

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL



"ESTUDIO DE BOMBEO PARA
INSTALACIÓN DE RIEGO MEDIANTE
ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA"

TRABAJO FIN DE MÁSTER

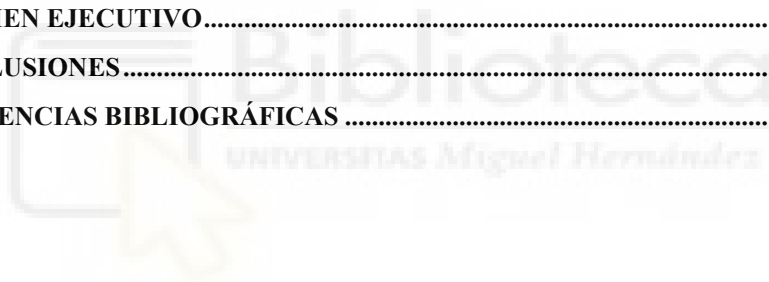
Diciembre - 2023

AUTOR: María Ballester Pelegrín
DIRECTOR/ES: Sergio Valero Verdu

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	4
2. OBJETIVOS DEL TRABAJO DE FIN DE MASTER	6
3. CONTEXTO HISTÓRICO DE LA ENERGÍA SOLAR	7
3.1. LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN LA ACTUALIDAD.....	9
3.2. EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA	11
3.3. SITUACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL MUNDO Y EUROPA.	15
4. EL BOMBEO SOLAR FOTOVOLTAICO.	23
4.1. QUÉ ES EL BOMBEO SOLAR FOTOVOLTAICO	23
4.2. BOMBEO AISLADO	26
4.2.1. <i>COMPONENTES BÁSICOS DE UNA INSTALACIÓN DE BOMBEO AISLADO</i>	26
4.2.2. <i>FUNCIONAMIENTO</i>	29
4.3. BOMBEO SOLAR CONECTADO A LA RED	31
4.3.1. <i>COMPONENTES BÁSICOS DE UNA INSTALACIÓN DE BOMBEO SOLAR</i> <i>CONECTADO A LA RED</i>	31
4.3.2. <i>FUNCIONAMIENTO BOMBEO SOLAR CONECTADO A LA RED</i>	33
4.4. VENTAJAS DEL BOMBEO AISLADO Y CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA.....	34
5. METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE INSTALACIONES DE BOMBEO SOLAR FOTOVOLTAICO AISLADO Y SU APLICACIÓN A UN CASO PRÁCTICO	36
5.1. CASO PRÁCTICO. DATOS DE PARTIDA	36
5.2. PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO Y DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO SOLAR AISLADO. CÁLCULO Y DISEÑO DEL CASO PRÁCTICO	37
5.2.1. <i>CÁLCULO DEL CAUDAL DE IMPULSIÓN</i>	37
5.3. DISEÑO HIDRÁULICO. GENERALIDADES	47
5.3.1. <i>LONGITUD DE LA TUBERÍA</i>	48
5.3.2. <i>DIÁMETRO NOMINAL DE LA TUBERÍA</i>	48
5.3.3. <i>SELECCIÓN DEL MATERIAL</i>	49
5.3.4. <i>ANÁLISIS DEL TRAZADO Y ACCESORIOS</i>	50
5.4. APLICACIÓN DEL DISEÑO HIDRÁULICO AL CASO PRÁCTICO DEL ESTUDIO.....	51
5.4.1. <i>LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA Y LONGITUD DE LA TUBERÍA</i>	51
5.4.2. <i>MATERIAL DE LA TUBERÍA Y ACCESORIOS</i>	53
5.4.3. <i>DIÁMETRO NOMINAL DE LA TUBERÍA</i>	53
5.4.4. <i>ANÁLISIS DEL TRAZADO Y ACCESORIOS</i>	54
5.5. CÁLCULO DEL SISTEMA MOTOR BOMBA.....	55
5.5.1. <i>MOTOR ELÉCTRICO</i>	55
5.5.2. <i>FUNCIONAMIENTO DE UNA BOMBA CENTRÍFUGA EN UN BOMBEO</i> <i>FOTOVOLTAICO</i>	56
5.5.3. <i>CURVAS DE EFICIENCIA DE UNA BOMBA</i>	58
5.5.4. <i>ASPECTOS PARAMÉTRICOS DE LA BOMBA</i>	61
5.6. CÁLCULO DEL VARIADOR DE FRECUENCIA.....	87
5.6.1. <i>FUNCIONAMIENTO DEL VARIADOR DE FRECUENCIA</i>	87
5.6.2. <i>PASO DE NUBE</i>	90
5.6.3. <i>CÁLCULO PRÁCTICO</i>	91
5.7. CÁLCULO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO	93
5.7.1. <i>MÓDULOS FOTOVOLTAICOS</i>	93
5.7.2. <i>PERFORMANCE RATIO, PR</i>	94
5.7.3. <i>CONFIGURACIÓN DEL GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO</i>	98
5.7.4. <i>CABLEADO</i>	99
5.7.5. <i>DISTANCIA MÍNIMA ENTRE FILAS DE MÓDULOS</i>	101
5.7.6. <i>SISTEMA DE PROTECCIONES</i>	102

5.7.7.	<i>PUESTA A TIERRA</i>	103
5.7.8.	<i>CÁLCULO PRÁCTICO</i>	105
6.	PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN	117
7.	TRANSFORMACIÓN DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO AISLADO A SISTEMA CONECTADO A RED EN AUTOCONSUMO.	118
7.1.	INTRODUCCIÓN	118
7.2.	CALCULO DEL INVERSOR (EN BASE AL SISTEMA MOTOR-BOMBA EXISTENTE) 118	
7.2.1.	<i>ADAPTACIÓN DE LAS SERIES DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS A LA TENSIÓN DEL INVERSOR.</i>	118
7.3.	MODIFICACIÓN DEL CONEXIONADO DEL VARIADOR E INVERSOR.	124
7.4.	PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN	124
7.5.	BALANCE ECONÓMICO.....	125
8.	EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD TÉCNICA, ECONÓMICA Y LEGAL	127
8.1.	EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD TÉCNICA	127
8.1.1.	<i>PROVEEDORES Y PRODUCTOS.</i>	127
8.1.2.	<i>INSTALADORES.</i>	131
8.2.	VIABILIDAD ECONÓMICA	132
8.2.1.	<i>ANÁLISIS DE COSTES.</i>	132
8.3.	VIABILIDAD LEGAL	136
8.4.	VIABILIDAD AMBIENTAL.....	137
9.	AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL DEL SISTEMA	141
10.	RESUMEN EJECUTIVO	142
11.	CONCLUSIONES	144
12.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	145



1. INTRODUCCIÓN

El presente Trabajo de Fin de Máster pretende exponer los diferentes procedimientos más conocidos para el dimensionamiento y cálculo de un sistema de bombeo de agua para el riego de cultivos. Se definirá y calculará, en base a unos mismos datos de partida, el bombeo a contra balsa y a presión constante, mediante energía solar fotovoltaica como único suministro de energía (instalación conocida como “aislada de la red eléctrica”). Adicionalmente, se va a realizar el cálculo y se va a exponer los diferentes pasos para conectar la instalación fotovoltaica, previamente calculada, a la red eléctrica aprovechando los elementos ya existentes de la instalación (instalación conocida como “Autoconsumo”). El objetivo de este cálculo adicional se realiza para acercar este TFM a las necesidades actuales del mercado ya que existen numerosas instalaciones de bombeo aislado que, gracias al impulso y facilidades legislativas, supone una ventaja conectarse a la red eléctrica y aprovechar el excedente energético generado, ya sea en la modalidad de autoconsumo con o sin excedentes, colectivo o en comunidad energética.

Además de este objetivo, el estudio repasará los diferentes componentes de ambos sistemas (Aislada y Autoconsumo) y los elementos necesarios para que los sistemas puedan tener un funcionamiento autónomo y automatizado en base a los parámetros predefinidos por el usuario. Igualmente, se presenta un breve recorrido histórico sobre las aplicaciones de la energía solar al bombeo de agua, así como una panorámica de la situación actual de la energía solar fotovoltaica en España y el mundo. Por último, se analizarán las variables económicas que determinan la viabilidad de estos tipos de sistemas, cuya implementación va a suponer y está suponiendo un verdadero avance en la reducción de costes vinculados a la gestión del agua para uso agrícola, así como la eliminación de emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a esta actividad.

El motivo de seleccionar este proyecto de fin de máster se debe a la importancia de la actividad agrícola en España, la cual consume más del 3% del total de la energía final utilizada en el país (1). Las formas más comunes de uso de energía en la agricultura son mediante el bombeo para elevación de volúmenes de agua y la impulsión de agua para riego a presión constante.

En cuanto al bombeo, las modalidades más usuales son desde un embalse a otro, en el caso de grandes caudales, y desde un pozo a un embalse, normalmente para caudales más reducidos. El objetivo principal del bombeo de embalse a embalse es acumular grandes cantidades de agua en una altura superior para su posterior distribución por gravedad hacia diferentes ramales de riego o hacia otros embalses. En algunos casos, esta modalidad también se puede utilizar como un sistema de acumulación de energía para bombear a un costo reducido y, en momentos de altos precios de la energía eléctrica, generar electricidad mediante la utilización de turbinas. En ambos casos, ya sea desde un pozo a un embalse o desde un embalse a otro, el proceso de cálculo es similar, con pequeñas variaciones que se refieren principalmente a la ubicación de los componentes del sistema y a la estabilidad o variabilidad de los caudales que se deben elevar.

Aunque el bombeo aislado cobra un mayor sentido en las aplicaciones destinadas al riego agrícola, dada la proporcionalidad entre irradiación solar y necesidades hídricas, es necesario contemplar su transformación a un sistema conectado a la Red eléctrica, cuando estas circunstancias no se dan. Podría ser el caso del aprovechamiento para riego de las aguas provenientes de depuradoras urbanas, en localidades de interior con bajo poblamiento en época estival, aumento de demandas hídricas en horarios nocturnos, disminución de la demanda por reducción de regadío y consiguiente generación de excedentes, etc...



2. OBJETIVOS DEL TRABAJO DE FIN DE MASTER

Este trabajo tiene los siguientes objetivos:

- Ofrecer una descripción general de la Energía Solar Fotovoltaica, incluyendo su evolución y aplicaciones, especialmente en los últimos años. Además, se pretende analizar su situación actual y perspectivas tanto en España como en el resto del mundo.
- Definir las características diferenciales de los tipos de bombeo más usuales asociados a Energía Solar Fotovoltaica (Aislado, conectado con autoconsumo, contrabalsa y presión constante).
- Analizar los distintos componentes que conforman el sistema de bombeo, así como los factores que los definen.
- Estudiar la viabilidad económica y ambiental del caso práctico y el marco legal actual.
- Proponer medidas complementarias que permitan un mejor control.
- Analizar las ventajas y posibilidades de los sistemas de bombeo aislado y de los sistemas de bombeo conectados en algunas de las modalidades de autoconsumo.

UNIVERSITAS Miguel Hernández

3. CONTEXTO HISTÓRICO DE LA ENERGÍA SOLAR

Las antiguas civilizaciones romanas, chinas y griegas ya hacían uso de la energía solar utilizando espejos curvos para concentrar la luz del sol y provocar el calentamiento de objetos. Este método era principalmente utilizado con fines bélicos, como se puede observar en la Figura 1, ya que se buscaba enfocar los rayos solares sobre un objetivo con el fin de incendiarlo. Esta técnica es muy similar a la que hoy en día conocemos como solar térmica de concentración.



Figura 1 Espejo de Arquímedes en Siracusa. Fuente: 4vium.blogspot.com.es

En el siglo XVIII, gracias a De Saussure, se inventó la primera forma de concentrar el calor del sol, que consistió en construir una pequeña caja caliente, también conocida como invernadero en miniatura. Esta caja se construía a partir de cinco cajas cuadradas de vidrio, cuyo tamaño iba disminuyendo gradualmente desde 12 pulgadas hasta 2 pulgadas de alto. La caja caliente se convirtió en el modelo para los colectores solares. A finales del siglo XIX, los colectores solares podían suministrar energía en forma de vapor para impulsar varias máquinas. Durante este período se llevaron a cabo las primeras instalaciones de bombeo solar.

En 1860, el ingeniero francés Augustin Mouchot llevó a cabo investigaciones sobre la energía solar, las cuales quedaron documentadas en su libro "La chaleur Solaire". Sus experimentos se enfocaron en utilizar la capacidad del Sol para generar calor y evaporar agua en recipientes cerrados, lo que aumentaría la presión interna y permitiría

aprovecharla para generar movimiento. El objetivo final era sustituir el combustible utilizado en las calderas de máquinas de vapor (carbón o leña) por energía solar. Mouchot logró mover una máquina de vapor de medio caballo de potencia con su sistema, que fue utilizado para bombear agua a una tasa de 2000 l/h en una prueba. Hubo otros intentos para utilizar la energía solar para mover máquinas de vapor y bombear agua.

La energía solar fotovoltaica es aquella que se obtiene por medio de la transformación directa de la energía del solar a energía eléctrica. Se produce cuando incide la luz sobre materiales semiconductores que pueden convertir la luz del sol directamente en electricidad gracias al efecto fotoeléctrico, esto es, la emisión de electrones por un material al incidir sobre él una radiación electromagnética, como la que proviene del Sol.

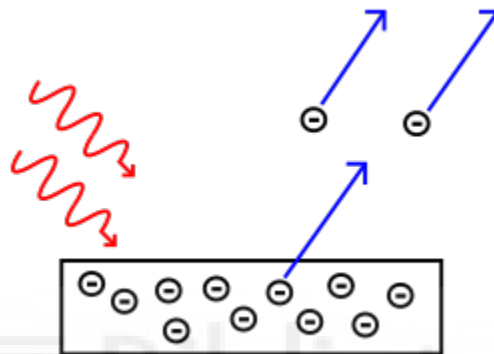


Figura 2 Efecto fotoeléctrico. Wikipedia

En 1885, Charles Fritts creó el primer módulo fotoeléctrico al aplicar una capa de selenio sobre un soporte metálico y recubrirla con una fina capa de oro. En 1941, se desarrolló la primera célula fotovoltaica de silicio, el material que se utiliza hoy en día. A principios de los años 60, estas células empezaron a ser utilizadas en la industria, siendo la industria espacial la pionera en emplearlas para suministrar energía a los satélites artificiales. En la década de los 60, se iniciaron nuevas investigaciones sobre la aplicabilidad de las células fotovoltaicas en la Tierra.



Figura 3 Primera célula fotovoltaica en funcionamiento. Fuente: Solfy

3.1.1. LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN LA ACTUALIDAD

En la actualidad, la tecnología fotovoltaica ofrece numerosas ventajas en comparación con otras formas de generación de electricidad [2]. Entre estas ventajas se encuentran:

- Mayor eficiencia en la generación de electricidad.
- Impacto ambiental mínimo.
- Fuente de energía inagotable a través de la luz solar.
- Gran flexibilidad, permitiendo el desarrollo de grandes plantas de energía y pequeñas unidades de generación distribuida o de autoconsumo.

La generación de electricidad mediante energía solar fotovoltaica se basa en el uso de paneles o módulos fotovoltaicos, los cuales contienen células que contienen materiales semiconductores. Los materiales más comúnmente utilizados para la generación fotovoltaica son el silicio monocristalino, el silicio policristalino y el silicio amorfo, seguidos de cerca por el telurio de cadmio y un material compuesto de cobre, indio, galio y selenio. La perovskita es uno de los materiales más prometedores en investigaciones recientes.

El costo medio de fabricación de los paneles solares fotovoltaicos ha experimentado una importante disminución desde 2007 hasta 2021, gracias a la mejora de la tecnología y la escala de producción.

Según datos de la Asociación de Industrias Fotovoltaicas (SEMI), el costo promedio de fabricación de los paneles solares fotovoltaicos en 2007 era de alrededor de 3.30€ por

vatio pico (Wp). En 2010, este costo se redujo a alrededor de 1.40€ por Wp, y para 2016 se redujo aún más a alrededor de 0.46 € por Wp.

En los años siguientes, el costo medio de fabricación de los paneles solares siguió disminuyendo, y según el informe de la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA) de 2020, el costo promedio de fabricación de los paneles solares fotovoltaicos había disminuido a 0.28€ por Wp.

Es importante tener en cuenta que estos costos promedio varían dependiendo del tipo de panel solar, la tecnología utilizada y otros factores. Además, los costos de fabricación no son el único factor que determina el costo final de los paneles solares, ya que también se incluyen otros costos como el transporte, la instalación y el mantenimiento.

Estos datos corroboran la cantidad de instalaciones instaladas durante los dos últimos años, a pesar de la pandemia causada por la COVID-19. Este nuevo interés en la energía fotovoltaica, ayudado por la legislación, las ayudas de las Administraciones Públicas y el bajo precio de las placas solares, ha provocado que la capacidad fotovoltaica instalada casi se triplique en dos años. (3)

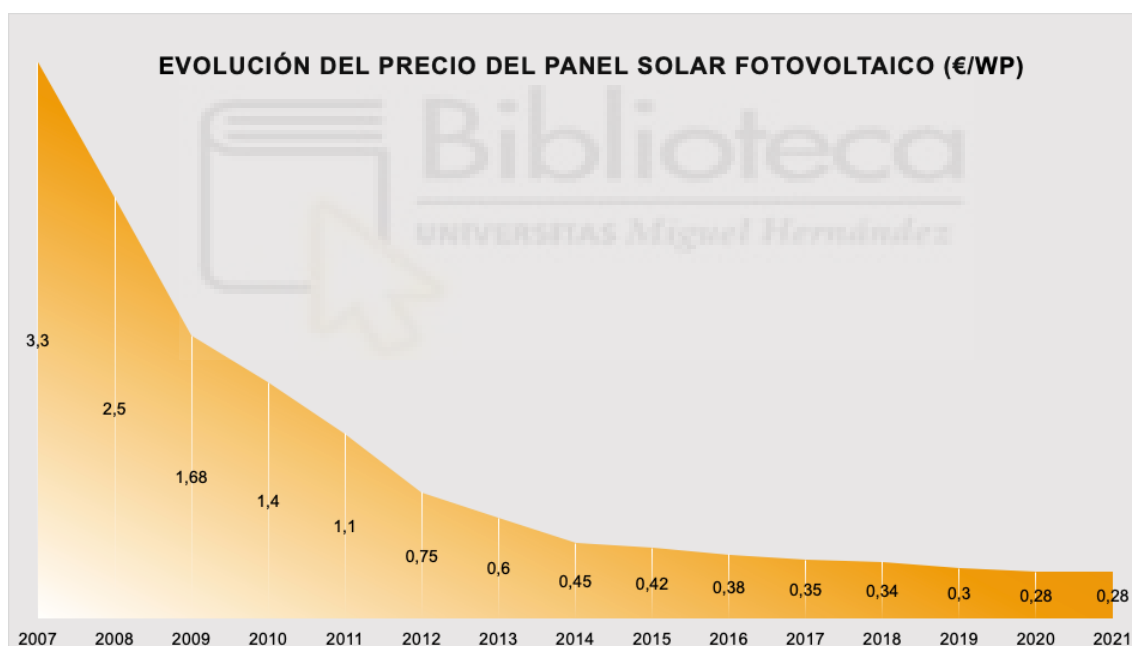


figura 4 <https://www.hogarsense.es/placas-solares/energia-fotovoltaica-espana> . Fuente de la imagen: ©Hogarsense.es (con datos de IRENA)

Las unidades de generación de energía solar fotovoltaica pueden ser montadas en el suelo, integradas con actividades económica, sobre cubiertas planas o fijadas a techos o paredes de casas, pisos, fábricas u otras construcciones. También ofrecen la oportunidad de producir electricidad en zonas aisladas que no pueden conectarse a la red eléctrica, o en las que la conexión tiene un coste muy elevado. Es posible también instalar potencias muy variadas, desde el rango de pocos kilovatios a cientos de megavatios.

La energía solar fotovoltaica es una herramienta valiosa para ayudar a los países a alcanzar la soberanía energética. Al proporcionar una fuente de energía renovable y sostenible, reducir la dependencia de los combustibles fósiles importados y permitir la adaptación a las necesidades específicas de energía y recursos de cada país, la energía solar fotovoltaica puede contribuir significativamente a la autonomía energética de los países y a la seguridad energética global. Con la guerra de Ucrania, el conflicto árabe-israelí y la subida del coste de la electricidad y de los combustibles fósiles, se vuelve más notable la necesidad de avanzar hacia la soberanía energética del país. En la actualidad, y bajo el paradigma político, medioambiental, energético y bélico dado durante el año 2022, la soberanía energética supone una gran ventaja estratégica para cualquier país.

En los últimos años han surgido las Comunidades Energéticas. Las comunidades energéticas son una forma innovadora de organizar y gestionar la producción y distribución de energía. En lugar de depender de grandes empresas energéticas centralizadas, las comunidades energéticas permiten que los ciudadanos y las empresas locales participen en la producción y distribución de energía renovable.

Una de las principales ventajas de las comunidades energéticas es que fomentan la participación ciudadana y la colaboración comunitaria en la producción de energía renovable. Al permitir que los ciudadanos se conviertan en productores y distribuidores de energía, se puede aumentar la conciencia y el compromiso con la transición energética y fomentar un mayor control ciudadano sobre la producción y el consumo de energía.

Además, las comunidades energéticas pueden mejorar la eficiencia energética y reducir la dependencia de los combustibles fósiles al permitir que los ciudadanos y las empresas locales se conviertan en productores y distribuidores de energía renovable. Se pueden aprovechar mejor los recursos energéticos locales y reducir la necesidad de importar combustibles fósiles. Esto también puede tener un impacto positivo en la economía local y la creación de empleo. (4)

3.2. EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

En España, desde el año 2004 hasta el 2007, el primer Gobierno de Rodríguez Zapatero (PSOE) hizo una apuesta firme por esta fuente de energía, utilizando para ello los Reales Decretos 436/2004 y 661/2007, los cuales establecían primas a los que producían energía mediante sistemas fotovoltaicos.

A continuación, en la Figura 5, se puede ver la evolución de la potencia instalada cada año en España, en el que se observa un gran crecimiento hasta el año 2008 y un posterior decrecimiento en la potencia anual instalada. Se aprecia el boom del año 2008, el corte brusco en 2009 debido al cambio en el sistema de incentivos y el freno en nuevas instalaciones desde el año 2012 con la aparición del popularmente conocido “Impuesto al Sol”. En 2015 se instalaron 40 MW aproximadamente.

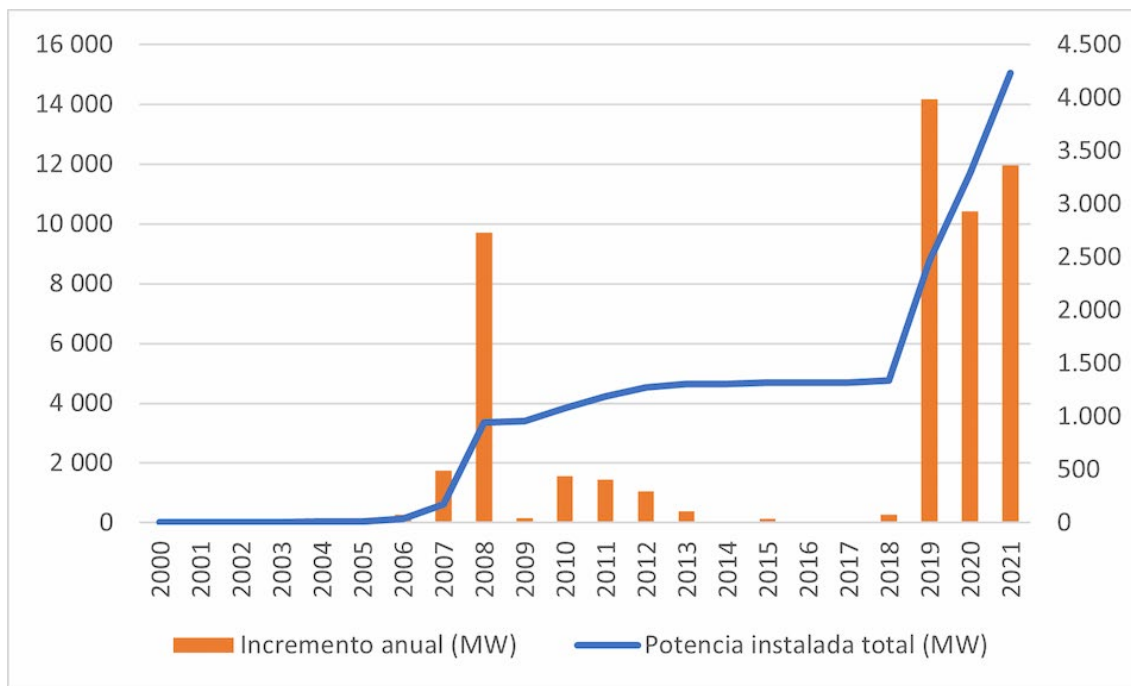


figura 5 Evolución de la potencia solar fotovoltaica instalada anualmente (naranja) y acumulada (verde) en España, expresada en MW. REE e IRENA. Fuente: <https://www.solarweb.net/solar-fotovoltaica.php>

Desde la llegada del Partido Popular al gobierno en 2011 y con la aprobación de una serie de leyes destinadas a reducir el déficit de la tarifa eléctrica, que consistían en recortar las primas a las energías renovables, la evolución de la potencia instalada en España disminuye considerablemente.

Con la publicación del Real Decreto 900/2015 de Autoconsumo de 10 de octubre de 2015 se liberalizan las instalaciones completamente aisladas de la red. Las instalaciones de autoconsumo, en las que se genera y consume instantáneamente electricidad o se acumula una parte para consumirla posteriormente, tendrían que pagar un “peaje de respaldo” cuando la potencia contratada sea mayor de 10 kW, conocido popularmente como “Impuesto al Sol”.

En octubre de 2018, se aprobó el Real decreto-ley 15/2018 que modificó aspectos importantes del Real Decreto 900/2015. Algunas de las modificaciones relevantes eran la eliminación del “impuesto al sol” facilitando el desarrollo del autoconsumo, simplificación de los trámites administrativos para la instalación de sistemas de autoconsumo y el establecimiento de un mecanismo de compensación simplificada de excedentes.

En abril de 2019, se aprobó el Real Decreto 244/2019, que regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica en España, que incluyó los siguientes aspectos. Nuevas definiciones de los tipos de autoconsumidores, simplificación del procedimiento de acceso y conexión a la red para instalaciones de autoconsumo, se estableció un Registro de Autoconsumidores, y cambios en la facturación de la energía producida y consumida por el autoconsumidor. Este decreto modificó el marco regulatorio existente y estableció un mecanismo de compensación simplificada de excedentes. La compensación de excedentes permite a los

usuarios que generan más energía de la que consumen verter esa energía sobrante a la red y recibir una compensación por ella.

En la Figura siguiente se observa como estos cambios normativos afectaron positivamente impulsando el desarrollo del autoconsumo en España.

De acuerdo con la información publicada por Red Eléctrica de España en sus informes anuales “El Sistema Eléctrico Español”, la potencia instalada conectada a red de tecnología solar fotovoltaica ascendía a 19.785 MW a finales de 2022, lo cual suponía un incremento del 29% con respecto a la potencia instalada en 2021, de 15.287MW y de un 315% con respecto a la potencia instalada en 2018, 4.767 MW.

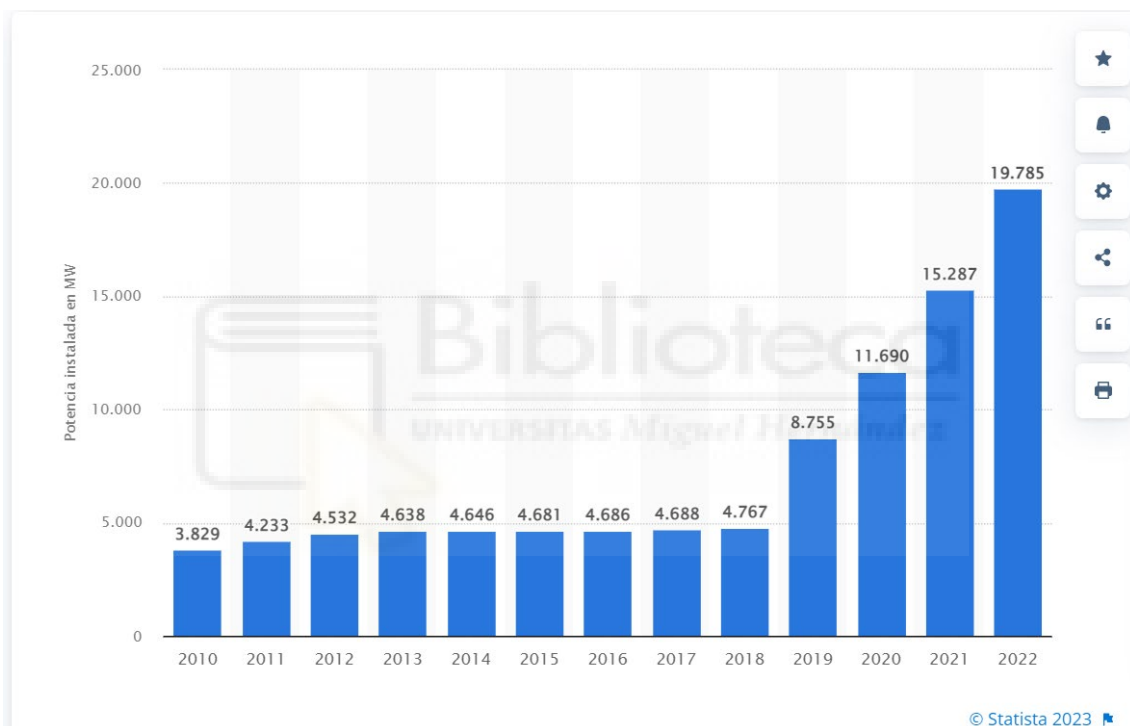


figura 6 Gráfico de la evolución de la potencia acumulada solar fotovoltaica instalada en España hasta 2022. Fuente: Statista, <https://es.statista.com/estadisticas/1004387/potencia-solar-fotovoltaica-instalada-en-espana/>

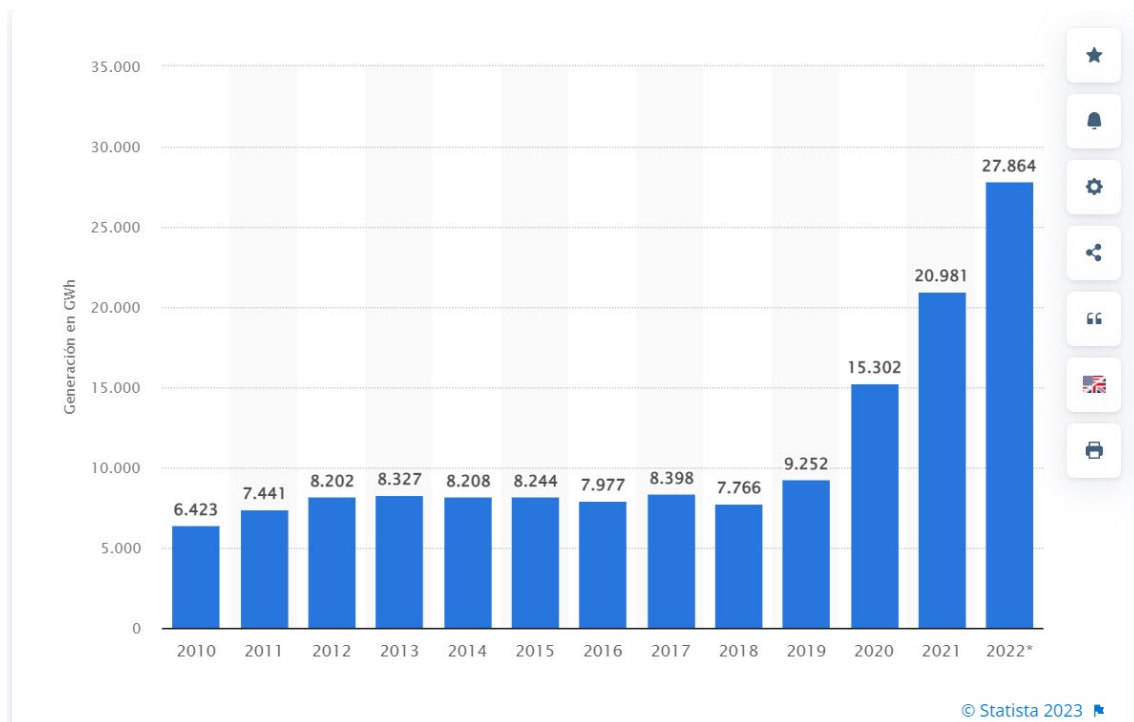


Figura 7 Gráfico de la evolución de la Generación en GWh con Energía Solar Fotovoltaica en España hasta 2022. Fuente: Satisa, <https://es.statista.com/estadisticas/1004390/generacion-solar-fotovoltaica-en-espana/>

Durante el periodo 2012-2016, la generación permaneció bastante estable con una producción media alrededor de 8,2 TWh. En 2016 la generación eléctrica supuso 7.977 GWh, siendo la máxima producción en 2013, con 8.327 GWh.

En España, la posibilidad de producir tu propia electricidad utilizando recursos renovables debería ser algo muy atractivo por la abundancia del recurso solar. Sin embargo, la tendencia de la factura eléctrica cargando mayores costes sobre la parte fija que sobre el coste del consumo energético limitaban la rentabilidad económica de las instalaciones de autoconsumo conectado a la red. De la misma forma, los peajes al autoconsumo y el procedimiento administrativo burocrático impuestos por el Real Decreto 900/2015 limitaban en mayor medida su rentabilidad final.

Con la publicación del Real Decreto en abril de 2019 que habilita y promueve el autoconsumo colectivo se produce nuevamente un crecimiento. Se habilita el autoconsumo colectivo del que se pueden beneficiar comunidades de vecinos y, muy importante, los polígonos industriales. Se simplifican los trámites que deberán realizar los autoconsumidores al dar de alta una instalación y se establece un mecanismo simplificado de retribución de la electricidad que se produce y se vierte a la red (compensación).

