen obstáculos que hagan que disminuya. También se observa que con el ángulo óptimo anual supera los 900 W/m², quedando claro por tanto, que con un ángulo menor (similar al ángulo óptimo estival) esta irradiancia será próxima a 1000 W/m², valor que se indicó anteriormente. Para la realización de los cálculos se emplearán los datos del día medio mensual.

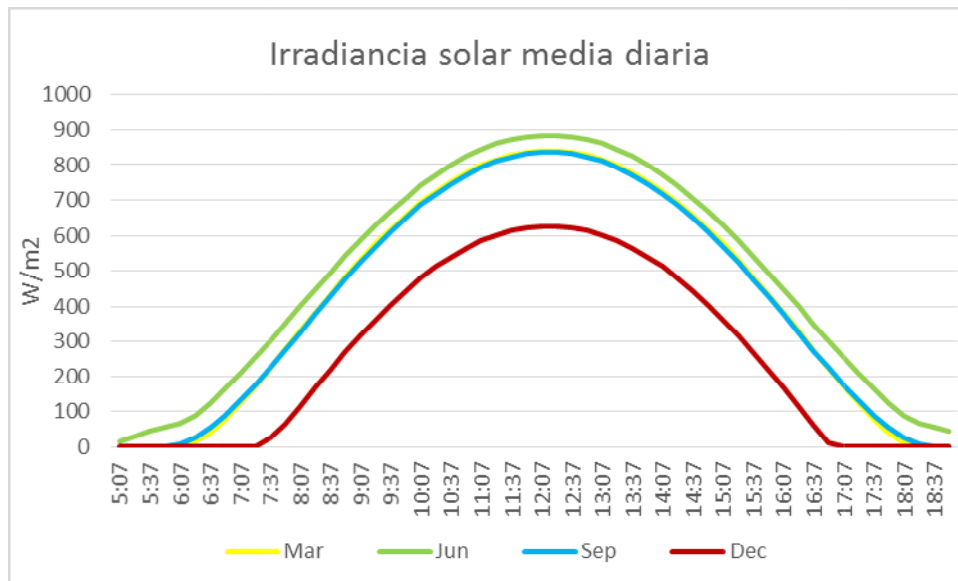


Figura 26. Irradiancia media diaria en distintos momentos del año día

En este gráfico se muestra la irradiancia solar de un día medio representativo de cada una de las estaciones del año. Se observa que en el mes de junio (verano) la irradiancia es máxima y la diferencia con el mes de diciembre (invierno) es considerable. Por otro lado, se muestra que en marzo y septiembre (primavera y otoño respectivamente) la irradiancia es más próxima a la de los meses de verano y prácticamente coinciden entre ellas.

Por último se muestra un gráfico comparando, para los meses de junio y diciembre, la irradiancia para los paneles dispuestos con inclinaciones iguales a los ángulos óptimos anual y estival.

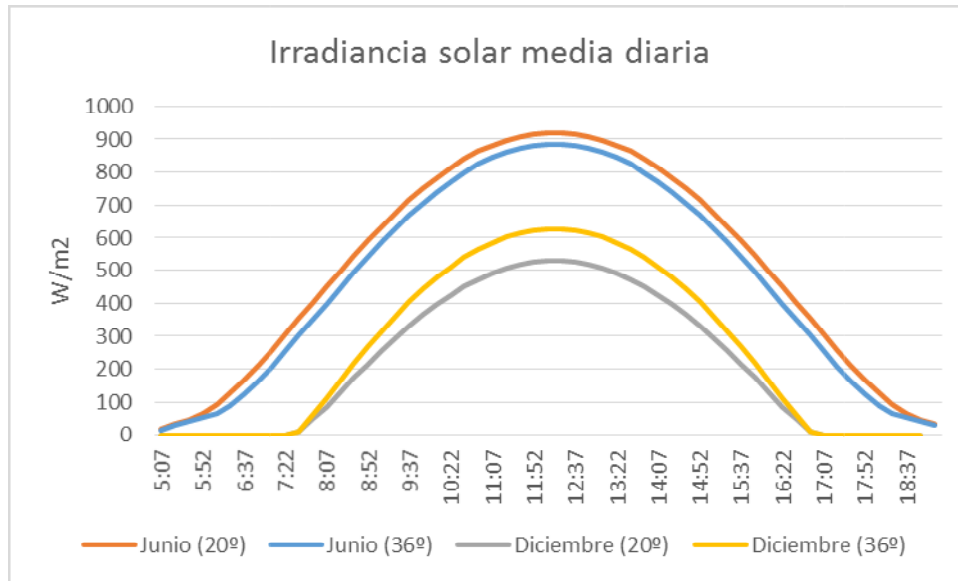


Figura 27. Irradiancia en junio y diciembre con distintas inclinaciones de los módulos

Se puede observar que en verano la irradiancia es mayor con un ángulo de inclinación de los paneles de 20°, aunque la diferencia no es demasiado significativa con respecto a una inclinación de 36°. Por el contrario, en los meses de invierno, la irradiancia cuando el ángulo es de 36° es mayor que con el ángulo de 20° y en este caso la diferencia sí que es más significativa. Además, se puede observar que en invierno el gráfico ocupa un intervalo horario menor, debido a la menor cantidad de horas de luz que hay a lo largo del día.

5.1.4 Cálculo de la irradiación

Se entiende por irradiación o insolación a la cantidad de energía en forma de radiación solar que llega a un lugar de la Tierra por unidad de superficie. Puesto que se trata de cantidad de energía en un determinado área, sus unidades serán Wh/m². La irradiación se puede medir diariamente (Wh/m²-día) o de forma anual (Wh/m²-año).

La irradiación que alcanza la superficie terrestre (irradiación global) es la suma de tres componentes:

- Irradiación directa: es la que proviene directamente del sol.
- Irradiación difusa: es aquella recibida de la atmósfera como consecuencia de la dispersión de parte de la radiación del sol en la misma.
- Irradiación reflejada o de albedo: es aquella reflejada por la superficie terrestre.

En condiciones de día despejado la mayor parte de la irradiación global procede de la irradiación que proviene directamente del sol, mientras que aproximadamente un 15% de la misma es aportada por la irradiación difusa. Sin embargo, en días en que las condiciones meteorológicas no son tan favorables, como es el caso de días con la

presencia de grandes masas de nubes, la irradiación difusa supone un porcentaje mayor de la irradiación global.

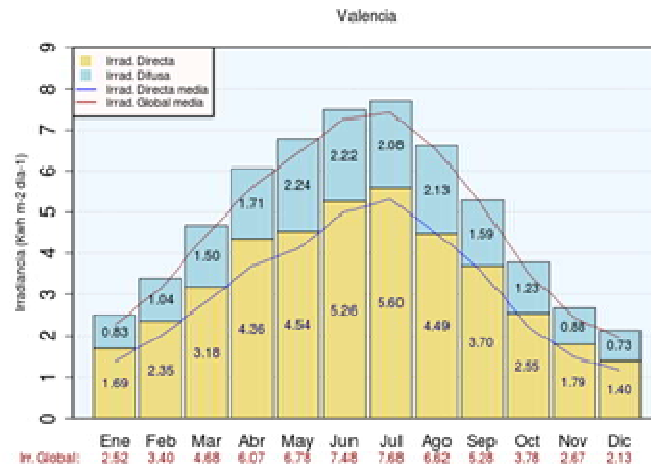


Figura 28. Componentes de la irradiación en la ciudad de Valencia a lo largo del año

La figura anterior muestra la irradiación del día medio mensual a lo largo del año en la ciudad de Valencia (AEMET, 2012). Se puede observar que la mayor parte de la energía procedente del sol se corresponde con la irradiación directa durante todo el año, mientras que hay una parte de esta energía, que varía entre un 20% y un 35% aproximadamente en función del mes del que se trate, que se corresponde con la irradiación difusa.

En el emplazamiento en que se sitúa la instalación solar fotovoltaica se va a estudiar la irradiación que se tiene si los paneles se disponen con la dos inclinaciones indicadas anteriormente, para comprobar si entre ellas se producen diferencias significativas.

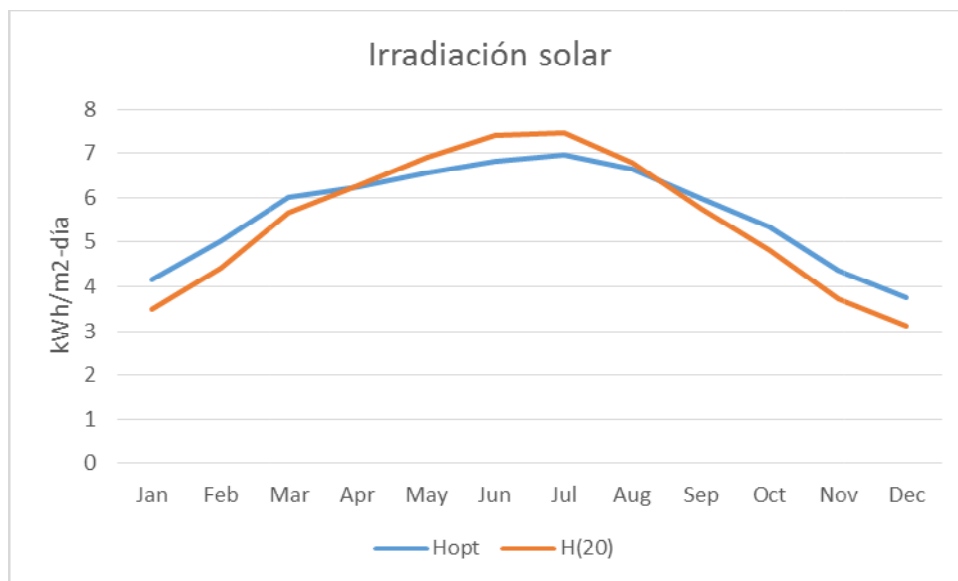


Figura 29. Irradiancia mensual para distintos ángulos de inclinación de los paneles

Diseño integrado del funcionamiento de un bombeo de agua de gran potencia con una instalación solar fotovoltaica en el puerto de Catarroja (Valencia)

Se puede apreciar que se la inclinación de los módulos se corresponde con el ángulo óptimo anual la irradiación es mayor entre los meses de septiembre y abril aproximadamente, mientras que en los meses de verano la irradiación es mayor si los paneles se disponen con una inclinación de 20°. Esto supone que con esta última inclinación, el rango de valores resultantes se amplíe, variando la irradiación entre 3,5 y 7,5 kWh/m²-día aproximadamente, mientras que con una inclinación de 36° este rango se sitúa entre 4 y 7 kWh/m²-día. Además, si se tiene en cuenta la media anual de la irradiación alcanzada con ambas inclinaciones, esta es de 5,66 kWh/m²-día si la inclinación es de 36° (ángulo óptimo anual) y de 5,49 kWh/m²-día si el ángulo de inclinación de los módulos es de 20°, por tanto, aunque la diferencia no es muy importante, se puede afirmar que el potencial energético medio anual es mayor para una inclinación de 36°.

Para tener una idea del potencial eléctrico que tiene España mediante el uso de instalaciones solares fotovoltaicas se muestra el siguiente mapa (PV EDUCATION, 2017).

Photovoltaic Solar Electricity Potential in European Countries

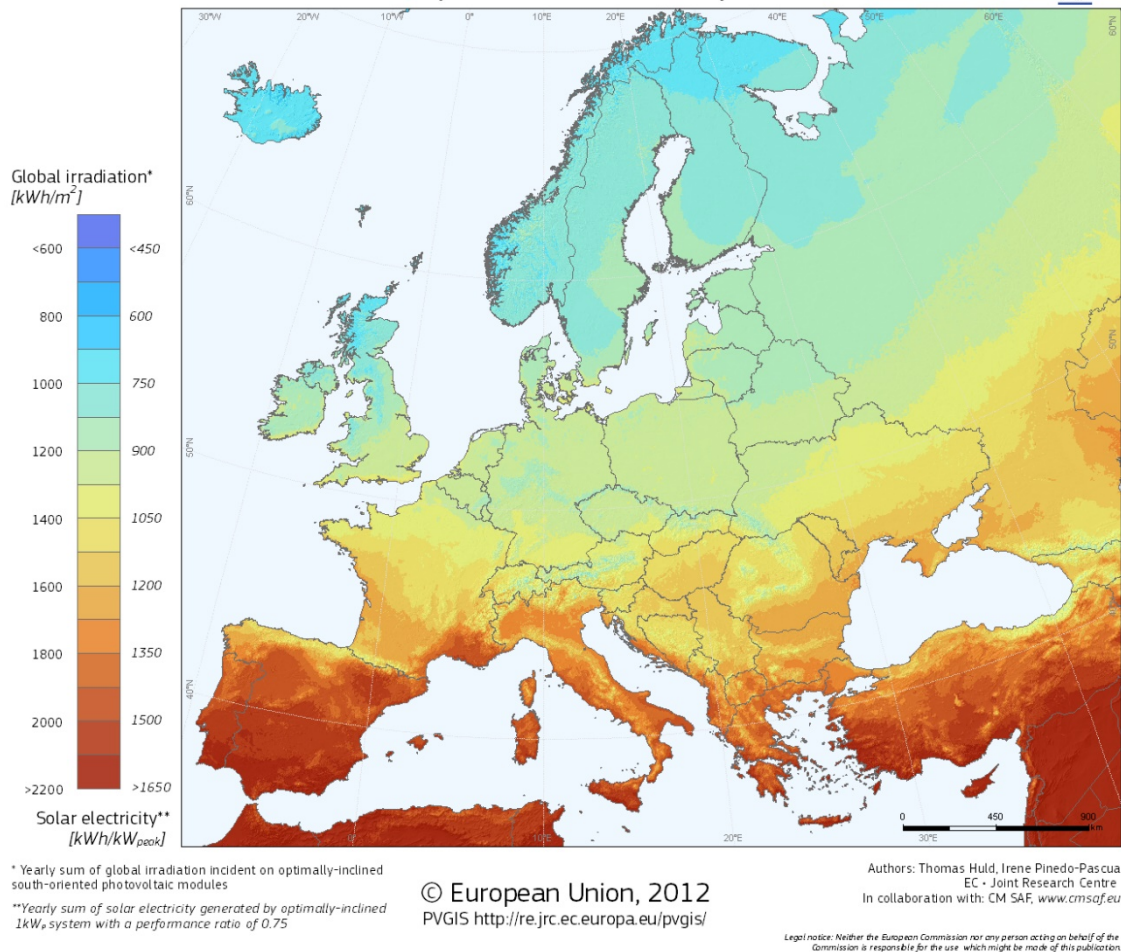


Figura 30. Potencial eléctrico generado por sistemas solares fotovoltaicos en Europa

Tal como se aprecia en la figura, los países del sur de Europa tienen un potencial eléctrico importante, ya que su situación geográfica y las condiciones climatológicas que en ellos se dan son muy favorables para obtener elevadas producciones de energía. Sin embargo, en el norte de España ya se aprecia un descenso de este potencial, que va descendiendo progresivamente conforme se avanza hacia el norte del continente. Como ejemplo se puede poner el ejemplo de los países escandinavos, donde este potencial eléctrico es aproximadamente la mitad del existente en el levante español.

En cuanto a la irradiación media existente en distintos países, en España es aproximadamente de 5 kWh/m²-día, superior a la que existe en Alemania (4 kWh/m²-día) pero inferior a la que se da por ejemplo en Australia, que ronda los 6 kWh/m²/día.

5.2 Demanda de energía necesaria

En este capítulo se pretende caracterizar la demanda energética que se debe conseguir para que el bombeo sea capaz de abastecer los recursos hídricos solicitados por los regantes a los que van destinados.

Para conocer la demanda energética que necesita el bombeo para su funcionamiento se debe conocer cuál es su potencia equipada. Para ello se emplean sus características principales y el caudal impulsado por el mismo. Los datos de partida son los siguientes:

- Caudal: 1,5 m³/s
- Altura geométrica: 22 m
- Altura manométrica: 37 m
- Rendimiento: 85 %

Con los datos anteriores se puede obtener cuál es la potencia que tiene dicho bombeo

$$P_{bombeo} = \frac{\gamma \cdot Q \cdot h_{manométrica}}{\eta}$$

Obteniéndose una potencia de 640,54 kW

El bombeo, situado en el puerto de Catarroja, tiene una demanda de caudales que no es constante a lo largo del año, existiendo una importante fluctuación entre los distintos meses. Esto es debido a que la cantidad de agua requerida por los cultivos depende de la época del año, necesitando un mayor aporte de agua en verano que en los meses de invierno.

En la siguiente tabla se muestra un resumen de los principales datos mensuales del bombeo (volumen bombeado, horas de funcionamiento diario y consumo de energía)

Mes	Vhm3mes	horas_dia	Energía_mes (GWh)
enero	0,41	2,46	0,05
febrero	0,63	4,14	0,07
marzo	1,88	11,23	0,22
abril	1,63	10,05	0,19
mayo	2,44	14,58	0,29
junio	3,89	24,00	0,46
julio	3,89	23,23	0,46
agosto	3,89	23,23	0,46
septiembre	3,05	18,83	0,36
octubre	2,01	12,03	0,24
noviembre	0,41	2,52	0,05
diciembre	0,80	4,78	0,09
Anual	24,92	-	2,96

Tabla 3. Datos mensuales de volumen bombeado (en hm³), horas de funcionamiento diario y energía necesaria (en GWh)

En la siguiente gráfica se muestra la distribución mensual de los bombeos a lo largo del año, apreciándose con claridad lo que se ha indicado anteriormente. En los meses de junio, julio y agosto el volumen bombeado toma el valor máximo anual, siguiendo una tendencia descendente hasta los meses de invierno. El volumen que se bombea a lo largo del año es de 24,94 hm³.

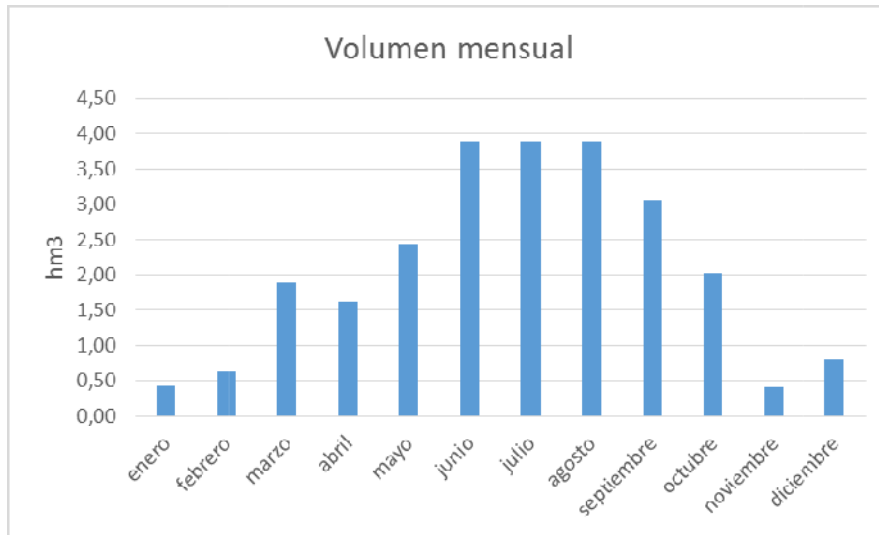


Figura 31. Volumen mensual bombeado en hm³

El bombeo está diseñado de tal forma que sea capaz de bombear todo el volumen de agua necesario en el mes de máxima demanda funcionando durante las 24 horas del día. Como consecuencia, en el resto de meses, las bombas únicamente funcionan durante un cierto periodo de tiempo a lo largo del día.

De esta forma, en los meses de mayor demanda (junio a agosto) la estación de bombeo está operando durante todo el día; por el contrario, en los meses de enero y noviembre (los dos con menor demanda), únicamente se bombea agua durante 2 horas y media diarias, teniendo siempre en cuenta que el bombeo funcionase a su máxima potencia. En el siguiente gráfico, que representa el consumo energético diario de la instalación, se puede observar esta situación

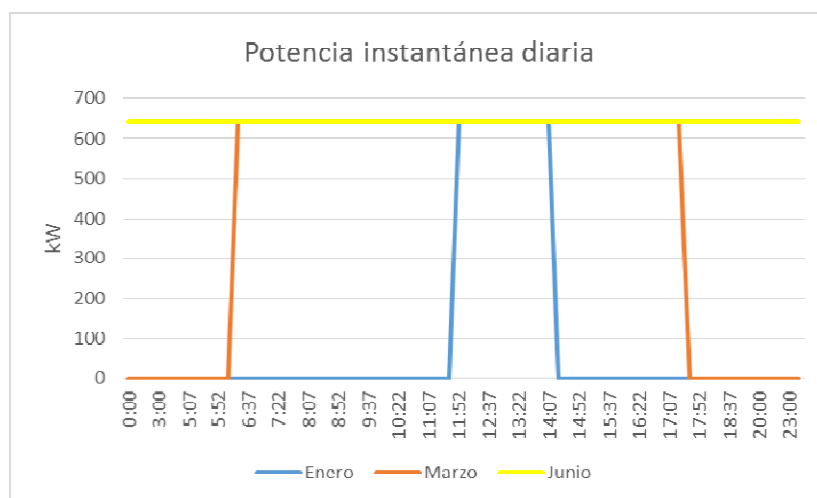


Figura 32. Potencia instantánea diaria necesaria en el bombeo

Cabe destacar que, en caso de funcionar en continuo a lo largo de todo el año, es decir, que la estación funcionara durante todo el año a su máxima capacidad y sin dejar de funcionar en ningún momento, la estación podría impulsar 47,3 hm³ anuales, lo que indica que a lo largo del año funciona al 53 % de su capacidad.

La variación en el volumen de agua demandado cada mes conlleva una variación en la demanda energética. En la siguiente figura se muestra la demanda de energía necesaria para bombear el volumen de agua requerido en cada mes, obtenida como producto de la potencia real del bombeo y el número de horas mensuales durante las que trabaja:

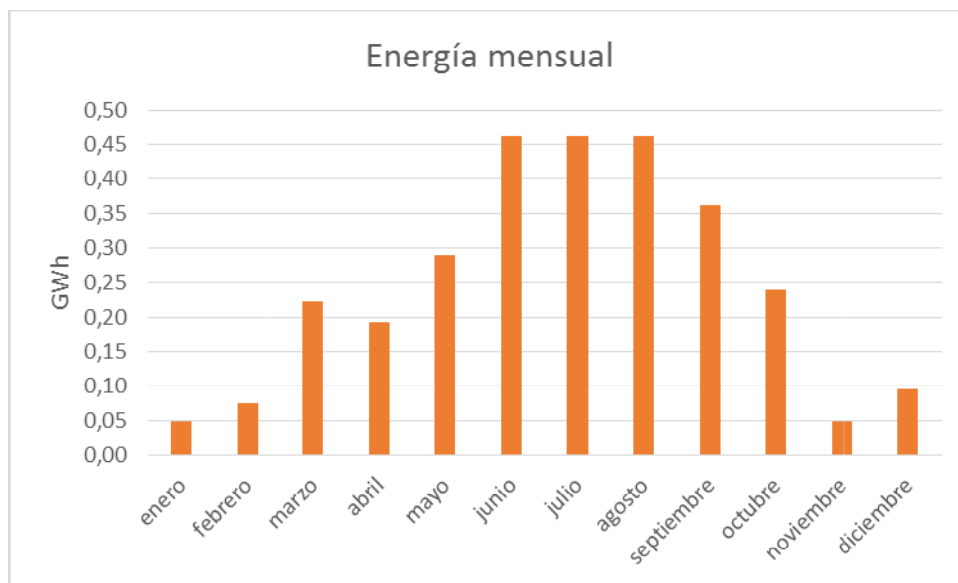


Figura 33. Energía mensual consumida por el bombeo en GWh

La energía anual necesaria para bombear los volúmenes de agua demandados es de 2,96 GWh, existiendo una gran diferencia temporal, ya que en los meses de junio, julio y agosto se tiene una demanda casi 10 veces mayor que en los meses de noviembre y enero.

Al igual que se comentó anteriormente para el caso de la demanda de agua, si se bombea en continuo a lo largo de todo el año, la demanda energética anual ascendería a 5,52 GWh.

5.3 Elementos de la instalación

El panel solar escogido para realizar la instalación es el modelo TSM-320 PD14 del fabricante chino Trina Solar (TRINA SOLAR, 2016).



Figura 34. Módulo fotovoltaico Trina Solar TSM-320 PD14

Se trata de un módulo solar multicristalino de 72 células con una potencia de 320 W. Tiene una alta eficiencia y cuenta con diversas certificaciones de calidad. La elección de este módulo se ha realizado teniendo en cuenta que Trina Solar es uno de los líderes mundiales en producción de paneles solares en los últimos años y que sus productos cuentan con un gran prestigio, avalado por su calidad. Además, el modelo TSM-320 PD14 es ideal para grandes proyectos y es uno de los módulos con mayor confianza de la industria, contando con unos rigurosos controles de calidad que garantizan su fiabilidad.

A la hora de valorar el módulo fotovoltaico a utilizar se han tenido en cuenta además otros dos fabricantes como son Suntech y Jinko Solar. La decisión de escoger Trina Solar se tomó en base a que en los últimos años Suntech ha desaparecido de los primeros puestos del ranking de productores de módulos solares y debido a la crisis económica ha interrumpido la producción en ciertos periodos. En cuanto a Jinko Solar, su situación es muy similar a la de Trina Solar, por lo que finalmente se optó por esta última.

Sus principales características son:

Características mecánicas	
Células	Multicristalinas 156,75 x 156,75 mm
Nº de celdas	72 (6 x 12)
Dimensiones	1956 x 992 x 40 mm
Peso	22,5 kg

Tabla 4. Características mecánicas del módulo

Diseño integrado del funcionamiento de un bombeo de agua de gran potencia con una instalación solar fotovoltaica en el puerto de Catarroja (Valencia)

Características eléctricas	
Pmax	320 W
Vmp	37,1 V
Imp	8,63 A
Voc	45,8 V
Isc	9,10 A
Eficiencia	16,50%
Temperatura de operación	-40 a +85°C
Características de temperatura	
NOCT	44°C (±2K)
Coeficiente de Pmax	0.41 %/K
Coeficiente de Voc	0.32 %/K
Coeficiente de Isc	0.05 %/K

Tabla 5. Características eléctricas y de temperatura del módulo

El modelo de inversor seleccionado para realizar la instalación es el Protect PV.880, fabricado por la empresa alemana AEG (AEG, 2017).



Figura 35. Inversor AEG Protect PV.880

Se trata de un inversor solar para conexión a la red que tiene una gran versatilidad, ya que es capaz de generar potencias entre 250 y 880 W. La elección de este modelo de inversor se llevó a cabo basándose en el prestigio y la larga trayectoria del fabricante y por las características del inversor que se adaptan de manera correcta a las necesidades de potencia y dimensiones de la instalación.

Diseño integrado del funcionamiento de un bombeo de agua de gran potencia con una instalación solar fotovoltaica en el puerto de Catarroja (Valencia)

En el caso de los inversores se ha valorado la posibilidad de emplear, además de los fabricados por AEG, otros fabricados por PowerElectronics y Schneider Electric. La elección se ha basado en el rango de potencia que tiene el inversor fabricado por AEG, que se adapta a la potencia que se tiene en cuenta para el dimensionamiento de la instalación. Además, la empresa tiene un gran prestigio y fiabilidad en sus productos.

Sus principales características son:

Cabina	
Dimensiones	2700 x 1800 x 600 mm
Peso	1850 kg

Tabla 6. Datos de la cabina del inversor

Entrada	
Voc	1000 V
Vmax	820 V
Vmin	573 V
Isc	1440 A
Salida	
Pmax	1880 kVA
I_{max}	1411 A
Voltaje	360 V

Tabla 7. Características eléctricas de entrada y salida del inversor

La estructura de soporte escogida para el montaje de los paneles es el modelo TriangleSystem 10-45º fabricado por la empresa alemana K2 Systems (K2 SYSTEMS, 2017).

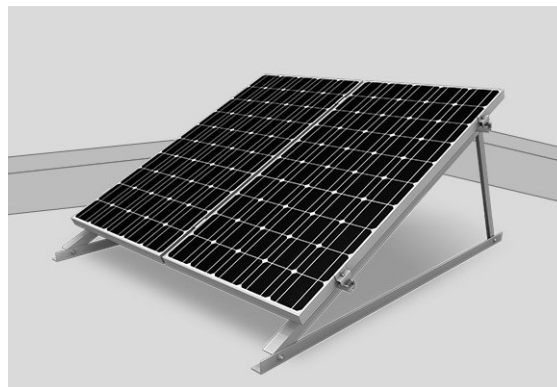


Figura 36. Estructura de soporte K2 SystemsTriangleSystem 10-45º

Se trata de una estructura de soporte multiángulo que permite dar distintas inclinaciones a los paneles, comprendidas entre los 10 y 45º, lo cual permite que sea una estructura con una gran versatilidad de uso. Cada una de estas estructuras triangulares permite la colocación de dos paneles sobre ella.

Además de la estructura seleccionada se ha valorado la opción de emplear soportes de otros fabricantes como SolarWorld o TechnoSun. Se ha optado por los soportes de K2

Systems debido a que son idóneos para la instalación directamente sobre un terreno horizontal, su facilidad de montaje y la versatilidad de uso que presentan debido a la posibilidad de modificar el ángulo de inclinación del soporte.

El peso de cada módulo fotovoltaico es de 22,5 kg y el de cada soporte de aproximadamente 10 kg. Teniendo en cuenta la superficie en planta ocupada por ellos, se obtiene un peso soportado por el terreno de 17,2 kg/m². El terreno está formado principalmente por lastras calizas terciarias y costras calcáreas cuaternarias sobre materiales detríticos, con menor presencia de otros materiales cuaternarios como limos y arenas, gravas y arcillas, que forman una zona de relieves suaves que enlazan la llanura costera con la zona de serranía situada hacia el interior. Pese a no tratarse de un terreno excesivamente competente sí que presenta la resistencia suficiente para ser capaz de soportar las cargas que generarán sobre él la presencia de los módulos fotovoltaicos.

En cuanto a las condiciones de viento existentes en la zona, en la siguiente figura se muestran los datos registrados por AEMET en la estación meteorológica más próxima a la ubicación de la instalación solar fotovoltaica, situada en la ciudad de Valencia, entre los años 2002 y 2012 (DATOSCLIMA, 2017).

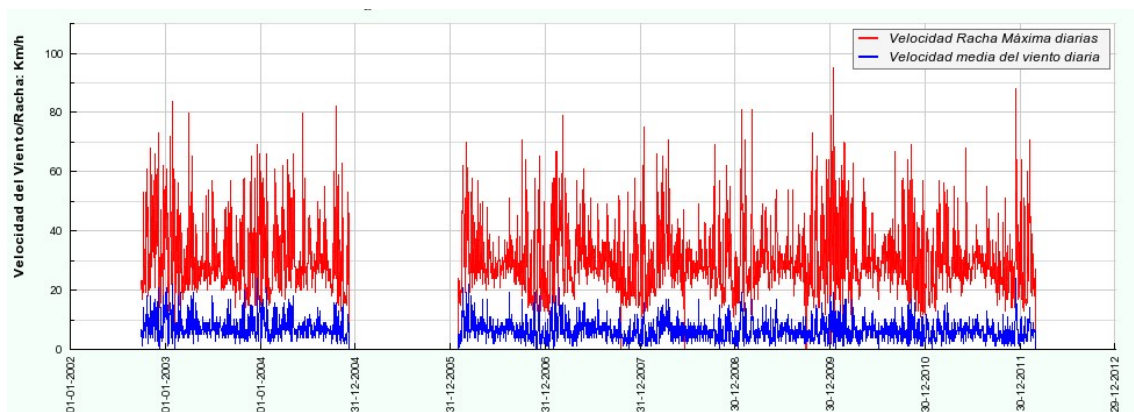


Figura 37. Datos de viento recogidos por AEMET en la ciudad de Valencia

En color rojo se muestran las rachas de viento máximas diarias, cuyo valor máximo para el periodo estudiado se situó en 95 km/h (en enero de 2010) y en color azul se encuentra la velocidad media diaria del viento, cuyo pico máximo se produjo en diciembre del año 2003 y fue de 24 km/h. se puede ver que la velocidad media a lo largo del día no es demasiado elevada pero, por el contrario, sí que se alcanzan picos de velocidad de las rachas de viento muy por encima de estos valores medios. Es por ello que se considera conveniente realizar una cimentación de los soportes al terreno, aunque se trate de una cimentación sencilla y de reducidas dimensiones.

Hay que tener en cuenta que, tanto en el caso de los módulos fotovoltaicos, como en el de los inversores y los soportes, se podrían emplear otros modelos o fabricantes que presentaran características similares a los escogidos para el dimensionamiento de la instalación.

5.4 Criterios de predimensionado

Una vez conocidos los elementos que forman parte de la instalación se procede a la determinación del número de módulos que se pueden disponer en serie y en paralelo. Para ello se atiende a distintos criterios (Pérez Martín, 2017) teniendo en cuenta las características de módulos e inversores indicadas en el apartado anterior. Hay que tener en cuenta dos aspectos importantes:

- Los módulos en serie tienen la misma intensidad y su tensión aumenta en cada módulo
- Las líneas en paralelo tienen la misma tensión y sus intensidades se suman

En la siguiente figura se muestra un dimensionamiento genérico de instalación solar fotovoltaica, en la que se ven reflejadas estas circunstancias:

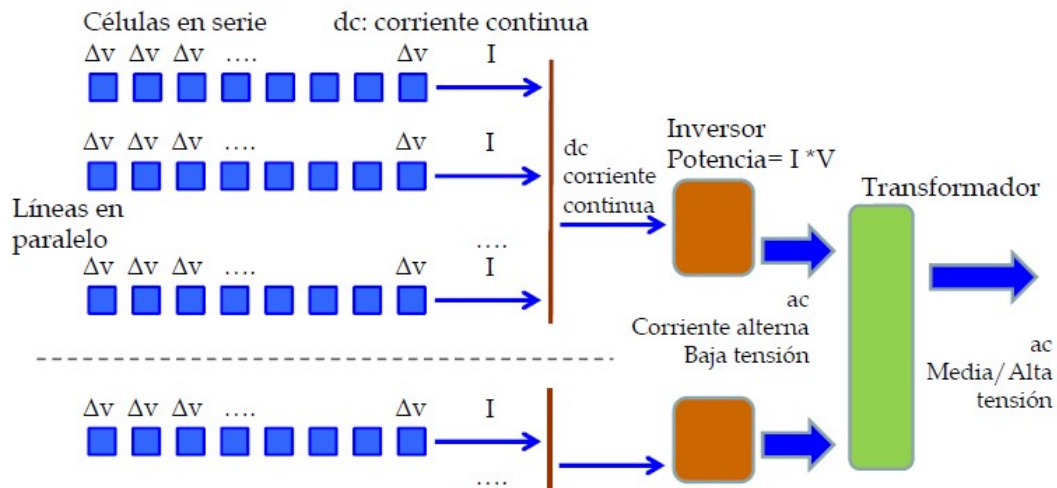


Figura 38. Esquema genérico de una instalación fotovoltaica

Se puede observar además las características de la corriente eléctrica en cada una de las partes de la instalación. En los módulos fotovoltaicos (representados en color azul) se genera electricidad en corriente continua, que se transforma a corriente alterna al pasar por el inversor (representado en color marrón). Del inversor la corriente sale en baja tensión y pasa al transformado (representado en color verde), donde se aumenta su tensión a media o alta, con la que pasa a la red de distribución. En el presente trabajo únicamente se dimensionarán los módulos e inversores, no teniéndose en cuenta los transformadores.

5.4.1 Temperatura de los paneles

La temperatura máxima y mínima que alcance la superficie de los paneles solares tiene una gran importancia para el dimensionamiento de la instalación, ya que influyen

Diseño integrado del funcionamiento de un bombeo de agua de gran potencia con una instalación solar fotovoltaica en el puerto de Catarroja (Valencia)

directamente en los criterios que se utilizan para obtener el número de paneles que se pueden colocar en serie y el número de líneas que pueden colocarse en paralelo.

- Temperatura máxima

La temperatura máxima que alcanza la superficie del panel obtiene mediante la expresión

$$T_{max} = T_{amb}(max) + \frac{NOCT - 20}{800} \cdot S^{max}$$

Donde:

T_{max} es la temperatura máxima alcanzada por el panel

$T_{amb}(max)$ es la temperatura ambiente máxima anual

$NOCT$ es un parámetro fijo del panel proporcionado por el fabricante

S^{max} es la irradiancia máxima anual

Los datos a tener en cuenta son los siguientes

Tamb(max)	30,4 °C
Tamb(min)	4,9 °C
NOCT	44 °C
Smax	913 W/m2

Tabla 8. Datos necesarios para calcular la temperatura máxima de los paneles

Se obtiene una temperatura máxima de 57,8°C.

- Temperatura mínima

La temperatura mínima que alcanza la superficie del panel obtiene mediante la expresión

$$T_{min} = T_{amb}(min) + \frac{NOCT - 20}{800} \cdot S^{max}$$

Donde:

T_{min} es la temperatura mínima alcanzada por el panel

$T_{amb}(min)$ es la temperatura ambiente mínima anual

Obteniéndose una temperatura mínima de 4,9°C.

Como se puede observar, esta situación corresponde al momento en que la irradiación es mínima durante las horas de luz, es decir, momento en que amanece.

5.4.2 Módulos en serie

El número de módulos que se pueden disponer en serie se obtiene atendiendo a criterios relativos a la tensión del inversor, es decir, se deberá disponer un número de

paneles conectados en serie de tal forma que al inversor llegue una tensión mínima y no se sobrepase una tensión máxima. Atendiendo a estas limitaciones, se obtendrán unos números mínimo y máximo de paneles que se pueden conectar en serie.

- Limitación por máxima tensión

La limitación por máxima tensión que admite el inversor requiere de dos comprobaciones, una relativa a condiciones de cortocircuito y otra a condiciones de funcionamiento óptimo.

La primera hace referencia a las condiciones pésimas que se podrían dar en la instalación y permite calcular el número máximo de paneles que se pueden conectar en serie. Para ello hay que tener en cuenta el valor de la tensión de cortocircuito cuando la temperatura en los paneles es la mínima.

La expresión utilizada es

$$V_{OC}(T_{min}) = N_S \cdot (V_{OC}^{STC} + (T_{min} - T^{STC}) \cdot \mu_V)$$

Donde

N_S es el número de módulos en serie

$V_{OC}(T_{min})$ es la máxima tensión admisible en el inversor

T_{min} es la temperatura mínima de los paneles

T^{STC} es la temperatura en condiciones standard

V_{OC}^{STC} es el voltaje de los módulos en cortocircuito

μ_V es el coeficiente de temperatura de V_{OC}

Los valores de los distintos parámetros son

Voc(Tmin)	1000 V
Voc,stc	45,8 V
Tstc	25 °C
μ_V	0,32%/K

Tabla 9. Datos necesarios para calcular el número máximo de módulos en serie

Para poder aplicar el coeficiente de temperatura de V_{OC} proporcionado por el fabricante de los módulos es necesario modificarlo para adaptarlo a las unidades que permitan operar con él.

$$\mu_V [V/^\circ C] = \mu_V [\%/^\circ C] \cdot \frac{V_{OC}^{STC}}{100}$$

Obteniéndose un valor de -0,14656 V/°C

Con los datos indicados anteriormente, se obtiene que el número máximo de paneles que se pueden conectar en serie es de 20.

Diseño integrado del funcionamiento de un bombeo de agua de gran potencia con una instalación solar fotovoltaica en el puerto de Catarroja (Valencia)

Por otro lado, si se estudian las condiciones de funcionamiento óptimo, se debe tener en cuenta la tensión en el punto de máxima potencia cuando la temperatura sobre los módulos es mínima.

Para ello se emplea la expresión

$$V_{max}(T_{min}) = N_S \cdot (V_{mpp}^{STC} + (T_{min} - T^{STC}) \cdot \mu_V)$$

Donde

$V_{max}(T_{min})$ es la máxima tensión admisible en el inversor en el punto de máxima potencia

V_{mpp}^{STC} es la tensión de operación óptima de los paneles

Los valores a tener en cuenta son

Vmax(Tmin)	820 V
Vmpp, stc	37,1 V

Tabla 10. Datos necesarios para calcular el número máximo de módulos en serie

Al igual que en el caso anterior, se obtiene que el número máximo de paneles a colocar en serie es de 20.

- Limitación por mínima tensión

Esta limitación permite conocer cuál debe ser el número mínimo de módulos dispuestos en serie para conseguir un funcionamiento óptimo del inversor. Al contrario que en las limitaciones por máxima tensión, que si era necesario cumplirlas para no dañar el inversor, en este caso únicamente es recomendable para que el inversor tenga un mejor funcionamiento.

Para ello se debe tener en cuenta la tensión mínima de funcionamiento óptimo del inversor en condiciones de temperatura máxima sobre los paneles.

La expresión a utilizar es la siguiente

$$V_{min}(T_{max}) = N_S \cdot (V_{mpp}^{STC} + (T_{max} - T^{STC}) \cdot \mu_V)$$

Donde

$V_{min}(T_{max})$ es la tensión mínima de funcionamiento óptimo del inversor

El valor de $V_{min}(T_{max})$ es de 573 V y con ello se obtiene que el número mínimo de paneles que se deben conectar en serie es de 18. Por tanto, el número de módulos conectados en serie en cada línea debe estar entre 18 y 20.

5.4.3 Módulos en paralelo

Para conocer el máximo número de líneas que se pueden instalar en paralelo se atiende al criterio de la máxima intensidad admisible por el inversor en condiciones pésimas de funcionamiento, es decir, en el caso de irradiancia máxima, temperatura máxima de los paneles y situación de cortocircuito.

La expresión a utilizar para ello es

$$I_{SC}^{max}(T_{max}) = N_p \cdot (I_{SC}^{max} + (T_{max} - T^{STC}) \cdot \mu_A)$$

Donde

N_p es el número de módulos en paralelo

$I_{SC}^{max}(T_{max})$ es la máxima intensidad admisible por el inversor

I_{SC}^{max} es la intensidad máxima en cortocircuito del panel

μ_A es el coeficiente de temperatura de I_{SC}

Los datos a tener en cuenta para la realización de los cálculos son

Isc,max(Tmax)	1440 A
Isc,stc	9,10 A
Sstc	1000 W/m2
μa	0.05 %/K

Tabla 11. Datos necesarios para calcular el número máximo de líneas en paralelo

Al igual que ocurría para el cálculo de módulos en serie, para poder aplicar el coeficiente de temperatura de I_{SC} proporcionado por el fabricante de los módulos es necesario modificarlo para adaptarlo a las unidades que permitan operar con él.

$$\mu_A[A/^{\circ}C] = \mu_A[\%/^{\circ}C] \cdot \frac{I_{SC}^{STC}}{100}$$

Obteniéndose un valor de 0,00455 A/ $^{\circ}$ C

Por otro lado, la intensidad máxima en cortocircuito del panel se obtiene como

$$I_{SC}^{max} = \frac{S^{max}}{S^{STC}} \cdot I_{SC}^{STC}$$

El valor obtenido es de 8,31 A.

Teniendo en cuenta todos estos valores, se obtiene que el número máximo de líneas que se pueden disponer en paralelo es de 170.

5.4.4 Comprobación del inversor

Para comprobar que se ha dimensionado correctamente el número de módulos que se pueden conectar en serie y paralelo al inversor, es necesario comprobar que no superen la potencia de entrada del inversor. Para ello se emplea la expresión

$$N_p = \frac{P_{max\text{inversor}}}{N_s \cdot P_{max\text{módulo}}$$

La potencia máxima de entrada del inversor es de 1180,8 kW, por lo que se obtiene un número máximo de líneas conectadas en paralelo de 182. Se observa que este número es mayor que el que se exigía por la limitación de máxima intensidad, por lo que se adoptará el criterio anterior por ser más restrictivo.

Por tanto, el predimensionamiento de la instalación, que se muestra en la siguiente figura, estaría formado por un inversor al que se conectarían 170 líneas en paralelo con 20 módulos en serie cada una de ellas, lo que supone un número total de 3400 módulos.

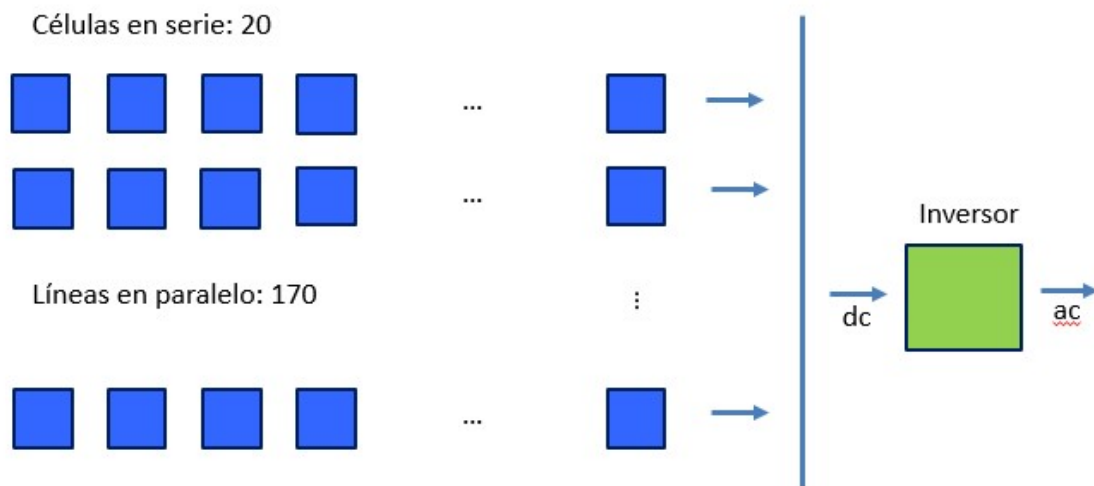


Figura 39. Predimensionamiento de la instalación

5.5 Producción de la instalación

En este apartado se muestra el cálculo de la producción que tendrá la instalación solar planteada. Puesto que ya se conoce cuál es la potencia equipada de la instalación (640,54 kW), el cálculo de la producción se va a realizar de forma que el número de módulos instalados permita producir esa misma potencia en el momento del año durante el que más horas diarias debe funcionar el bombeo (meses de junio, julio y agosto). En este caso se ha escogido el mes de junio.

El cálculo de la producción se realiza mediante dos métodos diferentes, uno de ellos más detallado y preciso, que consiste en realizar una integración del cálculo eléctrico horario y otro simplificado que emplea los valores mensuales de la irradiación media mensual.

Antes de proceder al cálculo de la producción energética y de potencia de la instalación es necesario conocer las pérdidas que se producirán en el sistema de generación, es decir, conocer la eficiencia eléctrica de la instalación, ya que este dato afectará a la producción teórica de la instalación, independientemente del método de cálculo utilizado para obtenerla, siendo la producción real menor que la teórica. Es importante remarca que la eficiencia del sistema fotovoltaico no es la misma que la eficiencia del módulo fotovoltaico.

En la eficiencia del sistema fotovoltaico intervienen diversos factores (Pérez Martín, 2017), cada uno de los cuales la reduce en mayor o menor medida. La suma de todos ellos da el resultado de la eficiencia global del sistema fotovoltaico. Este valor se expresa en porcentaje con respecto a la eficiencia ideal del sistema (100%), por lo que siempre será menor que este valor. En la siguiente tabla se muestran los distintos factores que intervienen en la eficiencia del sistema fotovoltaico y la influencia que tienen sobre ella.

Factor	Pérdidas	Rendimiento
Mismatch	3,0%	0,97
Polvo y suciedad	5,1%	0,95
Angulares y espectrales	4,5%	0,96
Óhmicas DC	1,0%	0,99
Rendimiento SPMP	2,0%	0,98
Rendimiento AC/DC	6,3%	0,94
Óhmicas AC	0,2%	1,00
Temperatura/otros	6,4%	0,94
Global	-	0,75

Tabla 12. Factores que afectan a la eficiencia del sistema fotovoltaico

Las pérdidas de Mismatch son causadas por la conexión en serie de células solares o módulos, ya que la corriente en una línea es igual a la corriente en la peor célula o módulo. Todos los módulos no son iguales, no tienen exactamente las mismas

propiedades lo que provoca que exista una tolerancia de potencia de $\pm 3\%$, generándose la pérdida de Mismatch.

Otro factor que provoca pérdidas es la presencia de polvo y suciedad en la superficie de los paneles fotovoltaicos, que genera que no sean capaces de captar toda la energía que les llega del sol. La temperatura de operación de los módulos, así como otros factores relacionados con los mismos también producen pérdidas que reducen el rendimiento de la instalación.

La transformación de la corriente de continua a alterna, relacionadas con la eficiencia del inversor, así como pérdidas óhmicas tanto en AC como en DC, que son las pérdidas que se producen en el cableado de la instalación, debido a la resistencia térmica.

Por último, las pérdidas angulares y espectrales, relacionadas con la variación en el espectro solar y las pérdidas de seguimiento del punto de máxima potencia (rendimiento SPMP) también influyen en la disminución de la eficiencia global del sistema. Teniendo en cuenta todos estos factores, esta eficiencia global será del 75%.

5.5.1 Cálculo de la producción por el método detallado

Tal como se ha mencionado anteriormente, este método obtiene la producción mediante integración del cálculo eléctrico horario. De esta manera se puede conocer la producción de la instalación en cualquier momento del año, ya que permite calcular la distribución temporal diaria de la producción de cada mes.

Para ello se basa en los datos de irradiancia media para cada mes del año (se han expuesto anteriormente en el apartado 5.1.) y para obtener la producción en cada momento del día emplea la siguiente expresión

$$P(\text{módulo})_{\text{hora}} = I_{mpp}(S_{\text{hor}}, T_{\text{hora}}) \cdot V_{mpp}(S_{\text{hora}}, T_{\text{hora}})$$

Mediante la aplicación de esta fórmula se puede obtener la potencia instantánea proporcionada por un módulo en cualquier momento del día, ya que se obtiene la potencia como producto de la intensidad y la tensión afectadas por la irradiación y la temperatura en cada momento. La temperatura se obtiene como

$$T = T_{\text{amb}} + \frac{NOCT - 20}{800} \cdot S$$

Una vez obtenida la potencia generada por cada módulo de la instalación, se puede obtener la producción de toda la instalación teniendo en cuenta la eficiencia de la instalación fotovoltaica y el número de módulos existentes. Puesto que se ha dicho que se obtendría la producción de una instalación que fuera capaz de proporcionar la potencia instantánea del bombeo existente, sería necesario disponer 167 líneas de 20 módulos cada una, lo que hace un total de 3340 módulos.

A continuación se muestran una serie de ejemplos de cálculo de la producción de la instalación. En ellos se ha tenido en cuenta que el ángulo de inclinación de los paneles es el óptimo anual (36ª) y que los datos de temperatura y irradiación son los medios mensuales en cada momento del día.

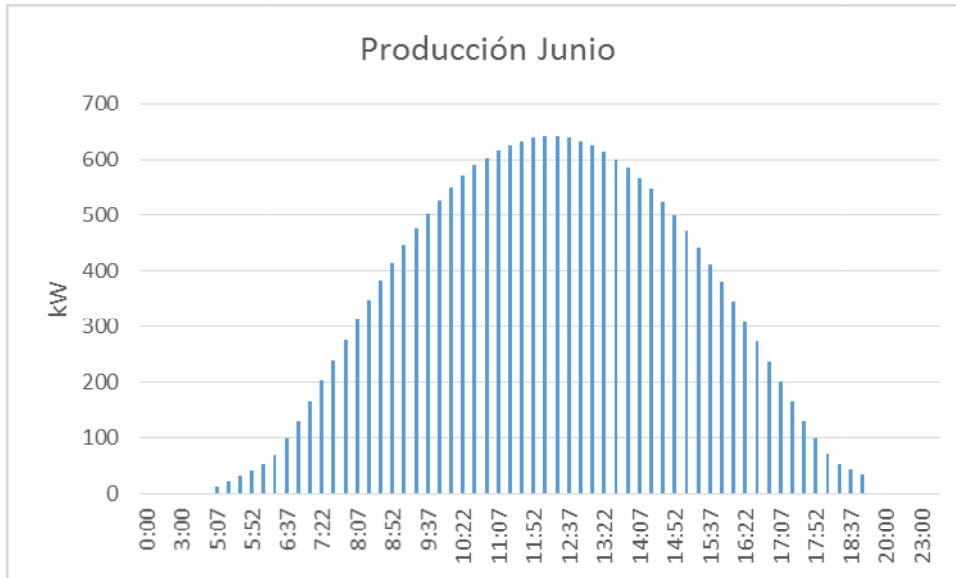


Figura 40. Producción diaria de la instalación en el mes de junio

Se observa que en el mes de junio se alcanza una potencia generada de aproximadamente 640 kW (potencia del bombeo) y que se produce durante aproximadamente 12 horas al día.

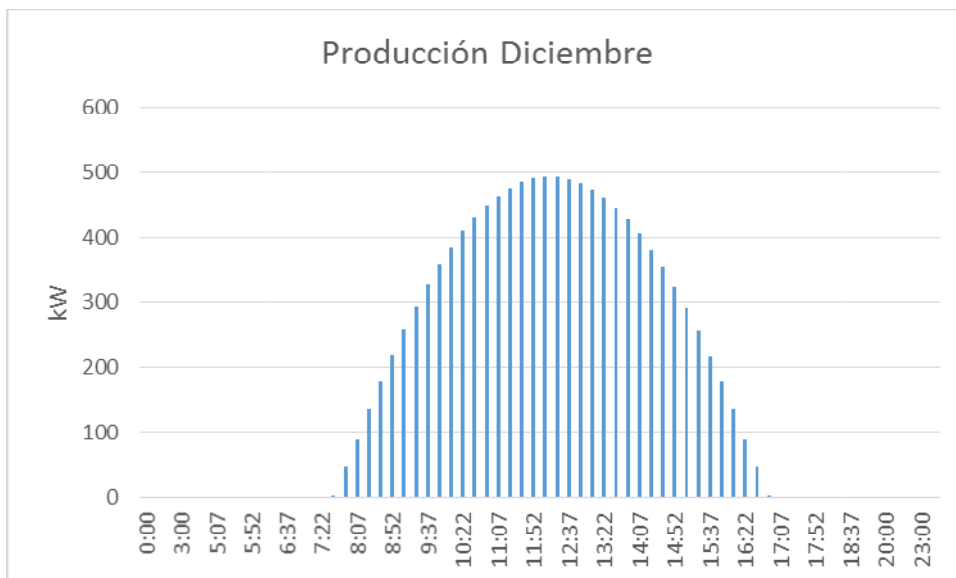


Figura 41. Producción diaria de la instalación en el mes de diciembre

Por el contrario, en el mes de diciembre se observa que la producción abarca un intervalo horario considerablemente menor, de aproximadamente 9 horas y que la potencia máxima alcanzada en el centro del día no llega a 400 kW.