Los precios elevados de la electricidad que se han dado desde el año 2018 y aún más altos en 2022 tienen un efecto negativo, sobre todo para las industrias que tienen un mayor consumo eléctrico. Mediante el autoconsumo individual o colectivo estos costes se pueden reducir. Además, el autoconsumo permite generar nuevos ingresos si los excedentes se vierten a la red, lo que supone una gran oportunidad para muchas empresas.

Otro aspecto importante de la incentivación del autoconsumo está en sustituir importaciones de energía. Cada año el sector eléctrico español importa electricidad, gas, carbón, diésel y combustible nuclear. El coste anual es de decenas de miles de millones de euros que salen del país. Con cada MWh que se pueda autoproducir, se reduce la factura eléctrica de importación. Además, con cada MWh que se autoproduce se contribuye a la descarbonización del sistema eléctrico y a la reducción de las emisiones de CO₂ y otros gases contaminantes. (5)

A partir de 2018 se produce un importante aumento de la potencia instalada en España. En 2019 la potencia total instalada en España era de 8.755 MW y en 2022 la potencia total instalada es de 19.785 MW, lo que supone un aumento del 125,98%.

El futuro de la energía fotovoltaica en España está garantizado. Así lo demuestra el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), que traza la meta de un sector eléctrico 100% renovable en 2050, con una etapa intermedia del 74% en 2030. Precisamente para lograr esa meta de 2030 se prevé para entonces una potencia total instalada de 44 GW de energía solar, de los cuales 37 GW serán de fotovoltaica. Esto la convertirá en la tecnología de generación renovable de mayor crecimiento en los próximos 10 años.

Las previsiones y metas trazadas son muy prometedoras para esta tecnología, que se encuentra hoy en su mejor momento y que constituye una oportunidad tremenda para España. (6)



3.3. SITUACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL MUNDO Y EUROPA.

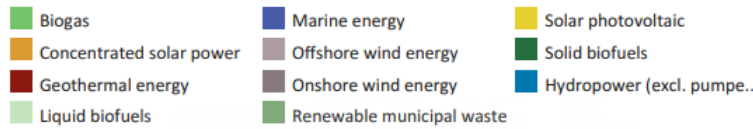
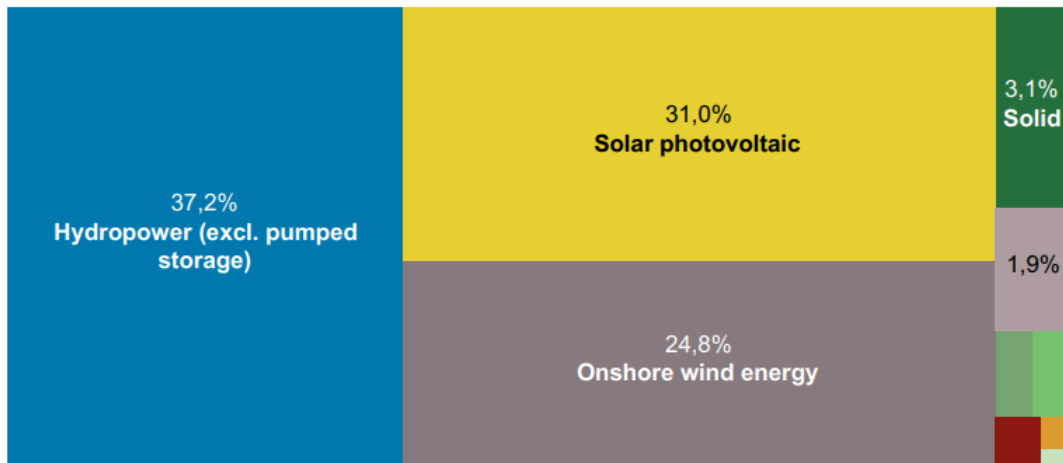
A nivel mundial, la energía renovable que mayor porcentaje representa en cuanto a capacidad instalada es la Hidroeléctrica con un 37,2% en el año 2022, seguida de la energía solar fotovoltaica que representa el 31% de la potencia total instalada en el mundo. Estos datos se pueden apreciar en el gráfico de la figura 8.

Renewable Energy Technologies

Show by
Installed Capacity

Country/area
Todo

Year
2022



© IRENA

Last update: 25 March, 2023

Figura 8 Porcentaje de Capacidad Instalada en el Mundo, según Tecnologías. Fuente: Irena

En cuanto a la generación eléctrica en 2020 como se puede ver en la figura 9, a nivel mundial, China representa el país con mayor generación de Energía Solar Fotovoltaica, superando los 261.659 GWh, seguido de Estados Unidos, Japón e India. España ocupa el décimo puesto con 15.675 GWh.

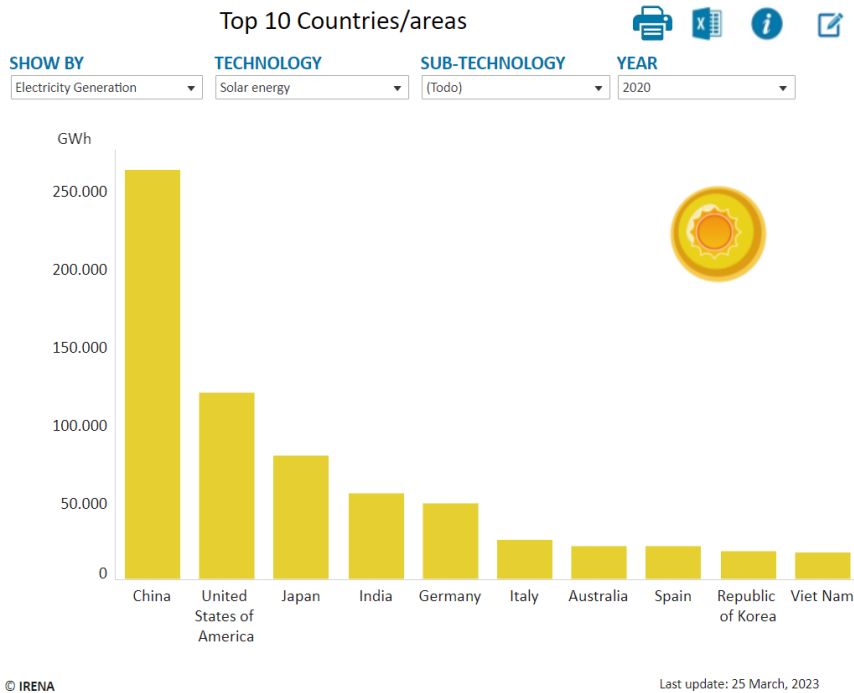


Figura 9. Generación eléctrica con Energía Solar en el mundo por países. Fuente: Irena

En 2022 y a nivel mundial, China representa el país con mayor potencia de Energía Solar Fotovoltaica instalada, alcanzando los 400.000MW, seguido de Estados Unidos, Japón y Alemania. Se puede ver en la Figura 10.

Top 10 Countries/areas

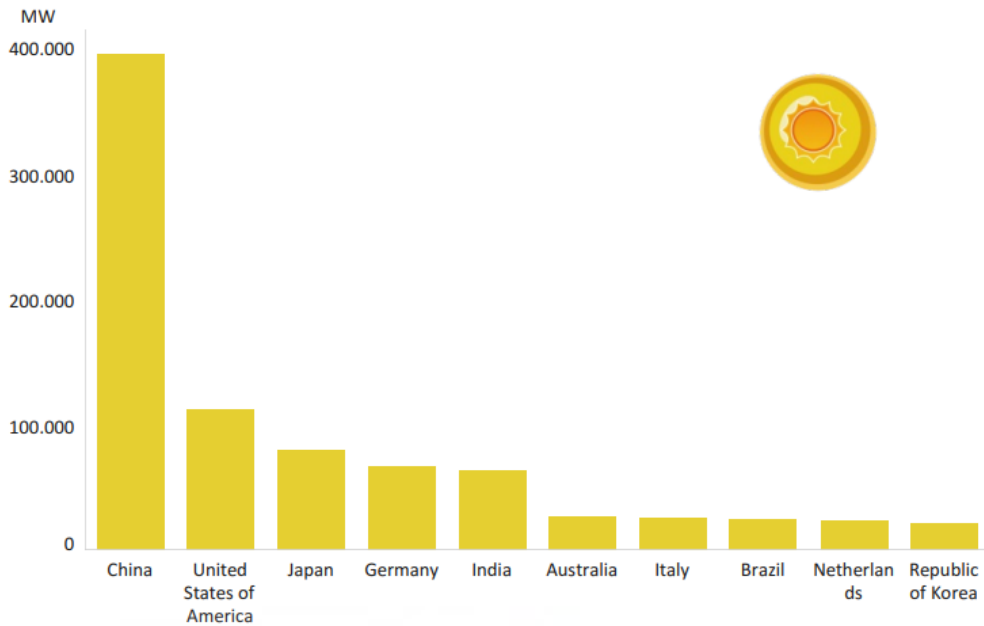


SHOW BY
Electricity Capacity

TECHNOLOGY
Solar energy

SUB-TECHNOLOGY
Solar photovoltaic

YEAR
2022



© IRENA

Last update: 25 March, 2023

Figura 10 Capacidad Eléctrica por países de Energía Solar

Como se puede observar en la figura 11, en Europa, la potencia instalada de Energía Solar tuvo, a partir del año 2018, un crecimiento más acuciado como se puede ver en el gráfico siguiente, en comparación al crecimiento que tuvo entre los años 2013 y 2018 que fue mucho más lento. Desde 2018 y hasta 2022 se ha producido un crecimiento medio superior a los 20.000 MW anuales, alcanzando unas cifras totales en 2022 de 227.799 MW instalados de Energía solar.

Explore trends across various regions and technologies

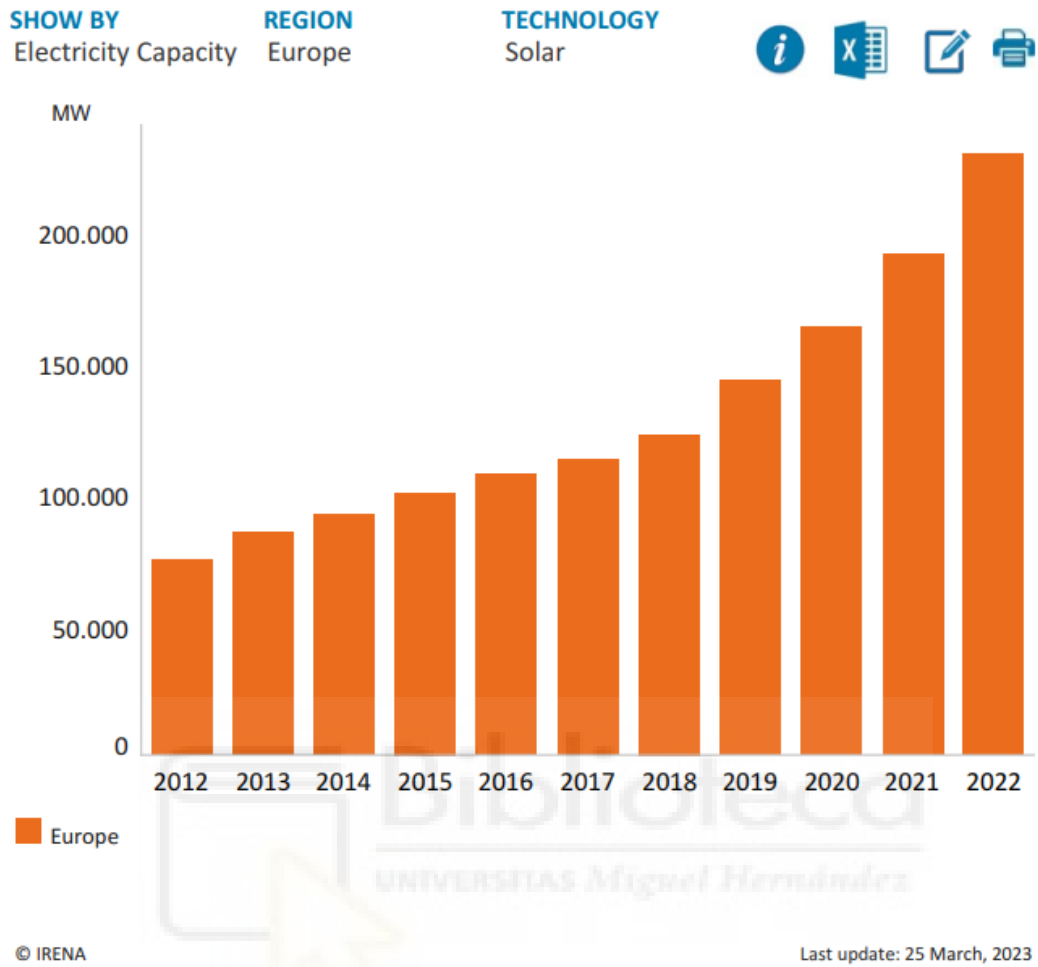


Figura 11 Capacidad de Electricidad en Europa por años

Explore trends across various regions and technologies

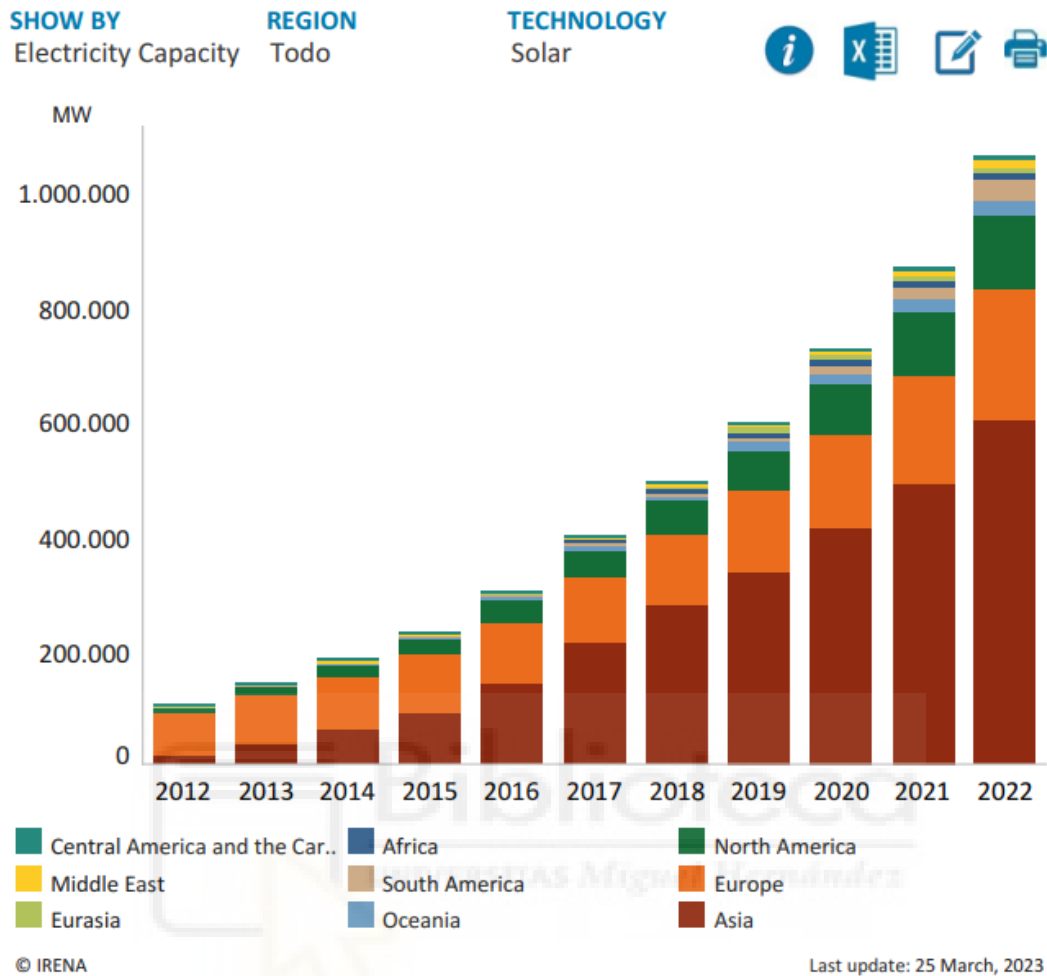


Figura 12 Capacidad de Electricidad por continente por años

En la Figura 12, se observa la evolución de la potencia instalada de energía solar por continente, desde el año 2010 hasta 2022. Desde el año 2016, Asia ha sido el continente con una mayor potencia instalada con 597.473MW en 2022, seguido por Europa con 227.799MW.

El futuro de la energía solar fotovoltaica, a nivel mundial es muy prometedor. El coste medio de la electricidad de los proyectos a gran escala de energía solar fotovoltaica disminuyó un 88% entre 2010 y 2021. Es por ello que, el período 2010 a 2021 ha sido testigo de una mejora en la competitividad de las energías renovables.

Los beneficios de las renovables en 2022 no tendrán precedentes, dada la crisis de precios de los combustibles fósiles:

- El coste por kWh de la nueva capacidad solar y eólica añadida en Europa en 2021 será, por término medio, entre cuatro y seis veces inferior a los costes marginales de generación de los combustibles fósiles en 2022.
- A nivel mundial, la nueva capacidad renovable añadida en 2021 podría reducir los costes de generación de electricidad en 2022 en, al menos, 55.000 millones de dólares.
- Entre enero y mayo de 2022 en Europa, la generación solar y eólica, por sí sola, evitó la importación de combustibles fósiles por al menos 50.000 millones de dólares.

4. BOMBEO FOTOVOLTAICO EN ESPAÑA

España cuenta con un gran potencial para el bombeo fotovoltaico debido a sus condiciones climáticas favorables, especialmente en las regiones del sur y del este del país. Además, la existencia de numerosos embalses y la necesidad de almacenar agua para la agricultura y el consumo humano, hacen que el bombeo fotovoltaico sea una opción atractiva y rentable.

El bombeo solar ha demostrado ser una técnica altamente rentable, duradera y fiable. Además, es importante destacar que existe una correlación entre una mayor exposición solar y la necesidad de agua, siendo los meses de mayor radiación solar coincidentes con los de mayor demanda de agua. Esto hace que el bombeo solar sea una solución viable para los costes elevados de la energía convencional, que suelen afectar a las explotaciones agrícolas. La versatilidad del bombeo solar es otro aspecto destacable, ya que se puede adaptar a cualquier necesidad de bombeo de agua. (7)



Figura 13 Módulos fotovoltaicos instalados cerca de embalse. Fuente: Tonkasolar

La energía solar fotovoltaica es adecuada para el riego, ya que la potencia eléctrica generada por los paneles fotovoltaicos y las necesidades de agua de los cultivos están determinadas por la misma variable: la radiación solar. Esto significa que cuanto mayor sea la radiación solar, mayores serán las necesidades de agua de los cultivos y la capacidad de producción de energía fotovoltaica disponible para el bombeo. En España, los meses de mayor radiación solar coinciden con los de mayores necesidades de agua para el cultivo, lo que hace que el bombeo directo pueda aprovechar casi el 70% de la radiación anual. En cuanto al riego por aspersión, donde se requiere mantener una presión y un caudal constantes, la tecnología actual ha resuelto con éxito la calidad y rentabilidad del uso de la energía solar fotovoltaica para esta aplicación. En resumen, el riego es uno de los usos más adecuados para la energía solar fotovoltaica debido a la correspondencia entre la radiación solar, la necesidad de agua de los cultivos y la capacidad de producción de energía fotovoltaica.

En términos de demanda energética, la agricultura representa uno de los sectores más importantes. La extracción de agua de fuentes subterráneas o superficiales, así como la aplicación de la presión necesaria para el riego, consume una cantidad significativa de energía, lo que se traduce en costos crecientes para los cultivos. No obstante, la caída en los precios de los paneles solares fotovoltaicos, junto con el aumento en los precios de los combustibles fósiles y la electricidad de la red, ha generado la aparición de sistemas de bombeo fotovoltaico altamente eficientes y rentables en el mercado.

Entre los años 2015 y 2023 se está llevando a cabo el proyecto Maslowaten, que cuenta con financiación del programa Horizonte 2020 de la Unión Europea. El objetivo principal es promover la adopción gradual de un innovador sistema de riego que emplea agua de bajo consumo energético. El proyecto está siendo coordinado por la Universidad Politécnica de Madrid (UPM) y cuenta con la participación de empresas e instituciones de cinco países, siendo las españolas las más representativas.

En este proyecto se busca demostrar la viabilidad técnica y económica de los sistemas fotovoltaicos de bombeo para riego a gran escala, altamente eficientes y sin intermitencias, que utilizan energía renovable en su totalidad. Además, se busca reducir el consumo de agua mediante automatización y soluciones TIC de precisión para la agricultura, lograr la respuesta del mercado y la comercialización de un nuevo producto verde para el riego con un consumo de energía eléctrica 100% renovable y un 30% menos de agua.

Actualmente, el proyecto se encuentra en la fase de transferencia tecnológica a las diferentes empresas del sector. En este sentido, se ha desarrollado una herramienta denominada SISIFO, que se puede acceder a través de la página web sisifo.adminia.es, gestionada por el Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid. Esta herramienta permite calcular los diferentes componentes de la instalación en función de la aplicación a la que se destine, ya sea un bombeo directo de pozo a balsa, de pozo a riego o de balsa a riego, y ya sea que se utilice un sistema de seguimiento en uno o dos ejes o una superficie fija, tanto a caudal como a presión variable o constante.

4. El Bombeo Solar Fotovoltaico.

4.1. QUÉ ES EL BOMBEO SOLAR FOTOVOLTAICO

Un equipo de bombeo es un mecanismo para extraer agua y dirigirla hacia algún punto determinado. Se usan, sobre todo, para regar cultivos o mantener explotaciones ganaderas, a menudo en lugares a donde no llegan las redes de suministro de agua. A su vez, y como recuerda el Banco Mundial, muchas comunidades de zonas rurales dependen de ellos para su subsistencia.

El Instituto para el Desarrollo y Ahorro de la Energía (IDAE), indica que el consumo de agua en agricultura se ha reducido en más de un 20 % en España en los últimos 30 años, sobre todo gracias a las mejoras en las técnicas de riego. Sin embargo, el consumo de energía se ha incrementado en un 650 %. Reducir las emisiones asociadas a este gasto energético es fundamental para alcanzar los objetivos marcados por el Acuerdo de París. (8)

En este apartado se describirán las principales diferencias de dos clasificaciones de bombeo, una primera clasificación en función del sistema eléctrico de alimentación, que diferenciará entre Bombeo aislado (desconectado de la red eléctrica) y el Bombeo conectado a la red eléctrica. La segunda clasificación será en función del sistema de riego, en la que se diferenciará entre Bombeo a presión constante y Bombeo a contrabalsa.

➤ Según la alimentación eléctrica:

- BOMBEO SOLAR AISLADO:

El bombeo solar Fotovoltaico Aislado es un sistema que funciona de forma autónoma, que proporciona un suministro de agua utilizando como única fuente de energía, la energía solar. Resulta especialmente útil para aquellas instalaciones de abastecimiento de agua que se encuentran en lugares aislados donde no llega la red eléctrica o no es lo suficientemente potente. Los sistemas de bombeo solares aislados se diferencian de los tradicionales (conectados a la red eléctrica) en que su motor funciona gracias a la energía que generan los módulos solares fotovoltaicos. Dependen así, de una fuente sostenible y renovable.

En el sistema de bombeo solar aislado, la energía solar fotovoltaica es convertida en energía eléctrica, y esta es transmitida a la bomba a través de un variador de frecuencia o controlador, lo cual permite que esta gire aun cuando la radiación solar es menor. En estos sistemas, al no tener acceso a la red eléctrica, se puede disponer de un generador eléctrico de emergencia.

Esto garantiza que la energía utilizada para llevar a cabo el bombeo es libre de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y generada a partir de fuentes renovables. Tal y como explica Velázquez, directora técnica de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF).

En los últimos años, el uso de soluciones de bombeo solares se ha extendido, ya que permite tener acceso a fuentes de agua sin necesidad de utilizar combustibles fósiles. Resulta, por consiguiente, más sostenible tanto a nivel económico como medioambiental.

A pesar de necesitar una inversión inicial significativa, no está sujeta a las continuas subidas de la electricidad o de los combustibles fósiles y su coste económico es sensiblemente inferior al coste de la energía suministrada por la red, elimina los costes fijos asociados con el sistema eléctrico, utiliza energía limpia y renovable y, en el caso de suministros realizados con motobombas de gasóleo, se aumenta significativamente todas estas ventajas.[9]

En general, estos sistemas de bombeo, pueden ser utilizado en todos los procesos que requieran aumentar la presión del agua canalizada, ya sea para obtener una presión y/o caudal constante o variable, en función de la irradiación instantánea.

- BOMBEO SOLAR CONECTADO A LA RED

En este tipo de bombeo, el sistema motor está alimentado de la energía generada por los módulos solares fotovoltaicos y/o de la red eléctrica, dado que el sistema de energía solar fotovoltaica está también conectado a la red. Esto permite tomar de la red eléctrica la energía faltante en caso de poca o nula irradiación solar y verter a la red eléctrica los excedentes de energía eléctrica generada y no consumida por el sistema motor.

En el caso de Bombeo mediante instalación de Autoconsumo, es decir, instalación de Energía Solar Fotovoltaica conectada a la Red Eléctrica, la principal característica es que, en caso de no haber irradiación suficiente o un día nublado, el sistema tomará de la red eléctrica la energía faltante para cumplir los objetivos diarios de bombeo. En el caso contrario, en el que se produzca un excedente de Energía, generándose más energía de la que necesita el sistema de bombeo, el excedente energético es vertido a la Red eléctrica vendiéndose o compensándose. En contraposición, al conectarse a la red eléctrica, este sistema está sujeto al pago de peajes y cargos (otros cargos del sistema eléctrico) y el impuesto de la electricidad.

Con el bombeo solar fotovoltaico se pueden bombear caudales desde balsa a balsa, de pozo a balsa (conocidos como Bombeos a contra balsa) y de balsa o pozo a riego directo a presión y/o caudal constante (conocidos como Bombeo a presión constante).

➤ Según el sistema de riego:

- BOMBEO A CONTRA BALSA

El sistema más eficiente es el bombeo desde embalse o pozo hasta balsa, conocido como bombeo a contra balsa. En este caso se aprovecha al máximo la radiación solar incidente en cada momento variando el caudal y la presión final mediante el variador de frecuencia.

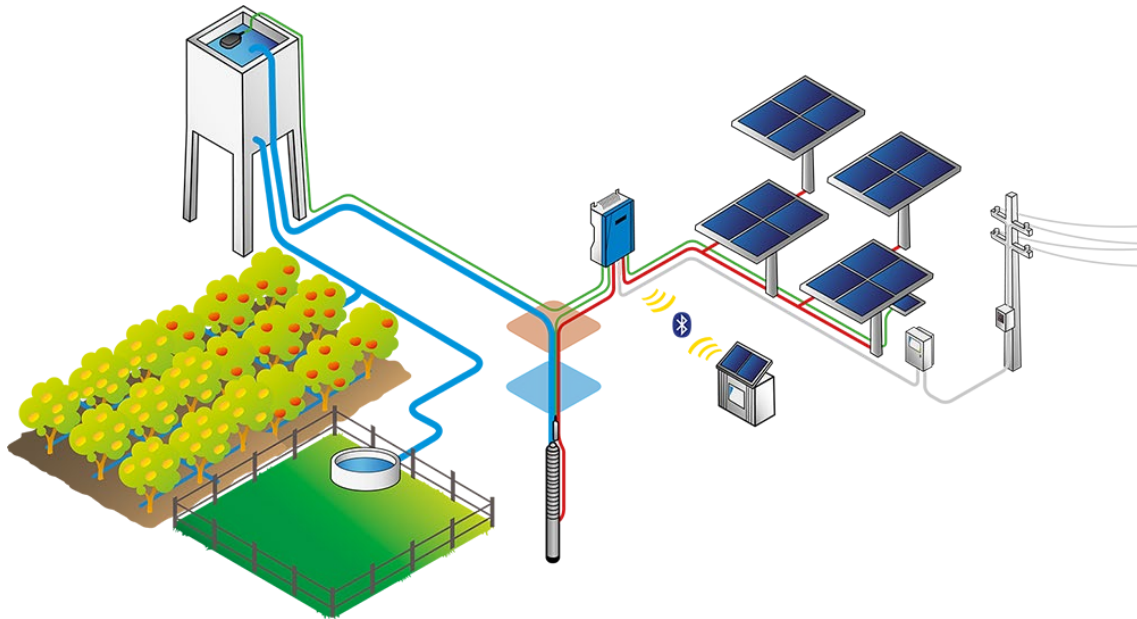


Figura 14 Bombeo de pozo a embalse. Fuente <https://energia-renovable.es/instalacion-para-bombeo-solar/>

- BOMBEO A PRESIÓN CONSTANTE

En el caso de riego a presión y/o caudal constante el sistema solo actuará cuando la radiación incidente genere la potencia mínima necesaria para alcanzar el caudal y/o la presión mínima establecida.

Se utilizan para bombear agua desde un pozo o embalse, para abastecimiento humano, ganadería, agricultura, instalaciones industriales.

En general, puede ser utilizado en todos los procesos que requieran aumentar la presión del agua canalizada, ya sea para obtener una presión y/o caudal constante o variable, en función de la irradiación instantánea.

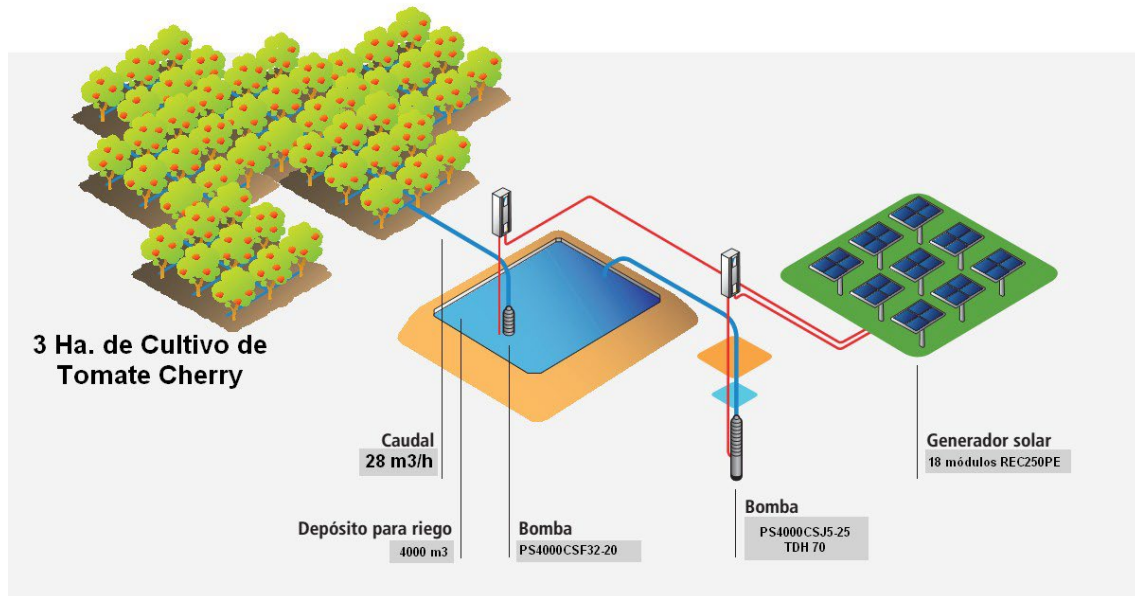


Figura 15 Bombeo a presión constante. Fuente: <http://www.red-fotovoltaica.com/sistemas-de-bombeo-solar-fotovoltaico/>

4.2. BOMBEO AISLADO

4.2.1. COMPONENTES BÁSICOS DE UNA INSTALACIÓN DE BOMBEO AISLADO

Los componentes principales de una instalación de bombeo solar fotovoltaico aislado son (10):

- El generador fotovoltaico
- Sistema motor bomba
- Cableado y tuberías
- Variador de frecuencia (opcional)

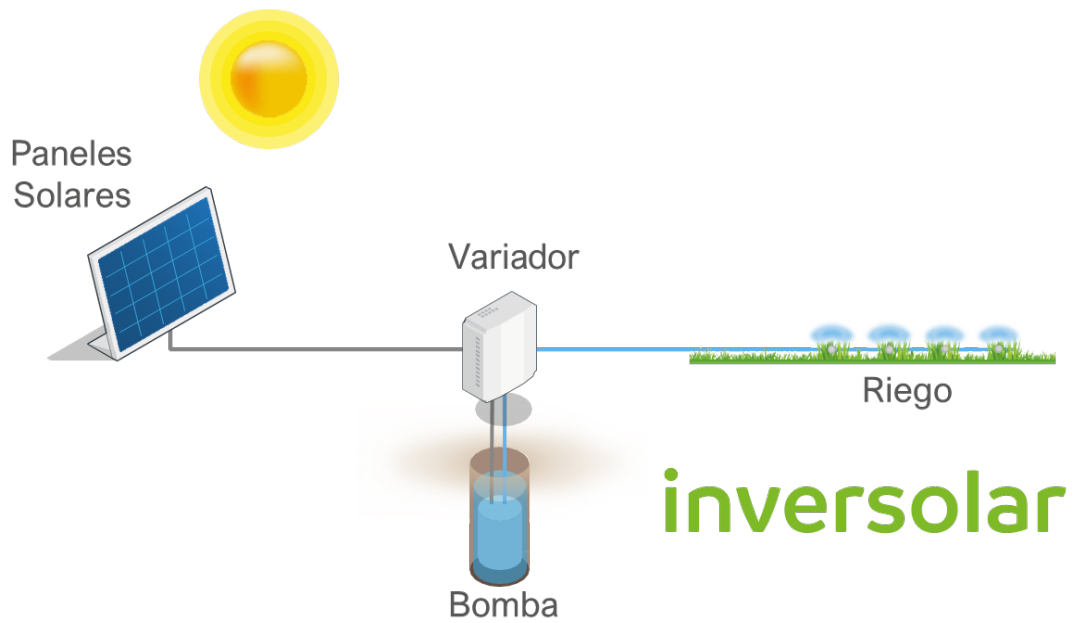


Figura 16 Esquema con componentes básicos de un bombeo solar fotovoltaico. Fuente: Inversolar

A- El generador fotovoltaico

Está compuesto por una serie paneles solares o módulos fotovoltaicos, que están diseñados para absorber la luz solar y convertirla en energía eléctrica. Generan electricidad en corriente continua.



Figura 17 Generador fotovoltaico. Fuente: Ecenergia

B- Sistema motor bomba.

Un sistema motor bomba es un conjunto de dispositivos que se utilizan para mover líquidos de un lugar a otro. Está compuesto por un motor eléctrico y

una bomba centrífuga u otro tipo de bomba, que se combinan para proporcionar la energía mecánica necesaria para impulsar el líquido a través de tuberías o mangueras.

El motor eléctrico proporciona la energía eléctrica necesaria para accionar la bomba. La bomba, a su vez, utiliza esa energía para impulsar el líquido a través del sistema de tuberías. La presión creada por la bomba hace que el líquido se mueva desde un punto de entrada hasta un punto de salida.

Existen múltiples tipos de bombas en función de la técnica de impulsión que utilicen, aunque en general pueden dividirse en dos grandes grupos: centrífugas y volumétricas. También existen otras divisiones como las de bombas sumergibles y no sumergibles o aquellas que trabajan con corriente continua o con corriente alterna.



Figura 18 Bomba centrífuga. Fuente: Megabombas

C- Sistema de cableado, protecciones y tuberías.

El sistema de cableado, protecciones y tuberías interconectan los diferentes elementos de bombeo. Se dimensiona de acuerdo con las normativas que lo regulan y las necesidades del sistema para minimizar pérdidas y garantizar la seguridad de la instalación.

D- Variador de frecuencia.

Un variador de frecuencia, también conocido como variador de velocidad, es un dispositivo que se utiliza para controlar la velocidad de un motor eléctrico. Permite variar la frecuencia de la corriente eléctrica que se suministra al motor, lo que a su vez varía la velocidad de giro del motor.

El variador de frecuencia funciona mediante la conversión de la corriente eléctrica de entrada en una corriente alterna de frecuencia variable. El usuario puede ajustar la frecuencia de salida a través de un panel de control, lo que permite variar la velocidad del motor en tiempo real.

El uso de un variador de frecuencia tiene varias ventajas, como la reducción del consumo de energía, la disminución del desgaste del motor, la reducción de la vibración y el ruido del sistema y la mejora del control de la velocidad y

la precisión del proceso. Además, los variadores de frecuencia pueden proporcionar protección contra sobrecargas y fallos de energía, lo que ayuda a prolongar la vida útil del motor y del sistema.

La energía solar que se obtiene de los paneles solares es una corriente continua (DC), pero para alimentar un motor eléctrico se requiere una corriente alterna (AC). Por lo tanto, es necesario convertir la energía solar DC en energía AC antes de que se pueda utilizar para alimentar el motor eléctrico. Para lograr esto, se utiliza un inversor de corriente, que convierte la energía solar DC en energía AC con una frecuencia fija.

Un variador de frecuencia se utiliza para controlar la velocidad del motor eléctrico que se alimenta con la energía AC generada por el inversor de corriente. El variador de frecuencia funciona mediante la modulación de la frecuencia de la corriente eléctrica que alimenta el motor. El variador ajusta la frecuencia de la corriente eléctrica de salida en función de la carga que se está alimentando, lo que permite que el motor eléctrico funcione con una velocidad óptima y consuma la menor cantidad de energía posible.



Figura 19 Variador de frecuencia RX. Fuente: OMRON

4.2.2. FUNCIONAMIENTO

En una instalación fotovoltaica aislada de bombeo solar, la electricidad generada en corriente continua por el panel solar se dirige directamente al bus de corriente continua del variador de frecuencia. El variador de frecuencia, a su vez, produce una tensión trifásica en corriente alterna de 230V o 400V (según la tensión del motor), lo que permite el uso de motores trifásicos.

En el cuadro eléctrico, además del variador de velocidad, se encuentra una sonda de nivel para el pozo o embalse, que protege la bomba contra el funcionamiento en seco y señala automáticamente los niveles de llenado del depósito. (11)

La utilización del variador de frecuencia aumenta el rendimiento de la instalación fotovoltaica de bombeo solar, ya que permite aprovechar al máximo las horas en las que la bomba está funcionando, variando la frecuencia de salida según la radiación solar incidente en cada momento.

La tensión generada por los paneles solares varía en función de la cantidad de radiación recibida, la cual puede variar según la época del año y la nubosidad del día. El variador de frecuencia mide esta tensión y ajusta la velocidad de la bomba para que se adapte a la potencia entregada en cada momento por los paneles solares, maximizando así su rendimiento. De esta forma, el variador es capaz de arrancar y hacer funcionar la bomba de manera proporcional a la energía generada por el campo solar durante las primeras y últimas horas del día. Si la radiación no es suficiente (amanecer, atardecer, lluvia, etc.), la bomba se detiene automáticamente y se reinicia cuando haya suficiente radiación solar.

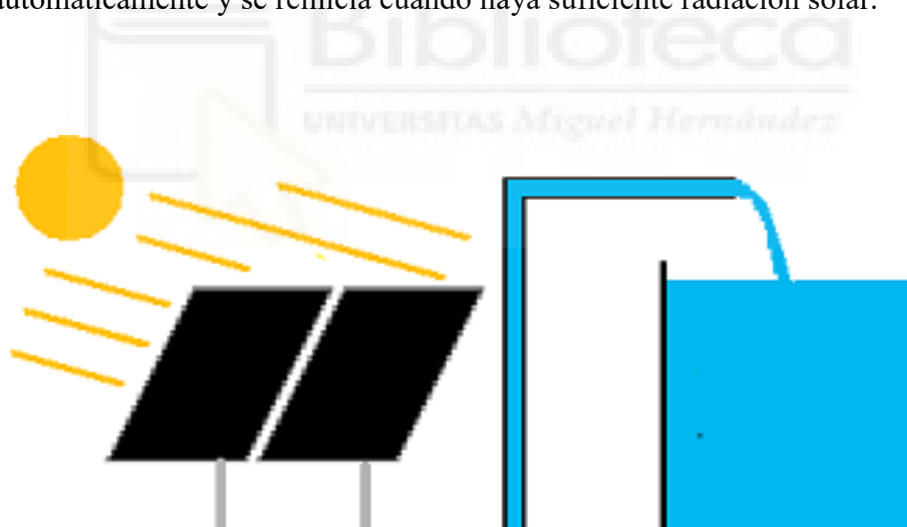


Figura 20 Con radiación solar débil el panel proporciona poca potencia y la bomba extrae poco caudal. Fuente: Sitiosolar

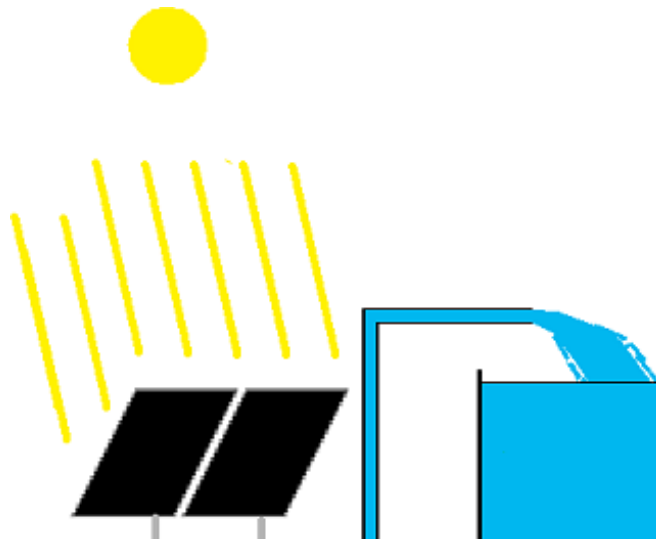


Figura 21 Con radiación solar intensa el panel proporciona mayor potencia y la bomba extrae mayor caudal de agua.
Fuente: Sitiosolar.

En función del caudal deseado, la profundidad del agua del pozo o las características del embalse y la presión necesaria para el riego, se dimensiona la potencia necesaria de la bomba. Tanto si se necesita bombear agua a una balsa, a un depósito o directamente sobre cultivos.

En algunos casos, se puede incluir un sistema de almacenamiento de energía para mantener la alimentación constante de los automatismos, la monitorización o el funcionamiento de bombas auxiliares para inyección de abonos o batidores. Sin embargo, solo en situaciones excepcionales se justifica un sistema de almacenamiento para operar la bomba principal durante las horas de baja o nula irradiación, ya que con un diseño adecuado se puede bombear la cantidad suficiente de agua necesaria durante las horas de radiación solar y así evitar el costo adicional.

4.3. BOMBEO SOLAR CONECTADO A LA RED

4.3.1. COMPONENTES BÁSICOS DE UNA INSTALACIÓN DE BOMBEO SOLAR CONECTADO A LA RED

Los componentes principales de una instalación de bombeo solar fotovoltaico conectado a la red (autoconsumo) son:

- Generador fotovoltaico
- Sistema motor bomba
- Cableado, protecciones y tuberías
- Variador de frecuencia (opcional)
- Inversor de red.

A- El generador fotovoltaico

Compuesto por paneles solares que transforman la energía solar en electricidad, en corriente continua.

B- Inversor de red.

Un inversor de conexión a red, es un dispositivo electrónico que se utiliza en sistemas de energía solar fotovoltaica para convertir la corriente continua (DC) generada por los paneles solares en corriente alterna (AC) que se puede utilizar en la red eléctrica.

Los inversores de red también monitorean y controlan la producción de energía de los paneles solares, para asegurar que la energía se produce de manera óptima y eficiente.



Figura 22 Inversor fotovoltaico, marca Fronius. Fuente: froni

C- Sistema motor bomba.

Es el elemento encargado de tomar el agua del pozo o embalse, e impulsarla hasta el lugar en donde se requiere. Existen múltiples tipos de bombas en función de la técnica de impulsión que utilicen, aunque en general pueden dividirse en dos grandes grupos: centrífugas y volumétricas. También existen otras divisiones como las de bombas sumergibles y no sumergibles o aquellas que trabajan con corriente continua o con corriente alterna.

D- Sistema de cableado, protecciones y tuberías.

El sistema de cableado, protecciones y tuberías interconectan los diferentes elementos de bombeo. Se dimensiona de acuerdo con las normativas que lo regulan y las necesidades del sistema para minimizar pérdidas y garantizar la seguridad de la instalación.

E- Variador de frecuencia.

En un sistema conectado a la red eléctrica y a diferencia del anterior sistema, que estaba aislado de la red eléctrica, el variador de frecuencia tiene como único objetivo controlar

el sistema motor bomba para maximizar el rendimiento de la bomba, así como detectar y evitar un posible funcionamiento en seco.

Es un transformador de corriente que modifica los parámetros de tensión e intensidad que el inversor entrega al variador, en una tensión e intensidad diferente para ajustar la velocidad de la bomba a las condiciones específicas.

F- Contador bidireccional de energía

Es un contador que mide la energía autoconsumida por el sistema y la energía tomada de la red eléctrica. Este contador es necesario según la legislación Real Decreto 2019 en sistemas fotovoltaicos conectados a red.

4.3.2. FUNCIONAMIENTO BOMBEO SOLAR CONECTADO A LA RED

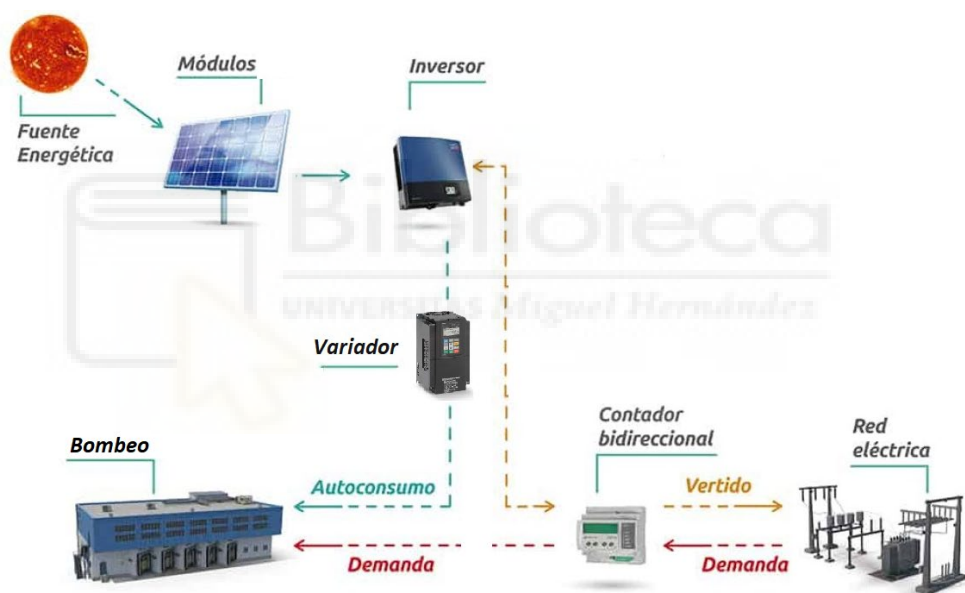


Figura 23 Esquema con componentes básicos de un Autoconsumo para bombeo solar fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia

En una instalación fotovoltaica aislada de bombeo solar, la electricidad generada en corriente continua por el panel solar se dirige directamente al bus de corriente continua del variador de frecuencia. El variador de frecuencia, a su vez, produce una tensión trifásica en corriente alterna de 230V o 400V (según la tensión del motor), lo que permite el uso de motores trifásicos.

En el cuadro eléctrico, además del variador de velocidad, se encuentra una sonda de nivel para el pozo o embalse, que protege la bomba contra el funcionamiento en seco y señala automáticamente los niveles de llenado del depósito. (11)

La utilización del variador de frecuencia aumenta el rendimiento de la instalación fotovoltaica de bombeo solar, ya que permite aprovechar al máximo las horas en las que la bomba está funcionando, variando la frecuencia de salida según la radiación solar incidente en cada momento.

La electricidad en corriente continua producida por el generador fotovoltaico se conduce hasta el inversor que hace el seguimiento del punto de máxima potencia, donde es transformada en corriente alterna de 230V o 400V (monofásica o trifásica, según la tensión del motor de la bomba). La energía, en corriente alterna es suministrada al variador de frecuencia, que tiene la programación para el control del motor de la bomba en función de las demandas y las variables obtenidas de los distintos sensores.

El cuadro eléctrico además de incluir el variador de velocidad, dispone de sonda de nivel para el pozo o embalses, lo que protege contra la marcha en seco y señala automáticamente los niveles de llenado del depósito.

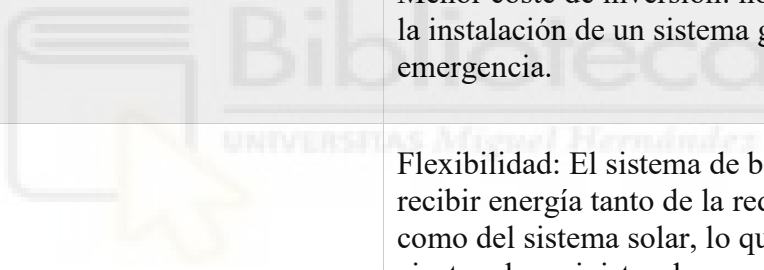
A diferencia del caso anterior, el variador trabaja a 50 Hz y al disponer el sistema de la red eléctrica, el bombeo puede trabajar a la potencia indicada durante el tiempo requerido, no siendo necesario variar la frecuencia de salida en función de la radiación solar para reducir la demanda del bombeo.

El variador mide a través de los sensores los niveles de los embalses y con la programación conoce la demanda de caudal y ajusta la velocidad de la bomba. De esta forma, el caudal bombeado no dependerá de la radiación solar, sino de la configuración programada en base al nivel de los embalses y el caudal.

El sistema se programa para trabajar durante la radiación solar. Si la radiación solar no es suficiente, la energía faltante se tomará de la red eléctrica, contabilizándose en el contador bidireccional instalado en el punto frontera. De igual manera, si la radiación solar es superior a la necesaria en algún momento del día, el excedente será vertido a la red y contabilizado en el contador bidireccional.

4.4. EL BOMBEO AISLADO Y EL BOMBEO CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA. VENTAJAS DE CADA UNO

BOMBEO AISLADO	BOMBEO CONECTADO (Autoconsumo)
Utiliza energía solar, no contaminante, inagotable y gratuita.	Utiliza parcialmente energía solar, no contaminante, inagotable y gratuita.
Reducción de costes y elevado ahorro: Elevado ahorro de energía y eliminación de los costes de la factura eléctrica lo que acelera la recuperación de la inversión inicial.	Ahorro de energía

<p>La bomba de agua se alimenta de energía solar reduciéndose las emisiones de CO2.</p>	<p>Reducción de las emisiones de CO2.</p>
<p>El sistema puede ser automatizable y monitorizable a distancia, evitando desplazamientos al lugar de ubicación.</p>	<p>El sistema puede ser automatizable y monitorizable a distancia, evitando desplazamientos al lugar de ubicación.</p>
<p>Autonomía: El bombeo fotovoltaico aislado de la red eléctrica no depende de la red eléctrica, lo que lo hace ideal para zonas remotas donde no hay acceso a la red eléctrica.</p>	<p>Compensación económica: Posibilidad de inyectar el exceso de energía producida por el sistema en la red eléctrica y recibir compensaciones económicas por ello</p>
<p>Flexibilidad: La instalación de un sistema de bombeo fotovoltaico aislado es más flexible ya que no necesita cumplir con los requisitos y regulaciones de conexión a la red eléctrica. Además, puede ser instalado en cualquier lugar que reciba suficiente radiación solar.</p>	<p>Seguridad: tener acceso a la electricidad de la red en caso de que el sistema fotovoltaico no produzca suficiente energía.</p>
	<p>Menor coste de inversión: no requiere de la instalación de un sistema generador de emergencia.</p>
	<p>Flexibilidad: El sistema de bombeo puede recibir energía tanto de la red eléctrica como del sistema solar, lo que permite ajustar el suministro de energía según las necesidades del usuario y tener una instalación de menor potencia. (12)</p>

5. METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE INSTALACIONES DE BOMBEO SOLAR FOTOVOLTAICO AISLADO Y SU APLICACIÓN A UN CASO PRÁCTICO

En el presente Trabajo de Fin de Máster se busca definir un proceso para dimensionar un sistema completo que permita el bombeo de agua para el riego de varias parcelas en la zona de Chuecos, ubicada en el municipio de Águilas (Murcia). El objetivo es determinar los diferentes elementos necesarios para el proyecto hidráulico, teniendo en cuenta las variables de entrada y las necesidades hídricas.

Durante las diferentes etapas de diseño y cálculo, se aplicarán criterios específicos al caso práctico en cuestión. En algunas de estas etapas se examinarán diversos procedimientos para determinar los elementos más adecuados para la instalación de un sistema de bombeo solar fotovoltaico.

El caso de estudio forma parte de un proyecto de bombeo de agua para riego en varias parcelas ubicadas en el paraje de Chuecos. El agua a utilizar proviene de la desaladora propiedad de la Comunidad de Regantes de Águilas, la cual ha asignado a esta explotación el volumen anual necesario de 200.000 m³. Sin embargo, el abastecimiento de agua es irregular, por lo que es necesario contar con un primer embalse que permita almacenar los flujos irregulares y permita que el bombeo se pueda realizar de forma constante.

Desde este primer embalse, al que llega el agua por gravedad desde las instalaciones de la Comunidad de Regantes, se realiza un bombeo hasta un segundo embalse, que corresponde al caso de estudio que se está abordando en este trabajo.

Este segundo embalse suministrará el agua necesaria para el riego de grandes extensiones de Aloe Vera, así como para el mantenimiento de charcas destinadas a la conservación de fauna y flora autóctonas.

5.1. CASO PRÁCTICO. DATOS DE PARTIDA

A. Localización Geográfica.

Paraje: Chuecos Municipio: Águilas Provincia: Murcia

Comunidad Autónoma: Región de Murcia

Coordenadas geográficas en grados polares: 37,48218, -1,61321

Localización Catastral: Paraje de Tébar, Polígono 6, Parcela 39 de Águilas (Murcia).

B. Necesidades Hídricas.

Tipo de cultivo: Regadío cítricos y Aloe Vera.

Otros usos: Mantenimiento de charcas para fauna.

Volumen anual necesario: 78.000 m³

Volúmenes estacionales mínimos: NA.

C. Descripción del sistema hidráulico

Volumen Embalse 1: 22.146 m³

Volumen Embalse 2: 14.850 m³

Cota Balsa 1: 381,75 m.s.n.m.

Cota Balsa 2: 576,5 m.s.n.m.

Diferencia de cotas: 194,75 m.

Longitud de tubería: 4.430 m.

Diámetro tubería: 160 mm.

Material tubería: PEAD. Polietileno Alta Densidad

D. Ubicación del sistema de Bombeo

Ubicación de la Bomba: Sumergida.

Altura de Impulsión: 194,75 m.

Altura de abatimiento: 10 m.

Distancia Bomba a Generador Fotovoltaico: 12 m.

5.2. PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO Y DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO SOLAR AISLADO. CÁLCULO Y DISEÑO DEL CASO PRÁCTICO

5.2.1. CÁLCULO DEL CAUDAL DE IMPULSIÓN

El objetivo de esta sección es comprender las necesidades de bombeo en m³/h para satisfacer la demanda de agua bombeada y, de esta manera, determinar el tipo de bomba adecuado para la instalación. Para lograrlo, se partirá de dos supuestos: el volumen anual necesario y/o el volumen mínimo estacional necesario. Para realizar este cálculo, es necesario conocer previamente la irradiación solar en la ubicación elegida, medida en Horas de Sol Pico (HSP).

En el caso práctico que se está abordando, las necesidades de agua bombeada están determinadas por el proyecto hidráulico y se estiman en 78.000 m³ anuales, como se indica en los datos iniciales del proyecto. En caso de no contar con información previa sobre el volumen anual o estacional necesario, se debe realizar el cálculo en base al tipo de cultivo a regar, la superficie cultivable y los datos climáticos de la zona.

5.2.1.1. CÁLCULO DE LAS HSP.

a) Qué son las Horas de Sol Pico.

Es esencial definir el concepto de Horas de Sol Pico y la forma de calcularlas para poder comprender su importancia. Una hora de sol pico, también conocida como "HSP", representa 1 kilovatio-hora por metro cuadrado o 3.6 megajoules por metro cuadrado. En otras palabras, es una medida que agrupa la cantidad de energía solar recibida en paquetes de una hora, donde cada paquete equivale a 1000 vatios por metro cuadrado.

En realidad, la Hora de Sol Pico es una cantidad de tiempo teórica que representa las horas en las que el sol estaría produciendo la máxima irradiación sobre una superficie determinada. En la Región de Murcia, por ejemplo, durante un día de verano hay aproximadamente 15 horas de luz solar, pero debido a la inclinación de la trayectoria solar, el ángulo de incidencia sobre una superficie no es el óptimo durante todo el tiempo. Por lo tanto, si agrupamos la cantidad de irradiación que incide en una superficie óptima a lo largo de esas 15 horas, se establece que el valor de la energía recibida es equivalente a unas 7 horas de irradiación directa sobre esa superficie. (13)

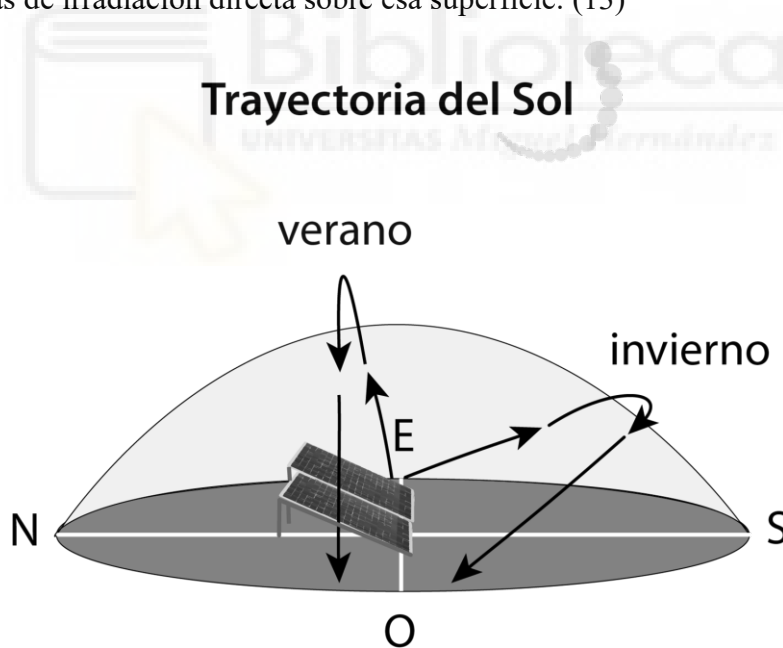


Figura 24 Trayectoria del sol en verano e invierno. Fuente: Mansur Solar

De manera que, las HSP de cada día del mes y en una ubicación específica, dependen de la irradiación y de la inclinación.

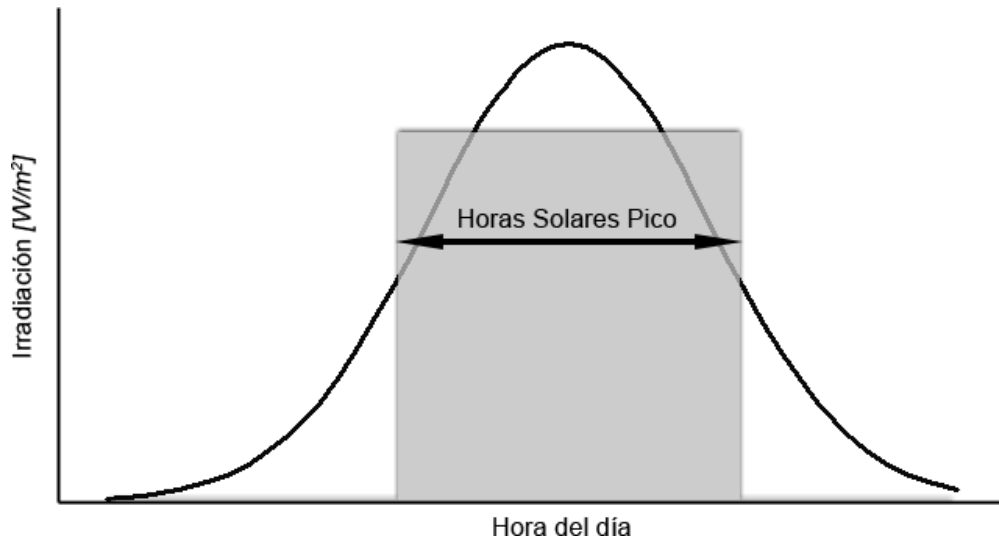


Figura 25 Relación entre Irradiación y Horas Solar Pico en un día. Fuente:SunFields

Las HSP en Águilas, Murcia, con un ángulo de inclinación de 30° sería, obtenido con el programa PVGIS.

Tabla 1 Horas Solar Pico al día, en cada mes del año

Mes	HSP al día (30°)
Enero	3,54
Febrero	3,99
Marzo	4,52
Abril	4,76
Mayo	5,11
Junio	5,31
Julio	5,26
Agosto	5,08
Septiembre	4,56
Octubre	4,03
Noviembre	3,48
Diciembre	3,36

De este modo, si se dispone de información sobre las horas de sol pico (HSP) de un mes, se puede fácilmente estimar la cantidad de energía que un generador fotovoltaico producirá cada día del año.

Para ello, se multiplican las HSP de cada día por la potencia del generador fotovoltaico. Por ejemplo, si se tiene un generador de 1 kWp y se desea conocer la energía que generará el día 2 de julio, que cuenta con 5.26 HSP, se tendría $1 \text{ kWp} \cdot 5.26 \text{ HSP} = 5.26 \text{ kWh/KWp}$ producidos ese día. Para obtener una visión más amplia, si se dispone de información sobre las HSP anuales de un lugar determinado, se puede establecer que las HSP equivalen al número de kWh/kWp instalado en dicho lugar. En el caso presente, la cantidad de kWh/kWp instalados es de 1.612,40 HSP.

A. Cómo se obtienen las HSP:

Para obtener las horas de sol pico primero se calculan en una superficie plana, a la que se le aplican los factores de inclinación deseada, para obtener las horas de sol pico brutas (sin tener en cuenta las pérdidas). Luego se aplican varios factores relacionados con la calidad de la atmósfera, la temperatura y las pérdidas por suciedad en los paneles solares, entre otros, para obtener finalmente las horas de sol pico netas (considerando las pérdidas). Además, si la orientación de los paneles solares no es óptima, también se considerarían las pérdidas debidas a la desviación con respecto a la orientación sur.

De forma más detallada, los parámetros más relevantes para la determinación de las HSP, son los siguientes:

- Orientación o azimut

El azimut es un ángulo que indica la dirección de una placa solar en relación con el norte geográfico. En otras palabras, es el ángulo que se forma entre la dirección norte y la proyección de la placa solar sobre un plano horizontal. Se mide en grados y es importante conocerlo para orientar adecuadamente la placa solar y maximizar su captación de energía solar.

En general, se recomienda que el azimut sea lo más cercano posible al sur geográfico para maximizar la eficiencia de la placa solar. Sin embargo, en algunos casos puede ser necesario hacer ajustes para adaptarse a las condiciones específicas del lugar donde se instale la placa solar.

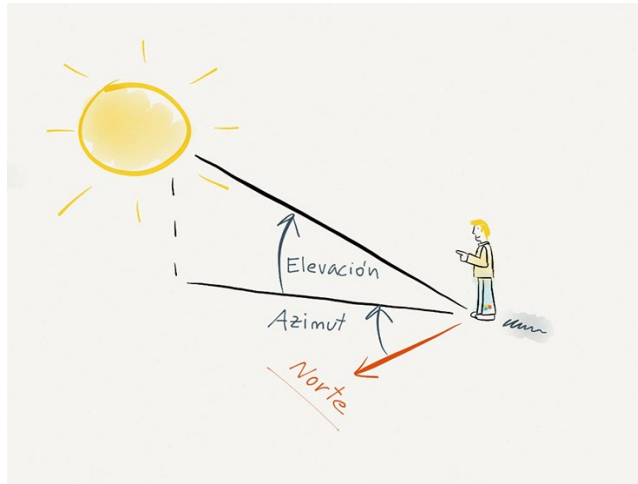


Figura 26 Elevación y azimut en placa solar. Fuente: PhotoPills

- Inclinación

La inclinación en una placa solar se refiere al ángulo que forma la superficie de la placa con respecto a la horizontal. Es importante tener en cuenta la inclinación para optimizar la cantidad de radiación solar que recibe la placa solar. La inclinación ideal de la placa solar varía según la ubicación geográfica y el tipo de aplicación, y depende de factores como la latitud, el clima, la época del año y la función de la placa solar. En general, se busca una inclinación que permita maximizar la captación de radiación solar durante todo el año. En algunos casos, es posible utilizar soportes ajustables para cambiar la inclinación de la placa solar según la estación del año y la posición del sol.

Se representa con el símbolo β y su valor es 0° si el módulo se coloca horizontal y 90° si se coloca vertical.

El ángulo de inclinación que favorece una mayor producción en verano se obtiene:

$$\beta = \text{latitud}^\circ - 10^\circ$$

El ángulo de inclinación que favorece una mayor producción en invierno se obtiene:

$$\beta = \text{latitud}^\circ + 10^\circ$$

En Murcia, la latitud es de 38° , por lo que la inclinación óptima para verano e invierno es de:

$$\beta = 28^\circ \approx 30^\circ, \text{ Para verano.}$$

$$\beta = 48 \approx 45^\circ, \text{ Para invierno.}$$

Una vez comprendida la relevancia de la colocación física del generador fotovoltaico (orientación y ángulo de inclinación) y la definición y obtención de las horas de sol pico, se procede a ilustrar su cálculo para el caso de estudio presentado en este trabajo.

B. Cálculo de las HSP correspondientes a la ubicación del bombeo.

Es posible obtener las HSP sobre superficie plana e inclinada a través de tablas y aplicando los coeficientes correspondientes, o mediante el uso del programa PVGIS. Este último permite obtener las HSP netas al especificar la localización, inclinación de los módulos y tipo de placa solar.

Para los paneles solares de Silicio cristalino instalados en una inclinación de 30° y con una estimación de pérdidas del sistema del 6% en Chuecos, Águilas, las coordenadas geográficas de la ubicación del generador fotovoltaico, los resultados obtenidos del PVGIS son los siguientes:

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 37.482,-1.613
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH2
 Tecnología FV: Silicio cristalino
 FV instalado: 1 kWp
 Pérdidas sistema: 18 %

Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 30°
 Ángulo de azimut: 0°
 Producción anual FV: 1612.33 kWh
 Irradiación anual: 2169.47 kWh/m²
 Variación interanual: 43.14 kWh
 Cambios en la producción debido a:
 Ángulo de incidencia: -2.58 %
 Efectos espectrales: 0.48 %
 Temperatura y baja irradiancia: -7.41 %
 Pérdidas totales: -25.68 %

Perfil del horizonte en la localización seleccionada

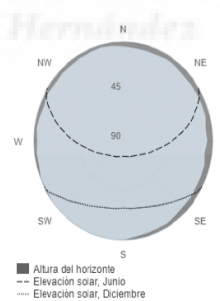
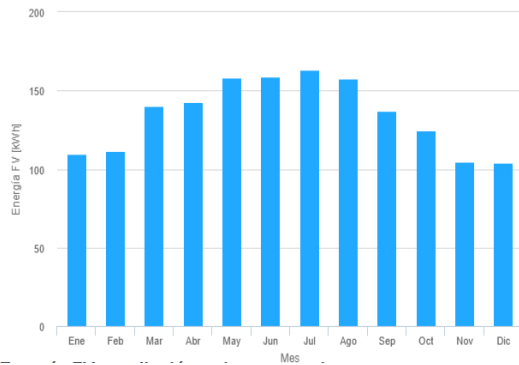


Figura 27 Resultado obtenido en PVGIS

Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



Irradiación mensual sobre plano fijo:

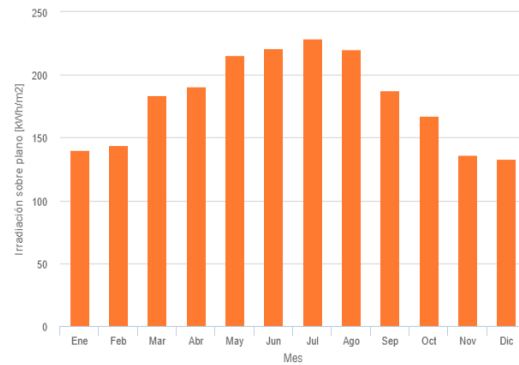


Figura 28 Producción e irradiación mensual. Fuente PVGIS

Mes

Energía FV y radiación solar mensual

Mes	E_m	H(i)_m	SD_m
Enero	109.7	140.0	13.3
Febrero	111.7	144.1	12.5
Marzo	140.1	183.9	12.2
Abril	142.8	190.8	11.3
Mayo	158.3	215.4	12.0
Junio	159.2	221.2	3.6
Julio	163.0	229.1	3.8
Agosto	157.4	220.2	5.3
Septiembre	136.8	187.8	8.4
Octubre	124.8	167.7	11.4
Noviembre	104.5	136.1	9.2
Diciembre	104.1	133.1	8.7

Figura 29 Energía fotovoltaica y radiación solar mensual. fuente PVGIS

E_m: Producción eléctrica media mensual del sistema definido [kWh].