La energía producida por la instalación a lo largo del año se puede obtener como el producto de la potencia generada diariamente por el tiempo durante el que se genera (número de días que está operando la instalación). Siguiendo este proceso para todos los meses se obtiene el siguiente resultado.

	Potencia diaria (kW)	Energía mensual (MWh)
Enero	424,81	102,21
Febrero	510,33	122,79
Marzo	599,57	144,26
Abril	619,77	149,12
Mayo	641,59	154,37
Junio	656,05	157,85
Julio	660,20	158,85
Agosto	633,16	152,34
Septiembre	580,61	139,70
Octubre	527,59	126,94
Noviembre	441,61	106,25
Diciembre	385,04	92,64
Anual	-	1607,31

Tabla 13. Potencia generada diariamente a lo largo del año y energía producida mensualmente a lo largo del año

Se observa, como era de esperar, que tanto la potencia como la producción de energía es más elevada en los meses de verano que en los de invierno, ya que el número de horas diarias durante las que puede operar la instalación es mayor. Además, cabe destacar que a lo largo del año la instalación produce una energía total de 1,61 GWh, lo que supone que no es capaz de producir toda la energía necesaria para bombear todo el volumen de agua que se requiere, pero sí que es capaz de producir una cantidad importante de la misma.

5.5.2 Cálculo de la producción por el método simplificado

Al contrario de lo que ocurriría con el método detallado expuesto en el apartado anterior, el método simplificado nos permite obtener la potencia generada en la instalación diariamente por cada metro cuadrado de superficie de panel solar instalado. Para ello se emplean los valores mensuales de la irradiación y las eficiencias del módulo y del sistema fotovoltaico. La expresión empleada es la siguiente

$$P [W/m^2] = \sum_{i=1}^{12} S_i \cdot \eta_{módulo} \cdot Eficiencia_{elétrica}$$

Siendo la eficiencia del módulo del 16,5% y la del sistema fotovoltaico del 75%.

En este caso, la potencia generada a lo largo de un día por toda la instalación se obtiene como el producto de la potencia generada por metro cuadrado de panel por la

Diseño integrado del funcionamiento de un bombeo de agua de gran potencia con una instalación solar fotovoltaica en el puerto de Catarroja (Valencia)

superficie total de paneles de que consta la instalación (se disponen 3340 paneles de 1,94 m²).

En la siguiente figura se muestran los resultados obtenidos de potencia generada por metro cuadrado de instalación.

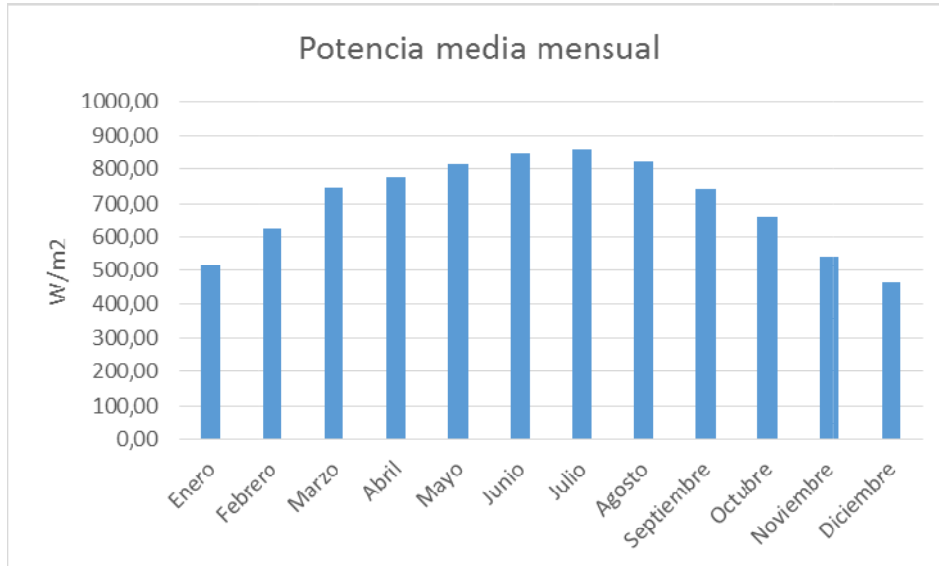


Figura 42. Producción media mensual por metro cuadrado a lo largo del año

Se puede observar que existe un rango de variación de la potencia generada entre los distintos meses que va desde 450 W/m² hasta 900 W/m² aproximadamente. Al igual que ocurría anteriormente, en los meses de verano se puede generar una mayor potencia, debido a la mayor energía que proviene del sol y al mayor tiempo de radiación solar diario.

La producción de energía en la instalación a lo largo del año se obtiene de forma análoga a la empleada en el método anterior. Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente tabla

Mes	Energía mensual (MWh)
Enero	103,18
Febrero	125,06
Marzo	149,42
Abril	155,39
Mayo	163,09
Junio	169,81
Julio	173,04
Agosto	165,08
Septiembre	148,67
Octubre	132,76
Noviembre	108,40
Diciembre	93,48
Anual	1687,38

Tabla 14. Energía producida mensualmente a lo largo del año

5.5.3 Comparación entre ambos métodos

A continuación se realiza una comparación entre los resultados obtenidos por los dos métodos, con el fin de establecer cuál se debe utilizar para realizar los cálculos y el dimensionado en las distintas alternativas que se propongan para la instalación fotovoltaica. En la siguiente figura se muestran las producciones (en GWh) obtenidas tras realizar el cálculo por los dos métodos.

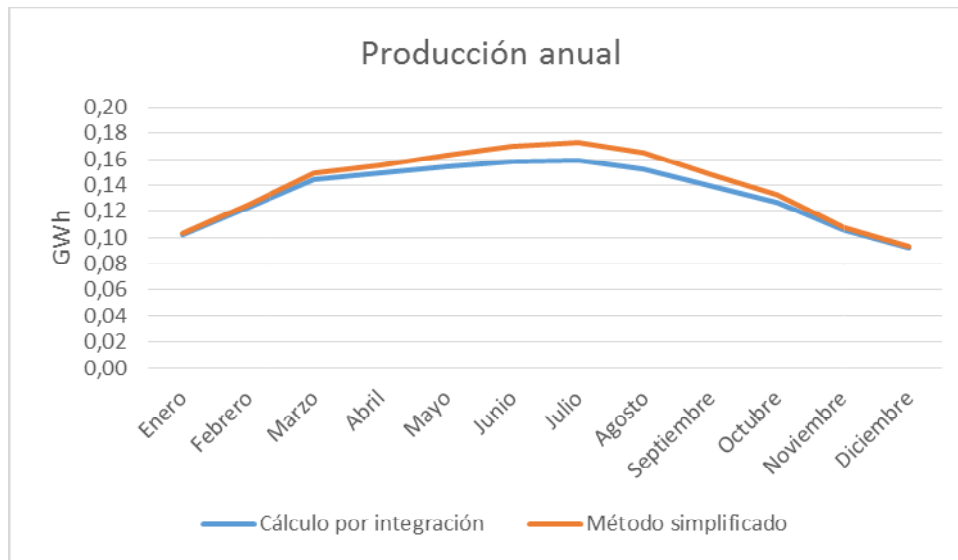


Figura 43. Producción de energía en la instalación

Se puede observar que los resultados son muy similares en ambos casos, siendo la diferencia prácticamente despreciable en los meses de invierno y no demasiado significativa en los meses de verano. Cabe destacar que al utilizar el método simplificado los resultados obtenidos son mayores que si se utiliza el método que realiza el cálculo por integración.

A la vista de los resultados obtenidos se puede afirmar que es recomendable emplear el método que realiza un cálculo más detallado de la producción, ya que a pesar de no existir una gran diferencia entre el resultado numérico que proporcionan, este método permite conocer la distribución temporal a lo largo del día de la producción y este hecho constituye un factor determinante a la hora de tomar la decisión, ya que facilita los pasos siguientes que se deben dar para realizar el diseño de la instalación. Además, al ser los resultados por este método algo inferiores, se puede interpretar que el método simplificado sobreestima la producción de la instalación.

5.6 Ajuste demanda-producción

Una vez que ya son conocidos los datos de demanda energética que tiene el sistema de bombeo y de producción de la instalación solar fotovoltaica, se procede al cruzado de datos. Con ello se pretende comprobar si la energía que se produce en la instalación solar es suficiente para abastecer el bombeo o si por el contrario, es necesario disponer de otra fuente de energía adicional, como es la conexión a la red eléctrica.

Este proceso se realiza comparando mes a mes la potencia instantánea que necesita el sistema de bombeo en cada momento del día con la potencia producida por la instalación solar. Se muestra en primer lugar el gráfico correspondiente al mes de junio.

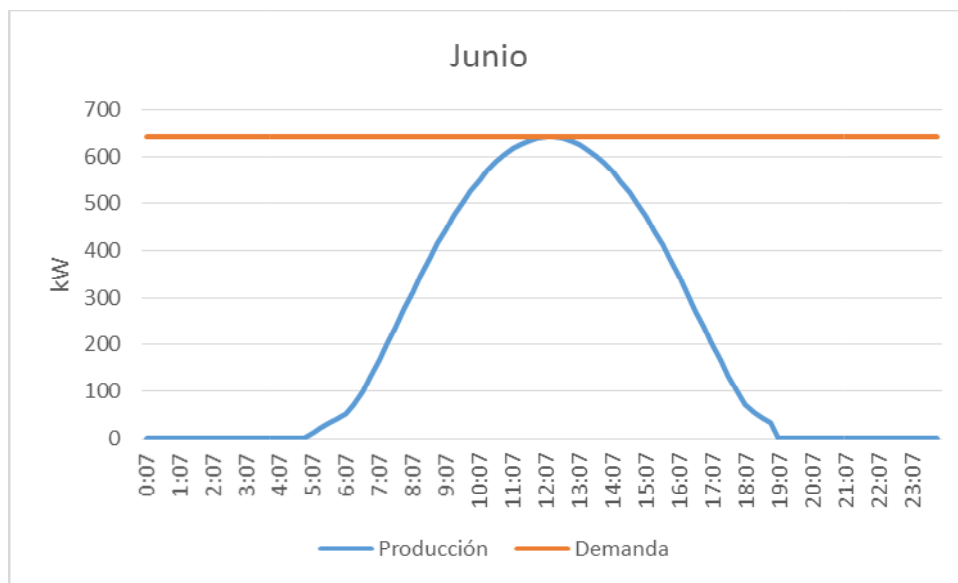


Figura 44. Curvas de demanda y producción en el mes de junio

Durante el mes de junio, el pico de potencia máxima generada coincide con la demanda requerida, lo que demuestra que el pre dimensionado de la instalación se ha realizado correctamente, ya que se indicó en el apartado anterior que el cálculo de la producción se realizaría con un número de placas que consiguiera esto y que lógicamente fuera menor al número máximo de placas admitido por el inversor, es decir, que cumpliera con todos los criterios de dimensionamiento. En el caso de este mes se puede ver que la instalación fotovoltaica es capaz de abastecer al sistema de bombeo en el momento en que se alcanza el pico de producción, pero el resto del día sólo puede cubrir parte de la demanda energética.

Puesto que junio, julio y agosto son los meses con una mayor demanda energética, la situación que se dará en los tres es similar a la de junio y en estos casos será necesario disponer de otro sistema de abastecimiento. Sin embargo, en meses con una demanda inferior es posible que esto no ocurra. A continuación se muestra el ajuste correspondiente al mes de diciembre.

Diseño integrado del funcionamiento de un bombeo de agua de gran potencia con una instalación solar fotovoltaica en el puerto de Catarroja (Valencia)

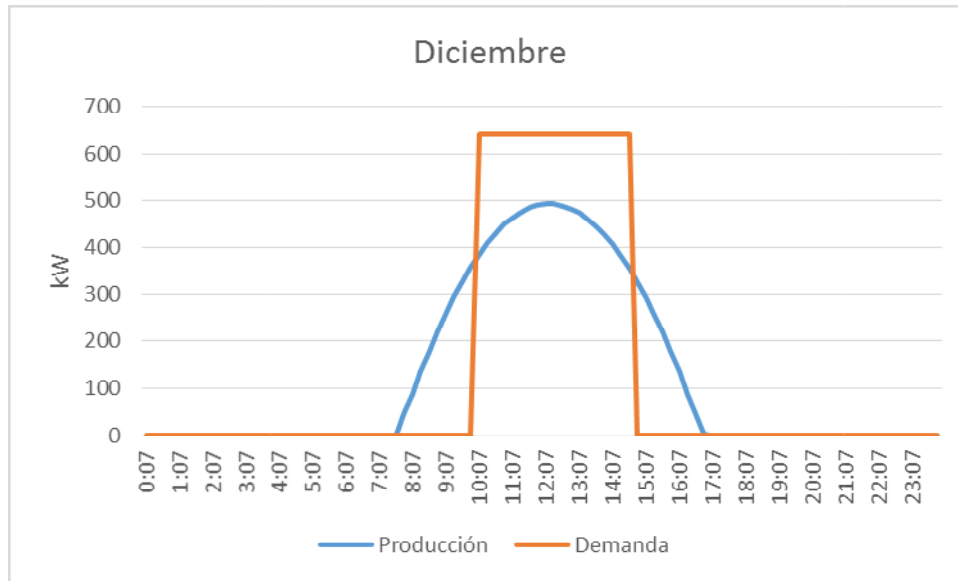


Figura 45. Curvas de demanda y producción en el mes de diciembre

En este caso se puede apreciar que en el momento de máxima demanda la instalación no es capaz de proporcionar la potencia necesaria para hacer funcionar el sistema, sin embargo, en otros momentos del día en que no hay demanda energética la instalación sí está produciendo y esa energía no es utilizada para bombear agua. Para tratar de ajustar la demanda y la producción se puede recurrir a un cambio en el régimen de bombeo a lo largo del día. Esto consistiría en bombear la misma cantidad de agua pero en un mayor tiempo, lo que supondría que las bombas no funcionasen a su máxima potencia durante todo el tiempo que estuviesen operativas. Para conseguir esto se debería instalar un variador de frecuencia en el sistema de bombeo. El resultado que se obtendría para el mes de diciembre es el que se muestra a continuación.

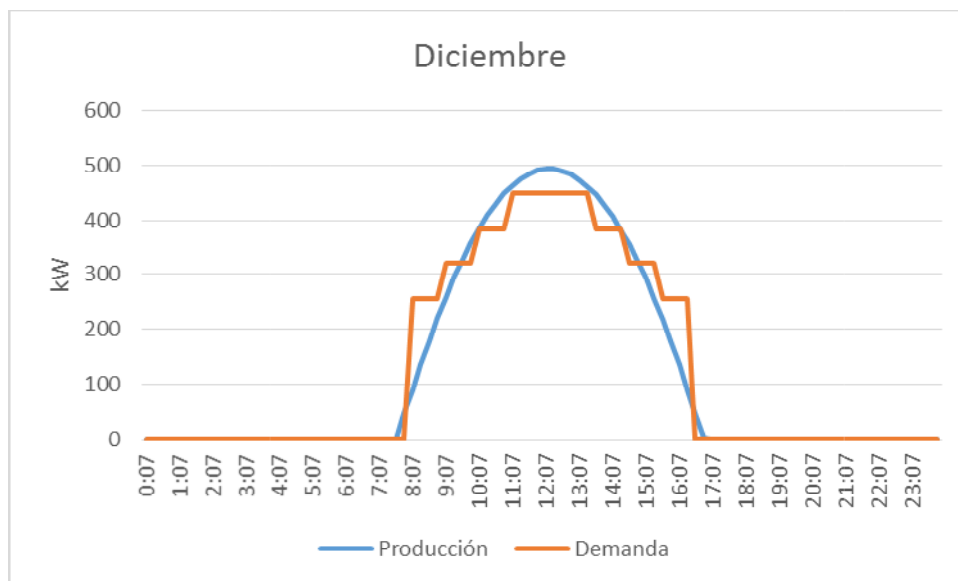


Figura 46. Ajuste demanda-producción en el mes de diciembre

Se puede ver como se modifica la demanda de forma escalonada a lo largo del día, repartiéndola en distintos “escalones” que permiten que se asimile mejor a la curva de producción de la instalación. Se puede ver que en la zona central del día, cuando la producción es máxima, el sistema de bombeo funciona al 70% de su capacidad (se demanda una potencia instantánea de 448,38 kW) y se va reduciendo progresivamente la potencia en distintos intervalos de tiempo.

Al realizar el ajuste demanda-producción de cada mes se pueden presentar dos situaciones diferentes:

- La potencia instantánea demandada es mayor que la potencia instantánea producida. En este caso será necesario comprar energía de la red eléctrica para poder abastecer el sistema de bombeo y sea capaz de impulsar los volúmenes de agua requeridos.
- La potencia instantánea producida es mayor que la potencia instantánea demandada. En este caso se emplea parte de la energía generada en hacer funcionar el sistema de bombeo (autoconsumo) y el excedente se vierte a la red eléctrica (vertido).

6 Evaluación de alternativas

6.1 Análisis de precios

En este apartado se va a tratar de hacer una estimación de los costes que supondrá tanto la instalación como el funcionamiento de la instalación fotovoltaica. Para ello, y en base a una serie de datos reales, se hará un cálculo aproximado y razonable de los costes mencionados anteriormente. Los costes a tener en cuenta son:

- coste de compra de energía a la red
- precio de venta de energía a la red
- coste de instalación

En primer lugar se analiza el coste de compra de energía a la red. Para ello se atiende a un estudio realizado por el instituto europeo Eurostat (EUROSTAT, 2017), que proporciona el precio de la energía en los últimos años. En la siguiente figura se muestra una gráfica con estos valores.

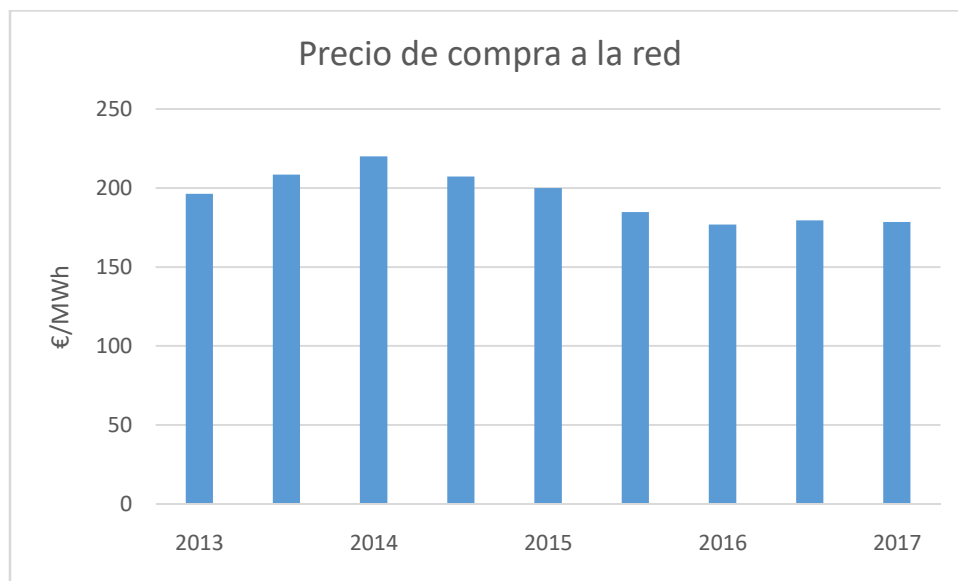


Figura 47. Precio medio de compra de energía a la red (Eurostat)

En la figura se puede observar que a principios del año 2013 el precio de compra de energía a la red se encontraba ligeramente por debajo de los 200 €/MWh y que un año después se había producido un aumento de aproximadamente 25 €. A partir de este momento el precio de la energía descendía a un ritmo relativamente constante, hasta alcanzar en 2016 un valor próximo a los 175 €/MWh, valor que según el estudio de Eurostat seguirá descendiendo a un ritmo menor o incluso podría mantenerse en torno a este valor. Teniendo en cuenta estos datos, se considera que el precio de compra de la energía a la red es de 175 €/MWh ya que en caso de que permanezca oscilando en torno a este valor sería una aproximación muy correcta y en caso de que

este precio continúe descendiendo los cálculos realizados quedarían del lado de la seguridad.

A continuación se estudia el precio de venta de energía a la red. Para ello se tienen en cuenta los datos obtenidos de dos fuentes distintas. La primera es la base de datos de Eurostat, de la que se obtiene una gráfica en la que aparece el coste medio mensual de venta de energía a la red de los años 2015 y 2016.

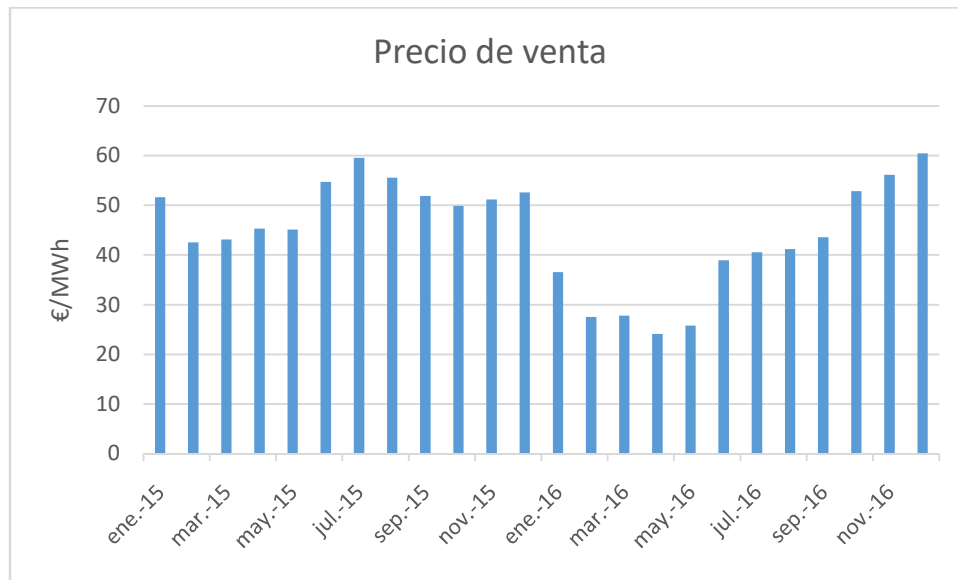


Figura 48. Precio medio mensual de venta de energía a la red (Eurostat)

En la gráfica se puede observar que el precio de venta sufre variaciones considerables con el paso del tiempo, oscilando en el periodo representado entre 25 y 60 €/MWh. Sin embargo, si no se tienen en cuenta los datos obtenidos entre febrero y mayo del año 2016, en todo momento los precios varían entre 40 y 60 €/MWh, por tanto, se puede extrapolar que para el año 2017 y los sucesivos el precio de venta podría moverse dentro de este rango.

La segunda fuente consultada es el Omie (OMIE, 2017). Se trata del mercado diario e intradiario en el que se compra la energía, realizándose una venta al por mayor en el marco regional de España y Portugal. En este mercado, la compraventa de energía se realiza mediante subasta, procediéndose a la casación entre las ofertas de venta de los generadores de energía y las ofertas de compra de los comercializadores de la misma, determinándose de esa forma el precio final de compra de energía por la red. En el sistema utilizado en la actualidad (desde el 1 de enero de 1998), son las empresas productoras las que cada día comunican de forma libre las condiciones de cantidad y precio a las que están dispuestos a vender la energía de sus instalaciones mientras que con el sistema utilizado anteriormente era Red Eléctrica de España la que establecía estos parámetros.

El mercado diario es aquel donde se engloban todas las transacciones de compraventa de energía correspondientes a la producción y suministro del día siguiente. Para ello, se presentan las ofertas de compra y venta por los distintos agentes que

intervienen en el mercado. Estas ofertas se realizan para cada una de las 24 horas del día siguiente y posteriormente se procede a la casación, partiendo de la oferta de venta más barata hasta igualarla a la demanda. Este sistema supone un inventivo para tratar de reducir el precio de la electricidad, ya que los productores de energía tratarán de venderla a un precio bajo para asegurarse de que sus centrales son seleccionadas para funcionar.

En la siguiente figura se muestra un ejemplo real de la casación que determina el precio en el mercado diario



Figura 49. Sistema de casación en el mercado diario

Una vez asignados los precios de compraventa en el mercado diario es posible que sea necesario realizar ajustes en las ofertas y demandas, recurriéndose entonces al mercado intradiario, que tiene el mismo funcionamiento que el diario.

En la siguiente gráfica se muestra el precio medio mensual de venta de energía a la red durante los años 2015 y 2016.

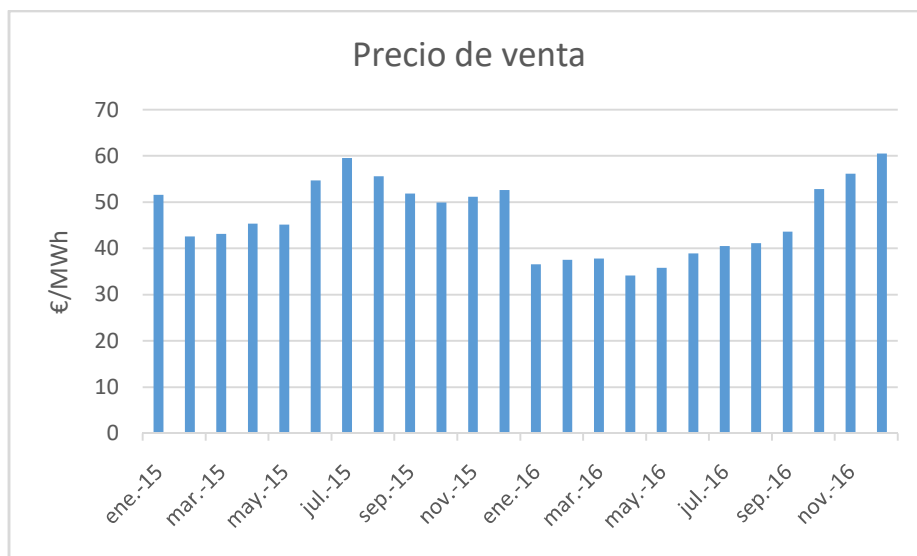


Figura 50. Precio medio mensual de venta de energía a la red (Omie)

Diseño integrado del funcionamiento de un bombeo de agua de gran potencia con una instalación solar fotovoltaica en el puerto de Catarroja (Valencia)

Se observa un resultado muy similar al que mostraban los datos proporcionados por Eurostat. En este caso los valores mensuales del precio de venta de energía a la red oscilan entre aproximadamente 35 y 60 €/MWh, siendo el valor medio del precio de la energía durante este periodo de 46,61 €/MWh. Teniendo en cuenta que este precio medio se ubica dentro del rango indicado por las dos fuentes consultadas, que en los últimos meses de este periodo el precio de la energía era superior al medio y que en los meses de julio a septiembre de 2017 el precio medio mensual de venta de energía a la red se encontraba en torno a los 50 €/MWh, se adopta este último valor como el precio de venta de energía a la red a efectos de realizar el estudio económico de la instalación.