H(i)_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].

SD_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].



Figura 30 Gráfico con la irradiación mensual. Fuente PVGIS

Los datos obtenidos se plasman en la siguiente tabla:

Tabla 2 Producción de electricidad media diaria y mensual (kWh)

Mes	Días	Producción electricidad media diaria (kWh)	Producción electricidad media mensual (kWh)
Enero	31	3,54	109,70
Febrero	28	3,99	111,70
Marzo	31	4,52	140,10
Abril	30	4,76	142,80
Mayo	31	5,11	158,30
Junio	30	5,31	159,20
Julio	31	5,26	163,00
Agosto	31	5,08	157,40
Septiembre	30	4,56	136,80
Octubre	31	4,03	124,80
Noviembre	30	3,48	104,50
Diciembre	31	3,36	104,10
Anual			1.612,40

5.2.1.2. CALCULO DEL CAUDAL MEDIO DIARIO M³/H DURANTE TODO EL AÑO:

Considerando un requerimiento anual de agua de 78.000 metros cúbicos y basándonos en las HSP obtenidas con una inclinación de 30 grados en la ubicación de Castillo de Chuecos en Águilas, se obtienen los valores correspondientes de HSP a 30 grados de la Tabla siguiente.

Tabla 3 HSP/día y HSP/mes a 30°.

Mes	Días	HSP / día a 30º	HSP / mes a 30º
Enero	31	3,54	109,70
Febrero	28	3,99	111,70
Marzo	31	4,52	140,10
Abril	30	4,76	142,80
Mayo	31	5,11	158,30
Junio	30	5,31	159,20
Julio	31	5,26	163,00
Agosto	31	5,08	157,40
Septiembre	30	4,56	136,80
Octubre	31	4,03	124,80
Noviembre	30	3,48	104,50
Diciembre	31	3,36	104,10
Anual			1.612,40

Siendo el caudal necesario:

$$Q(m^3) = \frac{\text{Volumen anual}}{\text{HSP anual}} = \frac{78.000}{1.612,40} = 48,38 \frac{m^3}{\text{año}} \approx 50 \frac{m^3}{\text{año}} =$$

En la tabla siguiente, se verifica que para las HSP mensuales y el caudal escogido, el volumen anual bombeado es similar o ligeramente superior al necesario.

Tabla 4 Cálculo del volumen anual bombeado

Mes	Días	HSP/mes (30º)	Volumen mensual (m ³)
Enero	31	109,70	5.485,00
Febrero	28	111,70	5.585,00
Marzo	31	140,10	7.005,00
Abril	30	142,80	7.140,00
Mayo	31	158,30	7.915,00

Junio	30	159,20	7.960,00
Julio	31	163,00	8.150,00
Agosto	31	157,40	7.870,00
Septiembre	30	136,80	6.840,00
Octubre	31	124,80	6.240,00
Noviembre	30	104,50	5.225,00
Diciembre	31	104,10	5.205,00
Anual		1.612,40	80.620,00

De acuerdo con los cálculos realizados, se determina que el caudal mínimo requerido para la bomba de impulsión debe ser de 50 m³/h para cumplir con el volumen anual necesario especificado.

5.2.1.3. CÁLCULO DEL CAUDAL DE IMPULSIÓN DE LA BOMBA A PARTIR DEL VOLUMEN ESTACIONAL MÍNIMO NECESARIO:

En este caso, una vez conocidos los volúmenes de agua necesarios para cada estación del año y las HSP obtenidas previamente, se determina el caudal medio estacionario mínimo necesario para cada estación del año, asegurando que se cumplan los requisitos hídricos. De los cuatro caudales obtenidos, se selecciona el mayor ya que será el más restrictivo y garantizará que no falte agua en ninguna estación.

El proceso para determinar los caudales necesarios es el siguiente:

- Dividir los volúmenes de agua necesarios para cada estación/mes entre el total de HSP correspondiente a esos meses para obtener los caudales mínimos necesarios.
- Seleccionar el mayor de los caudales mínimos mensuales obtenidos en el paso anterior como el caudal medio mensual de trabajo de la bomba.
- Verificar que, con el caudal de trabajo y las HSP medias mensuales, se satisfacen las necesidades hídricas estacionales requeridas.

Por ejemplo, si se requieren 6.000 m³/mes en invierno, 6.400 m³/mes en primavera y otoño, y 10.400 m³/mes en verano, el volumen total anual necesario se puede obtener a partir de la Tabla 5.

Tabla 5 Cálculo del caudal de impulsión a partir del volumen estacional mínimo necesario.

Mes	Días	HSP/mes (30 ^º)	Volumen mensual necesario (m ³)	Caudal mínimo necesario a bombear (m ³ /h)	Máximo caudal necesario (m ³ /h)	Volumen máximo posible a elevar (m ³)	Estación	Diferencia de volumen necesario (m ³)
-----	------	----------------------------	---	---	---	---	----------	---

Enero	31	109,70	6.000,00	54,69		7.248,28	Invierno	1.248,28
Febrero	28	111,70	6.000,00	53,72		7.380,43	Invierno	1.380,43
Marzo	31	140,10	6.400,00	45,68		9.256,93	Primavera	2.856,93
Abril	30	142,80	6.400,00	44,82		9.435,32	Primavera	3.035,32
Mayo	31	158,30	6.400,00	40,43		10.459,47	Primavera	4.059,47
Junio	30	159,20	10.400,00	65,33		10.518,93	Verano	118,93
Julio	31	163,00	10.400,00	63,80		10.770,01	Verano	370,01
Agosto	31	157,40	10.400,00	66,07	66,07	10.400,00	Verano	0,00
Septiembre	30	136,80	6.400,00	46,78		9.038,88	Otoño	2.638,88
Octubre	31	124,80	6.400,00	51,28		8.246,00	Otoño	1.846,00
Noviembre	30	104,50	6.400,00	61,24		6.904,70	Otoño	504,70
Diciembre	31	104,10	6.000,00	57,64		6.878,27	Invierno	878,27
Anual		1.612,40	87.600,00			106.537,23		18.937,23

Como se puede observar en la tabla anterior, el mes de agosto requiere el mayor caudal, por lo que este será el caudal seleccionado para el cálculo de la bomba.

Una vez establecido el caudal mínimo a bombear, se procederá a evaluar el sistema hidráulico para determinar la altura de elevación, las pérdidas de carga en función de la longitud, diámetro y material de las tuberías, y así determinar la altura manométrica final. Una vez se disponga de esta información, se podrá determinar la bomba capaz de realizar este trabajo, su potencia, el variador de frecuencia óptimo y el campo fotovoltaico necesario para abastecer la energía consumida por el sistema, tal y como se detallará en los siguientes apartados.

5.3. DISEÑO HIDRÁULICO. GENERALIDADES

Por lo general, los datos fundamentales para el diseño hidráulico deben ser proporcionados por el dueño de la propiedad o el proyecto. Ya sea que se trate de una instalación ya existente que necesita un sistema fotovoltaico o que el proyecto hidráulico ya haya definido los parámetros requeridos, como es el caso que estamos estudiando. Sin embargo, para fines informativos, en este estudio se presentan herramientas que pueden ayudar en la definición de dichos parámetros.

En concreto, se busca determinar el diámetro, longitud y material de la tubería, así como los accesorios necesarios como válvulas, entre otros.

5.3.1. LONGITUD DE LA TUBERÍA.

Existen diferentes opciones para determinar la longitud de la tubería necesaria. Una de ellas consiste en medir físicamente la distancia en el lugar de la instalación. Otra opción es utilizar herramientas virtuales para su medición, como por ejemplo Google Maps o Google Earth.

En el caso de utilizar Google Maps, se puede especificar el lugar geográfico y seleccionar la opción "Medir distancia" para obtener la distancia en metros entre varios puntos. Sin embargo, es importante tener en cuenta que esta alternativa ofrece datos aproximados y se debe sumar un porcentaje adicional de entre el 5 y el 10% a la longitud medida para obtener una cifra más precisa.

5.3.2. DIÁMETRO NOMINAL DE LA TUBERÍA

El diámetro nominal es el diámetro interno de un tubo y es importante conocerlo para garantizar que la velocidad del fluido se mantenga dentro de los límites aceptables. La elección del diámetro de la tubería afecta tanto la velocidad del fluido como las pérdidas de carga que se producen a lo largo del recorrido de la tubería.

Para seleccionar el diámetro nominal adecuado, es necesario conocer el caudal volumétrico requerido y asegurarse de que la velocidad del fluido se mantenga dentro de los rangos aceptables. La Tabla 6 proporciona una guía útil en función del caudal (q) en m^3/h , el diámetro nominal (dN) en mm o pulgadas, y si se trata de la tubería de aspiración o impulsión. Es importante tener en cuenta que el diámetro de la tubería debe elegirse cuidadosamente para evitar exceder las velocidades habituales en la práctica de ingeniería.

Tabla 6 Diámetro de tuberías de agua y pérdidas de carga

dN _{prop.} "	dN _{prop.} mm	Condiciones generales (impulsión)		Agua caliente en tuberías de aspiración y líneas de condensados	
		qh m ³ /h	u _{max} m/s	qh m ³ /h	u _{max} m/s
¾	10	0,23	0,8	0,11	0,4
	15	0,5	0,8	0,25	0,4
	20	1	0,8	0,5	0,4
	25	1,5	0,8	0,8	0,4
	32	2,5	0,8	1,25	0,4
1 ½	40	3,8	0,8	1,9	0,4
	50	6	0,8	3	0,4
2 ½	65	16	1,2	8	0,6
	80	30	1,5	15	0,75
4	100	50	1,7	25	0,85
	125	80	1,9	40	0,95
6	150	125	2,1	62,5	1,05
	200	300	2,5	150	1,25
10	250	500	2,7	250	1,35
	300	800	2,9	400	1,45
14	350	1000	3	500	1,5
	400	1.400	3,1	700	1,55
20	500	2.500	3,4	1.250	1,7
	600	4.000	3,6	2.000	1,8

Conociendo el diámetro interior, y con el caudal volumétrico, se calcula la velocidad mediante la siguiente fórmula:

$$u = \frac{4 \cdot q}{\pi \cdot D_{int}^2}$$

Donde:

- u, velocidad [m/s]
- q, caudal volumétrico [m³/s]
- D_{int}, diámetro interno [m]

Esta velocidad no podrá ser superior a la velocidad máxima admisible para cada fluido.

5.3.3. SELECCIÓN DEL MATERIAL

La selección del material de la tubería depende de la temperatura de diseño del fluido, asegurándose que no se exceda el límite máximo de temperatura permitido por el material elegido.

En el ámbito del riego, es común utilizar tuberías de poli-cloruro de vinilo (PVC) o polietileno (PE). El PVC es un material rígido que debe ser instalado bajo tierra o protegido contra los rayos UV, ya que estos pueden degradar el material y volverlo frágil con el tiempo. Por otro lado, el polietileno es más flexible, resistente a la congelación y a los impactos, aunque tiene un precio más elevado y puede ser susceptible al ataque de roedores. Generalmente, se utiliza para tuberías con un diámetro interno de hasta 50 mm.

5.3.4. ANÁLISIS DEL TRAZADO Y ACCESORIOS

Una vez que se han determinado la longitud, el diámetro y el material de la tubería, es esencial trazar el proyecto y definir los accesorios necesarios para asegurar un correcto funcionamiento del sistema. En la instalación de un bombeo fotovoltaico, existen algunos accesorios básicos que deben ser colocados y que pueden ser complementados con otros, según se requiera. (14)

- Válvula de pie: Es instalada en el extremo de la línea de succión de la bomba y tiene la función de mantener la línea de succión cebada cuando la bomba está por encima del nivel del agua, permitiendo así que la bomba funcione de manera correcta. La entrada de la válvula suele estar protegida con un filtro para evitar la entrada de elementos extraños en el agua aspirada. Esta válvula solo se instala en caso de bomba superficial.
- Válvula de retención: Es colocada aguas arriba de la bomba para evitar que el agua vuelva a la bomba cuando esta se detiene. Esta válvula impide el vaciado de la tubería hacia la bomba, permite que la puesta en marcha del sistema sea más rápida y segura y protege a la bomba de sobrepresiones.
- Válvula de compuerta: Se utiliza para regular el caudal y bloquear el paso de agua cuando exista una avería.
- Caudalímetro: Mide el caudal instantáneo que está pasando por la tubería.
- Filtro: Permite la eliminación de sólidos y otros cuerpos extraños presentes en el agua bombeada, los cuales pueden generar obstrucciones o adherencias no deseadas en la tubería y/o en el sistema de riego.
- Presostato: Mide la presión del sistema en cada uno de los puntos donde se coloca.
- Purgadores de aire: Permiten la evacuación de las bolsas de aire que suelen acumularse en los puntos elevados de la tubería, impidiendo la circulación normal del fluido.

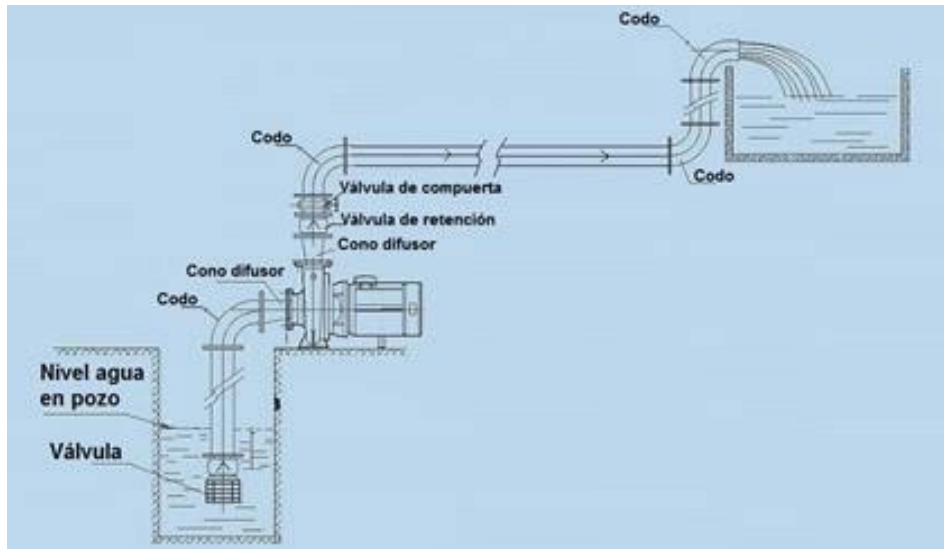


figura 31 Esquema con ubicación de accesorios. ESPA

5.4. APLICACIÓN DEL DISEÑO HIDRÁULICO AL CASO PRÁCTICO DEL ESTUDIO

Tal y como se ha mencionado en apartados anteriores, el agua que se va a bombear proviene del suministro de la Comunidad de regantes de la zona. Sin embargo, debido a su irregularidad, es necesario almacenarla previamente en un depósito para luego elevarla a un segundo antes de su uso en el riego.

En el caso de disponer de un pozo propio, los cálculos seguirían una metodología similar, tomando en cuenta la profundidad del pozo, la altura de abatimiento y el caudal máximo que se pueda bombear.

En este estudio, los datos de diseño han sido proporcionados por el proyecto hidráulico correspondiente, pero a modo de ejemplo, a continuación, se detallan dichos datos.

5.4.1. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA Y LONGITUD DE LA TUBERÍA

Para determinar la longitud de la tubería en este caso, debido a la imposibilidad de realizar una visita física al lugar geográfico, se ha utilizado la herramienta de Google Maps.

En la imagen siguiente se puede ver la ubicación de la tubería y la medición realizada, que indica una longitud de 3,88 km. Se recomienda agregar un porcentaje adicional de alrededor del 5-10% a esta distancia, dependiendo de la pendiente, ya que es probable que la tubería no se instale en línea recta y sea necesario hacer correcciones en la trayectoria. La medida final de la longitud total sería la medida obtenida más el cinco por ciento adicional.

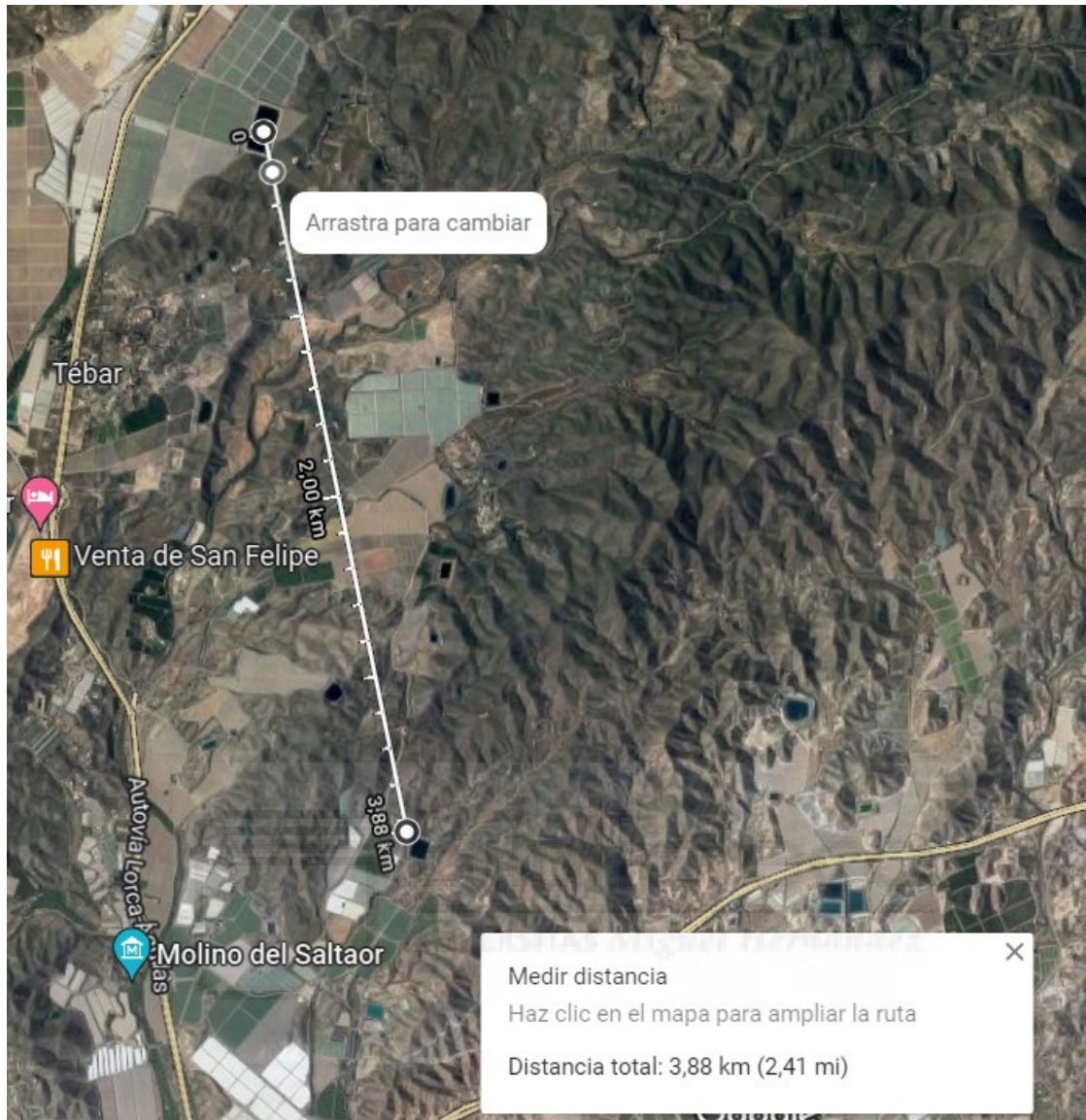


figura 32 Medición de la distancia entre embalses

$$\text{Longitud total} = 3.880 + 388 = 4.268 \text{ m}$$

La longitud así obtenida es semejante a la facilitada por los promotores de 4.430 metros.

Los propietarios del lugar han facilitado los datos relativos a la capacidad, cotas de los embalses y longitud de la tubería que se muestran en la Tabla 7.

Tabla 7

	Capacidad (m ³)	Cota (m)
--	-----------------------------	----------

Balsa 1	22.146	381,75
Balsa 2	14.850	576,5
Longitud Tubería	4.430 m	

5.4.2. MATERIAL DE LA TUBERÍA Y ACCESORIOS.

Se ha seleccionado el material de Polietileno de Alta Densidad para la tubería, y se opta por una instalación subterránea con el objetivo de protegerla de daños provocados por animales o actos de vandalismo.

5.4.3. DIÁMETRO NOMINAL DE LA TUBERÍA.

Una vez se ha determinado el caudal volumétrico, el cual asciende a 50 m³/h, es posible calcular el diámetro nominal de la tubería que garantice que la velocidad del fluido se mantenga dentro de los valores aceptables.

La Tabla siguiente presenta una relación entre el caudal (q, [t/h]) y un diámetro nominal (dNprop., [mm] o [“]), con el objetivo de evitar que las velocidades superen los límites usuales en la práctica de la ingeniería. Dicha tabla proporciona valores para las tuberías de aspiración e impulsión.

Teniendo en cuenta que el caudal es de 50 m³/h, el diámetro nominal recomendado para evitar exceder las velocidades habituales en ingeniería sería de 100mm, lo que daría una velocidad máxima de 1,7 m/s. No obstante, tras realizar un análisis detallado de las pérdidas de carga, se ha observado que con un diámetro de 100mm la longitud de carga equivalente debida a las pérdidas de carga continuas sería muy elevada. Por esta razón, se ha decidido finalmente escoger un diámetro de 160mm. En el análisis de pérdidas de carga se profundizará más en este aspecto.

Tabla 8 Diámetro de tuberías de agua y pérdidas de carga

dN _{prop.} "	dN _{prop.} mm	Condiciones generales (impulsión)		Agua caliente en tuberías de aspiración y líneas de condensados	
		qh m ³ /h	u _{max} m/s	qh m ³ /h	u _{max} m/s
¾	10	0,23	0,8	0,11	0,4
	15	0,5	0,8	0,25	0,4
	20	1	0,8	0,5	0,4
	25	1,5	0,8	0,8	0,4
	32	2,5	0,8	1,25	0,4
	40	3,8	0,8	1,9	0,4
1 ½	50	6	0,8	3	0,4
	65	16	1,2	8	0,6
	80	30	1,5	15	0,75
	100	50	1,7	25	0,85
2	125	80	1,9	40	0,95
	150	125	2,1	62,5	1,05
	200	300	2,5	150	1,25
	250	500	2,7	250	1,35
3	300	800	2,9	400	1,45
	350	1000	3	500	1,5
	400	1.400	3,1	700	1,55
	500	2.500	3,4	1.250	1,7
	600	4.000	3,6	2.000	1,8

Conociendo el diámetro interior y con el caudal volumétrico, se calcula la velocidad.

$$u = \frac{4 \cdot q}{\pi \cdot D^{2int}} = \frac{4 \cdot 50}{\pi \cdot 0,16^2 \cdot 3600} = 0,69 \text{ m/s}$$

Donde:

- u, velocidad [m/s]
- q, caudal volumétrico [m³/s]
- D_{int}, diámetro interno [m]

Se comprueba que la velocidad obtenida es inferior a la velocidad máxima admisible para un diámetro de 160mm, dato obtenido de la Tabla 8.

5.4.4. ANÁLISIS DEL TRAZADO Y ACCESORIOS

Una vez definidos la longitud, diámetro y material de la tubería, se procede a la elaboración del trazado del proyecto y la selección de los accesorios necesarios para garantizar un correcto funcionamiento del sistema.

Entre los accesorios a instalar en este proyecto, se incluyen:

- Válvula de retención.
- Válvula de compuerta.
- Caudalímetro.
- Filtro.
- Codos de 90°
- Purgadores.

5.5. CÁLCULO DEL SISTEMA MOTOR BOMBA

El sistema de motor-bomba consta de un motor que impulsa una bomba de agua. Existen dos tipos de motores: los de corriente continua (CC) y los de corriente alterna (CA). Por otro lado, las bombas pueden ser centrífugas o de desplazamiento positivo, y su ubicación en el pozo o embalse determina si son sumergibles, flotantes o de superficie.

Las bombas superficiales se utilizan para captar agua de ríos, lagos, balsas o pozos poco profundos. Por otro lado, las bombas sumergibles se emplean para extraer agua de pozos más profundos, aunque su mantenimiento requiere la extracción completa de la tubería. Estas bombas pueden ser centrífugas o helicoidales, siendo estas últimas de desplazamiento positivo y con una capacidad de bombeo prácticamente independiente de la altura dinámica del bombeo.

5.5.1. MOTOR ELÉCTRICO

El motor es el componente encargado de proporcionar energía mecánica a la bomba en un sistema de bombeo. Los motores disponibles en el mercado se dividen en corriente alterna (AC) y corriente continua (DC). Los motores AC son más adecuados para bombear agua a profundidades mayores y caudales más altos. Son más económicos que los motores DC y, por esta razón, se fabrican en una proporción mucho mayor. En cambio, los motores de corriente continua son más adecuados para sistemas de bombeo fotovoltaico de baja potencia, debido a la facilidad de acoplamiento directo con los módulos fotovoltaicos.

Los motores AC pueden ser síncronos o asíncronos, y estos últimos pueden funcionar directamente conectados a la red. Los motores síncronos, por otro lado, requieren un variador de frecuencia, especialmente los motores de imanes permanentes. Los motores están disponibles en diferentes tensiones de funcionamiento y pueden ser monofásicos o trifásicos. El variador de frecuencia debe seleccionarse con una tensión de salida ajustada o superior a la nominal del motor.

Los motores DC pueden ser con o sin escobillas, y su coste es mayor que el de los motores AC. Los motores con escobillas no necesitan una electrónica de control compleja, pero las escobillas deben ser reemplazadas periódicamente. Los motores sin escobillas son más costosos porque requieren una electrónica de control más sofisticada. En general, los motores DC se utilizan principalmente en aplicaciones de posicionamiento y sincronización en la industria debido a su mejor desempeño en estos campos.

5.5.2. FUNCIONAMIENTO DE UNA BOMBA CENTRÍFUGA EN UN BOMBEO FOTOVOLTAICO

En una bomba centrífuga, el rodete es el elemento que se encarga de transmitir la energía necesaria al líquido para su transporte. Éste está conectado al eje del motor que lo acciona. El ojo del rodete es el punto de entrada del líquido y, al entrar en contacto con los álabes, éstos lo impulsan en una trayectoria radial hacia el exterior. Durante este proceso, se crea una fuerza centrífuga que da lugar a una altura dinámica y, posteriormente, el líquido es expulsado del rodete y enviado hacia la voluta (15). En esta última etapa, se lleva a cabo la transformación de la energía cinética del líquido en energía de presión, lo que resulta en el transporte del fluido.

La carcasa conocida como voluta en una bomba centrífuga cumple la función de transformar la energía cinética en energía de presión, reduciendo la velocidad del líquido que sale del rodete. El aumento de espacio entre el rodete y la carcasa genera un incremento en la presión, la cual se agrega a la que ya posee el fluido en el rodete.

Los aspectos principales que definen el funcionamiento de una bomba centrífuga son (16):

- Caudal de fluido que se puede suministrar (m^3/h).
- Altura o presión suministrada (H).
- Altura de aspiración (NPSHr).
- Potencia requerida para el funcionamiento.
- Rendimiento obtenido.

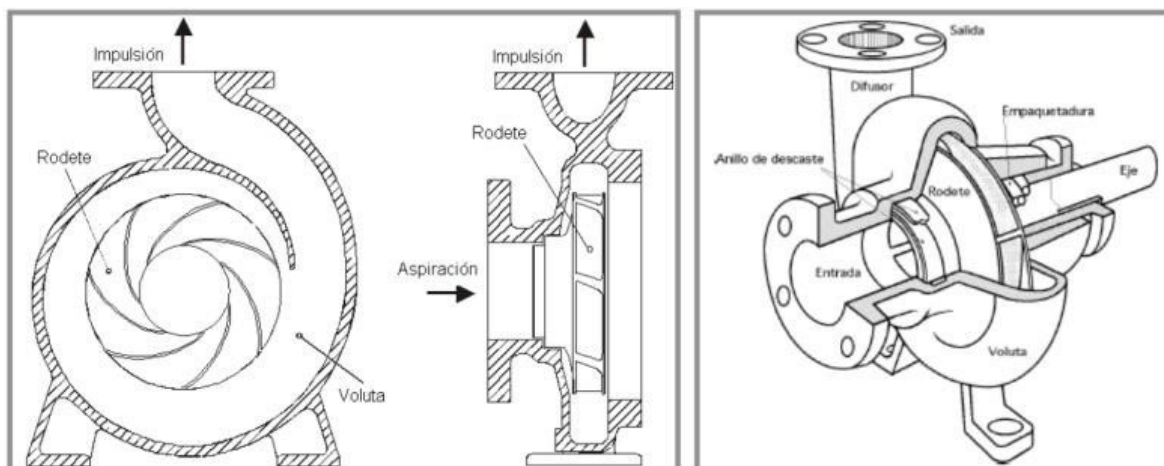


figura 33 Esquema bomba centrífuga. CIEMAT

Las bombas de tipo centrífugo están diseñadas para mantener una altura manométrica constante en su diseño. El caudal de agua que se extrae de ellas aumenta en proporción directa a la velocidad de rotación del dispositivo, la cual, a su vez, se relaciona con la cantidad de energía solar que incide en el plano del generador fotovoltaico.

Para poner en marcha el sistema motor-bomba, se requiere una potencia mínima que permita iniciar el proceso de bombeo. En el caso específico de las bombas centrífugas, se puede hacer girar la bomba con niveles muy bajos de irradiación solar, aunque no será posible obtener agua a menos que se alcance una potencia capaz de superar la altura manométrica del sistema. Esto significa que existen umbrales de irradiación por debajo de los cuales no se podrá extraer agua. Dichos umbrales suelen situarse alrededor de los 200-400 W/m², por lo que en aquellos momentos del día en que la radiación solar no alcance ese umbral, la bomba no será capaz de extraer agua. (17)

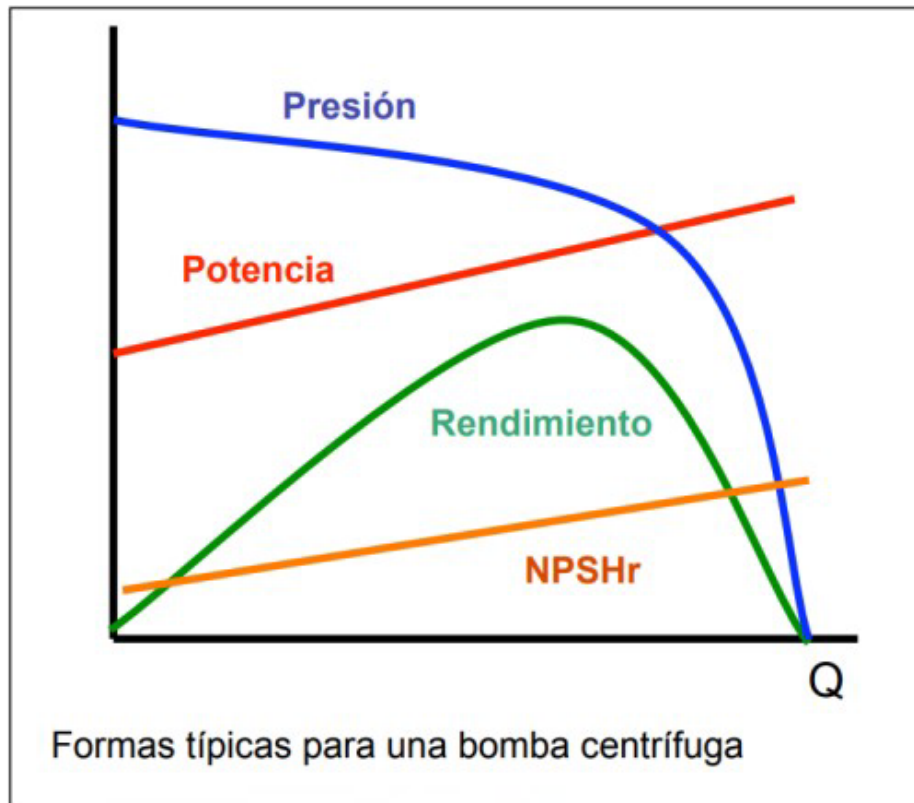
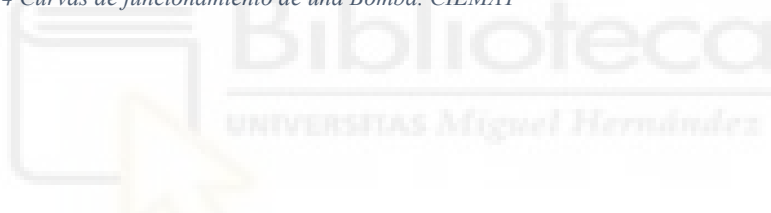


figura 34 Curvas de funcionamiento de una Bomba. CIEMAT



5.5.3. CURVAS DE EFICIENCIA DE UNA BOMBA.

Las bombas hidráulicas son elementos esenciales en los sistemas de bombeo fotovoltaicos, ya que son las encargadas de relacionar el caudal con la altura manométrica, la potencia absorbida y el rendimiento. Los fabricantes proporcionan la curva h-Q de la bomba a una velocidad nominal (50Hz o 3.000 rpm para un motor de inducción de 2 polos) y, a partir de ella, se pueden obtener las curvas h-Q a otras frecuencias.

Al reducir la frecuencia y manteniendo la eficiencia, se puede observar cómo el punto de funcionamiento se mueve hacia el origen de coordenadas.

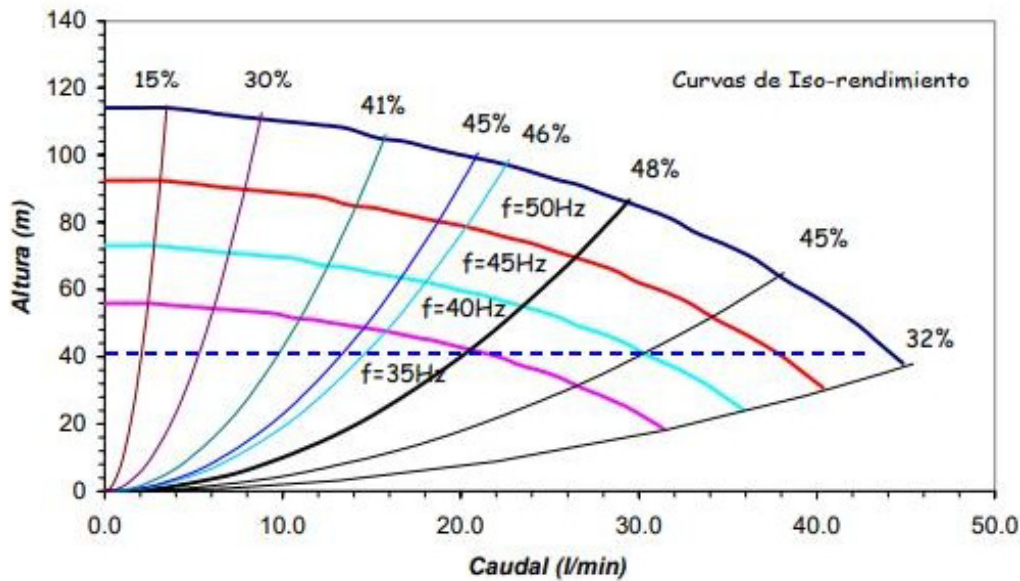


figura 35 Ejemplo de curvas h-Q para una bomba centrífuga a diferentes frecuencias.

Por otro lado, el rendimiento de la bomba varía con la frecuencia, tal y como se muestra en la Figura 36. Para una altura constante h, se puede ver cómo el rendimiento aumenta cuando la frecuencia disminuye.

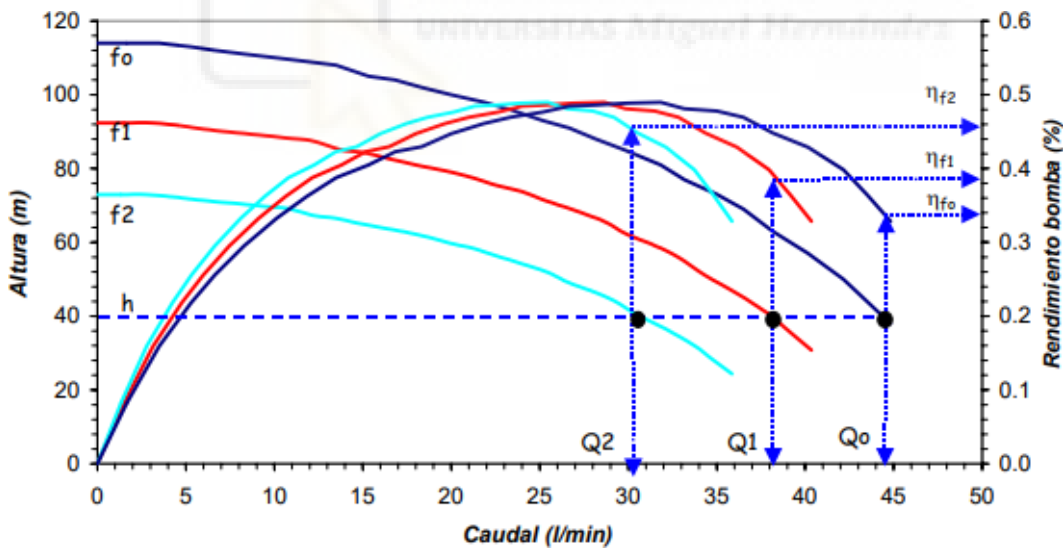


figura 36 Ejemplo de puntos de funcionamiento de una bomba a altura constante y en función del caudal, frecuencia y rendimiento. CIEMAT

Es importante tener en cuenta que, por debajo de una determinada frecuencia, la bomba no puede suministrar la altura de trabajo h. Por lo tanto, se debe seleccionar la bomba adecuada para cada sistema fotovoltaico específico, teniendo en cuenta la altura de trabajo.

Una forma de mejorar el rendimiento medio diario del sistema de bombeo fotovoltaico es seleccionar una bomba cuyo punto de operación h-Q a frecuencia nominal esté situado a

la derecha del punto de máximo rendimiento. De esta manera, se puede operar a menores rendimientos a frecuencia nominal y a mayores rendimientos a bajas frecuencias. Esto permite aumentar el rendimiento medio diario del sistema de bombeo fotovoltaico y reducir los umbrales de irradiancia y potencia de arranque, lo que aumentará el número de horas de operación durante un día. En definitiva, una correcta selección de la bomba es crucial para lograr un óptimo desempeño del sistema de bombeo fotovoltaico.

En algunas instalaciones, es necesario ajustar el caudal de una bomba para satisfacer las necesidades del servicio. Este ajuste se puede lograr de diversas maneras. Entre ellas se encuentran la regulación a velocidad variable y la regulación a velocidad constante.

La regulación de caudal a velocidad variable resulta ser la opción más rentable. Esta técnica permite adaptar una bomba centrífuga a los datos de servicio requeridos, siendo una de las formas más utilizadas en la práctica. Además, el rendimiento de la bomba apenas se ve afectado al variar la velocidad de funcionamiento. (18)

Cuando la demanda disminuye de un caudal inicial Q_1 a un valor Q_2 inferior, se puede suministrar el caudal Q_2 reduciendo la velocidad de la bomba utilizando un variador de velocidad. De esta manera, se logra situar la bomba en el punto de trabajo (2'), manteniendo la presión constante y disminuyendo la potencia consumida, como se muestra en la Figura 37. Al ajustar la velocidad mediante un variador de frecuencia, se consigue adaptar la velocidad a la demanda, siendo la velocidad promedio menor que la nominal, lo que conlleva a un ahorro energético.

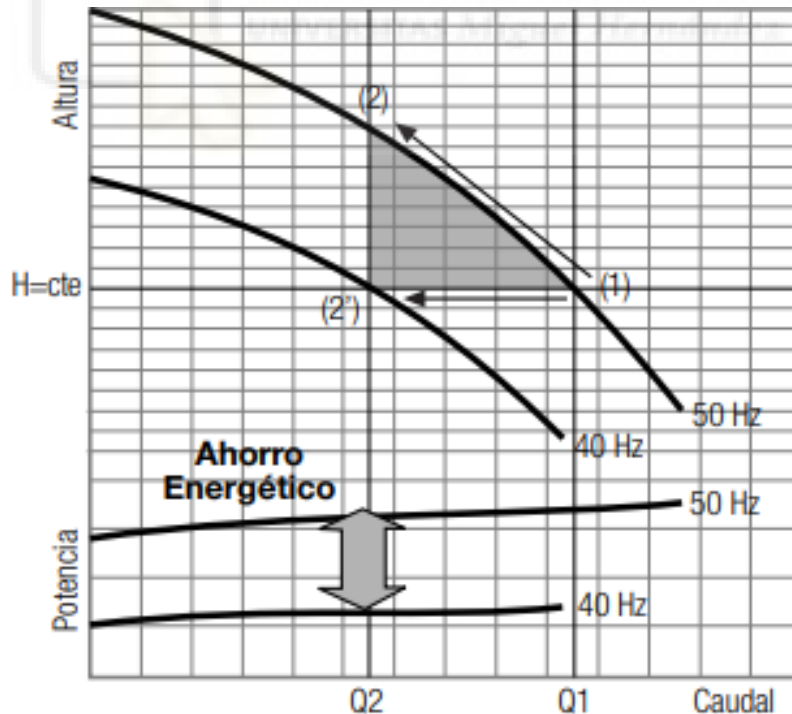


figura 37 Variación de velocidad. Bombas IDEAL

La técnica de regulación a velocidad constante, que se muestra en la Figura 37 y se produce al pasar del punto (1) al (2), se controla a través de presostatos o flujostatos. Esta

técnica consiste en ajustar la presión y el caudal de circulación mediante la modificación de la apertura de una válvula, la cual restringe el flujo en el tramo de impulsión. No obstante, este método no resulta muy eficiente en términos energéticos.

5.5.4. ASPECTOS PARAMÉTRICOS DE LA BOMBA.

Los parámetros a analizar de una bomba son:

- Altura manométrica.
- NPSH o Altura neta positiva de aspiración

5.5.4.1. ALTURA MANOMÉTRICA.

La altura manométrica de una bomba es una medida de la presión efectiva que debe vencer la bomba para impulsar un fluido a una cierta altura o distancia. Es un valor importante que se utiliza para seleccionar la bomba adecuada para una aplicación específica y para calcular la energía requerida para el funcionamiento de la bomba. La altura manométrica se calcula a partir de la suma de la altura estática, la altura dinámica y el abatimiento del pozo o la tubería. Es esencial que la altura manométrica sea calculada con precisión para garantizar que la bomba funcione de manera óptima y se eviten problemas como la cavitación o el fallo prematuro de la bomba.

Para su correcta determinación es necesario tener en cuenta los siguientes conceptos:

- a) La altura total o altura manométrica, H_m .

Es la suma de la altura estática, la altura dinámica y el abatimiento del pozo.

$$H_m = P_c + H_g + S_w$$

- b) La altura estática, de descarga o geométrica, H_g .

La altura geométrica se refiere a la distancia vertical desde el nivel de agua en el pozo o embalse hasta el punto más alto al que debe ser elevado el fluido bombeado. Esta medida se divide en dos componentes: la altura de aspiración y la altura de impulsión. La altura de aspiración es la distancia vertical desde el nivel mínimo del líquido hasta el eje de la bomba, mientras que la altura de impulsión es la distancia vertical desde el eje de la bomba hasta el nivel más alto al que se debe elevar el fluido. La altura geométrica es un factor importante a considerar al seleccionar una bomba, ya que afecta la energía necesaria para elevar el fluido y la capacidad de la bomba para hacerlo.

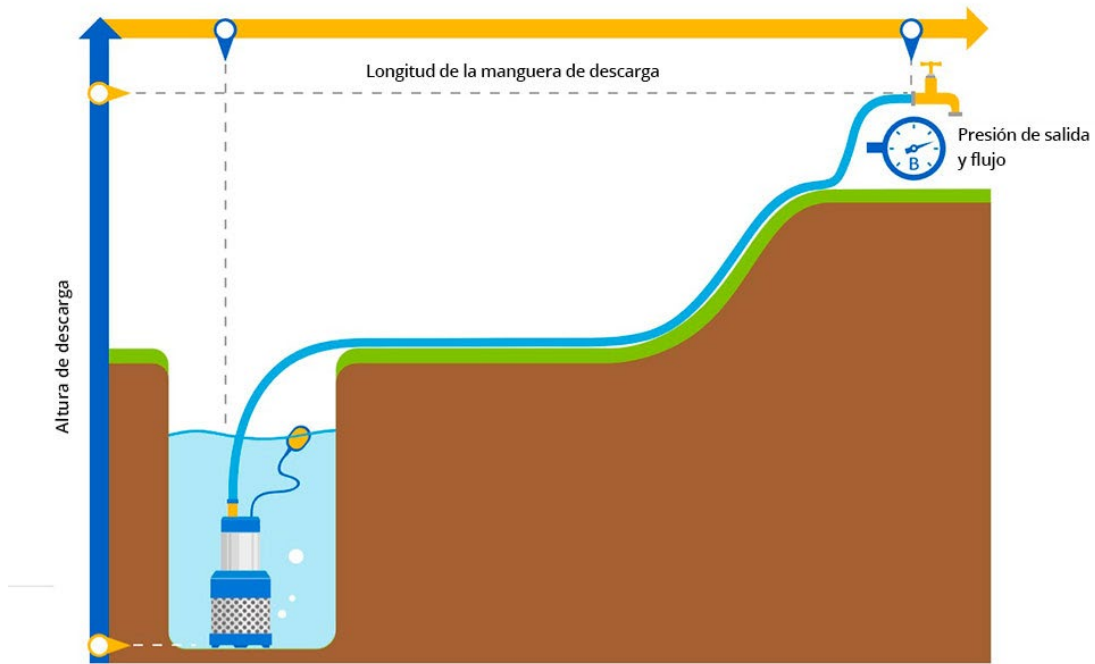


Figura 38 Altura geométrica en bomba sumergida

En una bomba sumergible no hay altura de aspiración.

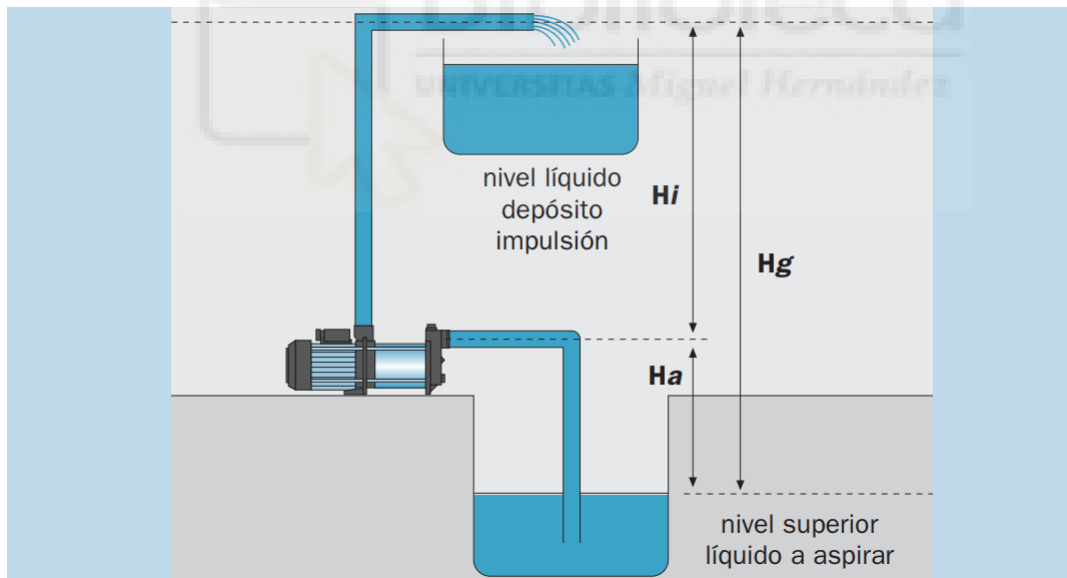


Figura 39 Altura geométrica en bomba de superficie.

Donde:

$$H_g = H_i + H_a$$

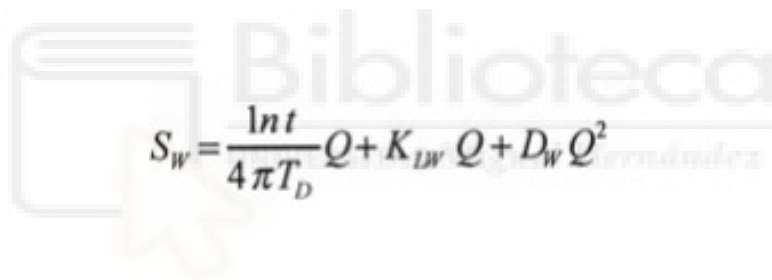
-Altura de impulsión o evacuación, H_i , es la altura geométrica medida desde el eje de la bomba al nivel máximo de elevación.

-Altura de aspiración, H_a , es la altura geométrica medida desde el nivel mínimo del líquido al eje de la bomba.

c) Altura de abatimiento, S_w .

La altura de abatimiento en un pozo se refiere a la disminución del nivel de agua en un acuífero debido a la extracción de agua con un caudal Q , por medio de una bomba o por otros medios. Es decir, es la diferencia entre el nivel estático del agua en un pozo y el nivel al que cae cuando se extrae agua del mismo. La altura de abatimiento varía en función de la cantidad de agua extraída y de la capacidad de recarga del acuífero, y es importante tenerla en cuenta al diseñar y operar un sistema de bombeo. Si la altura de abatimiento es demasiado grande, se pueden producir problemas como la disminución de la producción de agua o incluso la afectación de otros pozos cercanos. Por lo tanto, es fundamental llevar a cabo un monitoreo continuo del nivel de agua y de la altura de abatimiento en un pozo para asegurar un uso sostenible de los recursos hídricos subterráneos.

Se puede obtener una relación matemática entre el abatimiento producido en un pozo, el caudal bombeado y el tiempo transcurrido desde el inicio del bombeo. A esta relación se le denomina ecuación característica del pozo:


$$S_w = \frac{\ln t}{4\pi T_D} Q + K_{DW} Q + D_w Q^2$$

Siendo:

- S_w , abatimiento dentro del pozo de bombeo.
- K_{DW} , constante que representa la suma de los coeficientes de las componentes lineales constantes del abatimiento debidas a las características del acuífero no alterado, los efectos de la zona de desarenado, los efectos del empaque de grava y los efectos de las pérdidas de carga en la rejilla y la camisa.
- D_w , constante que representa la suma de los coeficientes constantes de las componentes cuadráticas (no lineales o turbulentas) del abatimiento, debidas a los mismos efectos que se han señalado para K_w
- T , es el coeficiente de transmisividad del acuífero
- t , es el tiempo de bombeo
- Q , es el caudal

En un embalse el abatimiento es la profundidad del embalse, puesto que se diseña para poder utilizar el total del agua.

c) Pérdidas de carga, P_c :

Las pérdidas de carga en una tubería son la disminución de la energía total del fluido que fluye a través de la tubería debido a la fricción y otros efectos que ocurren durante el flujo. Las pérdidas de carga se producen cuando el fluido se mueve a través de la tubería, debido a la resistencia que ofrece la superficie interna de la tubería, así como a los cambios en la sección transversal, curvas y accesorios de la tubería. Cuanto más larga o estrecha sea la tubería, mayores serán las pérdidas de carga.

Las pérdidas de carga se pueden expresar en términos de la altura de la columna de fluido, y se miden en unidades de longitud, como metros o pies. El cálculo de las pérdidas de carga en una tubería depende de factores como el diámetro de la tubería, la velocidad del fluido, la viscosidad del fluido y la rugosidad de la superficie interna de la tubería.

En una instalación hidráulica se dan pérdidas de cargas continuas (debido al rozamiento del fluido en la tubería) y localizadas (en los accesorios).

$$P_c = P_{c,c} + P_{c,l}$$

La pérdida de carga continua, $P_{c,c}$, es resultado de la caída de presión cuando un líquido circula por el interior de una tubería (fricción). Estas pérdidas de carga dependen de la longitud de la tubería, de su diámetro y del coeficiente de fricción, el cual depende a su vez de la rugosidad de la superficie interior del tubo y de las características de la corriente (régimen laminar o turbulento).

Para calcular las pérdidas de carga, se utilizan ecuaciones que tienen en cuenta estos factores, como la ecuación de Darcy-Weisbach o la ecuación de Hazen-Williams. Estas ecuaciones permiten estimar la pérdida de carga a lo largo de la tubería y son importantes para el diseño y la selección de bombas y tuberías, así como para el cálculo de la eficiencia energética de los sistemas de bombeo. (23)

$$P_{c,c} = 10,643 \cdot Q^{1,852} \cdot C - 1,852 \cdot D - 4,87 \cdot L$$

Donde:

- $P_{c,c}$ pérdida por fricción interna (m).
- Q , caudal (m^3/s).
- C , coeficiente "C" de Hazen-Williams
- d , diámetro interno de la tubería (m).
- L , longitud de la tubería (m).
- El coeficiente "C" depende del material de fabricación de la tubería. Se puede consultar en la Tabla 9.

Tabla 9 Coeficiente C

Material de la tubería	Coeficiente C(H-W)
Cloruro de Polivinilo (PVC)	150
Poliétileno (PE)	140
Asbestos	140
Acero nuevo	120
Aluminio en uniones	120
Acero viejo (40 años)	85

d) Pérdidas de carga localizada

Las pérdidas de carga localizada se refieren a la disminución de la presión de un fluido en un punto específico del sistema debido a una obstrucción, cambio de dirección o algún otro tipo de restricción en el flujo.

Para el cálculo de la longitud equivalente, en la Tabla 10 se dan los valores de L/D para distintos tipos de válvulas y diferentes accesorios habituales en los trazados de líneas. Se marcan en negrita los elementos más comunes.

La longitud equivalente del accesorio se calcula con el diámetro interior,

$$\text{Long. eqte. del accesorio (m)} = \frac{L}{D} \cdot \text{Diámetro interior}$$

Tabla 10 Valores de L/D de válvulas y accesorios

Fuente: CLARKE L., DAVIDSON R. (1962). Manual for Process Engineering Calculations. Mc Graw Hill.

TIPOS DE VÁLVULAS Y ACCESORIOS		
Válvulas (datos con apertura 100%, excepto si se indica):		
• De globo:		
Convencional	asiento plano, cónico o cilíndrico / disco guiado	340/450
Forma Y tija 60°	asiento plano / disco guiado	175/145
En ángulo	asiento plano / disco guiado	145/200
• De compuerta:		
De paso total		3
Fluidos normales	apertura 100% / 75% / 50% / 25%	13/35/160/900
Fluidos pulposos	apertura 100% / 75% / 50% / 25%	17/50/260/1200
• De retención:		
De clapeta	convencional / paso total	135/50
De bola		150
• De pie con filtro:		
Con disco guiado		420
Con visagra de cuero		75
• De mariposa:		
De más de 150 mm líquidos / gases		40 /24
En ductos	ángulo 5°/30°/45°/60°	9/160/800/4800
• Espitas:		
De paso directo	paso igual al diámetro de tubo	18
De tres vías	flujo: directo / por derivación	44/140
	Pase igual al 80% del tubo	
• De Bola:	Apertura 100%	3
Accesorios		
• Piezas de montaje (tubo liso):		
Curvas 45°	r/d= 1/2/4/6	6/4/3/3
Curvas 90°		9/6/5/4
• Codos:		
De 90°	estándar / radio largo / radio corto	30/20/50
De 45°	estándar / radio corto	16/26
En escuadra		57
• Curva 180°:	tipo cerrado	50
• T estándar:	flujo: directo / por derivación	20/60
• Ensanchamientos: (*)	brusco ¼ estándar ½ / estándar ¾	28/8
	brusco ¼ brusco ½ / brusco ¾	35/24/8
• Reducciones: (*)	estándar ½ / estándar ¾	7/2
	brusco ½ / brusco ¾	18/14/7
• Liras de dilatación:	tubo liso	50
	tubo corrugado	100
(*) Los valores de L/D se refieren al diámetro menor		

5.5.4.2. NPSH O ALTURA NETA POSITIVA DE ASPIRACIÓN.

La altura neta positiva de aspiración (ANPA) es una medida de la capacidad de una bomba para aspirar líquidos desde una fuente de suministro, como un tanque o un pozo, hasta la entrada de la bomba. Se define como la diferencia entre la presión de entrada y la presión de vapor del líquido, expresada en términos de altura.

En otras palabras, la ANPA es la altura máxima a la que una bomba puede aspirar líquido desde una fuente de suministro, teniendo en cuenta la presión de vapor del líquido. Si la ANPA es insuficiente, la bomba no podrá aspirar el líquido y se producirá cavitación, lo que puede dañar la bomba y reducir su eficiencia. (19)

Para un correcto funcionamiento de la bomba, es necesario disponer de una presión mínima a la entrada del rodete, por tanto debe cumplirse:

$$NPSH_D \geq NPSH_R + 0,5 \text{ m}$$

En caso de no ser así, se producirá cavitación, es decir, el líquido se evapora en el interior de la bomba generando serias averías.

a) NPSH disponible.

Es una particularidad de la instalación e independiente del tipo de bomba. Se deduce aplicando el principio de conservación de la energía entre superficie libre del líquido y la aspiración:

$$NPSH_D = \left(10 \frac{Pa}{\gamma}\right) - Ha - Pca - 10 \frac{Tv}{\gamma}$$

Tabla 11 Tensión del vapor y peso específico del agua según temperaturas

Siendo:

- Ha: Altura geométrica de aspiración en metros. Lleva signo positivo cuando el nivel del líquido está por debajo del eje de la bomba y negativo cuando está por encima.
- Pa: Presión atmosférica o presión en el depósito de aspiración, en kg/cm².
- Pca: Pérdidas de carga en aspiración (tuberías, válvulas, curvas y accesorios, etc.), en m.
- Tv: Tensión de vapor del líquido a temperatura de bombeo, en kg/cm².
- γ : Peso específico del líquido, en kg/cm²

t °C	Tv Kg/cm ²	γ Kg/dm ³	t °C	Tv Kg/cm ²	γ Kg/dm ³	t °C	Tv Kg/cm ²	γ Kg/dm ³
0	0,0062	0,9998	92	0,7710	0,9640	122	2,1561	0,9414
10	0,0125	0,9996	94	0,8307	0,9625	124	2,2947	0,9398
20	0,0238	0,9982	96	0,8942	0,9611	126	2,4404	0,9381
30	0,0432	0,9955	98	0,9616	0,9596	128	2,5935	0,9365
40	0,0752	0,9921	100	1,0332	0,9583	130	2,7544	0,9348
50	0,1258	0,9880	102	1,1092	0,9568	135	3,192	0,9305
60	0,2031	0,9831	104	1,1898	0,9554	140	3,685	0,9260
70	0,3177	0,9777	106	1,2751	0,9540	145	4,237	0,9216
75	0,3931	0,9748	108	1,3654	0,9525	150	4,854	0,9169
80	0,4829	0,9718	110	1,4609	0,9510	155	5,540	0,9121
82	0,5234	0,9705	112	1,5618	0,9495	160	6,302	0,9073
84	0,5667	0,9693	114	1,6684	0,9479	165	7,146	0,9023
86	0,6129	0,9680	116	1,7809	0,9464	170	8,076	0,8973
88	0,6623	0,9667	118	1,8995	0,9448	175	9,101	0,8920
90	0,7149	0,9653	120	2,0245	0,9431	180	10,225	0,8869

$$T_v \text{ (m.c.l.)} = T_v \text{ (kg/cm}^2\text{)} \times 10/\gamma$$

$$T_v \text{ (m.c.a.)} = T_v \text{ (kg/cm}^2\text{)} \times 10$$

Para obtener la presión atmosférica en relación a la altitud se puede usar la ecuación siguiente:

$$P_a(m) = 10,33 - \frac{\text{Altitud}(m)}{900}$$

b) NPSH requerido.

Es un dato característico de cada tipo de bomba, variable según modelo, tamaño y condiciones de servicio. Es la altura neta positiva de aspiración que la bomba necesita para funcionar correctamente: cuánto menor es el valor NPSH requerido, tanto mayor es su capacidad de aspiración. Es un dato a facilitar por el fabricante.

5.5.4.3. POTENCIA DE LA BOMBA

Para determinar la potencia requerida del conjunto motor-bomba para elevar un volumen de agua a una altura manométrica específica, existen dos métodos: uno teórico y otro práctico.

a) Cálculo teórico:

El método teórico implica el cálculo de los parámetros aproximados de la bomba. Este proceso incluye el cálculo de la potencia útil (P_u), que es la potencia necesaria para mover el volumen de agua, así como la potencia del eje de la bomba para desplazar el agua, tomando en cuenta las pérdidas hidráulicas y volumétricas. Luego se calcula la potencia

generada por el motor (P_m), considerando las pérdidas por eficiencia, y finalmente, la potencia eléctrica (P_e) requerida para alimentar el motor.

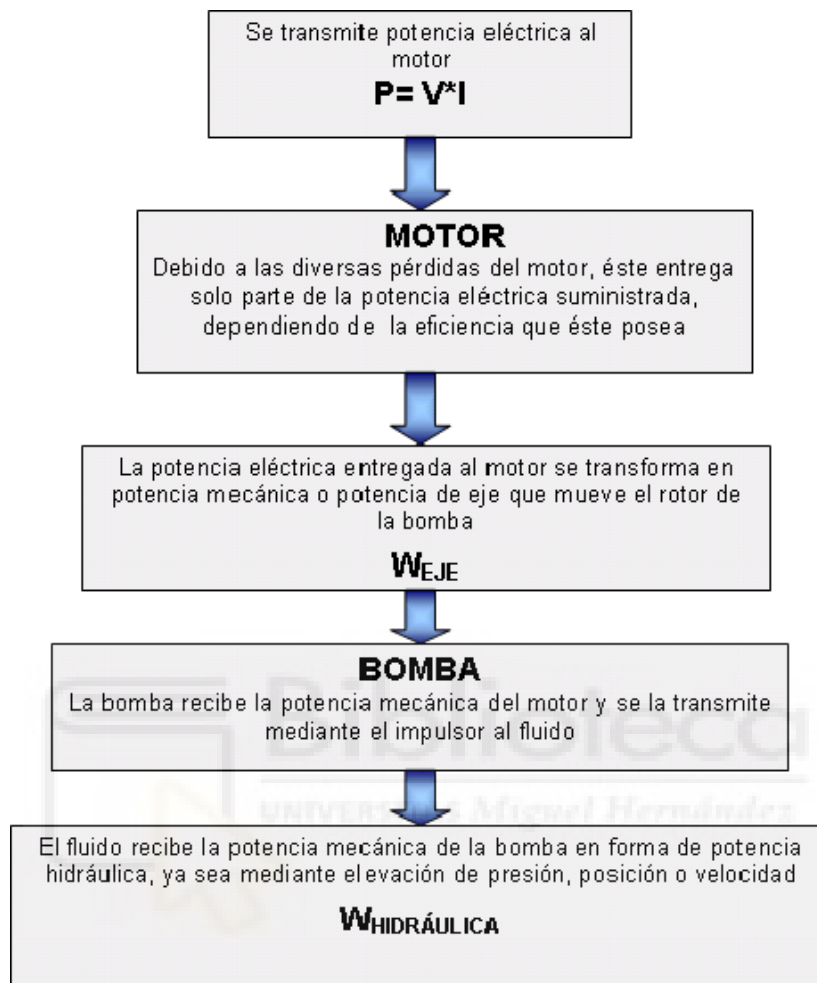


figura 40 Diagrama para cálculo de la potencia de la bomba

En un equipo de bombeo la potencia consumida por éste no es igual a la potencia que finalmente se transmite al fluido y que es la potencia útil realmente.

En efecto, la potencia teórica o potencia útil (P_u) que se transmite a un fluido, sea agua u otro cualquiera, y que se invierte en proporcionarle un caudal (Q) y altura manométrica (H) a su paso por el equipo de bombeo viene dado por la siguiente expresión:

$$P_u = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H$$

Donde,

P_u , es la potencia proporcionada al fluido, en W.

Q , es el caudal de fluido que atraviesa la bomba, en m³/s.

H , es la altura manométrica ganada por el fluido a su paso por la bomba, en m.

ρ , es la densidad del fluido, en kg/m^3 ;

g , es la aceleración de la gravedad: $9,81 \text{ m/s}^2$.

Al producto $(\rho \cdot g)$ se denomina peso específico (γ), por lo que la expresión anterior quedaría como sigue:

$$P_u = \gamma \cdot Q \cdot H$$

Siendo γ , el peso específico del fluido, en N/m^3 .

La potencia teórica o útil (P_u) del fluido que atraviesa el equipo de bombeo se calcula mediante la fórmula anterior. Sin embargo, dicho equipo consta de más elementos que la bomba en sí, como el motor de accionamiento (ya sea eléctrico o de combustión) que está acoplado al eje de la bomba, así como otros sistemas auxiliares.

Por lo tanto, la potencia total consumida por el equipo de bombeo (P_e) es mayor que la potencia útil (P_u), ya que se deben considerar las pérdidas y rendimientos de cada uno de los componentes involucrados. En primer lugar, se debe tener en cuenta la potencia que debe absorber el eje de la bomba (P_b) para suministrar el caudal (Q) y la altura manométrica (H), la cual se puede calcular utilizando las expresiones siguientes, según correspondan a las unidades de medida utilizadas. (20)

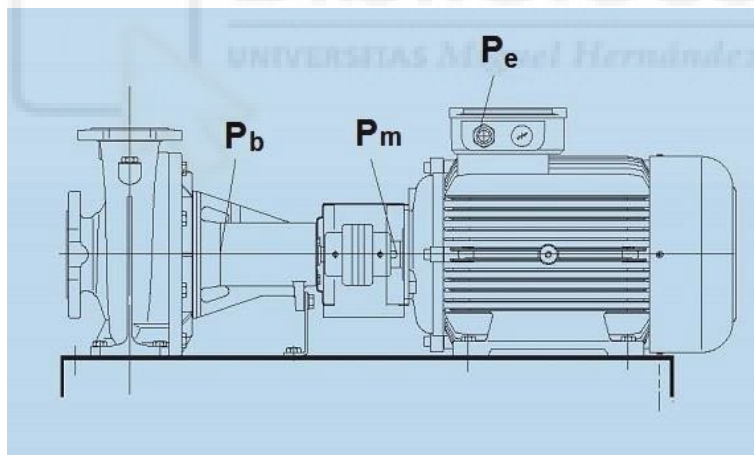


figura 41 Potencias en una Moto-bomba eléctrica. Ingemecánica

$$P_b \text{ (kW)} = \frac{\gamma \cdot Q \cdot H}{367 \cdot \eta_H \cdot \eta_V}$$

$$P_b \text{ (CV)} = \frac{\gamma \cdot Q \cdot H}{270 \cdot \eta_H \cdot \eta_V}$$

$$P_b \text{ (HP)} = \frac{\gamma \cdot Q \cdot H}{274 \cdot \eta_H \cdot \eta_V}$$

Donde:

- Q, es el caudal que impulsa la bomba, en m³/h.
H, es la altura manométrica ganada por el fluido a su paso por la bomba, en m.
 γ , es el peso específico del fluido, en kg/dm³.
 η_H , es el rendimiento hidráulico, expresado en porcentaje %.
 η_V , es el rendimiento volumétrico, expresado en porcentaje %.