Por último se analiza el coste de la instalación. Para ello se debe tener en cuenta tanto el precio de compra de los distintos elementos que componen la instalación (módulos solares, soportes, inversores, etc.) como el coste de montaje de los mismos. Puesto que generalmente resulta muy costoso acceder a datos reales proporcionados por los fabricantes de los distintos elementos, se recurre a estudios realizados por diferentes organizaciones e instituciones para tratar de estimar el coste aproximado de la instalación solar fotovoltaica de la forma más certera y razonable posible.

Según el informe *Trends 2015 in Photovoltaic Applications* (AIE, 2015) publicado por la Agencia Internacional de la Energía (AIE) en 2015 y presenta datos relativos al sector de la energía solar fotovoltaica a nivel mundial durante el año 2014, el coste de instalación de sistemas generadores de energía solar fotovoltaica se encuentra entre los más baratos del mundo, principalmente cuando estos sistemas se instalan para usos industriales o sobre soportes colocados directamente colocados sobre el terreno. En la siguiente tabla se muestran los datos presentados en este informe.

COUNTRY	OFF-GRID (LOCAL CURRENCY OR USD PER W)				GRID-CONNECTED (LOCAL CURRENCY OR USD PER W)							
	<1 kW		>1 kW		RESIDENTIAL		COMMERCIAL		INDUSTRIAL		GROUND-MOUNTED	
	LOCAL CURRENCY/W	USD/W	LOCAL CURRENCY/W	USD/W	LOCAL CURRENCY/W	USD/W	LOCAL CURRENCY/W	USD/W	LOCAL CURRENCY/W	USD/W	LOCAL CURRENCY/W	USD/W
AUSTRALIA	9,00 - 15,00	8,14 - 13,56	7,50 - 11,00	6,78 - 9,94	1,95	1,76	1,78	1,61	1,80	1,63	1,80	1,63
AUSTRIA	5,00	6,67	5,00	6,67	1,75	2,33	1,47	1,96	NA	-	NA	-
CANADA	NA	-	NA	-	3,00 - 4,00	2,73 - 3,64	2,90	2,64	2,20	2,00	2,00 - 2,60	1,82 - 2,37
DENMARK	15,00 - 30,00	2,68 - 5,36	25,00 - 50,00	4,47 - 8,94	10,00 - 18,00	1,79 - 3,22	10,00 - 20,00	1,79 - 3,58	10,00 - 15,00	1,79 - 2,68	8,00 - 10,00	1,43 - 1,79
FRANCE	NA	-	NA	-	3,00 - 4,00	4,00 - 5,33	2,10 - 2,40	2,80 - 3,20	NA	-	1,20 - 1,40	1,60 - 1,87
GERMANY	NA	-	NA	-	1,60	2,13	1,24	1,65	NA	-	1,00	1,33
ITALY	NA	-	NA	-	1,45 - 1,89	1,93 - 2,52	NA	-	NA	-	0,92 - 1,14	1,23 - 1,52
JAPAN	NA	-	NA	-	366,00	3,47	NA	-	NA	-	263,00	2,50
MALAYSIA	NA	-	NA	-	8,50	2,60	8,00	2,45	7,50	2,30	6,00	1,84
NORWAY	60,00 - 100,00	9,60 - 16,00	70,00 - 150,00	11,20 - 24,00	20,00	3,20	16,00	2,56	-	-	-	-
SPAIN	4,80	6,40	3,80	5,07	2,20	2,93	1,50	2,00	1,20	1,60	1,20	1,60
SWEDEN	25,00	3,68	20,40	3,00	19,23	2,83	12,90	1,90	NA	-	NA	-
SWITZERLAND	6,00 - 15,00	6,59 - 16,47	4,00 - 12,00	4,39 - 13,17	2,50 - 4,50	2,74 - 4,94	2,00 - 3,00	2,20 - 3,29	1,90	2,09	NA	NA
THAILAND	65,00 - 85,00	2,00 - 2,61	65,00 - 85,00	2,00 - 2,61	60,00 - 100,00	1,84 - 3,07	50,00 - 85,00	1,53 - 2,61	55,00 - 75,00	1,69 - 2,31	40,00 - 60,00	1,23 - 1,85
USA	NA	-	NA	-	4,61	4,61	3,44	3,44	NA	-	1,77	1,77

Tabla 15. Coste medio de instalación de sistemas solares fotovoltaicos en diferentes países

Tal como se ha indicado anteriormente, se observa que el precio para instalaciones ubicadas directamente sobre el terreno (como es el caso de la que se propone en este documento) en España es de aproximadamente 1,20 €/W de potencia instalada, precio que únicamente se rebaja en Italia y Alemania, que se sitúan en valores próximos a 1 €/W de potencia instalada. Estos datos evidencian que en España, así como en muchas otras regiones, la energía solar fotovoltaica se sitúa como una de las opciones que supone un menor coste a la hora de producir energía eléctrica.

Si se atiende únicamente al precio medio que tienen los paneles solares para cada país, también se observa que España presenta unos precios altamente competitivos con relación a otras zonas del mundo. Los datos se muestran en la tabla siguiente

COUNTRY	CURRENCY	LOCAL CURRENCY/W	USD/W
AUSTRALIA	AUD	0,8	0,7
AUSTRIA	EUR	0,6 - 0,67	0,8 - 0,9
CANADA	CAD	0,85	0,8
CHINA	CNY	3,75	0,61
DENMARK	DKK	4 - 9	0,7 - 1,6
FRANCE	EUR	0,55 - 0,65	0,7 - 0,9
GERMANY	EUR	0,59	0,8
ITALY	EUR	0,55	0,7
JAPAN	JPY	197	1,9
MALAYSIA	MYR	3	0,9
NORWAY	NOK	10,8	1,7
SPAIN	EUR	0,6	0,8
SWEDEN	SEK	8,15	1,2
SWITZERLAND	CHF	0,95	1
THAILAND	THB	39 - 53	1,2 - 1,6
USA	USD	0,76	0,76

Tabla 16. Coste medio de los paneles fotovoltaicos en diferentes países

España, en el año 2014, se situaba a la cabeza de los países con precios más bajos para los paneles fotovoltaicos, con un precio medio de 0,6 €/W de potencia instalada (0,8 USD/W), aunque aún presentaba una cierta distancia con China, donde el precio medio se situaba en 0,61 USD/W. Los precios españoles tienen una gran similitud a los de países de su entorno como son Francia y Alemania y quedan muy por debajo de otros como Noruega y Suecia, así como de Japón, que presenta los precios más elevados, que casi rozan los 2 USD/W de potencia instalada.

Otro aspecto a tener en cuenta a la hora de realizar una estimación del coste de instalación del sistema solar fotovoltaico es la evolución de los precios durante los últimos años. En la siguiente figura se muestra información relativa a dicha evolución.

Diseño integrado del funcionamiento de un bombeo de agua de gran potencia con una instalación solar fotovoltaica en el puerto de Catarroja (Valencia)

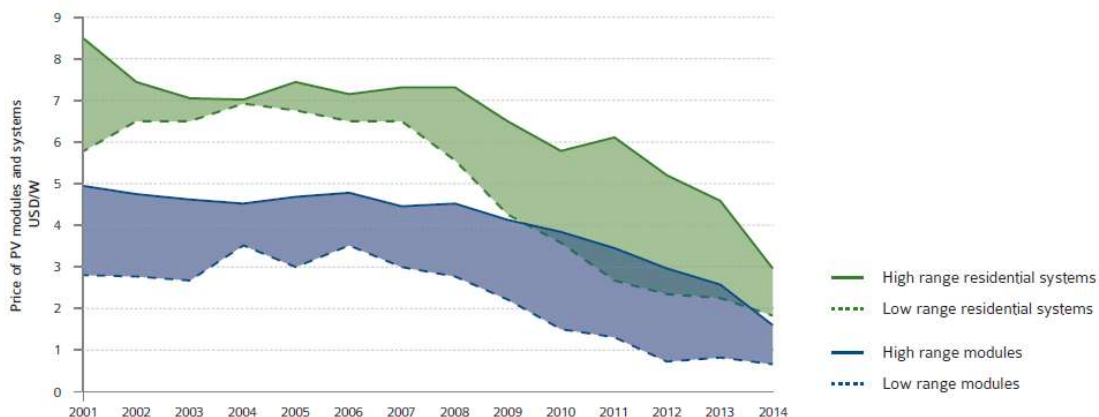


Figura 51. Evolución del precio de los paneles solares

A la vista de los datos que proporciona la AIE, se observa un continuado descenso en el precio de los paneles fotovoltaicos. En los primeros años del siglo XX(los paneles tenían precios altos, debido a que se trataba de una tecnología relativamente nueva y que aún debía desarrollarse para alcanzar niveles de competitividad con respecto a otros sistemas energéticos. Con el paso del tiempo, se han desarrollado sistemas con mayor rendimiento, tanto de producción como de operación, lo que ha provocado un descenso continuado hasta los precios existentes hoy día.

Teniendo en cuenta todos estos factores se debe proceder a la determinación del coste de la instalación que se tenderá en cuenta a la hora de realizar el estudio económico de la misma. En resumen, la información de que se dispone es la siguiente:

- en 2014 el precio medio de instalación en España era de aproximadamente 1,20 €/W de potencia instalada.
- En 2014 el precio medio de los paneles fotovoltaicos en España era de 0,6 €/W de potencia instalada.
- En los últimos años, el coste de los paneles ha descendido progresivamente, alcanzando en la actualidad los valores más bajos hasta la fecha.

Si se tiene en cuenta que el precio de los módulos solares fotovoltaicos está descendiendo progresivamente cabe esperar que desde 2014 este precio medio se haya reducido, motivado por las mejoras técnicas y de producción de los mismos, lo que supondría un ligero descenso en el precio final de la instalación. Por otro lado, hay que tener en cuenta el resto de los elementos que conforman la instalación, así como el montaje de la misma, es decir, los inversores, soportes, cableados, mano de obra, etc.. Así como se podía estimar un descenso en el coste de los paneles fotovoltaicos, este mismo descenso se puede asumir para el resto de costes asociados a la instalación, por motivos análogos, es decir, mejora de los procesos de producción de los distintos elementos, de los métodos de montaje que permitan alcanzar el mismo nivel de calidad pero con un tiempo menor reduciéndose el coste de la mano de obra, etc.

Diseño integrado del funcionamiento de un bombeo de agua de gran potencia con una instalación solar fotovoltaica en el puerto de Catarroja (Valencia)

Con todos estos datos en la mano se considera razonable estimar un coste de la instalación de 0,9 €/W de potencia instalado a la hora de realizar un estudio económico para determinar la viabilidad del proyecto.

6.2 Definición de las alternativas

Para el dimensionamiento de la instalación solar fotovoltaica se tienen en cuenta tres alternativas diferentes, además de la alternativa 0, que se corresponde con la situación actual. A continuación se describe brevemente cada una de estas alternativas.

- Alternativa 0: situación actual

La alternativa 0 se corresponde con la situación actual, es decir, no construir la instalación solar fotovoltaica. Esto supondría que el bombeo se abastecería únicamente con energía comprada directamente a la red eléctrica. Esta alternativa se tendrá en cuenta únicamente para estudiar los costes de funcionamiento actual del bombeo y para comprobar si se producen beneficios económicos al llevar a cabo la instalación.

- Alternativa 1: potencia máxima

En esta primera alternativa se dimensiona la instalación de tal manera que sea capaz de alcanzar la potencia pico anual requerida. De esta forma, la instalación debe tener una potencia de 640,54 kW, lo que se corresponde con la potencia real del bombeo que existe en la actualidad. Con este dimensionamiento se garantiza que la instalación alcanza el pico de potencia necesaria, correspondiente a un día medio de junio en torno a las 12:00 horas del mediodía, ya que en este mes la estación de bombeo debe funcionar durante las 24 horas del día.

- Alternativa 2: balance energético

En esta alternativa la instalación se dimensiona de tal manera que el balance energético anual sea nulo, es decir, que el volumen anual de energía comprada a la red eléctrica para que funcione el bombeo sea igual que el volumen anual de energía vertido a la red. Este volumen se corresponde con el excedente de energía producida en la instalación solar fotovoltaica que no se emplea para el funcionamiento de la estación de bombeo.

- Alternativa 3: autoabastecimiento

En esta última alternativa la instalación solar se dimensiona de modo que sea capaz de producir toda la energía necesaria para bombear la totalidad del volumen de agua anual requerida. Esto se traduce en que no sería necesario comprar energía a la red eléctrica y que además, los vertidos de energía excedentes de la instalación solar aumentarían considerablemente.

6.3 Alternativa 1: potencia máxima

Como se ha indicado en el epígrafe 6.1 esta primera alternativa consiste en realizar un dimensionamiento de la instalación que permita que sea capaz de alcanzar la potencia pico anual requerida, es decir, que sea capaz de autoabastecerse en el instante de máxima demanda anual. Este hecho supone que la instalación solar fotovoltaica debe tener una potencia de 640,54 kW que se corresponde con la potencia real del bombeo que existe en la actualidad. El resultado que tendría la utilización de esta alternativa es que en ciertos momentos será necesario adquirir energía de la red eléctrica y en otros momentos se podrá inyectar el excedente que no se utilice en el funcionamiento de la estación de bombeo.

Teniendo en cuenta este dato de potencia necesaria que debe ser capaz de suministrar la instalación y los criterios de dimensionamiento vistos anteriormente, se establece que se deberían disponer 3.340 paneles solares, que se dispondrían en 167 líneas situadas en paralelo, conectándose 20 paneles en serie en cada una de ellas. Todas las líneas irían conectadas a un único inversor modelo AEG Protect PV.880.

A continuación se presentan los resultados obtenidos al dimensionar la instalación para esta primera alternativa

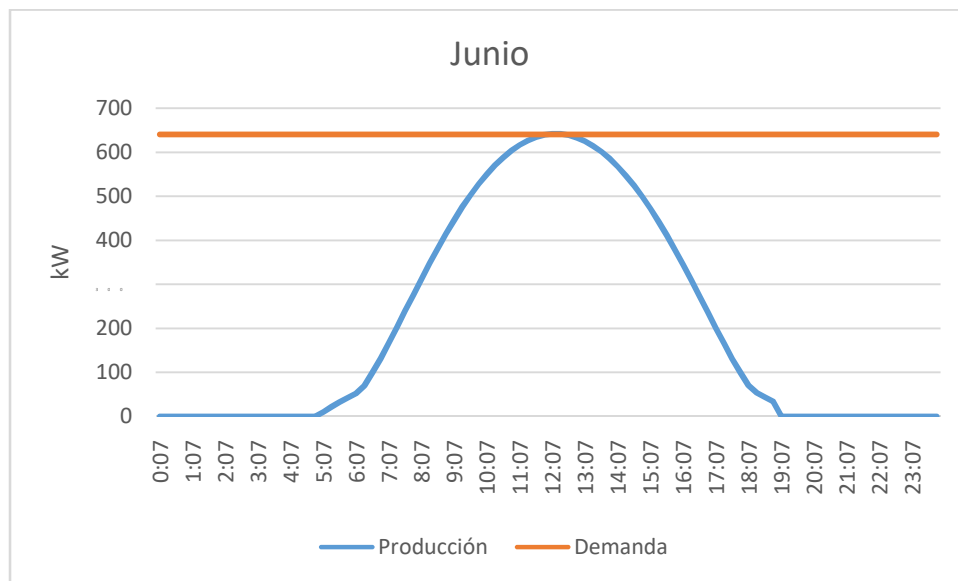


Figura 52. Ajuste producción-demanda para el mes de junio (Alternativa 1)

En esta primera gráfica se muestra el ajuste producción-demanda para el mes de junio. Se puede observar que se cumple la premisa utilizada para dimensionar la instalación, que dice que se alcanza la potencia pico anual. Para un día medio del mes de junio, en torno al medio día, la producción generada en la instalación es igual a la demanda requerida, que en el caso del mes de junio (época del año con mayor demanda energética) es constante a lo largo de todo el día, ya que como se indicó en el epígrafe relativo a la demanda de energía, el bombeo debe funcionar a su máximo rendimiento durante las 24 horas del día.

Además, se observa que durante el resto del día, la producción se encuentra por debajo de la demanda, debido a la menor potencia proporcionada por el sol, que permite generar una menor cantidad de energía. Como consecuencia, durante los meses de mayor demanda de energía se deberá comprar energía a la red eléctrica prácticamente durante todo el día.

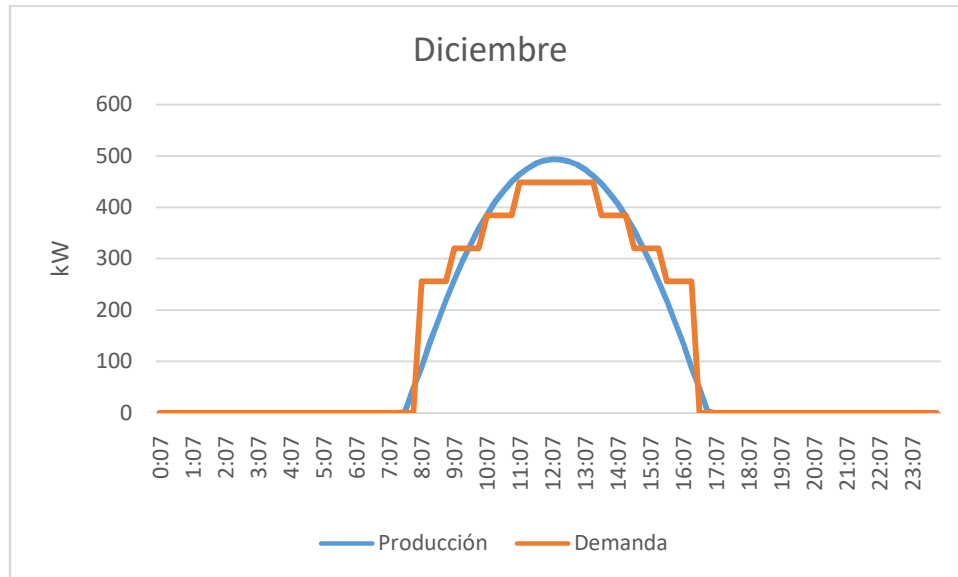


Figura 53. Ajuste producción-demanda para el mes de diciembre (Alternativa 1)

En la figura anterior se vuelve a mostrar el ajuste producción-demanda, pero en este caso para el mes de diciembre. La demanda de agua es menor, lo que provoca que la demanda energética también disminuya. De esta forma, la estación de bombeo únicamente deberá estar operativa durante una parte del día y no tendrá porqué funcionar a su potencia máxima. Por este motivo y con el fin de intentar ajustar de una manera correcta la curva de demanda a la producción, se emplea un variador de frecuencia en las bombas, lo que justifica los escalones que presenta la curva de color naranja. Así se consigue un mayor aprovechamiento de energía generada por la instalación solar fotovoltaica. En este caso, hay momentos del día en los que la energía producida es mayor que la demandada, por lo que se produce un vertido del excedente a la red (horas centrales del día) y en otros momentos sigue siendo necesario comprar energía a la red de distribución (horas más próximas a la salida y puesta de sol).

Por otro lado, se observa también que el pico de potencia generada para el mes de diciembre se sitúa en torno a los 500 kW en lugar de los 640 kW que se podían generar en junio. Esto es debido al menor número de horas de sol diarias y a la menor energía proporcionada por el sol, debido a su situación relativa con respecto a la Tierra.

Diseño integrado del funcionamiento de un bombeo de agua de gran potencia con una instalación solar fotovoltaica en el puerto de Catarroja (Valencia)

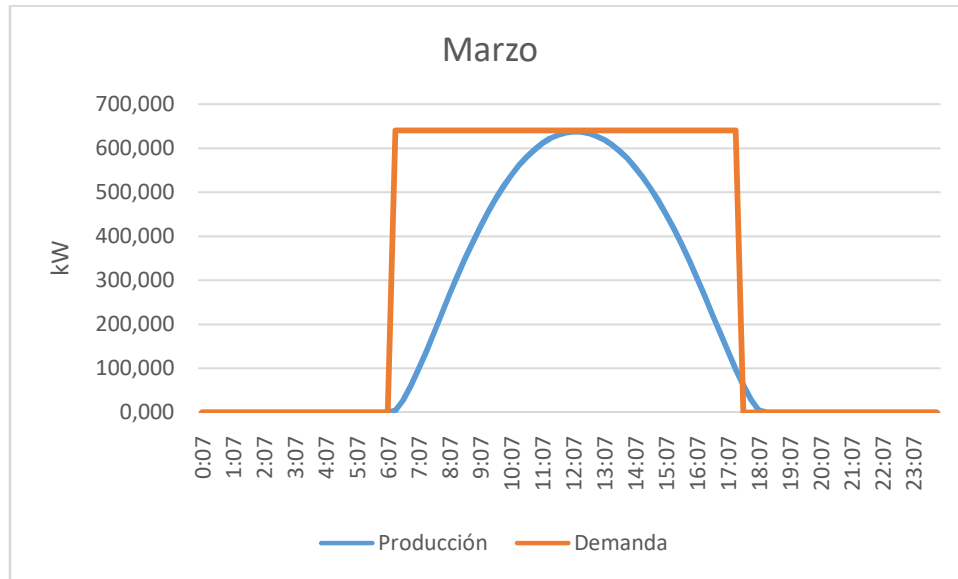


Figura 54. Ajuste producción-demanda para el mes de marzo (Alternativa 1)

La situación intermedia entre las dos anteriores es la que se da en el mes de marzo. La potencia pico de producción es prácticamente la misma que en el mes de junio pero la producción de energía se realiza durante menos horas al día. La demanda también es menor que en los meses de verano, por lo que las bombas no funcionan durante todo el día. Uno de los aspectos más significativos de la situación que se presenta en el mes de marzo es que, a pesar de que no se debe bombear a lo largo de todo el día, no se regula la curva de demandas para conseguir un mejor ajuste con la de producción. Esto es debido a que la demanda diaria total es considerablemente mayor a la producción diaria total y por este motivo no se puede conseguir un mejor ajuste, por lo que se mantiene la estación de bombeo funcionando a su máxima potencia. En este caso también es necesario comprar energía a la red de distribución prácticamente durante todo el tiempo en que funcionan las bombas.

Mes	Autoconsumo	Vertido	Compra
Enero	0,05	0,05	0,00
Febrero	0,08	0,03	0,00
Marzo	0,14	0,00	0,08
Abril	0,14	0,01	0,05
Mayo	0,15	0,00	0,13
Junio	0,15	0,00	0,31
Julio	0,16	0,00	0,30
Agosto	0,15	0,00	0,31
Septiembre	0,14	0,00	0,23
Octubre	0,13	0,00	0,11
Noviembre	0,05	0,05	0,00
Diciembre	0,09	0,01	0,01
Año	1,42	0,15	1,53

Tabla 17. Datos de autoconsumo, vertido y compra (GW) para la Alternativa 1

En la tabla se muestran los valores de autoconsumo, vertido a la red y compra de la red medidos en GW para cada mes del año, así como la suma total. Se observa que en el global anual los valores de autoconsumo y de compra son muy similares mientras que el de vertido es muy inferior a ellos. Esto indica que esta alternativa permite que la instalación solar fotovoltaica abastezca algo menos de la mitad de la energía necesaria para el funcionamiento de la estación de bombeo, debiéndose comprar el resto a la red de distribución y que existe poco excedente de energía que no es aprovechado para hacer funcionar el bombeo y que es vertido a la red, lo que indica que la instalación solar no se encuentra sobredimensionada.

A continuación se muestran los mismos datos de forma gráfica

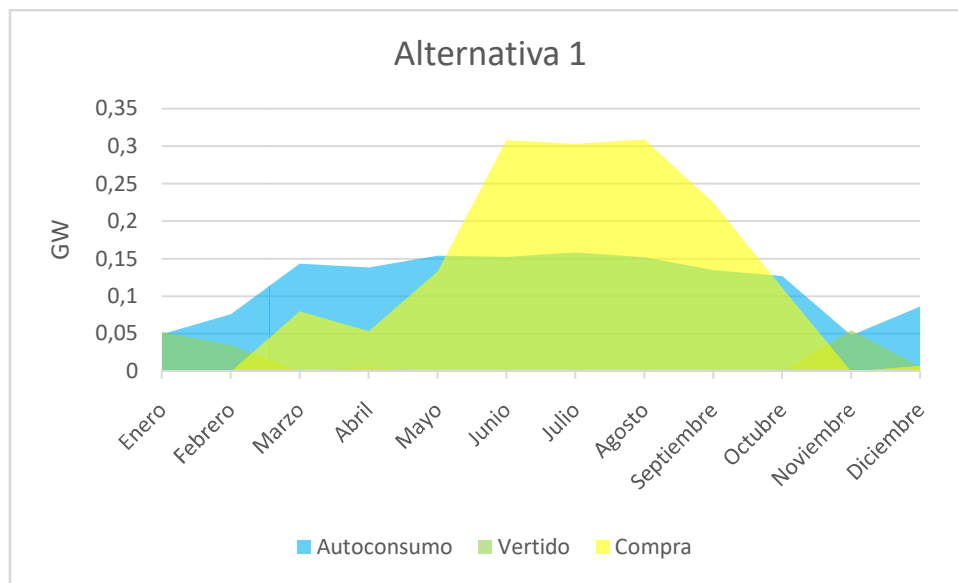


Figura 55. Datos de autoconsumo, vertido y compra (GW) para la Alternativa 1

Esta primera alternativa, así como las dos restantes que se desarrollan a continuación, se han calculado teniendo en cuenta una inclinación de los módulos fotovoltaicos de 36° con respecto a la horizontal del terreno. Como se comentó anteriormente este ángulo se corresponde con el óptimo anual, que es el ángulo que permite que el volumen total de energía generado a lo largo del año sea máximo. Esto implica que podrían existir otros ángulos que supusieran mayores producciones en determinados momentos del año.

Para tratar de aprovechar este factor, se realiza un dimensionamiento de esta misma alternativa (es decir, se dimensiona la instalación solar fotovoltaica para que sea capaz de alcanzar una producción igual al pico de potencia demandada anual) dando a los paneles una inclinación menor a la óptima anual, ya que de esta forma se consigue que la producción en los meses de verano aumente, pudiéndose generar mayor cantidad de energía durante los meses de mayor demanda y en los que la estación de bombeo debe funcionar durante un mayor número de horas diarias. Por el contrario, en los meses de invierno, la producción se verá reducida ya que para estos meses el ángulo óptimo de inclinación de los módulos con respecto a la horizontal es mayor que el óptimo anual.

El ángulo de inclinación de los módulos fotovoltaicos que se emplea para dimensionar esta nueva alternativa (en adelante Alternativa 1b) es de 20° con respecto a la horizontal. De esta forma, la instalación estaría formada por 3.220 paneles solares dispuestos en 161 líneas conectadas en paralelo, cada una de ellas formada por 20 paneles en serie. Al igual que en el caso anterior, todos los paneles irían conectados a un único inversor modelo AEG Protect PV.880. Con esta alternativa se reduciría en 120 el número de paneles instalados.

Los resultados obtenidos se muestran a continuación.

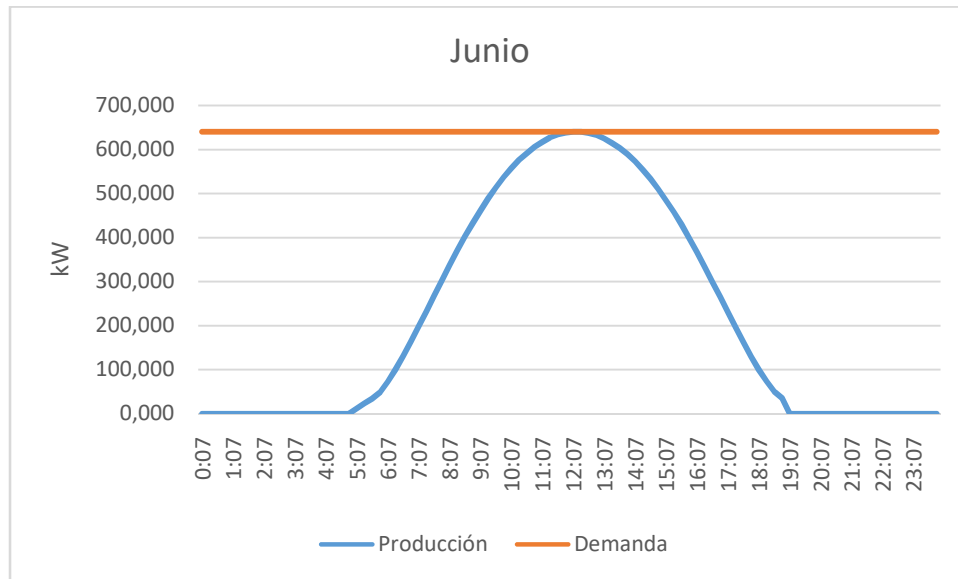


Figura 56. Ajuste producción-demanda para el mes de junio (Alternativa 1b)

En esta gráfica se muestra el ajuste producción-demanda para el mes de junio. Se observa que el resultado obtenido es muy similar al de la alternativa 1, con una potencia pico producida igual a 640,54 kW. La principal diferencia entre ambas es que la anchura de la campana que forma la recta de producción es mayor, no en su base ya que en ambos casos las horas de sol a lo largo del día son las mismas (horas en que se puede producir energía) pero sí en la parte superior, ya que en las horas centrales del día la producción en esta variación de la alternativa es ligeramente mayor que en la anterior. Esta circunstancia se podrá apreciar con mayor claridad atendiendo a los datos numéricos de producciones a lo largo del año.

Todo lo contrario ocurre en el mes de diciembre, que se muestra en la figura siguiente. Mientras que en la Alternativa 1 el pico de potencia producida para un día medio de este mes se situaba próximo a los 500 kW, ahora se sitúa ligeramente por encima de las 400 kW. Este hecho corrobora lo indicado anteriormente en relación al ángulo de inclinación óptimo para los meses de invierno, que es mayor que el óptimo anual. Otro factor que demuestra una menor producción en los meses de invierno en esta alternativa frente a la anterior puede apreciarse a simple vista ya que siendo las curvas de demanda idénticas para ambos casos, en la Alternativa 1b la curva de producción (azul) queda en todo momento por debajo de la curva de demanda (naranja) mientras

que en la Alternativa 1 la curva que quedaba por encima variaba en función del momento del día.

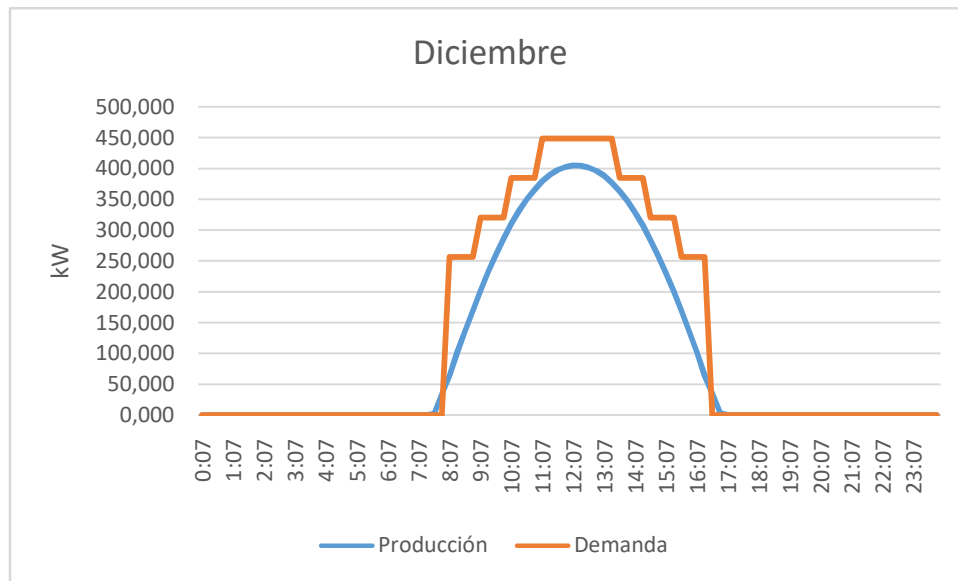


Figura 57. Ajuste producción-demanda para el mes de diciembre (Alternativa 1b)

las situaciones intermedias entre estos dos meses muestran resultados que en unos casos son ventajosos con respecto a la Alternativa 1, ya que se consiguen producciones algo mayores y en otros casos las producciones quedan muy por debajo de las que se dan en la Alternativa 1, sobre todo en los meses de invierno. Para poder comparar realmente las dos alternativas es necesario recurrir al conjunto de los datos anuales.

Por último se muestran numérica y gráficamente los valores de autoconsumo, vertido y compra a la red que se obtienen con esta alternativa.

Mes	Autoconsumo	Vertido	Compra
Enero	0,05	0,03	0,00
Febrero	0,08	0,02	0,00
Marzo	0,13	0,00	0,09
Abril	0,14	0,00	0,05
Mayo	0,16	0,00	0,13
Junio	0,16	0,00	0,30
Julio	0,16	0,00	0,30
Agosto	0,15	0,00	0,31
Septiembre	0,13	0,00	0,23
Octubre	0,11	0,00	0,13
Noviembre	0,05	0,04	0,00
Diciembre	0,07	0,00	0,02
Año	1,38	0,09	1,57

Tabla 18. Datos de autoconsumo, vertido y compra (GW) para la Alternativa 1b)

En lo relativo a los resultados numéricos, basta con comparar los resultados totales anuales para observar una importante diferencia entre ambas alternativas: con las

placas inclinadas 36º con respecto a la horizontal (Alternativa 1) se obtienen globales anuales de autoconsumo y vertido mayores que con una inclinación de 20º (Alternativa 1b), siendo en este último caso los valores globales anuales de compra de energía a la red de distribución mayores que en el primero. Esto nos indica que a priori la Alternativa 1 parece más viable desde el punto de vista económico, ya que con ella la instalación se autoabastece con mayor cantidad de energía, lo que reduce el gasto en compra y además es capaz de producir un mayor vertido de energía a la red, con los consiguientes ingresos que ello supone. Por el contrario, la Alternativa 1b requiere de 120 módulos fotovoltaicos menos, lo que supone una reducción de costes de instalación. Para saber con certeza cuál de estas dos alternativas es más viable será necesario recurrir a un análisis económico, que se realizará conjuntamente con las otras dos alternativas restantes.

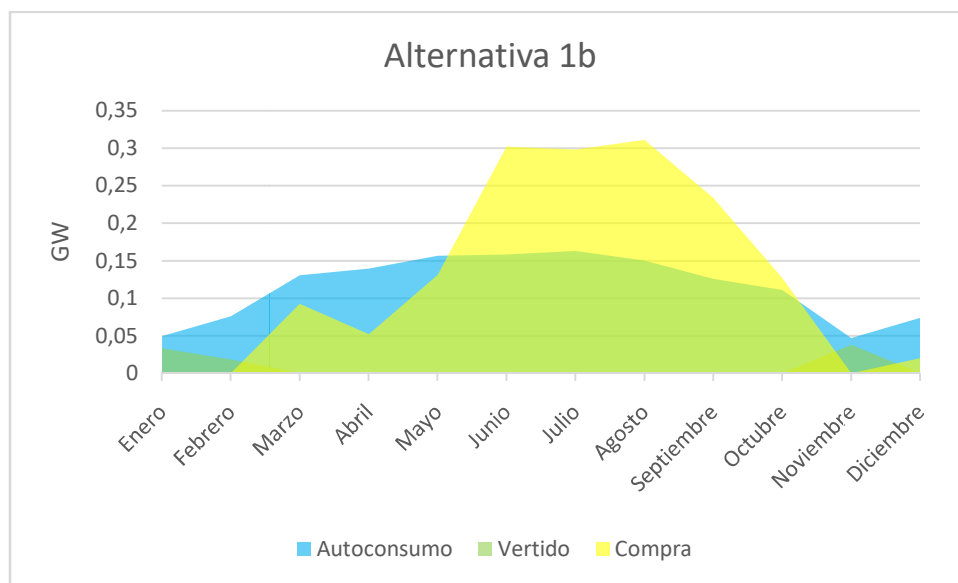


Figura 58. Datos de autoconsumo, vertido y compra (GW) para la Alternativa 1b

Atendiendo a los resultados gráficos, a simple vista se puede ver que las dos gráficas tienen un aspecto similar, siendo necesaria la compra principalmente en los meses centrales del año y presentando valores altos con respecto al autoconsumo y el vertido de energía a la red. Además, en ambos casos el vertido se produce únicamente en los meses de invierno, aunque en la Alternativa 1b este vertido tiene unos valores algo inferiores. Los valores de autoconsumo siguen una tendencia similar, con los meses veraniegos teniendo valores mayores y los primeros y últimos meses del año quedando por debajo de ellos. La principal diferencia es el pico que presenta la Alternativa 1 en el mes de marzo, que no aparece en la Alternativa 1b.

6.4 Alternativa 2: balance energético

Esta segunda alternativa se dimensiona de tal forma que el balance energético anual entre energía comprada a la red de distribución y energía vertida a ella sea nulo. Esto no significa que el volumen de energía producida en la instalación sea igual que el comprado a la red de distribución, ya que el primero de ellos tiene en cuenta la energía consumida por la estación de bombeo y el excedente que no es utilizado en impulsar agua que es vertido a la red, por lo que en el global anual la potencia generada en la instalación solar será mayor que la comprada a la red.

Teniendo en cuenta este factor se sabe que la potencia pico que debe ser capaz de suministrar la instalación solar fotovoltaica debe ser considerablemente mayor que en la Alternativa 1. Sabiendo esto y realizando los cálculos necesarios hasta conseguir que el balance energético anual sea nulo, se determina que se deberían disponer 6.260 paneles solares, que se dispondrían en 313 líneas situadas en paralelo, conectándose 20 paneles en serie en cada una de ellas, conectadas a partes iguales a 2 inversores modelo AEG Protect PV.880. Para esta alternativa el número de módulos fotovoltaicos necesarios aumenta considerablemente, además de ser necesario colocar dos inversores debido a los voltajes e intensidades máximas que pueden soportar estos equipos. Con este dimensionamiento, la potencia equipada con que contaría la instalación asciende a 1.220,33 kW.

A continuación se muestran los resultados obtenidos para la Alternativa 2

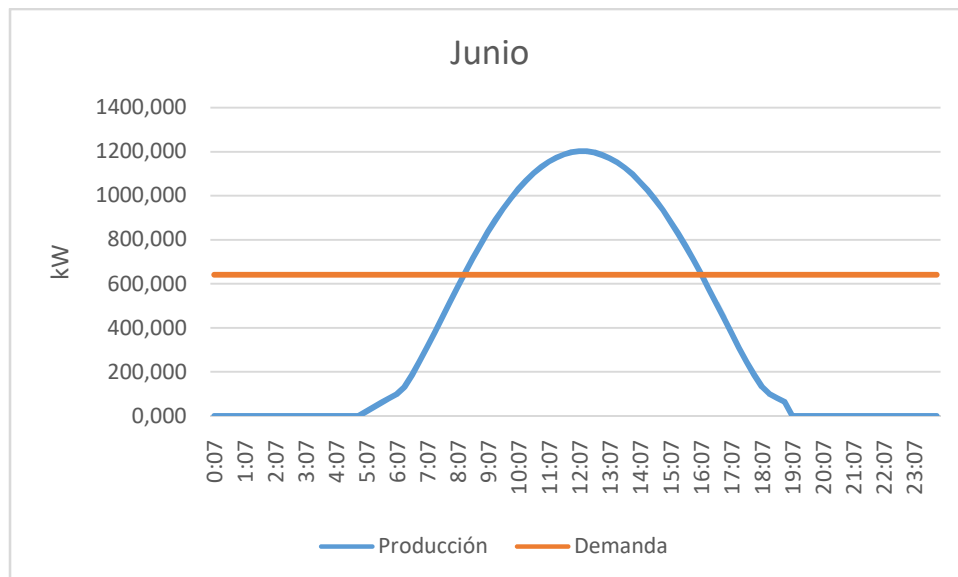


Figura 59. Ajuste producción-demanda para el mes de junio (Alternativa 2)

La figura superior muestra el ajuste producción-demanda en un día medio del mes de junio. Se puede ver que con esta alternativa la potencia pico se encuentra en torno a 1200 kW, casi duplicando la que se daba en la Alternativa 1. La consecuencia principal es que en los meses de máxima demanda durante los que el bombeo debe funcionar las 24 horas del día, la instalación fotovoltaica es capaz de generar un excedente de

energía durante las horas centrales del día que puede ser vertido a la red. Obviamente, a pesar de este aumento de potencia instalada será necesario comprar energía a la red de distribución en otros momentos del día, ya que la ausencia de sol o la menor cantidad de energía proporcionada por él en determinados momentos no permite alcanzar la cantidad de energía demandada para el funcionamiento de las bombas.

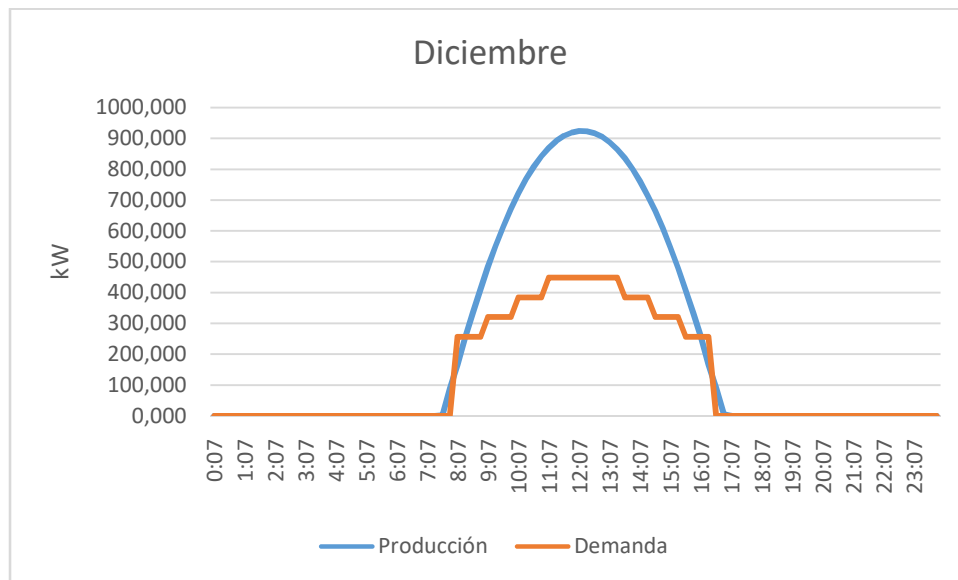


Figura 60. Ajuste producción-demanda para el mes de diciembre (Alternativa 2)

En la segunda figura se muestra la curva ajustada producción-demanda para el caso del mes de diciembre. Llama la atención que prácticamente durante todo el tiempo en que está funcionando la estación de bombeo la instalación produce una mayor cantidad de energía y es capaz de verter a la red de distribución. En este caso se podría conseguir esto durante todo el día, pero se ha utilizado la misma regulación de frecuencia de las bombas que en la Alternativa 1, por lo que existen breves periodos de tiempo a la salida y puesta de sol en que si que sería necesario comprar energía a la red, ya que la curva de producción queda por debajo de la de demanda.

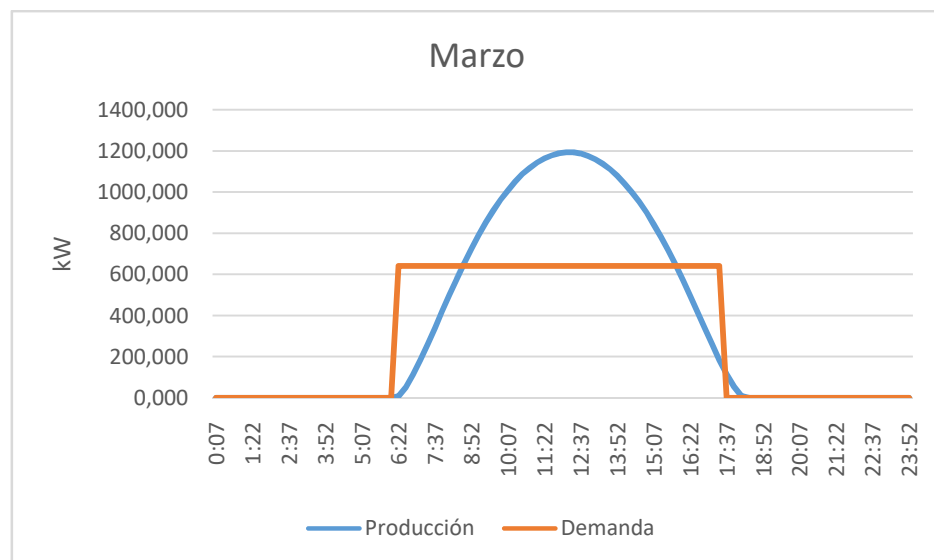


Figura 61. Ajuste producción-demanda para el mes de marzo (Alternativa 2)

En el caso del mes de marzo ocurre lo mismo que en el mes de junio, en las horas centrales del día se produce más energía de la necesaria para hacer funcionar el bombeo mientras que en el resto de horas en que se encuentra funcionando la demanda es mayor que la producción. Cuando deja de funcionar el bombeo existe un periodo de tiempo en que se sigue produciendo energía, que se vierte íntegramente a la red de distribución.

Una vez vistos los tres casos más representativos cabe destacar que dimensionando la instalación para esta alternativa el pico de potencia en el mes de diciembre (el más desfavorable del año) es mayor que para el mes más favorable en la Alternativa 1 (mes de junio).

Mes	Autoconsumo	Vertido	Compra
Enero	0,05	0,14	0,00
Febrero	0,08	0,13	0,00
Marzo	0,19	0,08	0,04
Abril	0,16	0,11	0,03
Mayo	0,20	0,08	0,08
Junio	0,20	0,09	0,26
Julio	0,21	0,09	0,26
Agosto	0,20	0,09	0,26
Septiembre	0,18	0,07	0,18
Octubre	0,18	0,06	0,06
Noviembre	0,05	0,14	0,00
Diciembre	0,09	0,08	0,00
Año	1,78	1,18	1,18

Tabla 19. Datos de autoconsumo, vertido y compra (GW) para la Alternativa 2

En esta tabla se muestran los valores mensuales y el total anual de autoconsumo, vertido y compra de energía a la red de distribución para la Alternativa 2. Se puede ver que se cumple la premisa empleada para dimensionar la instalación, ya que tanto el vertido como la compra de energía a la red tienen un valor anual de 1,18 GW, siendo el balance energético entre la instalación y la red nulo.

Por otro lado, al contrario de lo que sucedía en la Alternativa 1, el volumen de energía autoconsumida por la estación de bombeo se sitúa por encima de la cantidad de energía comprada a la red. Este hecho supondrá un importante ahorro económico y se debe estudiar si es capaz de contrarrestar el incremento en el coste de instalación que supone casi duplicar el número de módulos fotovoltaicos y la instalación de un inversor adicional.

Para finalizar la presentación de datos relativos a la Alternativa 2 se muestran gráficamente los datos mostrados en la tabla superior.

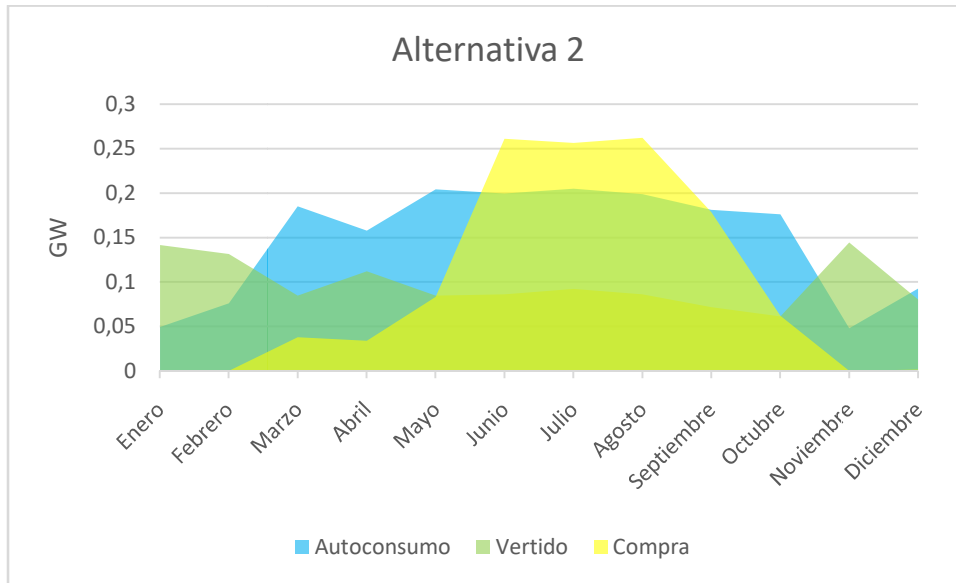


Figura 62. Datos de autoconsumo, vertido y compra (GW) para la Alternativa 2

En este caso se puede ver como durante todo el año existe vertido a la red, incluso en algunos meses es el valor más alto de las tres variables estudiadas. Al igual que ocurría en la Alternativa 1, la compra de energía toma valores muy importantes en los meses de mayor demanda, pero en este caso existen 4 meses en los que es prácticamente despreciable o incluso nula. En cuanto a la energía autoconsumida en el sistema tiene gran importancia, ya que supone gran parte de la energía anual empleada para hacer funcionar la estación de bombeo y durante gran parte del año sus valores se sitúan por encima de los de energía comprada a la red.

6.5 Alternativa 3: autoabastecimiento

En esta última alternativa se plantea una solución mediante la cual la instalación solar fotovoltaica sería autosuficiente para abastecer a la estación de bombeo, es decir, la instalación sería capaz de producir toda la energía necesaria para bombear la totalidad del volumen de agua anual demandado. Como consecuencia, no sería necesario comprar energía a la red de distribución y se producirían grandes excedentes de energía que no serían utilizados para hacer funcionar las bombas y que se verterían a la red. Para ello, sería necesario incrementar en gran medida las dimensiones de la instalación solar fotovoltaica.

Además del aumento considerable en las dimensiones de la instalación, se debe tener en cuenta que el bombeo actual está diseñado para cubrir la demanda necesaria funcionando durante todo el día en los meses de máxima demanda, por lo que manteniendo el bombeo tal y como está actualmente es imposible llevar a cabo lo propuesto en esta alternativa. Por este motivo, sería necesario modificar el diseño hidráulico del bombeo para que sea capaz de bombear un mayor caudal durante las horas de sol, en las que la instalación solar es capaz de producir energía, ya que en los periodos en que no hay luz solar la estación de bombeo no puede estar operativa.

La modificación del diseño hidráulico del bombeo consiste en la instalación de un mayor número de bombas, así como la construcción de nuevas tuberías a la salida de la estación de bombeo para que fuera posible transportar todo el volumen de agua bombeado hasta la Acequia Real del Júcar. Para poder cubrir la demanda de los meses de verano sería necesario triplicar el caudal bombeado, por lo que sería necesario instalar 6 nuevas bombas, siendo la potencia instalada de 1921,6 kW y la construcción de dos tuberías iguales a la ya existente y con un trazado paralelo a ella.

Teniendo en cuenta la nueva potencia que debe tener la instalación y modificando el patrón de frecuencia de las bombas para ajustarlo a la producción y que de esta forma la producción siempre sea superior a la energía demandada por la estación, se obtiene, teniendo en cuenta los criterios de dimensionamiento, que en la instalación solar fotovoltaica se deberían disponer 12.420 paneles solares, que se dispondrían en 621 líneas situadas en paralelo, conectándose 20 paneles en serie en cada una de ellas. Para poder conectar todos los paneles solares necesarios habría que disponer de 4 inversores modelo AEG Protect PV.880. Se comprueba que, tal como se había mencionado anteriormente, para esta alternativa las dimensiones de la instalación aumentan considerablemente.

A continuación se muestran los resultados obtenidos dimensionando la instalación para el caso de la Alternativa 3.

Diseño integrado del funcionamiento de un bombeo de agua de gran potencia con una instalación solar fotovoltaica en el puerto de Catarroja (Valencia)

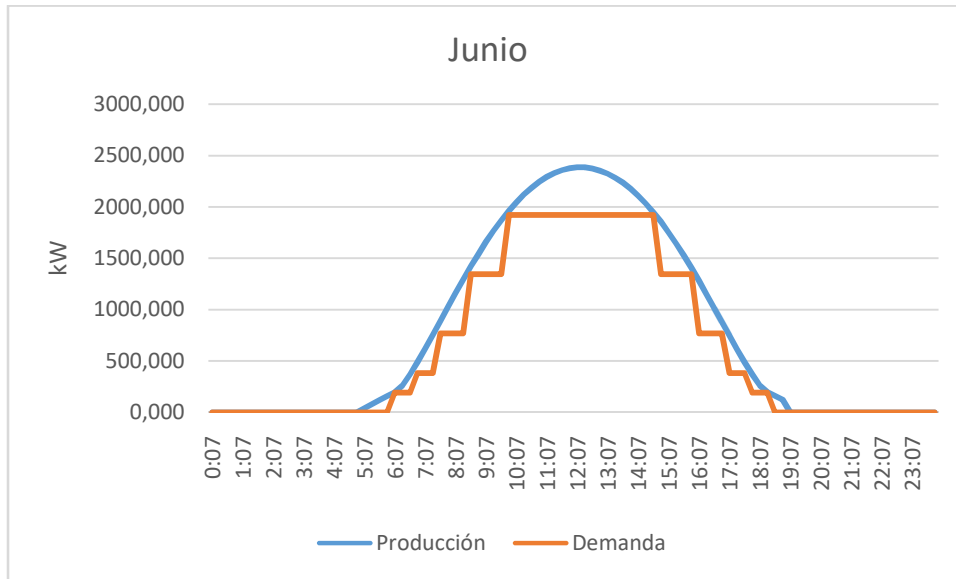


Figura 63. Ajuste producción-demanda para el mes de junio (Alternativa 1)

En la primera figura se muestra el ajuste producción-demanda para el mes de junio. Se observa que en todo momento la recta de producción (azul) se encuentra por encima de la de demanda (naranja), tal como exige la condición de dimensionamiento de esta alternativa, produciéndose en todo momento energía suficiente para hacer funcionar el bombeo y vertiéndose el excedente a la red de distribución. El pico de potencia generada se encuentra próximo a los 2400 kW, frente a los 640 kW de la Alternativa 1, lo que evidencia un gran sobredimensionamiento de esta alternativa. Como se indicaba anteriormente, para esta alternativa se ha escalonado la curva de demanda de forma distinta a las dos anteriores con la finalidad de conseguir un mejor ajuste.