El rendimiento hidráulico (η_H) es un dato que proporciona el fabricante de la bomba y tiene en cuenta las pérdidas de carga causadas por la fricción del fluido con las paredes de la bomba, las válvulas y las aspas. Este rendimiento se calcula dividiendo la altura manométrica real alcanzada por el fluido entre la altura manométrica que se obtendría si no existieran estas pérdidas.

El rendimiento hidráulico puede variar según el tamaño de la bomba y las condiciones del flujo. En general, para bombas grandes con un flujo favorable, el rendimiento hidráulico puede oscilar entre el 0,95 y el 0,97. Para bombas más pequeñas y con un diseño menos elaborado, el rendimiento hidráulico puede estar entre el 0,85 y el 0,88.

Por otro lado, el rendimiento volumétrico (η_V) también es proporcionado por el fabricante y tiene en cuenta las pérdidas debidas a las fugas de fluido dentro del cuerpo de la bomba.

El rendimiento volumétrico puede variar dependiendo del cuidado en la ejecución de la bomba, la temperatura del fluido y del caudal que se maneje. En general, para bombas

con gran caudal y de cuidada ejecución, el rendimiento volumétrico puede estar entre el 0,97 y el 0,98. Para bombas de cuidada ejecución, pero con un caudal pequeño, el rendimiento volumétrico puede estar entre el 0,94 y el 0,96. Y para bombas de ejecución regular y pequeño caudal, el rendimiento volumétrico puede estar entre el 0,89 y el 0,92.

El rendimiento volumétrico también puede verse afectado por la temperatura del fluido dentro de la bomba, ya que esto puede influir en las holguras entre las piezas y en la fuga del fluido. Para temperaturas muy altas, el rendimiento volumétrico puede disminuir hasta el 0,65 o el 0,70.

Además, las fugas y el rendimiento volumétrico, dependen de la presión de trabajo de la bomba. Al aumentar la presión, aumentan las fugas y, por tanto, disminuye el rendimiento volumétrico.

Para elegir la bomba adecuada y obtener los parámetros de η_H y η_V , se deben consultar las curvas proporcionadas por el fabricante que relacionan la altura manométrica con el caudal y las curvas de eficiencia. Se debe escoger la bomba que mejor se ajuste a las necesidades.

Por tanto, una vez conocida la bomba y las pérdidas que disminuyen su eficiencia, se puede calcular la relación entre la potencia útil (P_u) transmitida al fluido y la que debe recibir la bomba en su eje de entrada de accionamiento (P_b), en función de cada uno de los rendimientos mencionados anteriormente.

$$P_u = P_b \cdot \eta_H \cdot \eta_V$$

Siendo (η_H) y (η_V) el rendimiento hidráulico y volumétrico respectivamente de la bomba, tal y como se ha explicado.

Para seleccionar la bomba adecuada, es necesario analizar las curvas de rendimiento proporcionadas por los fabricantes de los diferentes productos. Es importante elegir una bomba que proporcione una relación adecuada entre la altura manométrica y el caudal. Para facilitar este proceso, se puede utilizar una herramienta llamada SISIFO2, diseñada como parte del proyecto Maslowaten, la cual proporciona una lista de bombas que cumplen con estas características en función de la altura manométrica y el caudal.

En el caso particular de una bomba de agua accionada por un motor eléctrico, la potencia eléctrica consumida de la red (P_e) o potencia activa es el parámetro relevante a considerar, ya que esta expresa el consumo y condiciona el diseño de la instalación.

Para obtener esta potencia:

- Para motores monofásicos:

$$Pe (kW) = \frac{U \cdot I \cdot \cos\varphi}{1000}$$

- Para motores trifásicos:

$$Pe (kW) = \frac{\sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos\varphi}{1000}$$

Donde:

- U, es la tensión de servicio de la red eléctrica, en voltios (V).
- I, es el consumo de corriente en el estator, en amperios (A).
- Cos φ , es el factor de potencia.

la potencia que se entrega en la salida del eje del motor eléctrico (P_m) es inferior a la potencia eléctrica consumida (P_e), debido a las pérdidas mecánicas que ocurren en los componentes de transmisión del motor. Por tanto, podemos concluir que:

$$P_m (kW) = P_e \cdot \eta_M$$

En esta ecuación, el parámetro η_M representa el rendimiento mecánico del motor, el cual considera las pérdidas mecánicas debidas al rozamiento en los cojinetes de los ejes, las pérdidas en los órganos de transmisión y control, entre otras.

Para estimar el rendimiento mecánico, se pueden considerar los siguientes valores:

Entre 0,94 y 0,96 para bombas de gran caudal, diseñadas y mantenidas con cuidado, que estén directamente acopladas al eje del motor.

Entre 0,83 y 0,86 para bombas pequeñas con transmisión por correas o engranajes entre la bomba y el motor.

Teniendo en cuenta todas estas pérdidas, la relación entre la potencia útil transmitida al fluido (P_u) y la potencia total consumida de la red eléctrica por la bomba (P_e) puede expresarse de la siguiente manera:

$$P_u = P_e \cdot \eta_H \cdot \eta_V \cdot \eta_M = P_e \cdot \eta_G$$

$$\eta_G = \eta_H \cdot \eta_V \cdot \eta_M$$

La eficiencia global del equipo de bombeo (η_G) representa la eficacia total del sistema y tiene en cuenta los diferentes rendimientos hidráulicos, volumétricos y mecánicos de cada uno de los componentes mencionados anteriormente.

b) Cálculo práctico:

Para seleccionar la bomba adecuada, es necesario analizar sus curvas de funcionamiento y escoger aquellas que cumplan con el criterio de altura manométrica - caudal. Además, se deben analizar las curvas de potencia - frecuencia - caudal y elegir aquellas en las que el punto de funcionamiento, a 50Hz, se encuentre en el tercer tercio a la derecha de la curva. Después de seleccionar una o varias bombas que cumplan con estos requisitos, se debe elegir la bomba más adecuada en función de la eficiencia, criterios económicos y de calidad, y garantía del producto.

Una vez se conoce la bomba y su rango de frecuencias, potencias y eficiencia, se puede calcular la potencia máxima del motor en corriente alterna dividiendo la potencia máxima de la bomba entre su eficiencia en este punto.

Finalmente, para calcular la potencia del motor en corriente alterna, es necesario dividir la potencia entregada por el motor entre su rendimiento.

$$P_{AC} = \frac{P_2}{\eta}$$

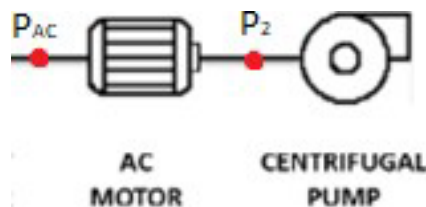


figura 42 Esquema bomba-motor. SISIFO

c) Cálculo aplicado al caso práctico:

La altura manométrica o altura total, H_m , se obtiene como la suma de la altura estática, la altura dinámica y el abatimiento del pozo.

$$H_m = P_c + H_g + S_w$$

$$H_m = 37,97 + 194,75 + 10 = 242,72 \text{ m}$$

- La altura estática o geométrica, H_g , es la distancia geométrica desde el nivel del agua en el pozo o embalse hasta el punto más elevado donde debe bombearse el agua.

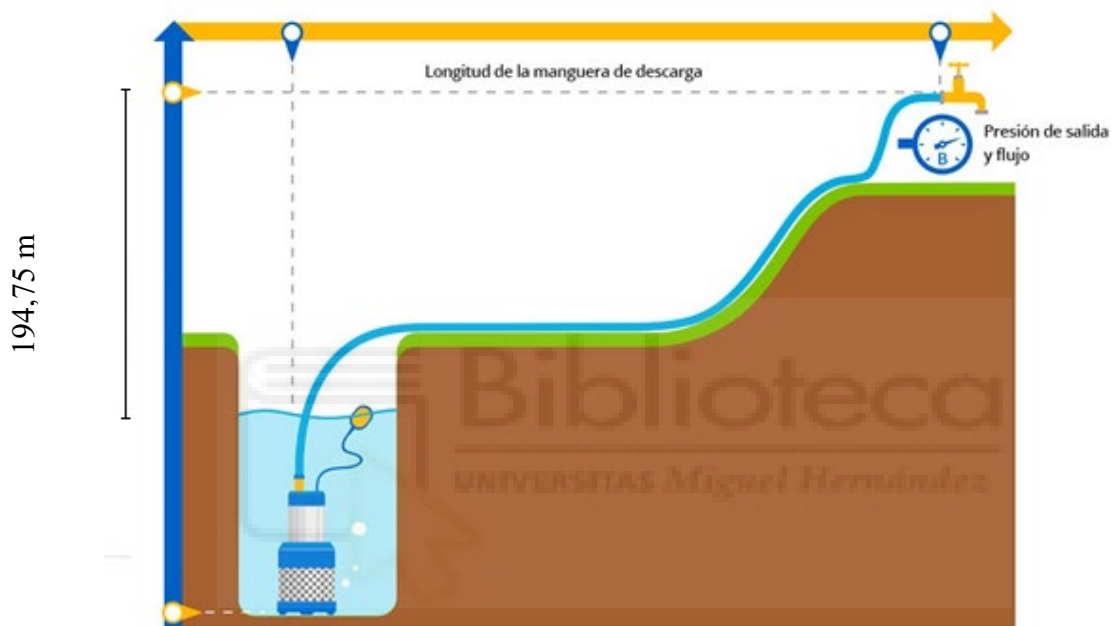


figura 43 Datos de altura de impulsión y de aspiración

Aplicando la siguiente ecuación:

$$H_g = H_i + H_a$$

$$H_g = 194,75 + 0 = 194,75 \text{ m}$$

Siendo:

Altura de impulsión, H_i , la altura geométrica medida desde el eje de la bomba al nivel máximo de elevación.

Altura de aspiración, H_a , la altura geométrica medida desde el nivel mínimo del líquido al eje de la bomba. En una bomba sumergible, la altura de aspiración es siempre de 0 metros.

- Pérdidas de carga, P_c :

Aplicando la Ecuación:

$$P_c = P_{c,c} + P_{c,l}$$

$$P_c = 13,65 + 24,32 = 37,97 \text{ m}$$

- Pérdidas de carga continua, $P_{c,c}$:

Dependen de la longitud de la tubería, de su diámetro y del coeficiente de fricción, el cual está relacionado con la rugosidad de la superficie interior del tubo y con las características del movimiento del fluido (régimen laminar o turbulento).

Pueden estimarse mediante la Fórmula de Hazen – Williams, Ecuación

$$P_{c,c} = 10,643 \cdot Q^{1,852} \cdot C^{-1,852} \cdot D^{-4,87} \cdot L$$

Donde:

$P_{c,c}$ =pérdida por fricción interna (m).

Q=caudal (m^3/s).

C=coeficiente "C" de Hazen-Williams

d= diámetro interno de la tubería (m).

L = longitud de la tubería (m).

El coeficiente "C" depende del material de fabricación de la tubería. Se puede consultar en la Tabla 9.

Tabla 12 Características tubería

CARACTERÍSTICAS TUBERÍA	
Material	PEAD
Diámetro, D (m)	0,1
Caudal, Q (m^3/s)	0,0139
Área (m^2)	
Velocidad fluido (m/s)	0,69
Longitud tubería (m)	4.430

$$P_{c,c} = 10,643 \cdot 0,0139^{1,852} \cdot 140^{-1,852} \cdot 0,1^{-4,87} \cdot 4.430 = 13,65 \text{ m}$$

- Pérdidas de carga localizada, $P_{c,l}$

Para el cálculo de la longitud equivalente de las pérdidas de carga localizadas, se utilizan los valores de la Tabla 10, en la que se detalla la relación L/D para distintos tipos de válvulas y la siguiente ecuación.

$$\text{Long. eqte. del accesorio (m)} = \frac{L}{D} \cdot \text{Diámetro interior}$$

En esta instalación de bombeo los accesorios que se van a utilizar son:

- 1 Válvula de pie.
- 1 Válvula de retención.
- 1 Válvula de compuerta.
- Caudalímetro.
- 6 Codos de 90°



Tabla 13 Pérdida de carga localizada debido a los accesorios de la tubería.

Pérdidas de carga localizada	Unidades	L/D	Longitud equivalente (m)
Válvula de pie	1	75	15
Válvula de retención	1	50	8
Válvula de compuerta	1	3	0,48
Codos 90°	6	4	3,84
Total			24,32

Finalmente, se muestran los datos obtenidos:

Tabla 14 Cálculo de la altura manométrica total

Concepto	(m)
P_c, Pérdidas de carga	37,97
H_t, Altura geométrica total	194,75
Sw, Abatimiento	10

Hm, Altura manométrica total

242,72

- NPSH o Altura neta positiva de aspiración:

Para que una bomba funcione correctamente y no sufra cavitación se tiene que cumplir que:

$$\text{NPSH}_D \geq \text{NPSH}_R + 0,5 \text{ m}$$

Siendo NPSH disponible:

$$\text{NPSH}_D = \left(10 \cdot \frac{Pa}{\gamma}\right) - Ha - Pca - 10 \cdot \frac{Tv}{\gamma}$$

Donde:

- Ha: Altura geométrica de aspiración en metros. Esta variable es positiva cuando el nivel del líquido está por debajo del eje de la bomba y negativo cuando está por encima.
- Pa: Presión atmosférica o presión en el depósito de aspiración, en kg/cm².
- Pca: Pérdidas de carga en aspiración (tuberías, válvulas, curvas y accesorios, etc.)
- Tv: Tensión de vapor del líquido a temperatura de bombeo, en kg/cm².
- γ : Peso específico del líquido, en kg/cm²

Una bomba sumergible tiene presión positiva en la entrada, es decir, hay una presión positiva dado que el fluido tiende a entrar en la bomba. Esto hace que no haya riesgo de cavitación y que no sea necesario el cálculo de la Altura Neta Positiva e Aspiración y su comparación con el NPSH requerido (parámetro facilitado por el fabricante). En caso de tener una bomba de superficie, este cálculo sí que sería necesario para asegurar el correcto funcionamiento del equipo hidráulico y motor.

5.5.4.4. ELECCIÓN DE LA BOMBA.

A. Calculo teórico.

En el ámbito de la ingeniería hidráulica, es fundamental calcular con precisión la potencia que debe ser absorbida por el eje de la bomba (P_b), con el fin de asegurar el suministro del caudal (Q) y la altura manométrica (H) necesarios. Este cálculo se basa en una serie de variables y factores que influyen en el funcionamiento de la bomba, y es crucial para garantizar un rendimiento óptimo y eficiente del sistema hidráulico en cuestión.

La potencia que debe absorber el eje de la bomba (P_b), para suministrar el caudal (Q) y la altura manométrica (H) es:

$$P_b(kW) = \frac{\gamma \cdot Q \cdot H}{367 \cdot \eta_H \cdot \eta_V} = \frac{0,9982 \cdot 50 \cdot 242,72}{367 \cdot 0,96 \cdot 0,9} = 38,20 \text{ kW}$$

Conocido el valor de la potencia que debe absorber el eje de la bomba (P_b), se puede calcular la potencia útil (P_u) transmitida a un fluido que se emplea en impulsar un caudal (Q) a una altura manométrica (H).

$$P_u = P_b \cdot \eta_H \cdot \eta_V = 38,20 \cdot 0,96 \cdot 0,9 = 33,01 \text{ kW}$$

De manera que, la potencia eléctrica consumida de la red (P_e) o potencia activa, que es el consumo del sistema, tiene un valor de:

$$P_e = \frac{P_u}{\eta_G} = \frac{33,01}{0,96 \cdot 0,9 \cdot 0,95} = 40,21 \text{ kW}$$

La potencia ofrecida por el motor eléctrico (P_m):

$$P_m (kW) = P_e \cdot \eta_M = 40,21 \cdot 0,95 = 38,20 \text{ kW}$$

Donde,

- P_u , es la potencia proporcionada al fluido, en W.
- Q , es el caudal de fluido que atraviesa la bomba, en m³/s.
- H , es la altura manométrica ganada por el fluido a su paso por la bomba, en m.
- ρ , es la densidad del fluido, en kg/m³.
- g , es la aceleración de la gravedad: 9,81 m/s².
- γ , el peso específico del fluido, en N/m³.

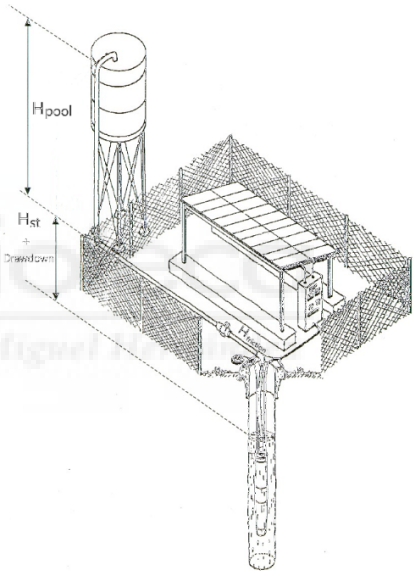
Por otro lado, η_H y η_V son los rendimientos hidráulicos y volumétricos respectivamente de la bomba.

B. Cálculo práctico

Tras realizar una exhaustiva investigación mediante la utilización del software SISIFO, se logró determinar una lista de bombas que cumplen con la relación requerida de altura manométrica y caudal, para un valor específico de 242,72 m y 50 m³/h, respectivamente. Tras evaluar cuidadosamente todas las opciones disponibles, se seleccionó una bomba sumergible del fabricante CAPRARI, modelo E10R30/9K+MAC870-8V, la cual se adapta de manera óptima al punto de trabajo deseado.

Tipo de sistema FV:	Autónomo
Tipo de bombeo:	Balsa
Grupos de bombas:	1 (N*A)

System	
System:	
Hst + Hpool [m]:	194,75
Hfricción + drawdown [m]:	47,97
Flujo de diseño [m ³ /h]:	50,00
Primer mes de riego:	Enero
Último mes de riego:	Diciembre
Líquido bombeado:	Water
Densidad del líquido [Kg/m ³]:	998,20



El diagrama ilustra un sistema de bombeo. A la izquierda, una balsa elevada contiene una bomba. Una tubería desciende desde la bomba hasta un pozo. Se indican dos alturas clave: H_{pool} , la altura desde el nivel del terreno hasta la balsa, y $H_{st} + \text{Drawdown}$, la altura desde el nivel del terreno hasta el nivel del agua en el pozo, considerando el drawdown.

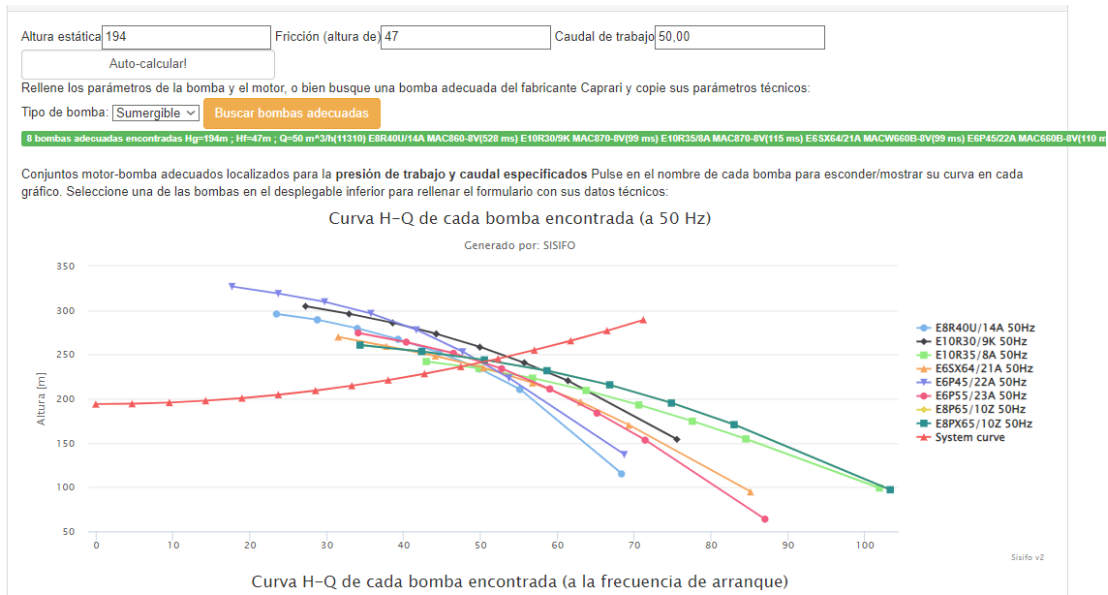
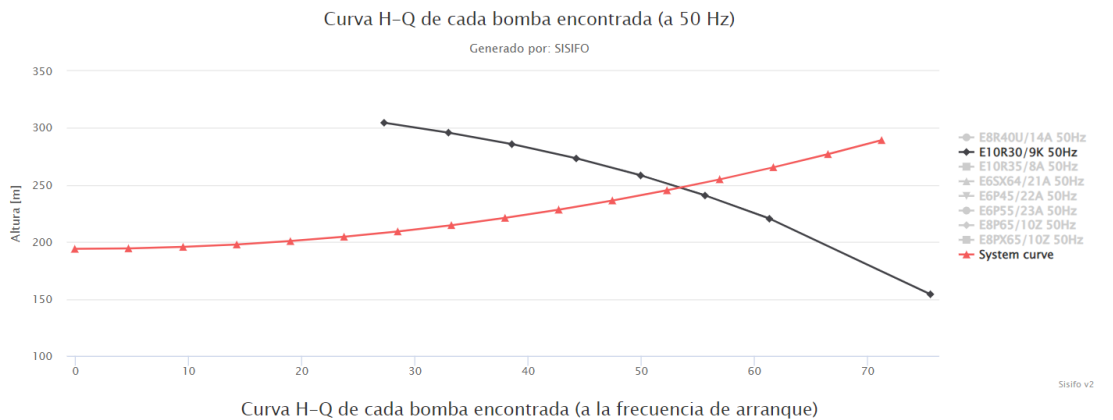


Figura 44 Determinación de la bomba con el software SISIFO

La bomba escogida presenta los siguientes puntos de trabajo:

Tabla 15 Puntos de funcionamiento de la bomba seleccionada

Q (m³/h)	H (m)	P (kW)	η (%)	F (Hz)
55,24	242	49,21	74,01	50
28,8	242	39,4		40



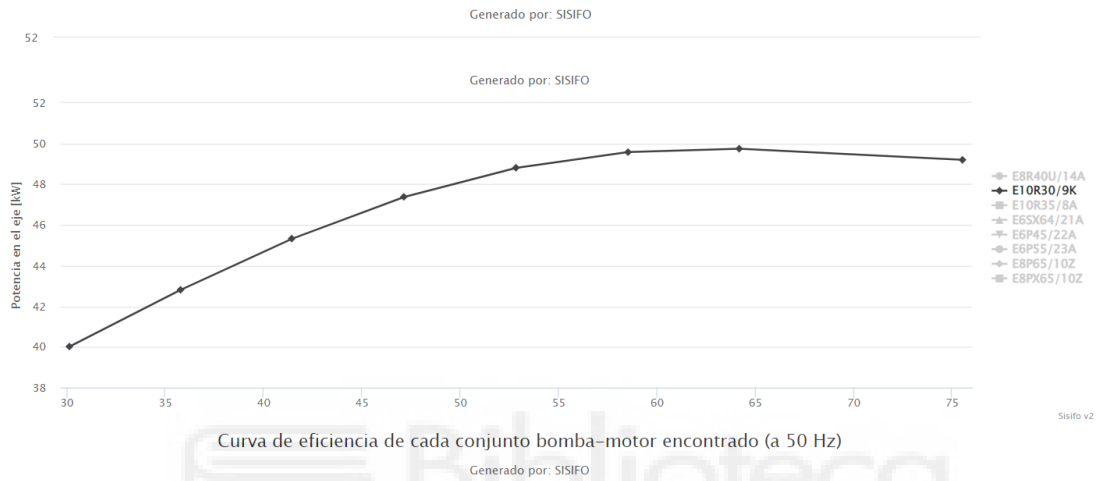
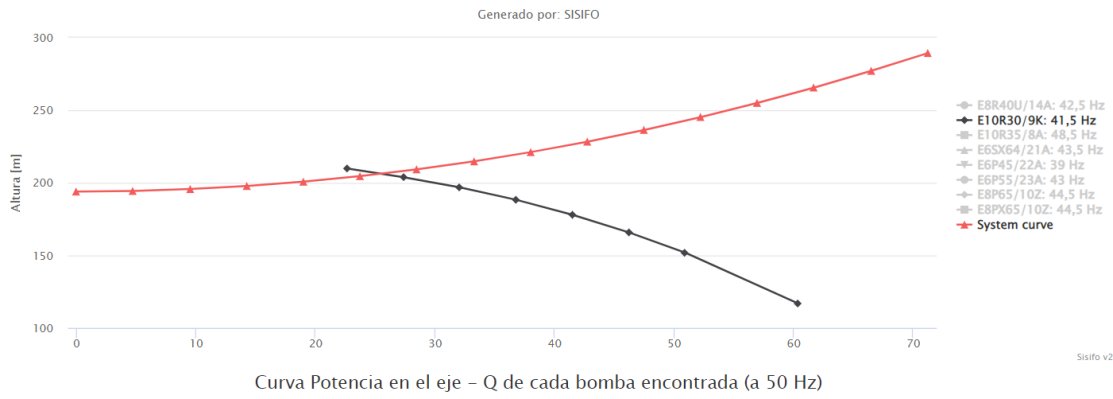


Figura 45 Curvas de funcionamiento de la bomba

Se muestra a continuación la ficha técnica de la bomba.

Ciente:		Ref.:	
Item	Cantidad	Caudal requerido	58,36 m ³ /h
Tipo	ELECTROBOMBA SUMERGIDA	Altura de impulsión	242 m
		Modelo	E10R30/9K•MAC870-8V

Dimensiones (mm)			
A	238 S	E	191
B	1246 S	F	64
C	1295	G	190
D	215	H max	244

DATOS FUNCIONAMIENTO - ISO 9906:2012 9B -					CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS		
Q (m ³ /h)	H (m)	P (kW)	η (%)	NPSH (m)	Diametro impulsión	G4	n.d.
55,24	242,12	49,21	74,01	2,95	Diametro máx. total	244	mm
					Peso electrobomba	329	Kg
					Número etapas	9	
					Cierre motor	mecánico	
					Tipo de instalación	Vertical	

LÍMITES OPERATIVOS				MATERIALES BOMBA			
Líquido bombeado	Aqua			Cuerpo impulsión	Hierro fundido		
Temp. máx. líquido bombeado (°)	30	°C		Elemento difusor	Hierro fundido		
Densidad máxima	1	kg/dm ³		Soporte aspiración	Fundición esferoidal		
Viscosidad máxima	1	mm ² /s		Rodete	Hierro fundido		
Contenido máx. de sustancias sólidas	40	g/m ³		Eje	Acero inox		
Nº máximo arranques/hora	8			Cojinete de bronce	Bronce		
Inmersión mínima	610	mm		Acoplamiento rígido	Acero inox		
CARACTERÍSTICAS DE FUNCIONAMIENTO				Cuerpo válvula	Hierro fundido		
				Rejilla	Acero inox		
Caudal de servicio	57,46	m ³ /h		Buje eje	Acero inox		
Altura de impulsión de servicio	234,61			MATERIALES MOTOR			
Qmin	Qmax	28,8	72				
H (Q=0)	Hmax (Qmin)	330	302,34	Eje	Acero inox		
Potencia absorbida punto de trabajo	49,47			Soporte superior	Hierro fundido		
Rend. bomba	Rend. grupo	74,16	63,9	Rotor	Chapa magnética		
Máximo rendimiento bomba	74,2			Estátor	Chapa magnética		
Sentido de rotación (**)	Antihorario			Camisa estátor	Acero inox		
Número bombas instaladas	En	Stand-by	0	Bobinado	Green wire		
CARACTERÍSTICAS MOTOR ELÉCTRICO				Soporte inferior	Hierro fundido		
				Grado de equilibrado	Carburo de silicio/carburo de silicio		
Potencia nominal	51	kW		Cojinete de bronce	Grafto		
Frecuencia Nominal	50	Hz		Cojinete de tope	Acero inox/Composite		
Tensión nominal	400	V		Cuerpo soporte axial	Hierro fundido		
Corriente nominal	101,1	A		Diafragma	Goma		
Número polos	Velocidad nominal	2	2910	Buje	Acero cromado		
Clase de aislamiento	Grado de protección	n.d.	IP68	Soporte col. de motor	Hierro fundido		

Motor certificado para el uso en agua potable

Figura 46 Ficha técnica bomba escogida

Pump

Bomba:

Número de bombas:

Frecuencia de trabajo:

Modelo:

Curva de la bomba		Curva de potencia en el eje	
Q [m3/h]:	H [m]	Q [m3/h]:	P2 [kW]
<input type="text" value="0,00"/>	<input type="text" value="330,00"/>	<input type="text" value="21,60"/>	<input type="text" value="36,20"/>
<input type="text" value="27,29"/>	<input type="text" value="304,61"/>	<input type="text" value="30,13"/>	<input type="text" value="40,02"/>
<input type="text" value="32,98"/>	<input type="text" value="295,92"/>	<input type="text" value="35,78"/>	<input type="text" value="42,81"/>
<input type="text" value="38,63"/>	<input type="text" value="285,75"/>	<input type="text" value="41,47"/>	<input type="text" value="45,33"/>
<input type="text" value="44,32"/>	<input type="text" value="273,32"/>	<input type="text" value="47,16"/>	<input type="text" value="47,38"/>
<input type="text" value="50,00"/>	<input type="text" value="258,34"/>	<input type="text" value="52,85"/>	<input type="text" value="48,81"/>
<input type="text" value="55,69"/>	<input type="text" value="240,71"/>	<input type="text" value="58,54"/>	<input type="text" value="49,58"/>
<input type="text" value="61,38"/>	<input type="text" value="220,37"/>	<input type="text" value="64,19"/>	<input type="text" value="49,75"/>
<input type="text" value="75,56"/>	<input type="text" value="154,06"/>	<input type="text" value="75,56"/>	<input type="text" value="49,20"/>

Curvas de la bomba

Generado por: SISIFO

Sisifo v2

Motor

Motor de la bomba:

Modelo:

Potencia nominal en el eje de la bomba [kW]:

Velocidad nominal utilizada para los parámetros de la bomba [rpm]:

Velocidad mínima, relativa a la velocidad nominal, para suficiente refrigeración [%]:

Máxima velocidad, relativa a la velocidad nominal:

Frecuencia principal (Hz):

Voltaje nominal:

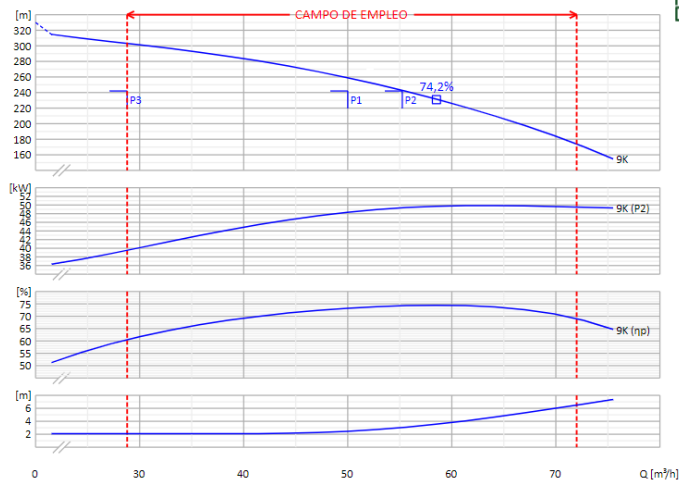
Curva de eficiencia de potencia del motor

P2 [kW]	Efficiency [%]
<input type="text" value="0,00"/>	<input type="text" value="0,00"/>
<input type="text" value="27,96"/>	<input type="text" value="85,50"/>
<input type="text" value="39,19"/>	<input type="text" value="86,50"/>
<input type="text" value="48,30"/>	<input type="text" value="86,20"/>
<input type="text" value="54,72"/>	<input type="text" value="86,00"/>
<input type="text" value=""/>	<input type="text" value=""/>
<input type="text" value=""/>	<input type="text" value=""/>
<input type="text" value=""/>	<input type="text" value=""/>
<input type="text" value=""/>	<input type="text" value=""/>

Curva de eficiencia en la potencia del motor

Generado por: SISIFO

Sisifo v2



MODIFICACIÓN CURVA
CONFIGURAR

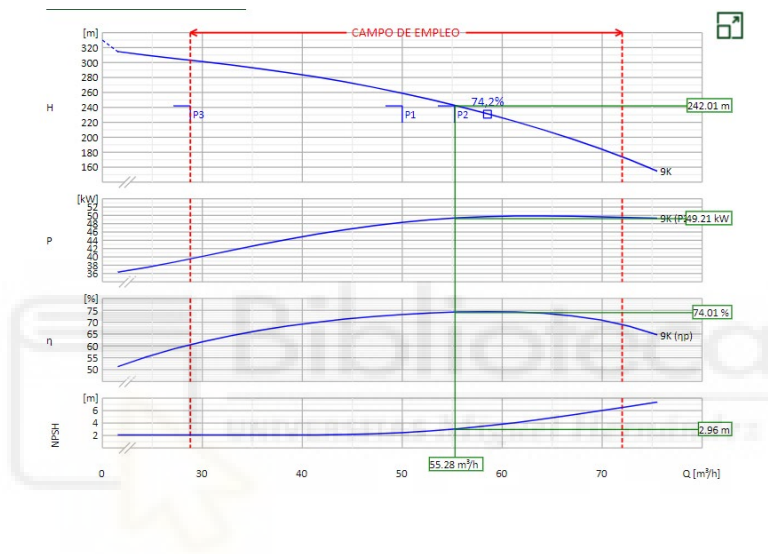
PUNTO DE TRABAJO

PUNTO	CAUDAL [m³/h]	ALTURA DE IMPULSIÓN [m]	ALTURA GEODÉSICA [m]	+
<input type="radio"/> P1	50	242	0	X
<input type="radio"/> P3	28.8	242	0	X
<input checked="" type="radio"/> P2	55.24	242	0	X

GUARDAR

LEER CURVA

Copyright © 2016-2022 Caprari S.p.A. - All Rights Reserved.