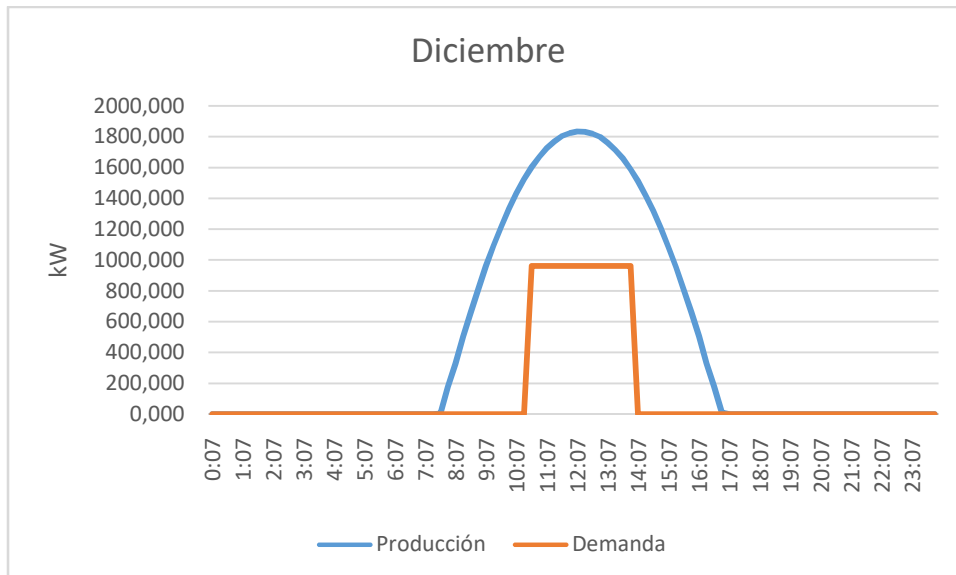


Figura 64. Ajuste producción-demanda para el mes de diciembre (Alternativa 3)

En el mes de diciembre el pico de potencia máximo se sitúa por encima de 1800 kW, casi triplicando la potencia instalada en la Alternativa 1. Además, al contrario de lo que sucedía en las alternativas anteriores, se puede regular la demanda en un único

escalón en los meses de invierno, funcionando las bombas al 50% de su potencia máxima, proporcionándose toda la energía necesaria a las mismas para bombear el volumen de agua demandado para esta época del año.

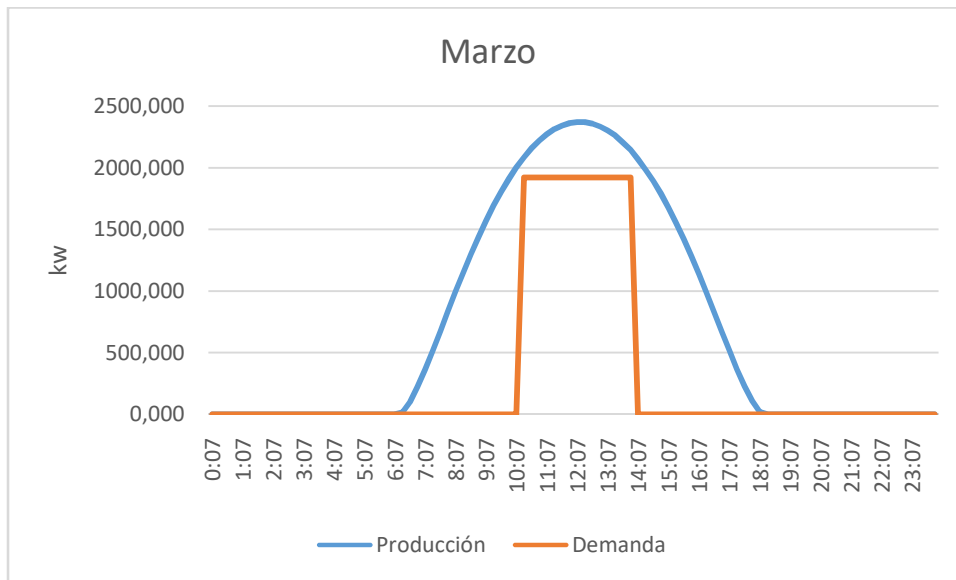


Figura 65. Ajuste producción-demanda para el mes de marzo (Alternativa 3)

En esta alternativa la instalación tiene tales dimensiones que es capaz de producir toda la energía necesaria para el mes de marzo funcionando la estación de bombeo a pleno rendimiento durante un reducido número de horas al día. Este hecho supone que durante buena parte del día la producción de la instalación solar fotovoltaica se vierte directamente a la red de distribución, ya que no existe demanda.

A continuación se muestran numérica y gráficamente los datos de autoconsumo, vertido y compra a la red de cada mes y del total anual para la Alternativa 3.

Mes	Autoconsumo	Vertido	Compra
Enero	0,06	0,32	0,00
Febrero	0,08	0,33	0,00
Marzo	0,22	0,31	0,00
Abril	0,20	0,34	0,00
Mayo	0,30	0,28	0,00
Junio	0,46	0,11	0,00
Julio	0,46	0,13	0,00
Agosto	0,46	0,11	0,00
Septiembre	0,37	0,13	0,00
Octubre	0,24	0,23	0,00
Noviembre	0,06	0,32	0,00
Diciembre	0,10	0,24	0,00
Año	3,02	2,85	0,00

Tabla 20. Datos de autoconsumo, vertido y compra (GW) para la Alternativa 3

Tal como se indicaba en el criterio de dimensionamiento de esta última alternativa, la compra de energía a la red es nula, ya que la instalación fotovoltaica es capaz de abastecer por completo las necesidades de la estación de bombeo. Además, se puede ver que los valores de vertido son muy elevados, ya que las grandes dimensiones de la instalación permiten que se puedan entregar grandes cantidades de energía a la red de distribución. El ahorro económico que supone el no tener que comprar energía a la red junto con los ingresos que producirá la venta de grandes cantidades de energía pueden suponer una importante ventaja de esta alternativa con respecto a las anteriores. En el posterior estudio económico se comprobará la viabilidad de la alternativa, ya que su instalación supondrá un importante.

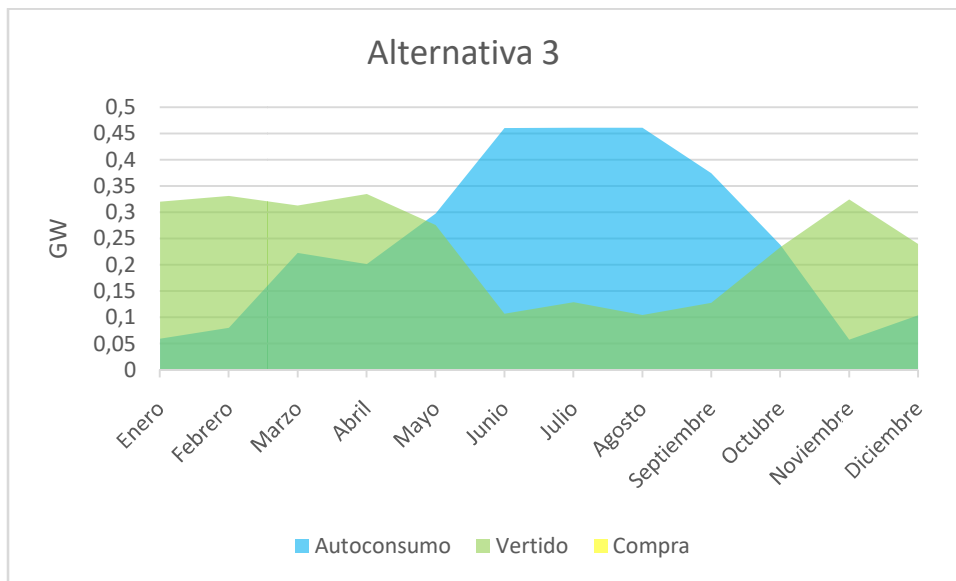


Figura 66. Datos de autoconsumo, vertido y compra (GW) para la Alternativa 3

Por último se muestran gráficamente los datos recogidos en la tabla anterior. Se puede ver que los valores tanto los valores de autoconsumo como los de vertido toman valores elevados durante todo el año. En los meses de máxima demanda los valores de autoconsumo se sitúan por encima, ya que aunque la producción es mayor (ya que se corresponden con los meses de verano) gran parte de la energía generada se destina a mantener en funcionamiento la estación de bombeo. En los meses de menor demanda se da el caso contrario, ya que por lo general se puede verter más energía de la necesaria para hacer funcionar las bombas. Además, se observa que no existen valores de compra a la red, tal como indicaba la premisa en que se basa el dimensionamiento de esta alternativa.

6.6 Estudio comparativo de alternativas

Una vez descritas las alternativas planteadas para la instalación solar fotovoltaica es necesario realizar una comparación entre ellas para determinar cuál es la más conveniente. Para esta determinación se podría recurrir a una gran variedad de criterios pero en este caso se atenderá al criterio económico, ya que esta es la causa de que la estación de bombeo junto a la que se instalará el sistema fotovoltaico no se encuentre en funcionamiento en estos momentos. Hay que recordar que en el capítulo dedicado a la descripción de la situación actual se citaba la economía como causa del no funcionamiento de la estación de bombeo y se decía que se iba a estudiar la posibilidad de instalar un sistema fotovoltaico que generase energía para ponerla en funcionamiento y de esta forma intentar reducir los costes derivados de ello.

Este análisis se basará en la realización de un estudio económico de cada una de las alternativas, en el que se valorarán parámetros como el VAN, el TIR o el Payback (ECONOPEDIA, 2017) para posteriormente compararlos entre ellos y ver cuál de las tres alternativas es la más viable desde el punto de vista económico, lo que determinará cuál es la alternativa que finalmente se plantea para la ejecución del sistema solar fotovoltaico estudiado.

Antes de proceder al estudio económico de las tres alternativas es necesario definir los parámetros que se van a analizar en él e indicar el significado de los resultados que se pueden obtener de ellos para de esta forma conocer los criterios que se deben seguir para seleccionar la alternativa más adecuada.

El Valor Actualizado Neto (VAN) es un criterio de inversión que tiene por finalidad el conocer cuánto se va a ganar o perder al realizar una inversión mediante la actualización de cobros y pagos del proyecto objeto de estudio. Para ello se traen todos los flujos de caja al momento presente descontándolos a un tipo de interés determinado. Como idea general, el VAN va a expresar la rentabilidad de un proyecto en términos absolutos netos, o lo que es lo mismo, en número de unidades monetarias (en este caso se emplea el euro). Si se aplica este criterio para distintas alternativas se podrá conocer con cuál de ellas se obtendrá una mayor ganancia o pérdida de dinero.

La expresión utilizada para el cálculo del VAN es la siguiente.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t}$$

Donde:

I_0 es la inversión inicial

F_t son los flujos de caja en cada periodo t

k es el tasa de descuento o el tipo de interés que tiene la inversión

Al analizar este indicador económico se pueden dar tres situaciones posibles

- $VAN > 0$ → el valor actualizado de los cobros y pagos futuros de la inversión generará ganancias aplicando la tasa de descuento escogida
- $VAN = 0$ → la realización del proyecto es indiferente, ya que la inversión no genera ganancias ni pérdidas
- $VAN < 0$ → el proyecto genera pérdidas, por lo que la inversión no es viable y se debe rechazar

El segundo parámetro que se tendrá en cuenta en el estudio es la Tasa Interna de Retorno (TIR). Se trata de la tasa de rentabilidad que ofrece una inversión, es decir, el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá la inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto. Dicho de otro modo, para un determinado proyecto el TIR es la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero. Este indicador proporciona una medida relativa de la rentabilidad, ya que se expresa en tanto por ciento.

A la hora de analizar la viabilidad económica de una inversión se busca un TIR alto, ya que siempre que la tasa de descuento que se exige a la inversión (k) se encuentre por debajo de la Tasa Interna de Retorno, la inversión generará ganancias y por tanto será más favorable. La consecuencia que tiene esto es que la mejor inversión no será siempre la que proporcione un mayor VAN, si no que habrá que también habrá que tener en cuenta el TIR para tomar esta decisión.

El otro indicador que se va a tener en cuenta es el Payback (o plazo de recuperación en castellano) que se define como el periodo de tiempo necesario para recuperar el capital inicial de una inversión. En resumidas cuentas, este parámetro indica el momento en que se ha recuperado la inversión realizada al inicio de un proyecto, lo que resulta fundamental para evaluar si es rentable abordar una inversión. La consecuencia directa para el caso al que se refiere este proyecto es que a partir del plazo de tiempo en que se ha recuperado todo el capital invertido, los beneficios generados por la inversión se traducen en ganancias íntegras para el explotador de la estación de bombeo y la instalación solar fotovoltaica.

En primer lugar se presentan dos tablas resumen, la primera con los valores anuales de energía para cada una de las tres alternativas y la segunda con los costes de inversión y compra de energía a la red y los ingresos por vertido de energía a la red, así como el ahorro producido por el autoconsumo que presenta cada una de las alternativas para un periodo de un año.

	Compra red	Autoconsumo	Vertido
Alternativa 0	2,96	0	0
Alternativa 1	1,53	1,42	0,15
Alternativa 2	1,18	1,78	1,18
Alternativa 3	0	3,02	2,85

Tabla 21. Datos energéticos de cada alternativa (en GW)

	Compra red	Autoconsumo	Vertido	Inversión
Alternativa 0	517.300	0	0	0
Alternativa 1	268.100	249.025	7.700	961.920
Alternativa 2	206.150	310.800	58.900	1.802.880
Alternativa 3	0	529.025	142.500	3.576.960

Tabla 22. Datos traducidos a unidades monetarias que supone cada alternativa (en €)

Se puede observar que la situación actual (Alternativa 0) en la que el bombeo funciona comprando toda la energía a la red de distribución, tiene un coste anual que supera el medio millón de euros, coste considerablemente alto que es la causa por la que la estación de bombeo no se encuentra en funcionamiento. Además, se observa como las tres alternativas planteadas tienen un coste de compra de energía inferior, siendo el mayor de las tres el correspondiente a la Alternativa 1 y siendo nulo para la Alternativa 3 que se basa en el autoabastecimiento total del bombeo por parte de la instalación fotovoltaica.

Se observa también como la inversión inicial que se debe realizar para cada una de las alternativas aumenta con las dimensiones de la misma, ya que este precio es directamente proporcional a la potencia instalada, por lo que la Alternativa 1 será la que tenga un menor coste de inversión (su potencia instalada es de 640 kW) y la Alternativa 3 será la que requerirá una inversión mayor, ya que su potencia instalada es de 1920 kW).

A continuación se van a analizar cada una de las alternativas en base a los criterios anteriormente descritos. Para las tres alternativas se ha tenido en cuenta una tasa de descuento del 4% y se ha considerado que la vida útil de la instalación es de 25 años.

En primer lugar se analiza la alternativa 1. En la siguiente gráfica se muestra el flujo de caja para el periodo de vida útil de la instalación



Figura 67. Flujo de caja durante el periodo de vida útil de la Alternativa 1

Se puede observar que el primer año existe un importante gasto, correspondiente a la inversión de capital que supone la instalación de los módulos fotovoltaicos y el resto de componentes de que consta la instalación. Como es lógico, cada año existen unos beneficios correspondientes al ahorro que supone el autoconsumo de parte de la energía generada y el vertido del excedente a la red de distribución. Esto es consecuencia del descenso de la cantidad de energía que es necesario comprar, por lo que la factura anual disminuye. Así mismo, estos componentes anuales sufren una disminución progresiva a lo largo del periodo de vida útil de la instalación, debido a la tasa de descuento del 4% que se aplica en los cálculos.

Teniendo en cuenta estos datos, el resultado que se obtiene al aplicar los criterios económicos sobre esta alternativa son los siguientes

- VAN: 1,85 millones de €
- TIR: 15,4%
- Payback: 4 años

Con estos datos, se puede asegurar que la Alternativa 1 sería viable desde el punto de vista económico, ya que transcurrido el periodo de vida útil considerado para la instalación, la inversión realizada se habría recuperado (en un tiempo relativamente corto comparado con el tiempo durante el que deberá prestar servicio la instalación) y producirá beneficios. Además, la tasa de descuento aplicada para el cálculo queda muy por debajo de la TIR de esta alternativa.

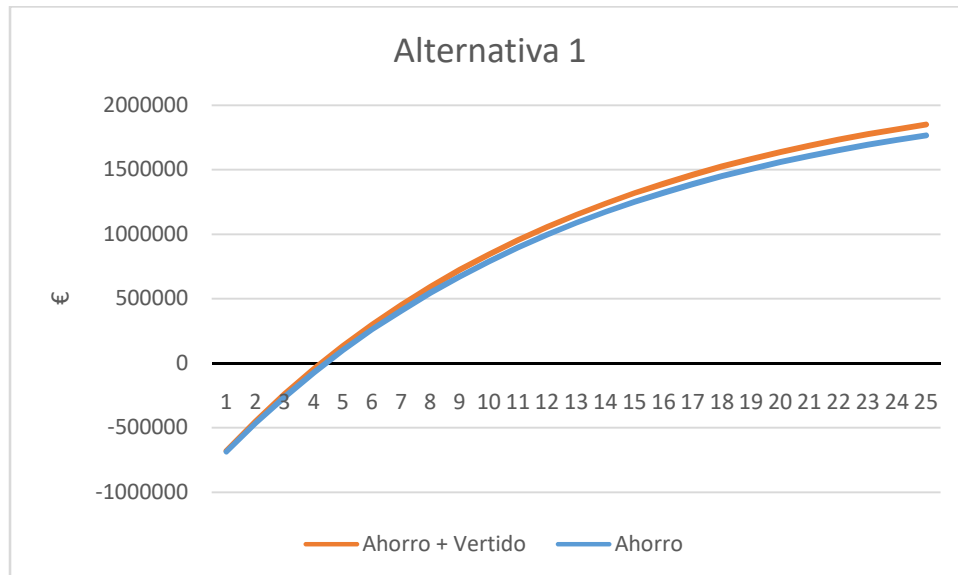


Figura 68. Amortización de la inversión de la Alternativa 1

En esta figura se muestra la amortización de la Alternativa 1 durante los 25 primeros años en que se encuentre en funcionamiento. Se pueden apreciar dos curvas, una de color naranja que se corresponde con la situación normal, en que la instalación está conectada a la red de distribución y se realiza un vertido de la energía sobrante que no es utilizada por la estación de bombeo y otra de color azul, en la que no se vierte el excedente de energía producido por la instalación solar fotovoltaica. Como se ha

indicado anteriormente, en condiciones normales el payback de esta alternativa se produce aproximadamente a los 4 años de realizarse la inversión y estar en funcionamiento, mientras que en el segundo caso el payback se retrasa ligeramente aunque sin alcanzar los 5 años.

En el caso de la segunda alternativa los resultados obtenidos del análisis económico son los que se muestran a continuación.

- VAN: 2,26 millones de €
- TIR: 11,4 %
- Payback: 5,5 años

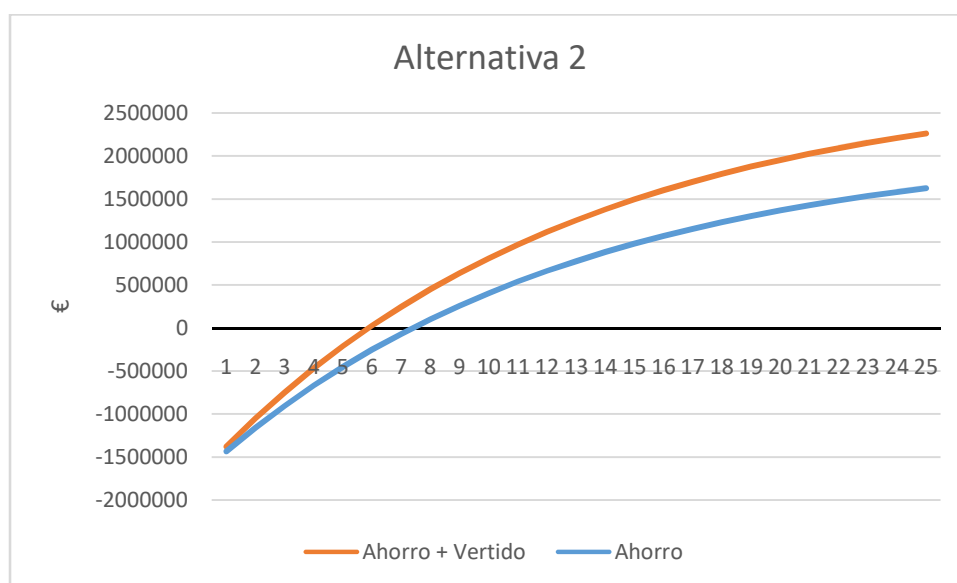


Figura 69. Amortización de la inversión de la Alternativa 2

Al igual que ocurría en la alternativa anterior, el resultado del estudio económico también es favorable, ya que transcurridos 25 años se ha recuperado la inversión realizada y se han obtenido beneficios. En este caso la inversión era mayor y a pesar de eso se obtiene un VAN más alto que para la alternativa 1 debido al mayor ahorro de energía y la mayor cantidad de energía vertida a la red de distribución. Para esta segunda alternativa el payback se alcanza aproximadamente a los 5 años y medio de haber realizado la inversión y, en caso de no verter el excedente de energía a la red se alargaría la recuperación de la inversión hasta los 7 años.

Por último se analiza la Alternativa 3, obteniéndose los siguientes resultados.

- VAN: 3,82 millones de €
- TIR: 10,3%
- Payback: 6,5 años

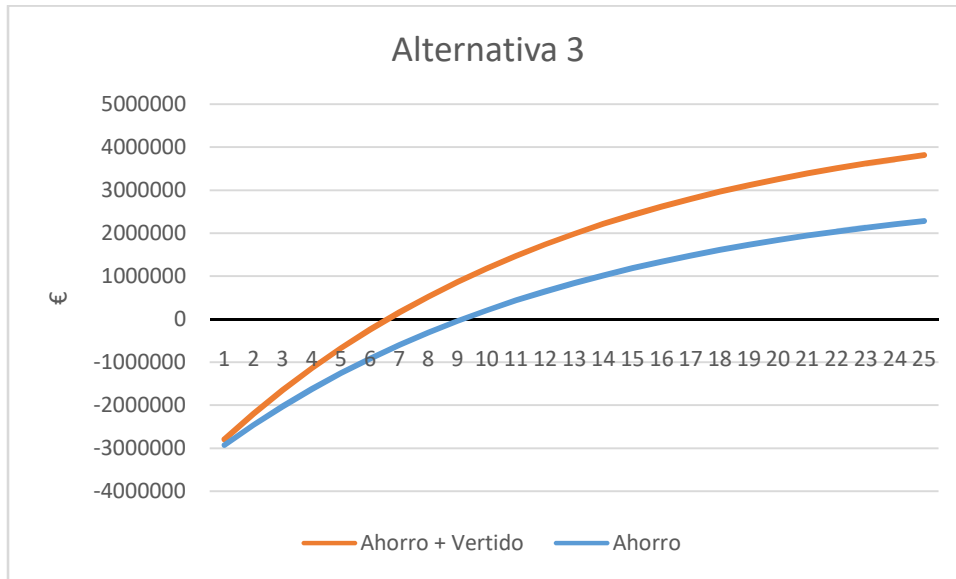


Figura 70. Amortización de la inversión de la Alternativa 3

Lo mismo sucedería con la Alternativa 3. Su coste de instalación sería el más alto de todas las alternativas pero la no necesidad de compra de energía y los grandes volúmenes vertidos a la red de distribución la sitúan como la que presenta el mayor VAN. Esto indica, por tanto, que se recupera la inversión realizada y que se obtienen beneficios a lo largo de su vida útil. En este caso, el payback se produciría en torno a los 6 años y medio después de haberse completado la instalación y su puesta en funcionamiento y, en caso de no realizarse vertido a la red, se alcanzaría a los 9 años.

A continuación se muestra una tabla resumen en la que aparecen recogidos los resultados obtenidos del análisis económico de las tres alternativas.

	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
VAN (M€)	1,85	2,26	3,82
TIR (%)	15,4	11,4	10,3
Payback (años)	4	5,5	6,5

Tabla 23. Resultados del análisis económico de las tres alternativas

Analizando los resultados obtenidos se deduce que la alternativa que presenta una mayor viabilidad desde el punto de vista económico es la Alternativa 3 (que tiene una potencia equipada de 1.920 kW) ya que presenta un VAN cercano a los 4 millones de euros y una TIR muy por encima de la tasa de descuento empleada para los cálculos económicos. Sin embargo, el estudio económico se ha realizado teniendo en cuenta únicamente los costes de instalación de los elementos que componen estrictamente el sistema solar fotovoltaico. Como se indicó en el apartado correspondiente a la descripción y desarrollo de esta alternativa, para llevarla a cabo es necesario realizar cambios en el diseño hidráulico de la estación de bombeo, lo que supondría la construcción de nuevas tuberías y la instalación de nuevas bombas, cuyo coste se ha obviado en el estudio económico.

Si se atiende al proyecto técnico de la “Actuación 3.2.c. Ordenación y Terminación de la Reutilización de aguas residuales de la planta de Pinedo (Valencia)” ya mencionado en el capítulo correspondiente a antecedentes, se muestra un estudio del coste que supone llevarla a cabo indicándose que el coste de la estación de bombeo del puerto de Catarroja es de 1.135.726,03 €, mientras que la construcción de la conducción que la conecta con el bombeo de impulsión hacia la Acequia Real del Júcar en Benifaió tiene un coste que asciende hasta los 21.407.185,78 €. Teniendo en cuenta estos elevados costes y que hay que instalar 6 nuevas bombas y construir dos conducciones iguales que la ya existente, lo que supondría un coste de más de 40 millones de euros, la Alternativa 3 resultaría inviable desde el punto de vista económico, por lo que se rechazaría y quedaría descartada.

Por otro lado, se observa que las alternativas 1 y 2 presentan resultados que son muy similares entre ellos. Ante esta similitud se considera que la Alternativa 1 (que cuenta con una potencia instalada de 640 kW) es la más viable desde el punto de vista económico por varios motivos. En primer lugar es la que presenta una TIR más elevada, cuatro puntos superior a la Alternativa 2, lo que indica que esta alternativa tiene un mayor margen en cuanto a un eventual cambio del tipo de interés, lo cual da una gran seguridad a la inversión que se realizaría. A esto hay que sumarle que el tiempo de recuperación de la inversión sería menor, lo que supondría que en caso de que el funcionamiento de la instalación se viera interrumpido antes del plazo de tiempo previsto se podría haber recuperado una mayor cantidad del capital invertido.