Tensión	400	V	Frecuencia	50	Hz	Caudal req.	55,24 m³/h	Altura de impulsión	242 m
Potencia	51	kW	N° polos	2		Modelo	E10R30/9K+MAC870-8V		

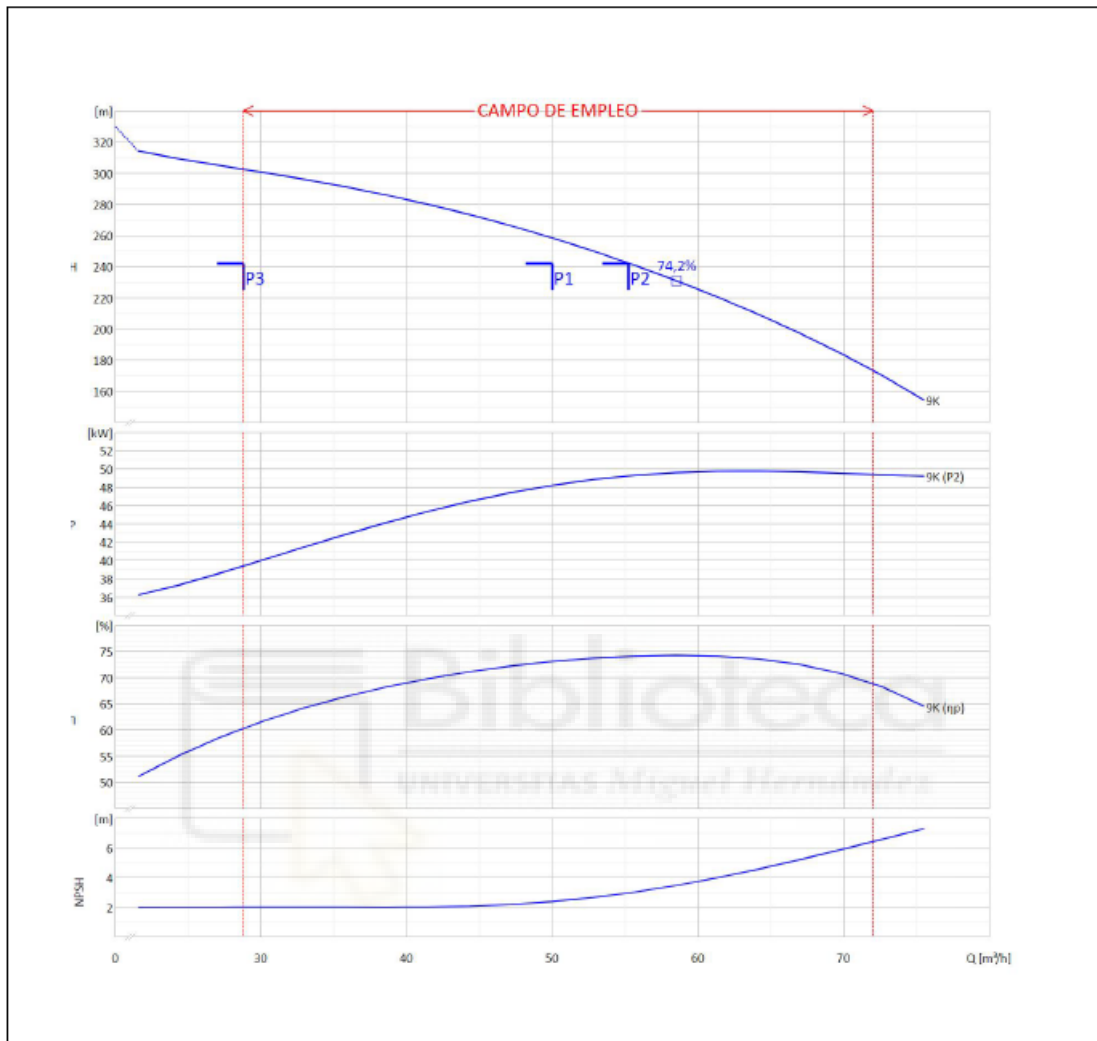


Figura 47 Curva característica de la bomba

El equipo hidráulico, diseñado para elevar líquidos a una altura manométrica de 242,72 metros tiene una frecuencia de operación que oscila entre los 40 y 50 Hz y un caudal inicial de 28,8 metros cúbicos por hora.

El sistema de control está programado para enviar esta gama de frecuencias a la bomba dependiendo de la producción fotovoltaica disponible. Durante un día soleado, con una potencia generada de 39,4 kW, el variador envía 40 Hz a la bomba, iniciando su funcionamiento generando un flujo de 28,8 m³/h. A medida que la producción aumenta,

la frecuencia y el caudal se elevan gradualmente hasta alcanzar el punto de trabajo óptimo a los 50 Hz y 55,24 m³/h.

Para asegurar un funcionamiento óptimo y continuo de la bomba, es necesario que el motor tenga una capacidad de entrega de potencia (P₂) de 49,21 kW, obtenida a partir del punto de operación, con un rendimiento de eficiencia del 74,01%, según los datos proporcionados por el fabricante CAPRARI.

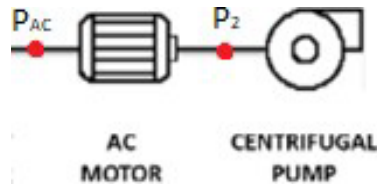


figura 48 Esquema en orden de instalación de los elementos

La potencia en alterna de entrada al motor es de:

$$P_{AC} = \frac{P_2}{\eta} = \frac{49,21}{0,7401} = 66,49 \text{ kW}$$

5.6. CÁLCULO DEL VARIADOR DE FRECUENCIA

5.6.1. FUNCIONAMIENTO DEL VARIADOR DE FRECUENCIA.

El variador de frecuencia es un dispositivo que permite controlar la velocidad de un motor de corriente alterna (AC) ajustando la frecuencia de la alimentación suministrada al motor. El funcionamiento interno de este dispositivo se puede observar en la siguiente figura, la cual muestra su esquema de manera clara y sencilla.

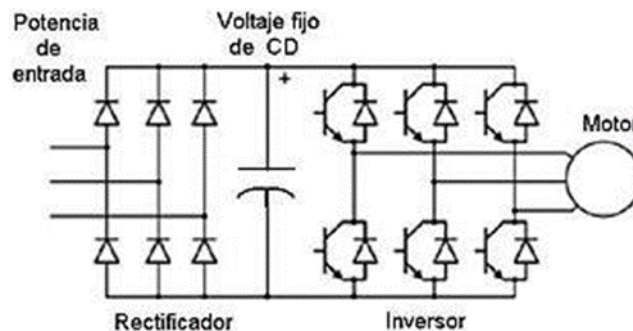


figura 49 Esquema interno variador de frecuencia. Wikipedia

Este dispositivo está compuesto por tres elementos principales: un rectificador, un circuito capacitor intermedio y un inversor. El rectificador transforma la corriente alterna

suministrada en corriente continua mediante un puente rectificador compuesto por seis diodos en el caso trifásico, o cuatro en el caso monofásico. Cuando se conecta un generador fotovoltaico, cuyo voltaje es en corriente continua y frecuencia cero, el rectificador no interviene en el proceso.

El circuito capacitor intermedio actúa como un "almacenamiento" de energía para el suministro del motor. Por último, el circuito inversor convierte la corriente continua en corriente alterna con una frecuencia y tensión de salida según la velocidad deseada, utilizando generalmente seis transistores (MOSFET para baja potencia e IGBT para altas potencias) que se abren y cierran mediante control PWM o vectorial. De esta manera, el voltaje suministrado al motor tiene una forma de pulsos cuadrados, como se puede apreciar en la siguiente imagen, y su valor medio forma un voltaje sinodal de la frecuencia y amplitud deseada, que finalmente es la forma de onda recibida por el motor.

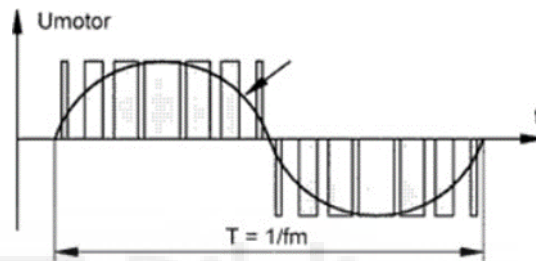
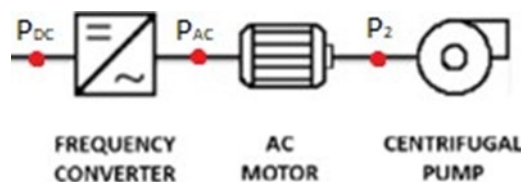


figura 50 Generación de tensión de amplitud y frecuencia variables en el inversor mediante control PWM

La variación del voltaje del motor se produce mediante un cambio en la relación pulso/pausa de la onda cuadrada sin cambiar la frecuencia de conmutación. Este principio se conoce como PWM, Pulse With Modulation, y es esencial para el correcto funcionamiento del variador de frecuencia. En resumen, el variador de frecuencia es un dispositivo clave para el control preciso y eficiente de la velocidad de un motor eléctrico, con importantes beneficios en términos de ahorro de energía y prolongación de la vida útil de los equipos.



Existe un amplio rango de variadores de frecuencia en el mercado, desde 0,18kW hasta varios MW.

Los sistemas de control de velocidad para motores eléctricos pueden presentarse en dos configuraciones: monofásica o trifásica. En función de las necesidades de la aplicación,

se puede elegir una tensión de salida entre cuatro rangos: 105-120 Vac, 200-240 Vac, 380-480 Vac y 525-600 Vac. Al seleccionar un variador para la bomba, es importante asegurarse de que su rango de tensión incluya la tensión nominal del motor.

La relación entre la tensión AC de salida del variador y la tensión del generador DC está determinada por una fórmula específica. Es fundamental tener en cuenta esta relación al seleccionar el variador adecuado para garantizar un funcionamiento óptimo de la bomba.

$$V_{AC,max} \approx \frac{1,1 \cdot V_{DC}}{\sqrt{2}}$$

En el ámbito de los variadores de frecuencia, es importante tener en cuenta la relación existente entre la potencia de entrada al variador -proveniente del generador fotovoltaico- y la potencia de salida, expresada en P_{AC} . Dicha relación, es una información clave para el correcto dimensionamiento del variador y, por tanto, para garantizar un rendimiento adecuado del sistema en su conjunto. Por lo tanto, es fundamental considerar esta relación al seleccionar el variador de frecuencia adecuado para cada aplicación.

$$P_{DC} = \frac{P_{AC}}{\eta_{variador}}$$

Cuando se encuentre una distancia significativa entre el variador de frecuencia y la motobomba, es esencial proteger esta última de los armónicos que puedan presentarse. La forma de proteger la motobomba dependerá de la distancia en cuestión, y puede variar según los siguientes casos:

Para distancias de hasta 50 metros, se recomienda integrar una reactancia AC en el circuito de salida del variador. Para distancias entre 50 y 150 metros, se sugiere utilizar un filtro dV/dt . En caso de que la distancia sea superior a 150 metros, es necesario incorporar un filtro senoidal para asegurar una protección adecuada de la motobomba frente a los armónicos.

Además, es importante tener en cuenta la máxima V_{oc} que puede alcanzar la rama DC al dimensionar el sistema, para evitar exceder la tensión máxima permitida por el variador. De esta manera, se garantiza un correcto funcionamiento del sistema y se previenen posibles daños o fallos en el equipo. Por lo tanto, se recomienda respetar la V_{oc} máxima en la rama DC al realizar el dimensionamiento del sistema.

Variador	Bomba	$V_{oc,max}$	Potencia típica de rama
200-240 Vac	230 Vac	400 V	2.4 kW _p
380-480 Vac	400 Vac	800 V	4.8 kW _p
525-600 Vac	575 Vac	1000 V	6 kW _p

figura 51 Relación entre la selección de tensión de funcionamiento de variador y bomba, con el campo generador.

5.6.2. PASO DE NUBE.

El paso de nube es un fenómeno meteorológico que se produce cuando una nube se interpone entre el sol y los paneles solares fotovoltaicos encargados de suministrar energía a un sistema de riego. Este fenómeno puede tener un impacto significativo en los sistemas de riego que dependen de la energía solar fotovoltaica para su funcionamiento, ya que la reducción de la luz solar que llega a los paneles solares disminuye la producción de energía eléctrica y, por tanto, la capacidad de riego del sistema.

En sistemas de riego fotovoltaico, el funcionamiento depende de la frecuencia y tensión de la corriente alterna suministrada a la bomba, que varían según la irradiancia solar. El objetivo del variador de frecuencia es maximizar la potencia del generador fotovoltaico y, al mismo tiempo, asegurar que la bomba opere al máximo caudal posible. El variador usa interruptores para generar una onda cuadrada de tensión a partir de la tensión DC del generador y ajusta la frecuencia y el ciclo de trabajo automáticamente según la irradiancia y las características de la bomba.

Sin embargo, el paso de nube puede causar fluctuaciones bruscas en la irradiancia, lo que representa un desafío para la regulación automática del variador. Las fluctuaciones de la irradiancia pueden provocar ciclos de desaceleración y aceleración de la bomba, pero en algunos casos también pueden provocar ciclos de parada y arranque del control del variador, lo que produce un desgaste importante para los componentes hidráulicos y eléctricos del sistema.

Por lo tanto, es importante sintonizar los variadores de frecuencia para que las fluctuaciones causadas por el paso de nubes no desestabilicen el control del variador y causen ciclos de parada y arranque. La sintonización debe ajustarse a las condiciones específicas de cada sistema de riego, como la bomba, la altura y la inercia.

Los perfiles de irradiancia observados experimentalmente durante el paso de nubes se caracterizan por un ligero repunte inicial, debido a la reflexión en el borde de la nube cuando ya está cerca pero todavía no tapa al Sol, seguido de una fuerte caída exponencial, debida al oscurecimiento del Sol por la nube. Esta caída es tanto más rápida cuanto mayor sea la velocidad de desplazamiento (o evolución) de la nube y cuanto menor sea la superficie que ocupa el generador fotovoltaico.

Un criterio razonable consiste en pensar que un generador se oscurece a razón de 20 m/s. Por ejemplo, un generador de 300 kW instalado en una parcela cuadrada de 80 m x 80 m se “apaga” en 4 segundos. Es posible observar eventos más rápidos que esto, pero son francamente poco probables.

Garantizar que las fluctuaciones de irradiancia “a razón de 20 m/s” no desestabilicen el control del variador es precisamente el criterio impuesto. (21)

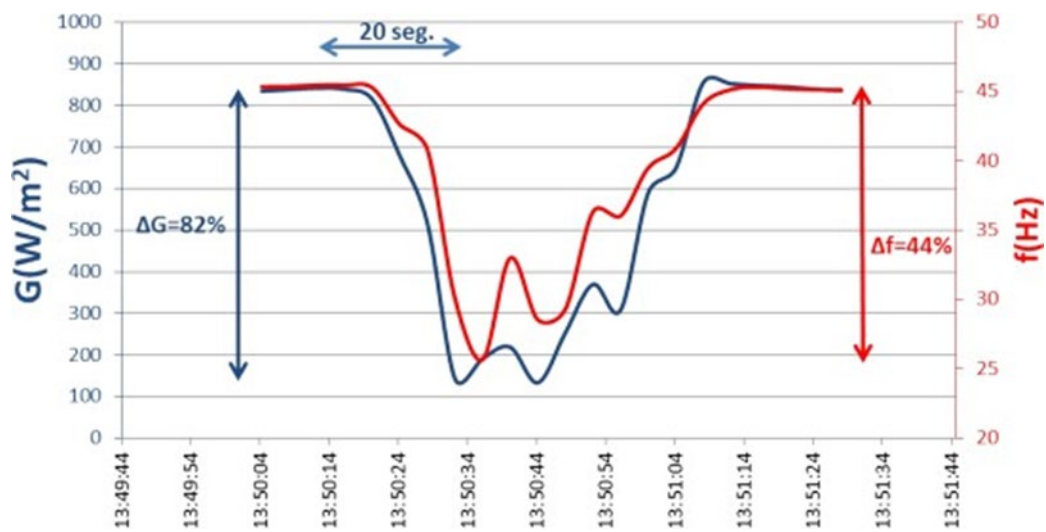


figura 52 Evolución de la irradiancia a lo largo del paso de una nube (AZUL) y de la consecuyente frecuencia a la salida de un variador correctamente sintonizado (ROJO).

5.6.3. CÁLCULO PRÁCTICO

Teniendo en cuenta las especificaciones de la bomba escogida, el modelo CAPRARI E10R30/9K+MAC870-8V, cuya PAC es de 66,49 kW con una tensión de 400 VAC, es necesario que el variador pueda mantener esa tensión (400Vac) en el punto óptimo de operación.

Revisados los catálogos de diferentes proveedores de inversores, se ha encontrado que el variador que mejor se adapta a las características de la bomba es el modelo CV30-750-4F PV de la marca SALICRU, con una potencia de 75kW y una tensión similar o superior a la PAC.

En el cuadro proporcionado por el fabricante se detallan las especificaciones técnicas del variador, destacando que utiliza un método de control de Pulso senoidal de fase a fase con modulación por ancho de pulso (PWM) y su eficiencia es del 98%.

MODELO		Modelos -S2	Modelos -4 / -4F
ENTRADA FOTOVOLTAICA	Entrada DC recomendada	200 ÷ 400 V	300 ÷ 750 V
	Tensión MPPT recomendada	330 V	550 V
	Máxima tensión DC	440 V	800 V
	Tensión de arranque	200 V (80 V con booster)	300 V (80 V con booster)
	Mínima tensión DC	150 V (70 V con booster)	250 V (70 V con booster)
ENTRADA DE RED	Tensión	Monofásica 220 V (-15%) ÷ 240 V(+10%)	Trifásica 380 V (-15%) ÷ 440 V (+10%)
	Frecuencia	50/60 Hz Rango permitido: 47 ÷ 63 Hz	
SALIDA	Tensión nominal	Trifásica, 0 ÷ 100% de la tensión de entrada	
	Sobrecarga admisible	150% durante 1 min; 180% durante 10 s; 200% durante 1 s	
	Distancia máxima	<50 m sin filtro / entre 50 y 100 m instalar ferritas / >100 m filtro LC	
SEÑALES DE ENTRADA	Digitales	5 entradas programables, lógica PNP o NPN. Polaridad seleccionable, tiempos de retardo on/off	
SEÑALES DE SALIDA	Relé	Variadores ≤ 2,2 kW: 1 salida multifunción conmutada NO/NC / Variadores ≥ 4 kW: 2 salidas multifunción conmutadas NO/NC Máximo 3 A / 250 Vac, 1 A / 30 Vdc	
	Análogicas	Variadores ≤ 2,2 kW: No disponible / Variadores ≥ 4 kW: 2 salidas seleccionables 0 ÷ 10V / 0 ÷ 20 mA	
	Digitales	Variadores ≤ 2,2 kW: No disponible / Variadores ≥ 4 kW: 1 salida multifunción de colector abierto (50 mA / 30V)	
	Puerto de comunicación	Variadores ≤ 2,2 kW: 1 puerto RS-485 Modbus-RTU + 1 puerto RS-422 / Variadores ≥ 4 kW: 1 puerto RS-485 Modbus-RTU	
PROTECCIONES ESPECÍFICAS BOMBEO SOLAR	Fallos	Sobretensión, subtensión, sobrecorriente, conexión de polaridad inversa, fallo de comunicación con el módulo de refuerzo, sonda hidráulica rota.	
	Alarmas	Luz débil, subcarga, depósito lleno.	
FILTRADO	Filtro EMC	Variadores ≤ 2,2 kW: Categoría C3 de fácil conexión como opción / Variadores ≥ 4 kW: Categoría C3 integrado	
GENERALES	Temperatura ambiente	-10 ~ 50° C (desclasificación de un 1% por grado que supere los 40° C).	
	Grado de protección	IP20	
NORMATIVA	Seguridad	EN 61800-5-1	
	Compatibilidad electromagnética (CEM)	EN 61800-3 C3	
	Gestión de Calidad y Ambiental	ISO 9001 & ISO 14001	

Datos sujetos a variación sin previo aviso.

figura 53 Características técnicas del variador SALICRU CV30-PV

MODELO	CÓDIGO	POTENCIA (kW)	INTENSIDAD SALIDA (A)	DIMENSIONES (F × AN × AL mm)	PESO (Kg)	CONFIGURACIÓN DE PANELES SOLARES (MÓDULOS POR STRING * Nº DE STRINGS)			
						Potencia: 425-450 Wp 144 Celdas		Potencia: 480-505 Wp 150 Celdas	
						Sin BOOSTER	Con BOOSTER	Sin BOOSTER	Con BOOSTER
CV30-008-4 PV	6B1DC000011	0,75	2,5	140 × 80 × 185	1,4	3*1	14*1	3*1	14*1
CV30-015-4 PV	6B1DC000010	1,5	4,2	140 × 80 × 185	1,4	6*1	14*1	5*1	14*1
CV30-022-4 PV	6B1DC000001	2,2	5,5	140 × 80 × 185	1,4	8*1	14*1	7*1	14*1
CV30-040-4F PV	6B1DC000002	4	9,5	167 × 146 × 256	3,9	N/D	14*1	N/D	14*1
CV30-055-4F PV	6B1DC000003	5,5	14	167 × 146 × 256	3,9	N/D	14*2	N/D	14*2
CV30-075-4F PV	6B1DC000004	7,5	18,5	196 × 170 × 320	6,5	N/D	14*2	N/D	14*2
CV30-150-4F PV	6B1DC000005	15	32	196 × 170 × 320	6,5	N/D	14*4	N/D	14*3
CV30-220-4F PV	6B1DC000006	22	45	184 × 200 × 340	11	N/D	14*6	N/D	14*4
CV30-370-4F PV	6B1DC000007	37	75	202 × 250 × 400	17	N/D	14*9	N/D	14*8
CV30-550-4F PV	6B1DC000008	55	115	238 × 282 × 560	27	N/D	14*12	N/D	14*11
CV30-750-4F PV	6B1DC000009	75	150	238 × 282 × 560	27	N/D	14*16	N/D	14*15

Tensión de alimentación DC: 300 ÷ 750 V / Tensión de alimentación de red: Trifásica 400 V
N/D: No disponible

figura 54 Características técnicas 2 del variador SALICRU VC30-PV

La potencia del generador fotovoltaico tiene que ser, de al menos:

$$P_{DC} = \frac{P_{AC}}{\eta_{\text{variador}}} = \frac{66,49}{0,98} = 67,85 \text{ kW}$$

En el sistema, el variador de frecuencia se encuentra alojado en una estructura separada, y se encuentra a unos 30 metros de distancia de la bomba. Por lo tanto, no es necesario instalar filtros en la salida del variador.

5.7. CÁLCULO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

Un sistema fotovoltaico consta de una agrupación eléctrica de paneles o módulos fotovoltaicos cuya finalidad es generar energía eléctrica mediante el efecto fotoeléctrico que ocurre en las células fotovoltaicas. Estas células son generalmente elaboradas con silicio, el cual es uno de los elementos más comunes en la naturaleza y es extraído de la arena.

El dimensionamiento del sistema implica determinar la potencia pico necesaria para satisfacer las necesidades energéticas del bombeo durante todo el año, así como el diseño del número de módulos en cada rama, el cableado, las protecciones y la conexión a tierra. Para ello, se deben tener en cuenta los parámetros de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos y del variador de frecuencia.

Estos parámetros incluyen el número de módulos en cada serie o rama (N_s), el número de series o ramas (N_p) y el número total de módulos (N). La cantidad de módulos en cada rama determina la tensión del generador, mientras que el número de ramas determina la corriente en DC del generador. Es importante asegurarse de que estos valores estén dentro de los límites establecidos por el fabricante del variador para garantizar el correcto funcionamiento del sistema.

5.7.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

En la elección del modelo de módulo fotovoltaico a emplear en una instalación, es importante considerar varios factores como la potencia pico, la eficiencia, el precio y la garantía, entre otros, que se ofrecen en el mercado. Para realizar los cálculos de diseño adecuadamente, es necesario obtener los parámetros del módulo de la ficha técnica, como los siguientes:

- Potencia pico o máxima (P_{max} ; P_p): Es la máxima potencia que el módulo fotovoltaico puede generar en las condiciones estándar de medida (CEM), expresada en vatios pico (W_p).
- Tensión en circuito abierto o vacío (V_{oc}): Es la máxima tensión que el módulo puede proporcionar en CEM sin carga, medida en voltios (V).
- Intensidad de cortocircuito (I_{cc}): Es la máxima corriente que puede proporcionar el módulo en CEM sin carga, medida en amperios (A).

- Tensión máxima o pico (V_{max}): Es la máxima tensión que el módulo puede proporcionar en CEM, cuando está conectado a una carga que circula una corriente, medida en voltios (V).
- Intensidad nominal (I_{pmp}): Es la corriente que proporciona el módulo en CEM, cuando está conectado a una carga con una tensión específica, medida en amperios (A).
- Tensión nominal (V_{pmp}): Es la tensión de trabajo para la que se ha diseñado el módulo.
- Coeficiente de rendimiento (η): Es el valor que relaciona la potencia máxima del módulo con la radiación que recibe.

En el caso de las grandes instalaciones, es recomendable considerar la intensidad nominal (I_{pmp}) de los módulos que se agrupen en una misma serie para no disminuir su rendimiento. Para hacerlo, es necesario consultar el Flash Report de cada módulo.

Estas magnitudes quedan representadas en la curva característica del módulo fotovoltaico:

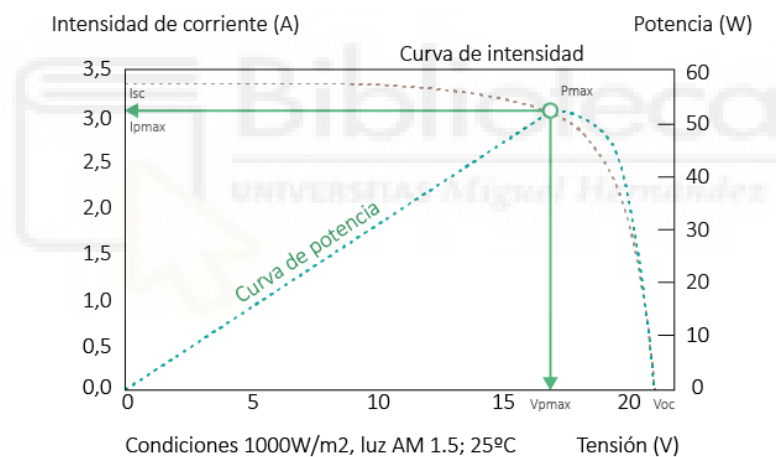


Figura 55 Curva I-V módulo fotovoltaico

Conocidas las características de los módulos y del variador de frecuencia elegido, se procede al cálculo del número de módulos necesarios para obtener los valores de tensión e intensidad.

5.7.2. PERFORMANCE RATIO, PR.

El Performance Ratio (PR) es una medida que se utiliza en las instalaciones de energía solar fotovoltaica para evaluar la eficiencia de la misma. El PR se define como la relación entre la energía eléctrica generada por la instalación y la energía solar incidente en la superficie de los paneles solares.

En otras palabras, el PR indica la eficiencia con la que la instalación de energía solar fotovoltaica convierte la energía solar en electricidad utilizable. Por ejemplo, si la instalación produce 1000 kWh de electricidad durante un año y la radiación solar incidente en la superficie de los paneles solares es de 1500 kWh durante el mismo período, el PR sería de 0,67 (1000 kWh / 1500 kWh).

El PR es una medida importante para los propietarios y operadores de instalaciones solares, ya que indica la eficacia con la que la instalación está generando energía. Cuanto mayor sea el PR, mayor será la eficiencia de la instalación y, por lo tanto, menor será el costo de producción de la electricidad. Por lo tanto, es importante realizar mediciones y evaluaciones periódicas del PR para identificar cualquier problema o deficiencia en la instalación y tomar medidas para solucionarlos.

Entre las principales pérdidas que se tienen en cuenta a la hora de calcular el PR se encuentran:

Este coeficiente (PR) tiene en cuenta las siguientes pérdidas originadas en la instalación:

- Pérdidas por dispersión de potencia de los módulos.
- Pérdidas por incremento de temperatura de las células fotovoltaicas.
- Pérdidas debidas a la acumulación de suciedad en los módulos.
- Pérdidas por sombras.
- Pérdidas por degradación de los módulos.
- Pérdidas eléctricas.
- Pérdidas por reflectancia.

A continuación, se valoran las distintas pérdidas anteriores para poder estimar el "Performance Ratio" (PR) de la instalación.

➤ Pérdidas por dispersión de potencia de los módulos, P1 (%):

En las instalaciones de energía solar fotovoltaica, se puede experimentar una disminución en la potencia producida debido a la variación en la intensidad y la tensión de los módulos. Cuando se conectan varios paneles en serie, la intensidad de corriente se limita a la de menor valor del conjunto de paneles. Esto da lugar a una pérdida de potencia en la instalación. Para minimizar este efecto, los paneles se clasifican según su intensidad y se pueden elegir paneles similares para formar las series durante la instalación. Esta información se encuentra en la ficha técnica de cada panel, en forma de Tolerancia de Potencia (%Pmax). También se suele indicar en el marco del panel con una letra grabada mediante un adhesivo.

➤ Pérdidas por incremento de temperatura de las células fotovoltaicas, P2 (%):

El rendimiento de los paneles solares disminuye al aumentar la temperatura en la superficie del módulo. Dado que este elemento está expuesto a la radiación solar de manera constante, es necesario que haya una ventilación adecuada tanto en la parte expuesta al sol como en la parte posterior de los módulos. Sin embargo, incluso con una buena ventilación, se produce un incremento en la temperatura de la superficie de los paneles en comparación con la temperatura ambiente exterior.

Para determinar el factor que considera las pérdidas debido al aumento de la temperatura del panel (P_T), se utiliza generalmente la siguiente fórmula:

$$P_T = K_T \cdot (T_c - 25^\circ C)$$

Siendo:

- K_T , es el coeficiente de temperatura, medido en $^\circ C^{-1}$. Este valor suele estar proporcionado por el fabricante del panel solar, pero si no es así, se puede utilizar un valor por defecto de $0,0035 \text{ }^\circ C^{-1}$.
- T_c , es la temperatura media mensual a la que trabajan los paneles solares. Para calcular esta temperatura, T_c , se utiliza la siguiente fórmula:

$$T_c = T_{amb} + \frac{(T_{onc} - 20^\circ) \cdot E}{800}$$

Siendo,

- T_{amb} , es la temperatura ambiente media mensual del lugar donde se instalarán los paneles solares. Este dato se puede obtener de la información suministrada por las agencias de meteorología oficiales en cada país.
- T_{onc} , es la temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al panel a una irradiancia de 800 W/m^2 con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de $20 \text{ }^\circ C$ y la velocidad del viento de 1 m/s . Este dato también se proporciona por el fabricante del panel solar.
- E , es la radiación media en un día soleado del mes correspondiente.

➤ Pérdidas debidas a la acumulación de suciedad en los módulos, P3 (%):

Si los paneles fotovoltaicos se encuentran en un lugar adecuado y se les realiza un mantenimiento y limpieza periódicos, se espera que las pérdidas debidas a este factor no superen el 3%.

➤ Pérdidas por sombras, P4 (%):

En la generación de energía eléctrica mediante paneles fotovoltaicos, la presencia de sombras puede provocar pérdidas significativas en la producción de energía. De hecho, se estima que el sombreado parcial de los generadores fotovoltaicos puede generar una disminución de la producción eléctrica cercana al 2%. Por lo tanto, es importante evitar o minimizar en la medida de lo posible cualquier tipo de sombra que pueda afectar a los paneles solares, ya que esto puede afectar significativamente la eficiencia del sistema.

➤ Pérdidas por degradación de los módulos, P5 (%):

En el ámbito de la energía solar fotovoltaica, es común reconocer que las células de silicio sufren un proceso de degradación natural a causa de la exposición a la radiación solar, lo que genera pérdidas en la producción eléctrica del sistema. Generalmente, se estima que estas pérdidas se sitúan alrededor del 1%.

➤ Pérdidas eléctricas, P6 (%):

La correcta instalación eléctrica y conexión de los módulos, así como con el resto de componentes de la instalación fotovoltaica, deberá seguir las recomendaciones del Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE. En este se establece que la caída de tensión en la sección de la instalación que funcione en corriente continua no deberá superar el 1,5%. Por lo tanto, se estima que las pérdidas eléctricas debidas a este concepto serán del 1,5%.

➤ Pérdidas por reflectancia, P7 (%):

Se estima que la producción de energía eléctrica de los módulos fotovoltaicos puede disminuir en un 2,9% debido a las pérdidas que se producen por los efectos angulares de la reflexión. Estas estimaciones se basan en un estudio realizado por la Universidad de Ginebra.