Por último, la Alternativa 2 (que cuenta con una potencia equipada de 1225 kW) presenta un sobredimensionamiento, lo que supone que sea necesaria una mayor superficie de terrenos. Aunque el VAN de la segunda alternativa es mayor que el de la Alternativa 1, hay que tener en cuenta que el coste de adquisición de los terrenos (que no se ha tenido en cuenta en el estudio económico) será mayor para la segunda alternativa, lo que supondría una mayor inversión inicial y que la diferencia entre el VAN de ambas se redujera, por lo que la ventaja que podría tener a priori la Alternativa 2 sobre la 1 desaparecería. En relación a este sobredimensionamiento cabe destacar otro factor que es clave a la hora de tomar la decisión sobre cuál es la alternativa más viable y es que con la Alternativa 2 únicamente se reduce en 60.000 € el coste anual de compra de energía a la red con respecto a la Alternativa 1, a pesar de que se dobla la potencia instalada.

Por todos los motivos expuestos en el estudio comparativo de alternativas, se considera que la alternativa más viable y, por tanto, la mejor opción para la puesta en funcionamiento del bombeo combinado con la instalación solar fotovoltaica es que esta última se dimensione con los criterios expuestos en la Alternativa 1, por lo que se propone una instalación equipada con 640 kW de potencia.

Una vez que se ha seleccionado la Alternativa 1 como la más favorable hay que estudiar si existe una mayor rentabilidad situando los módulos fotovoltaicos con una inclinación de 36º con respecto a la horizontal, ángulo óptimo anual o, por el contrario, se obtiene un mayor beneficio con una inclinación de 20º con la que se favorece la

producción en los meses de mayor demanda. A continuación se muestran los resultados del análisis económico de la Alternativa 1b.

- VAN: 1,76 millones de €
- TIR: 15%
- Payback: 4 años

A la vista de los resultados resulta obvio que la Alternativa 1, en la que la inclinación de los módulos es de 36º con respecto a la horizontal del terreno tiene una mayor viabilidad económica, ya que presenta un VAN mayor, por lo que las ganancias al cabo de los 25 años de vida útil de la instalación serían mayores y una TIR muy similar aunque ligeramente por encima. Además, el tiempo de recuperación de la inversión sería el mismo, por lo que no afectaría en la toma de la decisión. Cabe destacar que la inclinación de los paneles con respecto a la horizontal del terreno no supone un factor determinante para la toma de decisión sobre la alternativa a utilizar ya que, produciéndose una importante variación de este ángulo (se reduce casi a la mitad la inclinación en la Alternativa 1b) los resultados son prácticamente los mismos, por lo que cualquier situación intermedia será muy similar también a la Alternativa 1.

Por todos los motivos expuestos en el análisis económico se concluye que la mejor opción para la instalación de los módulos solares es que tengan una inclinación de 36º con respecto a la horizontal del terreno.

En relación al análisis económico de la instalación cabe destacar que en la actualidad existe legislación vigente mediante la que se debe pagar un canon o peaje por consumir energía autoproducida. Para valorar la viabilidad económica de la instalación se debe tener en cuenta esta legislación, ya que el desembolso que se debe llevar a cabo debido a ella puede cambiar la situación económica favorable que presenta la instalación en este momento.

En la actualidad, la ley vigente en relación al autoconsumo energético es el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo (BOE, 2015). Según este decreto, es de aplicación el pago de una tasa o canon anual por la producción, autoconsumo y vertido de la energía excedente a la red por parte de “todas las instalaciones conectadas en el interior de una red, aun cuando no viertan energía a las redes de transporte y distribución en ningún instante, acogidas cualquier de las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica a), b) y c), definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico”. Según esta definición, la instalación que se presenta en este documento se ve afectada por ella, por lo que debería pagar dicho canon anual.

Según lo establecido en esta normativa, se debe pagar un canon anual que es proporcional a la energía autoconsumida. En la siguiente tabla se muestra la repercusión económica que supone la aplicación de este decreto, medida en €/kWh de energía autoconsumida.

Peaje de acceso	Cargo transitorio por energía autoconsumida (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A ($P_c \leq 10$ kW)	0,049033					
2.0 DHA ($P_c \leq 10$ kW)	0,063141	0,008907				
2.0 DHS ($P_c \leq 10$ kW)	0,063913	0,009405	0,008767			
2.1 A ($10 < P_c \leq 15$ kW)	0,060728					
2.1 DHA ($10 < P_c \leq 15$ kW)	0,074079	0,018282				
2.1 DHS ($10 < P_c \leq 15$ kW)	0,074851	0,021301	0,014025			
3.0 A ($P_c > 15$ kW)	0,029399	0,019334	0,011155			
3.1A(1 kV a 36 kV)	0,022656	0,015100	0,014197			
6.1A (1 kV a 30 kV)	0,018849	0,016196	0,011534	0,012518	0,013267	0,008879
6.1B (30 kV a 36 kV)	0,018849	0,013890	0,010981	0,011905	0,012871	0,008627
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,020138	0,016194	0,011691	0,011696	0,011996	0,008395
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,022498	0,017414	0,012319	0,011824	0,011953	0,008426
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,018849	0,013138	0,010981	0,011104	0,011537	0,008252

Tabla 24. Cargo transitorio por energía autoconsumida

El precio por kWh que se debe pagar varía en función de se la instalación autoconsume la energía en baja o alta tensión, siendo las categorías 2.0 a 3.0 en baja tensión y las restantes en alta tensión. Además, se establecen hasta seis periodos en los que se divide el año según la categoría.

En el caso de la instalación fotovoltaica que se está estudiando le corresponde la categoría 6.4 (mayor o igual a 145 kV), por lo que el precio medio anual que se deberá pagar por cada kWh de energía autoconsumida será de 0,01231 €/kWh. La alternativa escogida para el dimensionamiento de la instalación tiene un autoconsumo de 1,42 GWh anuales, por lo que el canon anual a pagar será de 17480,44 €. Debido a este canon se producirá una modificación en los parámetros calculados en el estudio económico. Los resultados obtenidos al realizar el nuevo cálculo se muestran a continuación

VAN (M€)	1,66
TIR (%)	14,2
Payback (años)	4,5

Tabla 25. Parámetros económicos aplicando el canon por autoconsumo

se observa que el VAN y la TIR han descendido ligeramente con respecto a la situación en que no se aplicaba el canon de autoconsumo (donde presentaban valores de 1,85 millones de euros y 15,4% respectivamente). La aplicación de este peaje supone una ligera reducción de la rentabilidad de la instalación, que una vez transcurrida su vida útil habrá generado aproximadamente 200.000 € menos de beneficio. Del mismo modo, el payback sufre un aumento, aunque no se considera considerable, ya que en lugar de en 4 años la inversión se encontraría amortizada en alrededor de 6 meses más. La principal conclusión que se obtiene de la aplicación de lo expuesto en el Real Decreto 900/2015 es que la instalación continuaría siendo viable desde el punto de

vista económico en caso de que la legislación no variase en gran medida en materia de autoconsumo energético.

Además de los costes derivados de la instalación de los módulos fotovoltaicos y el resto de elementos que componen el sistema y del coste de compra de energía eléctrica directamente a la red de distribución es necesario tener en cuenta los costes que supone la explotación de la instalación. se estima que la explotación de la instalación tiene un coste anual de aproximadamente el 2% de la inversión inicial. Para el caso de la alternativa seleccionada (Alternativa 1, con una potencia equipada de 640,54 kW), estos costes ascenderían a 19.238,40 € anuales. Teniendo en cuenta que este valor es muy inferior a los costes tanto de instalación como de compra de energía, no se producirán cambios en cuanto a la alternativa seleccionada al tenerlos en cuenta.

6.7 Análisis de sensibilidad

Una vez que ya se conoce cuál es la alternativa más adecuada para la instalación solar fotovoltaica conviene estudiar cómo le afectaría una variación en los precios de compra y venta de energía a la red, así como los costes de instalación. Para ello se propone realizar un análisis de sensibilidad teniendo en cuenta para cada uno de los distintos costes que tendrá la instalación la posibilidad de un incremento o disminución de los mismos.

En primer lugar se estudia la influencia que tendrá el precio de compra de energía a la red de distribución. Si se estudian los mismos criterios económicos tenidos en cuenta en el estudio comparativo de alternativas se obtienen los siguientes resultados.

	175 €/MW	150 €/MW	200 €/MW
VAN (M€)	1,85	1,47	2,23
TIR (%)	15,4	13	18
Payback (años)	4	4,5	3,5

Tabla 26. Resultados del análisis de sensibilidad del precio de compra de energía a la red

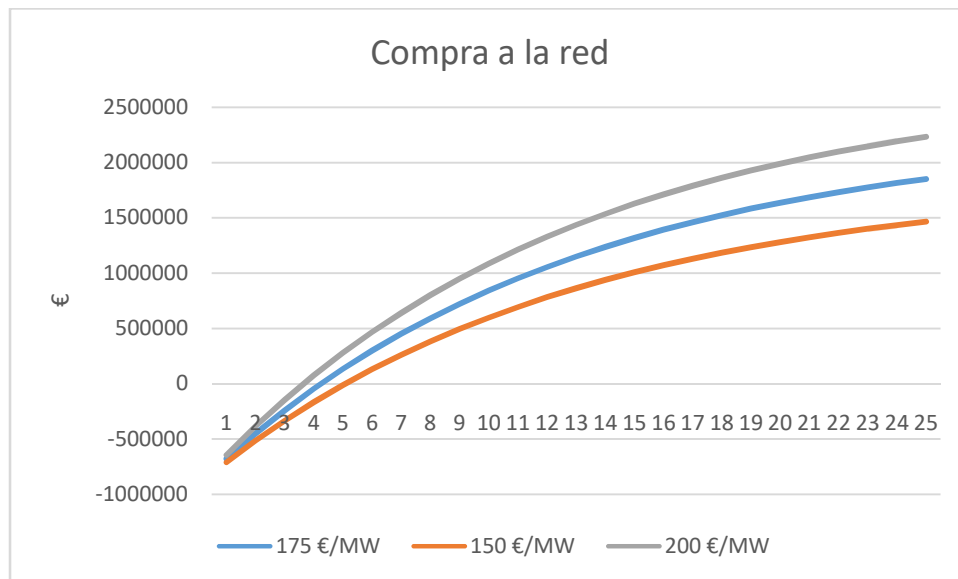


Figura 71. Amortización de la inversión en función del precio de compra de energía a la red

Para valorar el efecto que tiene el precio de compra de energía a la red sobre el proyecto se ha tenido en cuenta además del precio utilizado en el estudio económico (175 €/MW) un precio a la baja de 150 €/MW y otro al alza de 200 €/MW. Se observa que si el precio de compra es inferior al empleado en el apartado anterior, el VAN al cabo de 25 años es menor y la recuperación de la inversión se produce en un tiempo mayor. Esto es debido a que el ahorro que se produce es menor y, al ser constantes el resto de los parámetros económicos, el ritmo de ganancias es más lento. El caso contrario es el que aparece al considerar un precio de compra de 200 €/MW.

A continuación se sigue un procedimiento análogo para estudiar la influencia del precio de venta de energía a la red de distribución.

	50 €/MW	30 €/MW	70 €/MW
VAN (M€)	1,85	1,82	1,88
TIR (%)	15,4	15,2	15,6
Payback (años)	4	4	4

Tabla 27. Resultados del análisis de sensibilidad del precio de venta de energía a la red

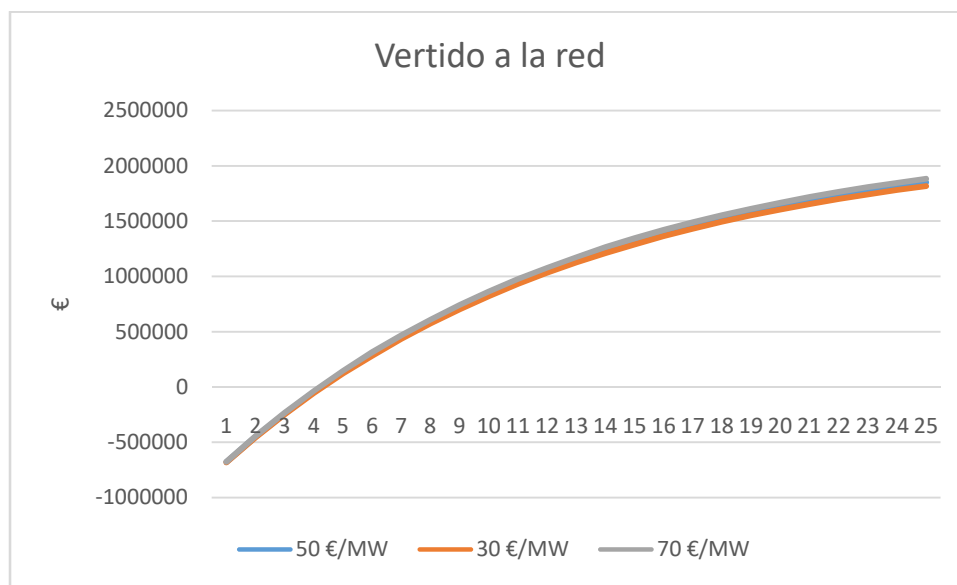


Figura 72. Amortización de la inversión en función del precio de venta de energía a la red

En este caso se ha tenido en cuenta un precio a la baja de 30 €/MW y otro al alza de 70 €/MW además de los 50 €/MW empleados para la realización del estudio comparativo de alternativas. Se puede apreciar que la diferencia existente entre los distintos precios es mínima, lo que indica que para el caso de la instalación que se está estudiando, el precio de venta de energía a la red apenas tiene influencia significativa. Esto es debido a que el precio de venta es considerablemente más bajo que el de compra y que para esta alternativa los volúmenes de energía vertidos a la red procedentes del excedente de producción no consumido por la estación de bombeo no son demasiado grandes.

Por último se analiza la influencia del coste de la instalación. Para ello se consideran costes de 0,6 €/W de potencia instalada, 1,2 €/W y 0,9 €/W siendo este último el precio considerado en el estudio económico anterior.

	0,9 €/Wp	0,6 €/Wp	1,2 €/Wp
VAN (M€)	1,85	2,16	1,54
TIR (%)	15,4	25,2	11,1
Payback (años)	4	2,5	6

Tabla 28. Resultados del análisis de sensibilidad del coste de instalación

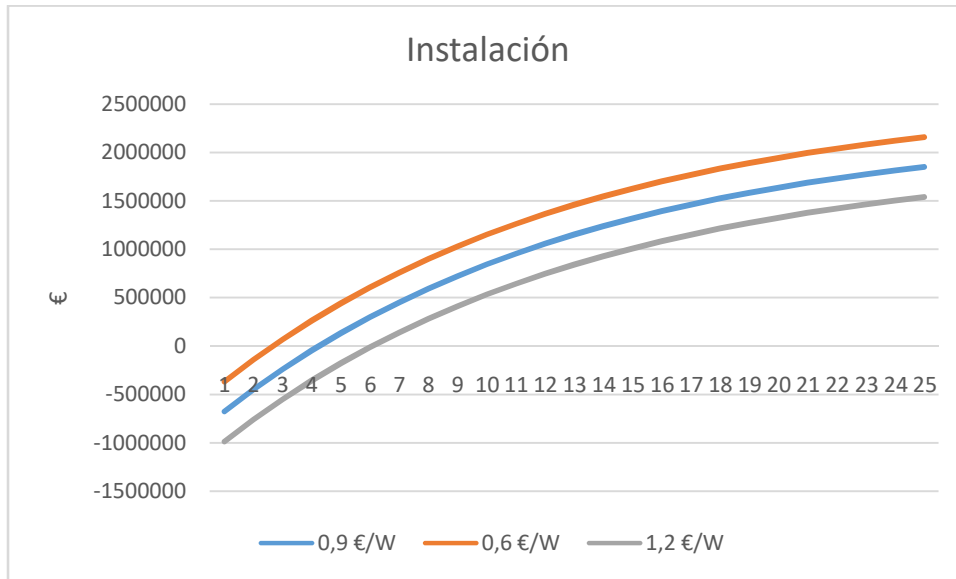


Figura 73. Amortización de la inversión en función del coste de instalación

En este caso y tal como supone la lógica, la opción que tiene un mayor beneficio es la que supone un coste de instalación más barato, ya que la inversión inicial será menor, lo que favorece en gran medida a la rentabilidad económica del proyecto. En este caso, la estimación de coste a la baja supone que la inversión inicial sea la mitad que con la previsión al alza, siendo esta aproximadamente la misma diferencia que se produce entre ellas a los 25 años de vida útil.

A la vista de los resultados de este análisis de sensibilidad se puede afirmar que la inversión será más fiable y tendrá una mayor rentabilidad cuanto más alto sea el precio de la energía y cuanto más bajo sea el coste de instalación. Si se dan conjuntamente estas dos circunstancias la inversión tendrá una gran rentabilidad y será muy segura, ya que en un corto periodo de tiempo se habrá recuperado todo el capital invertido en el instante inicial. Por el contrario, en la situación opuesta los beneficios transcurrida la vida útil de la instalación serán considerablemente menores y la incertidumbre en cuanto a la recuperación de la inversión se prolongará durante un tiempo mayor. Estas dos situaciones se muestran a continuación, tanto de forma numérica como gráfica.

	Más favorable	Más desfavorable
VAN (M€)	2,58	1,12
TIR (%)	30,3	9,2
Payback (años)	2,5	7,5

Tabla 29. Resultados del análisis de sensibilidad para las combinaciones extremas

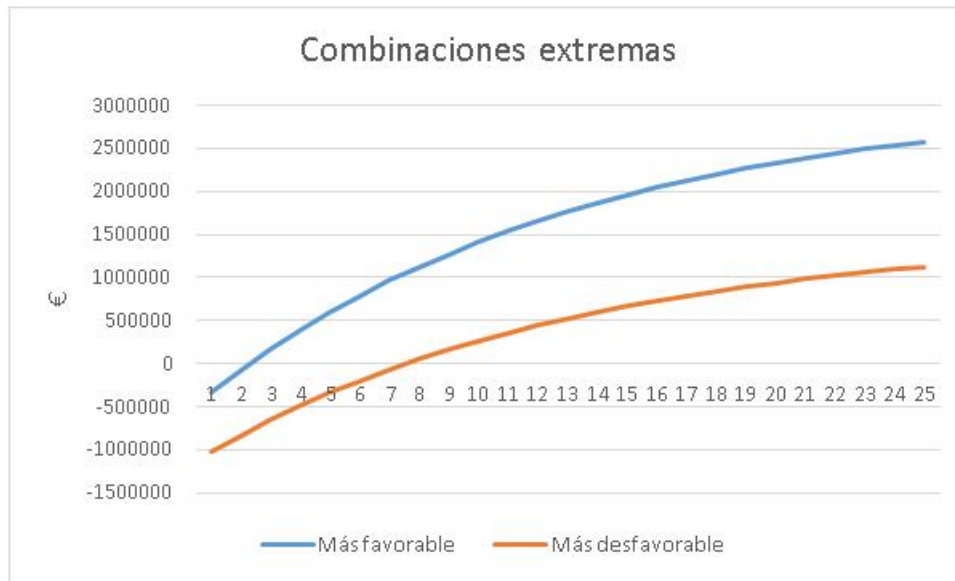


Figura 74. Amortización de la inversión para las combinaciones extremas

Como conclusión general se puede afirmar que la alternativa seleccionada para el dimensionamiento de la instalación solar fotovoltaica es rentable en cualquier situación de las estudiadas.

7 Diseño de la instalación

En este capítulo se va a realizar el diseño como tal de la instalación, es decir, se va a ubicar la instalación sobre el terreno y se va a indicar cómo se sitúan los distintos componentes de la misma, así como el espacio que ocupan.

La alternativa seleccionada para el dimensionamiento de la instalación es la que se basa en alcanzar una producción igual al pico de potencia anual, lo que supone que la potencia equipada de la instalación será de 650,54 kW. Para alcanzar esta producción se requiere de 3.340 módulos fotovoltaicos de 320 W cada uno de ellos, que se dispondrán en 167 líneas conectadas en paralelo, compuestas cada una de ellas por 20 módulos conectados en serie. La totalidad de los módulos se conectará a un único inversor de 800 kW de potencia máxima.

Con este dimensionamiento de la instalación y teniendo en cuenta que la inclinación con que se colocarán los módulos fotovoltaicos será de 36º con respecto a la horizontal, el volumen mensual de energía autoconsumida, comprada y vertida a la red se muestra en la siguiente tabla.

Mes	Autoconsumo	Vertido	Compra
Enero	0,05	0,05	0,00
Febrero	0,08	0,03	0,00
Marzo	0,14	0,00	0,08
Abril	0,14	0,01	0,05
Mayo	0,15	0,00	0,13
Junio	0,15	0,00	0,31
Julio	0,16	0,00	0,30
Agosto	0,15	0,00	0,31
Septiembre	0,14	0,00	0,23
Octubre	0,13	0,00	0,11
Noviembre	0,05	0,05	0,00
Diciembre	0,09	0,01	0,01
Año	1,42	0,15	1,53

Tabla 30. Datos de autoconsumo, vertido y compra (GW) para la Alternativa seleccionada

Esto supone un desembolso anual de 268.100 € en comprar energía y unas ganancias de 7.700 € anuales derivadas del vertido a la red del excedente de energía producido en la instalación y no consumida en la estación de bombeo. Además, el ahorro anual ascendería hasta 249.025 €, con lo que se reduce casi hasta la mitad el coste anual de compra de energía al integrar la instalación junto a la estación de bombeo.

Por otro lado, la inversión inicial que se debe afrontar para llevar a cabo la implantación de la instalación fotovoltaica es de 961.920 €, que se verían amortizados al cabo de aproximadamente 4 años, hecho que unido a los resultados del análisis

económico, que muestra un VAN de 1,85 millones de euros al cabo de 25 años y una TIR del 15,4 %, indica que la inversión es viable desde el punto de vista económico.

Un aspecto fundamental para el diseño de la instalación es saber cuáles serán las dimensiones de terreno que ocuparán todos los elementos que la componen, esto es la superficie ocupada por los módulos fotovoltaicos y sus soportes, el inversor y cualquier otro elemento que fuera necesario para el funcionamiento del sistema solar fotovoltaico.

La inmensa mayoría de este espacio estará ocupado por los módulos fotovoltaicos. Hay que tener en cuenta que los módulos tienen unas dimensiones de 1956x992 mm, pero estas no serán las dimensiones que ocuparán en planta, ya que hay que tener en cuenta la inclinación de los módulos. Como consecuencia de dicha inclinación, la superficie de terreno ocupada por cada módulo será inferior a los 1,94 m² que ocuparía si se dispusiera de forma horizontal. Además, hay que tener en cuenta la separación que habrá que dejar entre los módulos con el fin de impedir que la sombra proyectada por los mismos afecte a los que se encuentran en sus proximidades, lo cual generaría una disminución de la radiación incidente y un descenso de la producción de energía. La peor situación en cuanto a la producción de sombras se dará durante el solsticio de invierno y es para este momento para el que se deben realizar los cálculos de espaciamiento entre módulos.

El primer paso para conocer la disposición de los módulos de una instalación solar fotovoltaica es la determinación de la altura solar. Aunque recibe este nombre, en realidad se trata del ángulo de incidencia de los rayos de sol con respecto a los paneles. Este parámetro dependerá de la latitud del punto geográfico en que se encuentre situada la instalación. Para el caso de Catarroja, la latitud es de 39,5°, por lo que la altura solar tendrá un valor igual a

$$\gamma_s = 90^\circ - 23,45^\circ - |\phi| = 90 - 23,45 - 39,5 = 27,05^\circ$$

A continuación se calcula el espacio que debe dejarse vacío entre dos filas de placas contiguas. El esquema se muestra en la figura siguiente

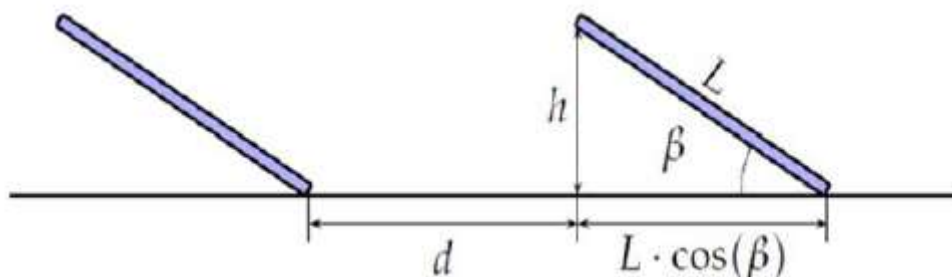


Figura 75. Croquis de la disposición de los módulos fotovoltaicos

Com se ha comentado anteriormente, la longitud de los módulos es de 1,956 m (L en la figura anterior) y se disponen con una inclinación de 36° con respecto a la horizontal del terreno. De esta forma, la altura máxima “h” alcanzada por los módulos es de 1,15

metros. Con estos datos se puede obtener la distancia “d” que debe existir como mínimo entre dos filas contiguas como:

$$d = \frac{h}{\tan\gamma_s} = \frac{1,15}{\tan 27,05^\circ} = 2,25 \text{ m}$$

Una vez que ya se conoce esta separación, se calcula la superficie ocupada por cada módulo, teniendo en cuenta la proyección sobre el terreno del módulo y la separación con respecto a los módulos que lo rodean. La separación lateral entre dos módulos es de 20 centímetros y, teniendo en cuenta que el ancho de cada uno de ellos es de 0,992 metros, la anchura necesaria para cada módulo es de 1,012 metros. Por otro lado, si a los 2,25 metros que hay que dejar entre dos filas consecutivas de módulos se le suma los 1,58 metros que mide la altura de la proyección horizontal del módulo sobre el terreno se obtiene que desde la base de un módulo hasta la base de otro que se encuentran en la siguiente fila la distancia es de 3,834 metros. Con estas dimensiones en planta, la superficie ocupada por cada módulo es de 3,88 m².

Así pues, la superficie ocupada por una línea de módulos fotovoltaicos, formada por 20 unidades dispuestas en serie será de 77,6 m² y la totalidad de los módulos dispuestos en 167 líneas ocupará una superficie de 12.960 m².

Para conocer el nivel de aprovechamiento del terreno en relación a la instalación solar fotovoltaica se utiliza el GroundCoverage Ratio (GCR). Este parámetro adimensional relaciona la superficie generadora, considerándose como tal la superficie de los módulos fotovoltaicos, con la superficie ocupada por la instalación. De esta forma se obtiene el porcentaje de superficie útil que existe en la instalación.

$$GCR = \frac{\text{Área_generadora}}{\text{Área_terreno_ocupada}} = \frac{1,94}{3,88} = 0,5$$

De esta expresión se deduce que el 50% de la superficie ocupada por la instalación es superficie útil, es decir, la mitad de la superficie está ocupada por módulos fotovoltaicos. Dicho de manera inversa, el significado de esta expresión es que es necesario ocupar 2 m² de terreno por cada m² de superficie de placa que se instale.

El otro elemento fundamental de la instalación solar fotovoltaica es el inversor. El modelo seleccionado tiene una anchura de 2,7 metros y una profundidad de 0,6 metros, por lo que la superficie ocupada en planta es de 1,62 m².

Además de la superficie ocupada por los distintos elementos de la instalación se considera que se debe dejar un espacio perimetral entre el vallado de la instalación y sus componentes. En este caso se decide que haya una franja perimetral de al menos 3 metros, con el fin de garantizar la seguridad de la instalación y facilitar las eventuales labores de mantenimiento de la instalación. Así mismo, se considera la disposición de un pasillo de al menos 3 metros entre dos líneas ubicadas sobre una misma recta. La presencia de estos espacios supondría un aumento en la superficie ocupada por la instalación de aproximadamente 2.280 m².

La disposición que se propone para la colocación de los módulos fotovoltaicos es de 6 bloques colocados uno a continuación de otro, formados por 28 líneas cada uno de ellos excepto uno (preferiblemente uno de los centrales) que estaría formado únicamente por 27 líneas, colocándose el inversor en el espacio sobrante. Con esta disposición la instalación tendría unas dimensiones aproximadas de 145x115 metros, lo que equivale a una superficie de 16.675 m².

Hay que tener en cuenta que el dimensionamiento de la instalación se ha realizado con los módulos orientados hacia el sur, para optimizar al máximo la producción de energía. En caso de que los lados de la parcela seleccionada para la ubicación de la instalación no sigan la dirección norte-sur y este-oeste, las dimensiones de la instalación se verán incrementadas ligeramente debido a los espacios perdidos por la no ortogonalidad entre las líneas y los bordes de la parcela.

Por último se muestra un croquis de la instalación sobre el terreno en que se situaría.



Figura 76. Croquis de a instalación solar fotovoltaica

La estación de bombeo junto a la que se pretende ubicar la instalación solar fotovoltaica está rodeada de terrenos destinados al cultivo del arroz. Teniendo en cuenta el precio del terreno dedicado a dicho uso en la zona, se estima que el coste de expropiación de los mismos sería aproximadamente de 3 €/m², por lo que la suma a pagar para expropiar la superficie necesaria para llevar a cabo la instalación sería de aproximadamente 50.000 €.

A continuación, se muestran varias imágenes que muestran distintos elementos de la instalación.

Diseño integrado del funcionamiento de un bombeo de agua de gran potencia con una instalación solar fotovoltaica en el puerto de Catarroja (Valencia)



Figura 77. Instalación solar fotovoltaica con módulos Trina Solar TSM-320 PD14



Figura 78. Módulos solares instalados sobre soportes Triangle de K2 Systems



Figura 79. Detalle de la cimentación de los módulos mediante zapata de hormigón

8 Conclusiones

La estación de bombeo situada en el puerto de Catarroja y perteneciente al sistema de reutilización de aguas depuradas procedentes de la planta de Pinedo actualmente no se encuentra en funcionamiento. Con vistas a una posible puesta en funcionamiento de la misma se propone la posibilidad de tratar de reducir la factura que suponga su explotación mediante la instalación de módulos fotovoltaicos que produzcan energía para mover las bombas de la estación. Con este propósito surge este estudio, en el que se analizan distintas alternativas de dimensionamiento de dicha instalación solar fotovoltaica con el fin de evaluar cuál sería la mejor opción.

En la actualidad existe un sistema de infraestructuras destinado a transportar las aguas depuradas en la EDAR de Pinedo, situada en la ciudad de Valencia, hacia la Acequia Real del Júcar en Benifaió y posteriormente hacia el Canal Júcar-Turia con la finalidad de abastecer las necesidades hídricas que supone el riego de grandes extensiones de terreno cultivable. Dentro de este sistema se encuentra la estación de bombeo de Catarroja, junto a la que se pretende integrar la instalación solar fotovoltaica que se estudia. Se ha optado por esta fuente de energía ya que en la actualidad se están potenciando en gran medida las energías renovables y, dada la situación geográfica de la zona y sus condiciones climatológicas, se presenta como una opción para poder alcanzar el propósito que se plantea.

En España, las condiciones climatológicas son muy favorables para el aprovechamiento de la energía solar, y más si cabe en la costa levantina, ya que durante la mayor parte del año se dan días soleados. Prueba de ello es que la irradiación media diaria en España es de 5 kWh/m²/día, mientras que en la zona de estudio, teniendo en cuenta una inclinación de 36° (inclinación con que se montan los módulos de la instalación y que se corresponde con el ángulo óptimo medio anual), orientándolos hacia el sur para captar la mayor cantidad de energía posible, se obtiene un valor de la irradiación de 5,66 kWh/m²/día. Además, al calcular la irradiancia se observa que a lo largo del día se dan valores que van creciendo desde el momento en que sale el sol hacia el centro del día y que luego van decreciendo hasta la puesta de sol, siendo máximos en los meses de verano.

En cuanto a la demanda de agua se observa que es mayor en los meses de verano, debido a la mayor necesidad de aportes hídricos para los cultivos. Puesto que el bombeo, que cuenta con una potencia equipada de 640 kW está diseñado para ser capaz de cubrir los picos de demanda de los meses de verano funcionando durante las 24 horas del día, en los meses en que la demanda es menor no será necesario que funcione a pleno rendimiento, y habrá momentos del día en que las bombas no se encuentren operativas. Esta curva de demanda afecta directamente a las necesidades de energía eléctrica y, teniendo en cuenta que la instalación fotovoltaica únicamente puede producir durante las horas en que hay luz solar, habrá determinadas épocas del año en que será necesario comprar energía a la red de distribución, mientras que en

otros momentos la instalación solar será autosuficiente para cubrir las necesidades energéticas de la estación de bombeo.

De esta forma, la demanda energética necesaria para bombear todo el volumen de agua requerido a lo largo del año, que es de 24,92 hm³ es de 2,96 GWh, aproximadamente el 50% de la energía necesaria si el bombeo funcionase en continuo, es decir, no se parase en ningún momento a lo largo del año, en cuyo caso serían necesarios 5,52 GWh para bombear 47,3 hm³.

Los distintos componentes de la instalación se han seleccionado tras realizar un comparativo con otros fabricantes, teniéndose en cuenta la calidad de los mismos, el prestigio que tienen dichos modelos así como sus fabricantes y la adecuación o adaptación a la instalación que se pretende llevar a cabo. De esta forma, el módulo fotovoltaico escogido es el modelo TSM-320 PD14 del fabricante chino Trina Solar, el inversor empleado es el modelo Protect PV.800 de la empresa alemana AEG y los soportes sobre los que se colocan los módulos son sistemas triangulados fabricados por K2 Systems.

Debido a que el terreno presente en la zona se corresponde con materiales poco competentes, ya que se trata de una zona con gran cantidad de sedimentos y terrenos en los que existe gran cantidad de agua debido a la proximidad de la Albufera de Valencia, así como una zona en que el viento suele tener velocidades moderadas pero que en ocasiones pueden aparecer fuertes rachas de viento, se opta por fijar los soportes en el terreno mediante cimentación superficial consistente en una zapata de hormigón en masa.

Teniendo en cuenta los módulos fotovoltaicos e inversores que se van a utilizar en la instalación se realiza un pre-dimensionamiento de la misma mediante la aplicación de una serie de criterios eléctricos con el fin de conocer al número de paneles que se puede conectar a cada uno de estos inversores para que su funcionamiento sea el óptimo. Al aplicar estos criterios se obtiene que el número máximo de módulos que se pueden conectar en serie es de 20, mientras que el número máximo de líneas que se pueden conectar en paralelo es de 170, lo que indica que el número máximo de módulos que se pueden conectar al inversor es de 3.400. En caso de necesidad de conexión de un número superior de paneles sería necesario disponer de inversores adicionales.

A la hora de calcular la producción energética de la instalación se han empleado dos métodos de cálculo distintos. Previamente a este cálculo se han determinado las pérdidas de energía que se producirán, que se estiman en un 25%. Teniendo en cuenta este dato se procede al cálculo mediante un método detallado que se basa en la integración del cálculo eléctrico horario y mediante otro método simplificado, con el que se puede obtener la energía producida diariamente por metro cuadrado de instalación.

Al aplicar el método detallado se obtiene, para el día medio de cada mes, la producción horaria a lo largo de las horas de luz, por lo que se puede saber cuál sería la

producción en cada momento. Por el contrario, con el método simplificado únicamente se puede obtener la producción total del día medio de cada mes. Al comparar ambos métodos se observa que los resultados obtenidos son muy similares y que aplicando el método simplificado quedan ligeramente por encima. Teniendo en cuenta esto, se ha optado por emplear el método detallado, ya que no sobreestima la producción y además, la proporciona para cada momento del día, lo que facilita el posterior ajuste de las curvas de producción y demanda.

En relación a este ajuste, la utilización de un regulador de frecuencia en las bombas de la estación de bombeo permite realizar un mejor ajuste de la producción de la instalación y la demanda energética que se requiere para ponerla en funcionamiento, lo que favorece a un mejor aprovechamiento de la energía generada. Tras cruzar estas dos curvas se puede apreciar que una parte de la energía producida en la instalación fotovoltaica es consumida por el bombeo. Además, a lo largo del día se pueden dar dos casos distintos. Cuando la demanda energética es mayor que la producción será necesario comprar energía a la red y, en caso contrario, el excedente de energía producido en la instalación que no sea consumido por la estación de bombeo puede ser vertido a la red de distribución.

Se ha realizado un análisis de precios para determinar los costes de la instalación y el precio de la energía, que posteriormente se empleará en el análisis económico de las distintas alternativas. Este análisis se ha realizado consultando distintas fuentes y publicaciones, obteniéndose que el coste de la instalación es de 0,9 €/W de potencia instalada mientras que los precios de la energía son de 175 €/MW en el caso de compra a la red y de 50 €/MW para la venta de energía excedente.

Para el dimensionamiento de la instalación solar fotovoltaica se han planteado tres alternativas diferentes, cada una de ellas basada en un supuesto diferente. La Alternativa 1 se diseña para que sea capaz de alcanzar el pico máximo de potencia requerida a lo largo del año, es decir, la potencia máxima producida por la instalación debe coincidir con la potencia instalada en el bombeo existente en la actualidad. Por tanto, la potencia instalada para esta alternativa será de 640,54 kW. Para producir esta potencia será necesario disponer de un total de 3.340 módulos fotovoltaicos conectados en 167 líneas de 20 módulos cada una, requiriéndose un único inversor en la instalación.

Con este dimensionamiento será necesario comprar grandes cantidades de energía durante los meses de mayor demanda, mientras que en los meses en que la demanda es menor este volumen de energía comprada descenderá considerablemente o incluso se anulará por completo. A lo largo del año, la energía producida en la instalación y consumida en la estación de bombeo será de 1,42 GWh mientras que el excedente de energía vertido a la red será de 0,15 GWh. El resto de energía necesaria será comprado directamente a la red de distribución y ascenderá a 1,53 GWh, lo que supone más del 50% de la energía demandada.

La Alternativa 2 se dimensiona buscando un balance energético de la instalación nulo. De esta manera, el volumen de energía comprada a la red y vertida serán iguales. Para llevar a cabo esta alternativa es necesario ampliar las dimensiones de la instalación y la potencia equipada en este caso será de 1.220,33 kW. En este caso será necesario disponer dos inversores, ya que el número de módulos crece hasta 6.260 dispuestos en 313 líneas de 20 módulos.

La situación que se produce con esta alternativa es similar a la anterior, con momentos en que es necesario comprar energía y otros en los que se puede verter a la red, siendo el excedente en este caso muy superior a la Alternativa 1. A lo largo del año los volúmenes de energía comprada y vertida a la red son de 1,18 GWh mientras que la energía autoconsumida en el bombeo aumenta considerablemente hasta 1,78 GWh.

Por último, la Alternativa 3 se basa en el autoabastecimiento de la estación de bombeo mediante la energía producida en la instalación fotovoltaica, por lo que no sería necesario comprar energía a la red y se producirían grandes excedentes de energía que se vertería a ella. En este caso, además de aumentar las dimensiones de la instalación, sería necesario realizar una modificación del diseño hidráulico de la estación de bombeo, debido a que durante el periodo del día en que hay luz solar se debería bombear toda el agua demandada diariamente. Este hecho supone que el caudal impulsado debe ser de 4,5 m³/s en lugar de 1,5 m³/s como ocurre con el diseño actual. Como consecuencia sería necesaria la colocación de un mayor número de bombas y la construcción de nuevas tuberías para llevar el agua a su destino.

Para esta alternativa la instalación fotovoltaica tendría una potencia equipada de 1.921,6 kW, que se conseguiría mediante la disposición de 12.420 paneles solares distribuidos en 621 líneas de 20 módulos cada una. Al tratarse de un número tan elevado de paneles, será necesario disponer de 4 inversores para conectarlos. En este caso no será necesario comprar energía a la red y, por tanto, los 2,96 GWh necesarios para hacer funcionar la estación de bombeo a lo largo del año serán producidos por la instalación fotovoltaica. Además, se producirá un excedente de 2,85 GWh que será vertido a la red de distribución eléctrica.

Con la situación actual, en la que la estación de bombeo funciona comprando toda la energía necesaria para mantener en funcionamiento las bombas, el coste de explotación teniendo en cuenta los precios de la energía indicados anteriormente suma un total de 517.300 € anuales. Realizando el estudio económico sobre las distintas alternativas, se observa que en todas ellas se reduce este coste en mayor o menor medida, debido a que en todo momento los volúmenes de energía que se deben comprar son inferiores.

Realizando el estudio comparativo de cada una de las alternativas mediante la aplicación de los distintos indicadores económicos que se tiene en cuenta (VAN, TIR y Payback) se obtiene que la alternativa más viable es la número 3, que cuenta con una potencia equipada de 1.921,6 kW. Con esta alternativa la compra de energía es nula y las ganancias por vertido de energía son de 142.500 € anuales, además de producirse

un ahorro de medio millón de euros anuales derivado de la energía autoconsumida. Por el contrario, debido a las grandes dimensiones de la instalación, la inversión inicial que se debe abordar es de 3.576.960 €, la más alta de las tres alternativas.

Pese a esto, debido al gran ahorro en compra de energía y a las ganancias por el vertido de la misma, se obtiene un VAN al cabo de 25 años de 3,85 millones de euros, con una TIR del 10,3%, por lo que la inversión sería segura y mostraría un payback de 6,5 años. Sin embargo, en este estudio económico únicamente se ha tenido en cuenta el coste de la instalación fotovoltaica y, en el caso de esta alternativa, además sería necesario modificar el diseño hidráulico de la estación de bombeo. Esta modificación consistiría en la colocación de 6 nuevas bombas y la construcción de 2 nuevas conducciones, cuyo coste estaría próximo a los 40 millones de euros. Teniendo en cuenta esto, la actuación sería inviable desde el punto de vista económico, por lo que la Alternativa 3 quedaría descartada.

En cuanto a las alternativas 1 y 2 (con potencias equipadas de 640,54 y 1.220,33 kW respectivamente) presentan resultados muy similares. Mientras que la Alternativa 1 presenta un VAN de 1,85 millones de euros y una TIR del 15,4%, la Alternativa 2 tiene una VAN de 2,26 millones de euros y una TIR del 11,4%. El payback es de 5,5 años para la Alternativa 1 y de 6,5 en el caso de la Alternativa 2. Con estos valores cabe pensar que la Alternativa 2 es algo más ventajosa desde el punto de vista económico, aún siendo las dos alternativas viables. En este caso, para tomar la decisión de cuál de ellas utilizar para el dimensionamiento definitivo, se atiende a los flujos de caja anuales.

La Alternativa 1 (640,54 kW de potencia equipada) tiene un coste anual de compra de energía a la red de 268.100 €, lo que supone una reducción de casi el 50% del coste actual, en que se compra toda la energía a la red. Por el contrario, la Alternativa 2 tiene un coste anual de 206.150 € por lo que, con respecto a la Alternativa 1 únicamente se reduce la factura en 60.000 € pese a haber duplicado el tamaño de la instalación. Esto evidencia que la Alternativa 2 se encuentra sobredimensionada. Se a este hecho se le suma que el coste de instalación de la Alternativa 1 es de 961.920 €, aproximadamente la mitad que la Alternativa 2, la inversión realizada para llevarla a cabo será mucho más segura desde el punto de vista económico.

Teniendo en cuenta estos factores, se decide que el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica se realice en base a la Alternativa 1, con una potencia equipada de 640,54 kW y 3.340 módulos fotovoltaicos (dispuestos en 167 líneas de 20 módulos cada una) y conectados a un único inversor.

Una vez escogida la alternativa a utilizar, se ha estudiado la posibilidad de colocar los módulos fotovoltaicos con una menor inclinación con respecto a la horizontal, con la intención de tratar de conseguir una mayor producción en los meses de verano, en los que la demanda es mayor. Realizando el mismo análisis económico dando a los módulos una inclinación de 20º (en lugar de los 36º correspondientes al ángulo óptimo medio anual) se han obtenido unos resultados muy similares a los que generaba la Alternativa 1 y que además presentan una viabilidad ligeramente inferior. De este

análisis se desprende que la inclinación de los paneles apenas tiene influencia sobre la viabilidad económica de la instalación ya que, pese a que se ha reducido el ángulo de inclinación prácticamente a la mitad, los resultados obtenidos no difieren apenas de los anteriores. Por este motivo, se disponen los módulos con una inclinación de 36º para que el volumen de energía anual producida sea máximo.

Se ha estudiado la legislación existente en la actualidad relativa al autoconsumo energético, el RD 900/2015, conocido como decreto del impuesto al sol, que establece el pago de un canon o peaje por consumir energía autoproducida y por verter energía a la red. Este canon marca una cantidad económica a pagar en función del volumen de energía producida. A pesar de esta legislación, el estudio realizado muestra que la instalación continua siendo viable desde el punto de vista económico.

Con la alternativa seleccionada se ha realizado un análisis de sensibilidad, tanto del precio de la energía como del coste de la instalación para tratar de comprobar si al producirse una variación de los precios la alternativa continuaría siendo viable. Para ello se ha establecido una horquilla de valores para cada una de estas variables y se han estudiado por separado, para ver el efecto que tiene cada una de ellas.

En lo relativo al precio de compra a la red se observa que si aumenta dicho precio, la instalación será una viabilidad mayor con el paso del tiempo que si este precio disminuye. Esto es debido a que el ahorro producido por la energía autoconsumida aumentará considerablemente. Por el contrario, se observa que el precio de vertido de energía a la red apenas tiene influencia sobre la viabilidad económica de la instalación, debido a que los volúmenes de energía vertidos son prácticamente despreciables en comparación con los volúmenes autoconsumidos y comprados a la red. Por último, y tal como cabía esperar, un aumento en el coste de instalación reducirá los beneficios al final de la vida útil, ya que la inversión inicial será mayor y el payback se retrasará.

Además de analizar cada una de las variables por separado, se ha estudiado el caso más desfavorable, considerando un coste de instalación de 1,20 €/W de potencia instalada (valor superior de la horquilla considerada para esta variable), un precio de compra a la red de 150 €/MW (valor inferior de la horquilla) y un precio de vertido de 30 €/MW (valor inferior de la horquilla). El resultado obtenido para este supuesto es una menor rentabilidad, ya que el VAN transcurridos 25 años es inferior y el payback ha aumentado pero, a pesar de ello, la instalación continua teniendo una gran viabilidad desde el punto de vista económico.

Por último, como recapitulación a todo lo visto hasta este punto, se establece como solución para la instalación solar fotovoltaica un dimensionamiento formado por 3.340 módulos Trina Solar TSM-320 PD14 dispuestos en 167 líneas de 20 módulos cada una y conectados a un inversor AEG Protect PV.880, que supondría una potencia instalada de 640,54 kW. Estos módulos se colocarían sobre estructuras metálicas trianguladas de inclinación variable fabricadas por K2 Systems, dándoles una inclinación de 36º con respecto a la horizontal y orientados hacia el sur.

La instalación solar fotovoltaica estará ubicada al sur de la estación de bombeo ya existente en el puerto de Catarroja y tendrá una extensión aproximada de 16.675 m², siendo el área ocupada por cada módulo de 3,88 m² y dejándose unos márgenes perimetrales y entre los distintos bloques de módulos.

Por último, en lo relativo a la economía de la instalación, cabe destacar que realizando una inversión que supone el 5% del coste total de las infraestructuras necesarias para llevar a cabo la reutilización de aguas de la EDAR de Pinedo, la reducción del coste de compra de energía a la red para hacer funcionar la estación de bombeo del puerto de Catarroja pasa de 517.600 € a 268.100 €, lo que supone que se produce una reducción del coste de bombeo de un metro cúbico de agua de 0,02 €/m³ a 0,01 €/m³. Esta reducción puede parecer pequeña pero, como se ha indicado anteriormente, este no es el coste real de bombear un m³ de agua para llevarlo desde el punto de depuración en la EDAR de Pinedo hasta su punto de consumo, ya que además de en este punto, el agua debe de ser impulsada en otros lugares. La suma de todos estos costes puede aumentar o reducir la viabilidad de la actuación propuesta.

9 Líneas futuras

Este apartado tiene como objetivo la presentación de una serie de directrices y recomendaciones que se podrían seguir de cara a un posible proyecto de realización de la instalación descrita en el presente documento. Como es lógico, no se trata de una serie de pasos que se deban seguir estrictamente, si no únicamente de unos trazos de cómo se podría enfocar el estudio de la actuación teniendo en cuenta la información presentada hasta ahora.

Una de las comprobaciones que se recomienda llevar a cabo es la relativa al ajuste producción-demanda para cada mes con la finalidad de comprobar si dicho ajuste se encuentra totalmente optimizado o es posible que mediante su modificación se obtengan mejores resultados. En el presente trabajo se ha realizado un ajuste de forma que ambas curvas se aproximen al máximo posible pero siempre teniendo en cuenta que la demanda se ha regulado mediante un variador de frecuencia en la estación de bombeo, empleando escalones múltiples de 10% de la frecuencia máxima. Cabe la posibilidad de que empleando otros escalones se consigan resultados sensiblemente diferentes y que en algún caso éstos proporcionen resultados que puedan considerarse mejores.

Se deberá tener en cuenta la magnitud tanto del precio de la energía como de los costes de instalación, sobre todo si transcurre un periodo de tiempo considerable desde la realización de este estudio hasta la decisión de llevar a cabo la actuación que en él se describe. Si el tiempo transcurrido es corto es muy probable que la situación que se pueda presentar se encuentre reflejada en el estudio económico realizado o en el análisis de sensibilidad que se presenta valorando una posible fluctuación de estos precios pero, en caso de transcurrir un tiempo mayor las diferencias con el momento actual pueden ser considerables y en este caso sería necesario realizar un nuevo estudio económico para conocer la viabilidad del proyecto.

Con la finalidad de conseguir el máximo aprovechamiento del espacio ocupado por la instalación solar fotovoltaica se pueden estudiar distintas posibilidades, siendo una de ellas la opción de sustituir la instalación colocada directamente sobre el terreno por una situada en altura, pudiéndose emplear el terreno situado bajo los módulos para otros usos. A este respecto, la dimensiones de la instalación imposibilitan que los módulos se dispongan situados sobre la propia estación de bombeo, construyendo una estructura sobre la que se situarían, pero sí que se podría estudiar la posibilidad de realizar otras construcciones, que se podrían destinar a usos industriales y en cuyo tejado se podrían ubicar los distintos elementos de la instalación fotovoltaica. De esta manera, el terreno en el que se situaría la instalación tendría un uso adicional al de producción de energía y no quedaría sin utilidad una vez pasada la vida útil de la instalación o en caso de que esta no se encontrase en funcionamiento.

Otra opción que se podría valorar en cuanto a la ubicación de la instalación es la utilización de terrenos que en la actualidad no se encuentran en producción. Como se

ha indicado anteriormente, la zona donde se ubica la estación de bombeo está dedicada en su gran mayoría al cultivo de arroz pero junto a la misma existen una serie de parcelas de terreno yermo, que actualmente no tienen ningún uso y que se podría emplear para ubicar la instalación fotovoltaica. Al tratarse de terrenos que no se están explotando el coste de expropiación sería menor, lo que favorecería a la viabilidad económica del proyecto.

En cuanto al funcionamiento del sistema de reutilización de aguas procedentes de la EDAR de Pinedo, se podría realizar un análisis de forma conjunta de la continuación del bombeo hacia el Canal Júcar-Turia y otros destinos, teniendo en cuenta la posibilidad de construir balsas que permitan almacenamiento de agua en destino. De esta forma, la estación de bombeo del puerto de Catarroja podría funcionar durante todo el año a su máxima capacidad, ya que se podrían almacenar los recursos no utilizados en dichas balsas, al contrario de la situación existente en la actualidad, en la que el funcionamiento del bombeo viene determinado por la curva de demanda. Como consecuencia del almacenamiento en destino se modificaría la curva de demanda que tendría la instalación y sería necesario estudiar si esta nueva situación sería viable, tanto desde el punto de vista técnico como económico, así como las modificaciones que sería necesario realizar sobre la instalación fotovoltaica que se ha propuesto.

Valencia, a 10 de marzo de 2018

Fdo: Alberto Gil Tomás

10 Referencias

ACUAMED (2016) –*Pliego de cláusulas reguladoras para la contratación del servicio de vigilancia, mantenimiento y conservación de las instalaciones de la estación de bombeo de Catarroja y la conducción de Catarroja a Benifaió (Valencia)*

AEG (2017) – AEG Power Solutions -*Protect PV Utility-scale Inverter Catalogue*

AEMET (2012)– Agencia Estatal de Meteorología - *Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT*

AEMET (2017) – Agencia Estatal de Meteorología (Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente) <http://www.aemet.es>

AIE (2015) –Agencia Internacional de la Energía -*Trends 2015 in PhotovoltaicApplications*

AIE (2017) – Agencia Internacional de la Energía - *2016 Snapshot of Global PhotovoltaicMarkets*

BOE (2015) – Gobierno de España. Boletín oficial del Estado - *Real Decreto 900/2015*

CHJ (2014) – Confederación Hidrográfica del Júcar - *Propuesta de Proyecto de revisión del Plan Hidrológico. Memoria. Ciclo de planificación hidrológica 2015-2021*

CLEAN TECHNICA (2017) - <https://cleantechnica.com>

DAM (2017) – Depuración de Aguas del Mediterráneo <https://www.dam-aguas.es/portfolio-posts/pinedo/>

DATOSCLIMA (2017) – Base de datos meteorológica <https://datosclima.es/>

ECONOPEDIA (2017)- <http://economipedia.com/>

EPSAR (2017)– Entitat de Sanejament d'Aigües (Conselleria d'Agricultura, Medi Ambient, Canvi Climatic y Desenvolupament Rural, Generalitat Valenciana) <http://www.epsar.gva.es/instalaciones/edar>

EUROSTAT (2017)- Sistema Estadístico Europeo (Unión Europea) https://europa.eu/european-union/documents-publications/statistics_es

HYPERPHYSICS (2017)- Department of Physics and Astronomy (Georgia State University) <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu>

INE (2017) – Instituto Nacional de Estadística (Ministerio de Economía, Industria y Competitividad) <http://www.ine.es/jaxi>

K2 SYSTEMS (2017) – *Articlelist 03/2017 Catalogue*

OMIE (2017)- Operador del Mercado Ibérico Español <http://www.omie.es/reports/>

Diseño integrado del funcionamiento de un bombeo de agua de gran potencia con una instalación solar fotovoltaica en el puerto de Catarroja (Valencia)

PÉREZ-MARTÍN (2017) – *Centrales y sistemas energéticos - T1. Energías renovables. Energía solar.*

PV EDUCATION (2017) - <http://www.pveducation.org/>

PV GIS (2017)- Instituto para la Energía y el Transporte (Centro Comunitario de Investigación, Comisión Europea) <http://re.irc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>

TRINA SOLAR (2016) – *Catálogo TallMax Module TSM-PD14*

UNEF (2016) –Unión Española Fotovoltaica - *Informe Anual 2016. El tiempo de la energía solar fotovoltaica.*