Finalmente, con todas las pérdidas anteriores, se obtiene el "Performance Ratio" (PR) o rendimiento energético de la instalación, definido como la eficiencia alcanzada en la instalación, y de valor en este caso de:

$$PR (\%) = 100\% - \sum_{i=1}^7 P_i$$

Finalmente, la potencia del generador, teniendo en cuenta las pérdidas, se calcula:

$$P_{Gen} = \frac{P_{DC}}{PR}$$

5.7.3. CONFIGURACIÓN DEL GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO

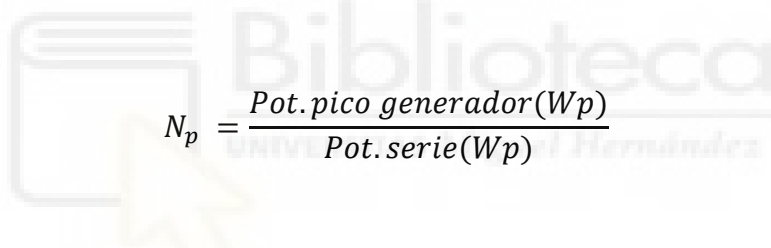
se debe determinar el número de módulos que deben estar en serie para generar una tensión nominal que sea compatible con la del variador de frecuencia. Este cálculo se realiza a través de la fórmula:

$$N_s = \frac{V_{nom,variador}}{V_{nom,módulo}}$$

Una vez que se obtiene el valor de N_s , se procede a calcular la potencia pico que se genera en cada serie, utilizando la fórmula:

$$Pot. serie (Wp) = N_s \cdot Pot. pico módulo(Wp)$$

Con esta información, se puede determinar cuántas series son necesarias para igualar o superar la potencia pico mínima que se requiere del generador fotovoltaico. Para ello, se utiliza la fórmula:


$$N_p = \frac{Pot. pico generador(Wp)}{Pot. serie(Wp)}$$

Una vez se tiene el número de series en paralelo y la potencia pico de cada serie, se calcula la potencia pico total que generará el generador fotovoltaico con la configuración obtenida. La fórmula a utilizar para este cálculo es:

$$Pot. pico generador (Wp) = N_p \cdot Pot. serie(Wp)$$

Y el número total de módulos fotovoltaicos

$$N = N_p \cdot N_s$$

Finalmente, es importante asegurarse de que las tensiones y corrientes máximas del diseño no superen los límites del variador de frecuencia. Para esto, se deben comprobar las tensiones y corrientes máximas del generador, utilizando las siguientes fórmulas:

- Tensión del generador:

Tensión nominal:

$$V_{serie, pmp}(V) = N_s \cdot V_{módulo, pmp}(V)$$

Tensión máxima:

$$V_{serie,oc}(V) = N_s \cdot V_{módulo,oc}(V)$$

- Intensidad de una serie:

$$I_{serie,pmp} = I_{módulo,pmp}$$

$$I_{serie,cc} = I_{módulo,cc}$$

- Intensidad generador

Intensidad nominal:

$$I_{gen,pmp} = N_p \cdot I_{módulo,pmp}$$

Intensidad de cortocircuito:

$$I_{gen,cc} = N_p \cdot I_{módulo,cc}$$

En resumen, se debe determinar el número de módulos en serie, la potencia pico de cada serie y el número de series en paralelo para obtener la potencia pico total del generador fotovoltaico. Además, se deben verificar las tensiones y corrientes máximas del diseño para asegurar que no superen los límites del variador de frecuencia.

5.7.4. CABLEADO

El Pliego de Condiciones Técnicas (PCT-C-REV) establece que los conductores deben ser de cobre y tener una sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. En particular, los conductores deben tener una sección suficiente para que la caída de tensión sea menor al 1,5 % en cualquier condición de trabajo, y cumplir con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. (22)

Para calcular la sección necesaria se siguen los siguientes criterios:

Criterio de caída de Tensión:

- Corriente continua:

$$\Delta U = \frac{2 \cdot I_{pmp} \cdot L \cdot \rho}{S}$$

- Corriente alterna:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{pmp} \cdot L \cdot \rho}{S}$$

Siendo:

ρ es la resistividad del cable ($\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$)

S es la sección del conductor (mm^2)

L es la longitud del conductor (m)

I_{pmp} es la máxima corriente que circula por el conductor (A)

Criterio de máxima Intensidad:

Una vez calculada la sección por el criterio de caída de tensión, se comprueba en la norma UNE 20460-5-523:2004 si esa sección soporta la intensidad que se ha supuesto que circulará por ella. La intensidad admisible se obtiene de la Tabla 16 Intensidad máxima admisible y se sobredimensiona un 25 % la intensidad máxima que circula por el conductor:

$$I_{\text{diseño}} < I_{\text{admisible}}$$

$$I_{\text{diseño}} = I_{\text{max}} \cdot \text{Factores}$$

Tabla 17 Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada. ICT-BT-19. Profundidad 0,70 m

Método de instalación	Sección mm ²	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento				
		2PVC	3PVC	2XLPE	3XLPE	
D1/D2	Cobre (enterrado)	1,5	20	17	24	21
		2,5	27	22	32	27
		4	36	29	42	35
		6	44	37	53	44
		10	59	49	70	58
		16	76	63	91	75
		25	98	81	116	96
		35	118	97	140	117
		50	140	115	166	138
		70	173	143	204	170
		95	205	170	241	202
		120	233	192	275	230
		150	264	218	311	260
		185	296	245	348	291
	240	342	282	402	336	
	300	387	319	455	380	
	Aluminio (enterrado)	mm ²	2PVC	3PVC	2XLPE	3XLPE
		2,5	20	17,5	24	21
		4	27	22	32	27
		6	34	28	40	34
10		45	38	53	45	
16		58	49	70	58	
25		76	62	89	74	
35		91	76	107	90	
50		107	89	126	107	
70		133	111	156	132	
95		157	131	185	157	
120		179	149	211	178	
150		202	169	239	201	
185		228	190	267	226	
240		263	218	309	261	
300		297	247	349	295	

Tabla 2 bis. Intensidades máximas admisibles (A) para conductores Enterrados. Temperatura del terreno 25 °C. Resistividad térmica del terreno 2,5 K.m/W. Profundidad 0,70 metros

5.7.5. DISTANCIA MÍNIMA ENTRE FILAS DE MÓDULOS.

Para evitar sombras en los módulos fotovoltaicos, se debe asegurar que la distancia d, medida en la horizontal, entre las filas de módulos y un obstáculo de altura h, proporcione al menos 4 horas de sol alrededor del mediodía en el solsticio de invierno. Esta distancia d debe ser mayor que el valor obtenido mediante la siguiente fórmula:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} = k \cdot h$$

$$h = A \cdot \text{sen } \alpha$$

Donde k es un coeficiente adimensional que se puede obtener en función de la latitud del lugar.

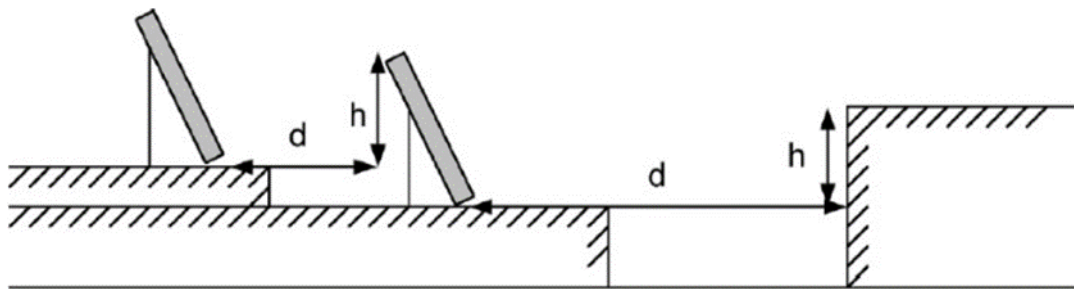


Figura 56 Distancia mínima entre filas de módulos

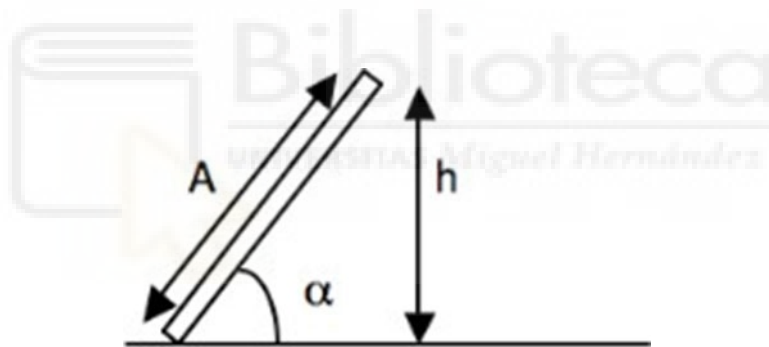


Figura 57 Altura h , longitud A e inclinación α del módulo

Tabla 18 Coeficiente k

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
k	1,6	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

5.7.6. SISTEMA DE PROTECCIONES.

El Real Decreto 1669/2011 que establece los requisitos de conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, determina en su artículo 14 las protecciones necesarias para garantizar la seguridad de la instalación.

Protecciones para Corriente Continua:

- Sobretensiones y sobreintensidades:

En el caso de la instalación de corriente continua, es necesario disponer de protecciones contra sobretensiones y sobreintensidades, tal y como se establece en la ITC-BT-22. Esta medida protegerá la instalación contra posibles defectos causados por sobrecargas o cortocircuitos.

La ITC-BT-22 establece las protecciones necesarias para proteger la instalación de los defectos que se pudieran presentar por sobreintensidades, ya sea por sobrecargas o por cortocircuito.

- Contactos directos e indirectos:

Es necesario aplicar protecciones contra contactos directos e indirectos, para lo que es fundamental contar con índices de protección adecuados en los equipos y asegurar su correcta instalación y montaje, como se indica en la ITC-BT-24.

Protecciones para Corriente Alterna:

La instalación de corriente alterna dispondrá de elementos de protección contra:

- Sobretensiones y sobreintensidades:

En el caso de la instalación de corriente alterna, las protecciones necesarias son las correspondientes a sobretensiones y sobreintensidades. Para ello, se utilizan interruptores automáticos magnetotérmicos omnipolares con un calibre adecuado a la intensidad máxima admisible por el conductor.

- Contactos directos e indirectos:

En cuanto a la protección contra contactos directos e indirectos, se aplicará igualmente la ITC-BT-24.

5.7.7. PUESTA A TIERRA.

En el marco del Real Decreto 1669/2011, el artículo 15 establece las condiciones necesarias para llevar a cabo una correcta puesta a tierra de instalaciones generadoras de baja potencia. Es importante destacar que se deben instalar tomas de tierra tanto para la protección de la instalación como para su correcto funcionamiento.

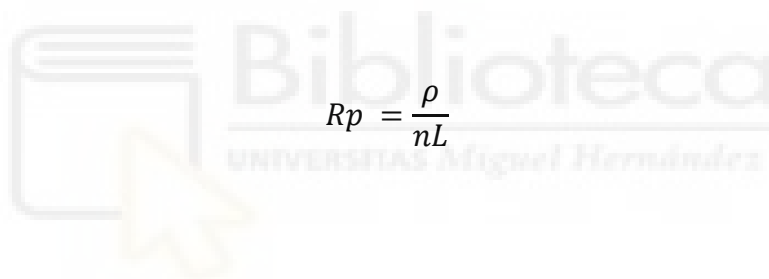
En lo que respecta al cálculo de la resistencia a tierra, se emplea la Ecuación siguiente que relaciona la resistencia a tierra (R_t) con la tensión de contacto (U_c) y la intensidad máxima de contacto (I_m). Es fundamental tener en cuenta estos parámetros para garantizar la seguridad de las personas y el correcto funcionamiento de la instalación.

$$R_t = \frac{U_c}{I_m}$$

Donde:

- R_t es la resistencia a tierra (Ω).
- U_c es la tensión de contacto (V).
- I_m es la intensidad máxima de contacto (A).

En cuanto al número de picas necesarias, según la ITC-BT-18, se emplea la Ecuación siguiente que relaciona la resistencia de la pica vertical (R_p) con la resistividad del terreno (ρ), el número de picas (n) y la longitud de la pica (L). Este cálculo es fundamental para asegurar una correcta puesta a tierra y evitar posibles daños en la instalación.



$$R_p = \frac{\rho}{nL}$$

Donde:

- R_p es la resistencia de la pica vertical (Ω).
- ρ es la resistividad del terreno.
- n es el número de picas.
- L es longitud de la pica (m).

Por último, para determinar las secciones de los conductores se debe hacer uso de la Tabla de “Sección de los conductores de la puesta a tierra” que se encuentra en la ITC-BT-18. Este aspecto es de vital importancia ya que las secciones de los conductores deben ser adecuadas para garantizar la seguridad de las personas y el correcto funcionamiento de la instalación.

Tabla 19 Sección de los conductores de la puesta a tierra. Fuente: ITC-BT-18

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm ²)	Sección mínima de los conductores de protección S_p (mm ²)
---	--

$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

5.7.8. CÁLCULO PRÁCTICO

5.7.8.1. MÓDULO FOTOVOLTAICO.

El módulo fotovoltaico seleccionado para la instalación es el modelo JAM72S20-460/MR de la marca JA SOLAR. Este módulo se caracteriza por presentar una alta potencia pico de 460 W_p y estar fabricado con silicio monocristalino, lo que le confiere un elevado rendimiento del 20,7%. Dichas características son fundamentales para obtener el máximo aprovechamiento de la energía solar y garantizar la eficiencia de la instalación.

Fabricante y modelo	JA SOLAR, JAM72S20-460/MR
Tipo	MONOCRISTALINO
Tensión en el punto de máxima potencia, V_{mpp} (V)	42,13
Potencia, P (W_p)	460
Intensidad cortocircuito, I_{cc} (A)	11,45
Intensidad en el punto de máxima potencia, I_{pmp} (A)	10,92
Tensión de circuito abierto, V_{oc} (V)	50,01
TONC (°C)	45 +- 2°C
Eficiencia (%)	20,7

Tabla 20 Condiciones en que han sido medidas las características del módulo fotovoltaico JAM72S20-460/MR

Temperatura de célula (°C)	25
Radiación (W/m²)	1000
Espectro	AM 1.5

Tabla 21 Características físicas del módulo fotovoltaico JAM72S20-460/MR

Longitud (mm)	2.112
Anchura (mm)	1052
Espesor (mm)	35
Peso (Kg)	24,7

Tabla 22 Características constructivas del módulo fotovoltaico JAM72S20-460/MR

Nº de células	144
Cubierta	Vidrio templado
Marco	Aleación aluminio anodizado
Caja de conexión	Clase IP67

5.7.8.2. CÁLCULO DEL PR.

El índice de rendimiento energético de la instalación se conoce como "Performance Ratio" (PR), el cual mide la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo.

El programa PVGIS considera una serie de pérdidas al obtener las horas de sol pico (HSP). Estas pérdidas son: un 11,4 % debido al incremento de temperatura en las células fotovoltaicas, un 2,6 % por la reflectancia angular y un 14% por pérdidas eléctricas en el cableado. Todas estas pérdidas ya han sido contempladas y no se tomarán en cuenta al calcular el PR.

Las siguientes son las demás pérdidas que se deben tener en cuenta:

- Pérdidas por dispersión de potencia de los módulos, P1 = 3%: Se especifican en la ficha técnica de cada módulo y se definen como Tolerancia de Potencia (%Pmax).
- Pérdidas por acumulación de suciedad en los módulos, P3 = 3%: En condiciones normales de emplazamiento y con la realización regular de tareas de mantenimiento y limpieza, estas pérdidas no deben superar el 3%.
- Pérdidas por sombras, P4 = 0%: El diseño del generador fotovoltaico asegura que no se produzcan sombras ni entre los módulos ni por otros elementos, lo que disminuiría su producción.
- Pérdidas por degradación de los módulos, P5 = 1%: Estas pérdidas se deben al proceso natural de degradación que sufren todas las células de silicio al exponerse a la radiación solar, y se estima que sean del orden del 1%.

Teniendo en cuenta todas las pérdidas mencionadas, se puede calcular el Performance Ratio (PR):

$$PR (\%) = 100\% - \sum_{i=1}^7 P_i = 100 - 3 - 3 - 0 - 1 = 93\%$$

Finalmente, la potencia del generador, teniendo en cuenta las pérdidas, se calcula:

$$P_{Gen} = \frac{P_{DC}}{PR} = \frac{67,85}{0,93} = 72,95 \text{ kW}$$

5.7.8.3. CONFIGURACIÓN DEL GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO.

La capacidad mínima necesaria del generador es de 72,95 kW y la tensión nominal del variador se establece en 550 V. Con estos datos, se puede calcular la configuración necesaria del generador fotovoltaico.

Número de módulos en serie:

$$N_s = \frac{V_{nom,variador}}{V_{nom,módulo}} = \frac{550}{42,13} \approx 14$$

$$Pot. serie (Wp) = N_s \cdot Pot. pico módulo (Wp) = 14 \cdot 0,46 = 6,44 \text{ kW}$$

Número de series en paralelo:

$$N_p = \frac{Pot. pico generador (Wp)}{Pot. serie (Wp)} = \frac{72,95}{6,44} = 12$$

Potencia pico del generador fotovoltaico:

$$Pot. pico generador (Wp) = N_p \cdot Pot. serie (Wp) = 12 \cdot 6,44 = 77,28 \text{ kW}$$

Número total de módulos fotovoltaicos

$$N = N_p \cdot N_s = 14 \cdot 12 = 168 \text{ módulos fotovoltaicos.}$$

Por último, es necesario comprobar que las tensiones y corrientes máximas no superen los límites del variador de frecuencia.

- Tensión del generador:

Tensión nominal:

$$V_{serie,pmp}(V) = N_s \cdot V_{módulo,pmp}(V) = 14 \cdot 42,13 = 589,82 V$$

Tensión máxima:

$$V_{serie,oc}(V) = N_s \cdot V_{módulo,oc}(V) = 14 \cdot 50,01 = 700,14 V$$

- Intensidad de una serie:

$$I_{serie,pmp} = I_{módulo,pmp} = 10,92 A$$

$$I_{serie,cc} = I_{módulo,cc} = 11,45 A$$

- Intensidad generador

Intensidad nominal:

$$I_{gen,pmp} = N_p \cdot I_{módulo,pmp} = 12 \cdot 10,92 = 131,04 A$$

Intensidad de cortocircuito:

$$I_{gen,cc} = N_p \cdot I_{módulo,cc} = 12 \cdot 11,45 = 137,4 A$$

Los datos obtenidos se resumen en la siguiente tabla:

Características del Generador Fotovoltaico	
Número módulos en serie	14
Número series en paralelo	12
Número módulos totales	168
Potencia pico serie (Wp)	6440
Potencia pico generador FV (Wp)	77.280
Tensión generador	
Tensión nominal (V)	589,82
Tensión máxima (V)	700,14

<i>Intensidad de una serie</i>	
Intensidad nominal (A)	10,92
Intensidad cortocircuito (A)	11,45
<i>Intensidad generador</i>	
Intensidad nominal (A)	131,04
Intensidad cortocircuito (A)	137,4

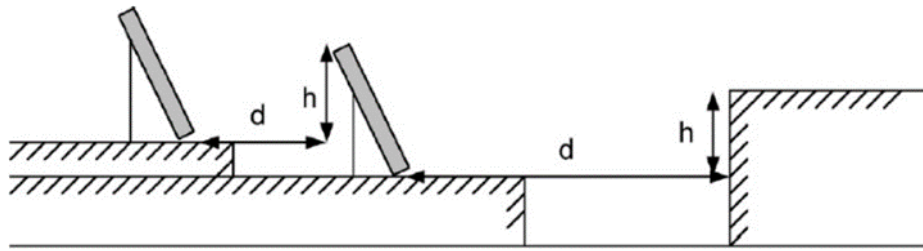
5.7.8.4. DISTANCIA MÍNIMA ENTRE FILAS DE MÓDULOS.

La instalación de los módulos se realiza en una estructura de metal con una inclinación de 30°. Cada estructura aloja dos series de módulos solares que se colocan una tras otra.



Figura 58 Ejemplo de estructura con dos módulos. Technosun

Una vez que se conoce el número total de módulos (168) y la estructura en la que se van a instalar, es necesario calcular la distancia mínima (d) entre las series para evitar la ocurrencia de sombras entre ellos.



$$h = A \cdot \text{sen } \alpha = 2,112 \cdot \text{sen } (30) = 2 * 2,112 * \text{sen } (30) = 2,112m$$

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} = k \cdot h = \frac{2,112}{\tan(61 - 38)} = 4,97 \sim 5 m$$

Donde k es un coeficiente adimensional que se puede obtener en función de la latitud del lugar.

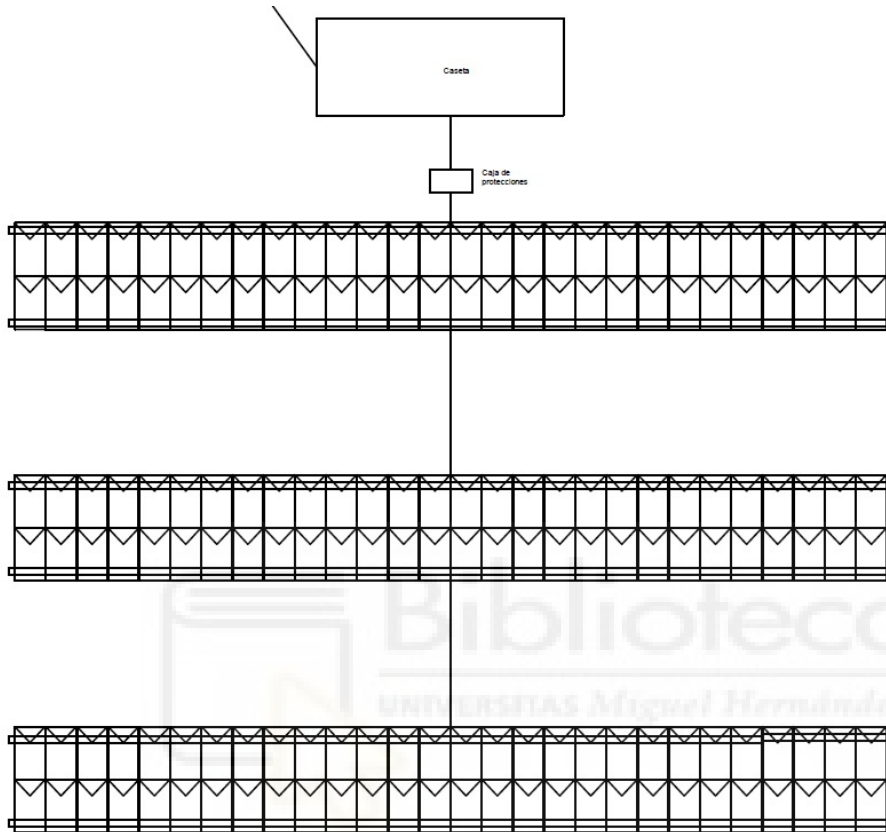
Tabla 23 Coeficiente k

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
k	1,6	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Una vez que se ha determinado la distancia mínima entre módulos, se puede proceder a diseñar el plano de ubicación de las filas de módulos. En este paso, es posible calcular la longitud de las líneas que conectan las series de módulos con la caja de proyección y las líneas de evacuación.

SERIE	longitud de la línea m
1	21
2	21
3	21
4	21
5	12
6	12
7	12
8	12
9	3
10	3
11	3
12	3

A continuación, se muestra el plano con la disposición de los módulos fotovoltaicos.



5.7.8.5. CABLEADO.

En el proyecto se ha seguido el manual PCT-C-REV para el cálculo del cableado del sistema de generación. El cableado se ha dividido en tres tramos: dos para corriente continua (C.C.) y otro para corriente alterna (C.A.).

- Tramo I (C.C.): conexión entre los módulos hasta la Caja de protecciones.
- Tramo II (C.C.): línea de evacuación que se distribuye entre el Cuadro de Conexión y el Variador que se encuentra en la caseta.
- Tramo III (C.A.): se encarga de la distribución entre el Variador y el sistema Motor-Bomba.

Para el cálculo de la caída de tensión para Corriente Continua, se ha utilizado la siguiente fórmula, que se aplicarán para el Tramo I y II.

$$\Delta U = \frac{2 * I_{mpp} * \rho}{S}$$

Donde:

- ρ , resistividad del cableado = 0,017857 (Ω mm²/m).
- L, Longitud de cable que conecta las series de módulos con la caja de protecciones (m).
- I_{mpp} , corriente que circula por el conductor (A).
- S, Sección mínima del cableado (mm²).
- ΔU , Caída de tensión admisible.

Una vez determinada la sección del cableado, se ha comprobado si esa sección soportará la intensidad que se ha supuesto que circulará por ella utilizando la norma UNE 20460-5-523:2004.

$$I_{diseño} < I_{admisible}$$

$$I_{diseño} = I_{max} \cdot 1,25$$

Para el Tramo I, que conecta las líneas de los módulos con la caja de protecciones, se ha obtenido una sección escogida de 6mm² de cable de cobre, la cual soportará la intensidad que se ha supuesto que circulará por ella, según los resultados obtenidos con la norma UNE 20460-5-523:2004.

SERIE	Long. línea (m)	Nº módulos	I_{mpp} , serie (A)	V_{mpp} , serie (V)	Potencia (Wp)	ΔU max (V)	ρ (Ω mm ² /m)	S_{min} (mm ²)	$S_{escogida}$ (mm ²)	ΔU sección escogida (V)
1	21	14	10,92	589,82	6440,00	8,847	0,017857	0,926	6	1,365
2	21	14	10,92	589,82	6440,00	8,847	0,017857	0,926	6	1,365
3	21	14	10,92	589,82	6440,00	8,847	0,017857	0,926	6	1,365
4	21	14	10,92	589,82	6440,00	8,847	0,017857	0,926	6	1,365
5	12	14	10,92	589,82	6440,00	8,847	0,017857	0,529	6	0,780
6	12	14	10,92	589,82	6440,00	8,847	0,017857	0,529	6	0,780
7	12	14	10,92	589,82	6440,00	8,847	0,017857	0,529	6	0,780
8	12	14	10,92	589,82	6440,00	8,847	0,017857	0,529	6	0,780
9	3	14	10,92	589,82	6440,00	8,847	0,017857	0,132	6	0,195
10	3	14	10,92	589,82	6440,00	8,847	0,017857	0,132	6	0,195
11	3	14	10,92	589,82	6440,00	8,847	0,017857	0,132	6	0,195

12	3	14	10,92	589,82	6440,00	8,847	0,017857	0,132	6	0,195
----	---	----	-------	--------	---------	-------	----------	-------	---	-------

Una vez determinada la sección del cable, se procede a sobredimensionar un 25% la intensidad máxima que circulará por el cable y verificar si puede soportarla.

La intensidad de diseño ($I_{diseño}$) debe ser menor que la intensidad admisible ($I_{admisible}$).

Para ello, se aplica la siguiente fórmula:

$$I_{diseño} < I_{admisible}$$

$$I_{diseño} = I_{max} \cdot 1,25 = 11,45 \cdot 1,25 = 14,312 \text{ A}$$

En este caso, se ha elegido un cable flexible de cobre con sección de 6mm², modelo RV-K, con protección de 1000V y doble aislamiento.

Tabla 5: Intensidades máximas admisibles (A) para conductores Enterrados. Temperatura del terreno 25°C. Resistividad térmica del terreno 2,5 K.m/W. Profundidad 0,70 metros.

ITC-BT 19 CAPÍTULO 6: Instalaciones interiores o receptoras

Método de instalación	Sección mm ²	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento			
		2PVC	3PVC	2XLPE	3XLPE
D2 Cobre (enterrado)	1,5	20	17	24	21
	2,5	27	22	32	27
	4	36	29	42	35
	6	44	37	53	44
	10	59	49	70	58
	16	76	63	91	75
	25	98	81	116	96
	35	118	97	140	117
	50	140	115	166	138
	70	173	143	204	170
	95	205	170	241	202
	120	233	192	275	230
	150	264	218	311	260
	185	296	245	348	291
	240	342	282	402	336
300	387	319	455	380	

A partir de la tabla previa, se observa que para un cable unipolar de aislamiento XLPE y una sección de 6mm², la intensidad admisible es de 53A.

Como la intensidad de diseño es menor que 53A, se cumple el requisito de máxima intensidad.

Para el siguiente tramo, que va desde la caja de protecciones hasta el variador, se ha seleccionado un cable de cobre con una sección de 70mm². A continuación, se procederá a realizar los cálculos correspondientes para determinar si este cable es capaz de soportar la intensidad máxima que circula por él.

TRAMO II										
SERIE	Long. línea (m)	Impp, serie (A)	Vmpp, serie (V)	Potencia (Wp)	Isc, serie (A)	ΔU max (V)	ρ (Ω mm ² /m)	Smin (mm ²)	Sescogida (mm ²)	ΔU sección escogida (V)
Línea evacuación	3	131,04	589,82	77280	137,4	8,847	0,017857	1,587	70	0,201

Una vez conocida la sección del cable, es necesario sobredimensionar la intensidad máxima que circulará por el cable en un 25% para verificar su resistencia.

En este caso, el valor resultante de la intensidad de diseño es de 171,75 A para un cable de cobre flexible con sección de 70mm², tipo RV-K y doble aislamiento.

$$I_{\text{diseño}} < I_{\text{admisible}}$$

$$I_{\text{diseño}} = I_{\text{max}} \cdot 1,25 = 137,4 \cdot 1,25 = 171,75 \text{ A}$$

Para verificar que el cable cumple con el criterio de máxima intensidad, se consulta la tabla de valores y se identifica que para un cable de aislamiento XLPE, con sección de 70mm² y cables unipolares, la intensidad admisible es de 204A.

Como la intensidad de diseño es menor que la intensidad admisible, se concluye que el cable cumple con el criterio de máxima intensidad.

En la fase de diseño del Tramo III, que conecta el variador con el sistema motor bomba, se ha aplicado el criterio de caída de tensión para Corriente Alterna.

SERIE	Long. línea (m)	Impp, motor (A)	Vmpp, motor (V)	Potencia (Wp)	ΔU max (V)	ρ (Ω mm ² /m)	Smin (mm ²)	Sescogida (mm ²)	ΔU sección escogida (V)
Línea motor	12	166,228	400	66.491,01	6	0,017857	10,28	120	0,514

Para calcular la sección mínima del cable necesaria se ha utilizado la siguiente fórmula:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} * I_{mpp} * \rho * L}{S}$$

$$S = \frac{\sqrt{3} * I_{mpp} * \rho * L}{\Delta U} = \frac{\sqrt{3} * 166,228 * \rho * L}{6} = 10,283 \text{ mm}^2$$

Una vez conocida la sección del cable, es necesario sobredimensionar la intensidad máxima que circulará por el cable en un 25% para verificar su resistencia.

En este caso, el valor resultante de la intensidad de diseño es de 207,78 A para un cable de cobre flexible con sección de 120 mm², tipo RV-K y doble aislamiento.

$$I_{\text{diseño}} < I_{\text{admisible}}$$

$$I_{\text{diseño}} = I_{\text{max}} \cdot 1,25 = 166,23 \cdot 1,25 = 207,78 \text{ A}$$

Para verificar que el cable cumple con el criterio de máxima intensidad, se consulta la tabla de valores y se identifica que para un cable de aislamiento XLPE, con sección de 120 mm² y cables unipolares, la intensidad admisible es de 230A.

Como la intensidad de diseño es menor que la intensidad admisible, se concluye que el cable cumple con el criterio de máxima intensidad.

El cable de cobre escogido es el Trifásico RV-K, 3 x 120 mm² + 70mm² TT.

5.7.8.6. SISTEMA DE PROTECCIONES.

La caja de protección del campo fotovoltaico será colocada en un nicho en la pared, a una altura de 40 centímetros del suelo, con una protección IK 10 y una puerta metálica, cumpliendo las recomendaciones de la norma ICT-BT-13.

Para evitar sobrecargas, se instalarán los siguientes fusibles:

- En cada serie de 14 módulos, que tienen una corriente de 10,92 A, y dado que la intensidad máxima admisible del cable escogido es de 53 A, se colocará un fusible de 16 A.
- En la línea de evacuación, por la que circula una corriente de 131,04 A, y siendo la intensidad máxima admisible del cable seleccionado de 204 A, se instalará un fusible de 160 A.

Todos los fusibles a colocar deben ser específicos para corriente continua y tener una tensión mínima de trabajo de 1.000 V. Para proteger contra cortocircuitos, se utilizarán interruptores automáticos magnetotérmicos omnipolares del calibre adecuado para la máxima intensidad permitida por el conductor.

La corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico es de 137,4 A, y el poder de corte de las protecciones será de 30kA para el fusible general y de 20kA para el interruptor de corte en carga.

5.7.8.7. PUESTA A TIERRA.

Para el cálculo de la resistencia a tierra se emplea la siguiente ecuación:

$$R_t = \frac{U_c}{I_m} = \frac{24}{0,3} = 80\Omega$$

Donde:

- R_T es la resistencia a tierra (Ω).
- U_c es la tensión de contacto, 24 A.
- I_m es la intensidad máxima de contacto, 300mA

Para el cálculo del número de picas necesarias se emplea la siguiente ecuación:

$$R_p = \frac{\rho}{nL} = \frac{50}{1 * 2} = 25 \Omega$$

Donde:

- R_p es la resistencia de la pica vertical (Ω).
- ρ es la resistividad del terreno, $\rho = 50 \Omega \cdot m$.
- n es el número de picas, 1 pica.
- L longitud de la pica, 2 metros.

Para determinar las secciones de los conductores se utiliza la tabla de Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada. ICT-BT-07. Se utilizaría una pica de 2 m de longitud con una resistencia de 25 Ω , con una sección de 6 mm² de cable de cobre Trifásico RV-K 4 x 6 mm² + TT

6. PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN

CAP	CONCEPTO	Cantidad	Importe unidad	Total
1	HONORARIOS DE PROYECTOS DE EJECUCIÓN Y DIRECCIONES FACULTATIVAS.			
1.1	HONORARIOS DE MEMORIA TÉCNICA, PROYECTO DE EJECUCIÓN Y DIRECCIÓN FACULTATIVA.	1	2.000,00 €	2.000,00 €
2	GASTOS DE GESTIÓN Y TRAMITACIÓN DE AUTORIZACIONES, INSCRIPCIONES O SOLICITUDES DE AYUDA			
2.1	GESTIONES DE TRAMITACIONES ADMINISTRATIVAS, INSCRIPCIONES Y SOLICITUDES DE AYUDA.	1	1.600,00 €	1.600,00 €
3	OBRA CIVIL NECESARIA PARA LA INSTALACIÓN DE EQUIPOS.			
3.1	ESTRUCTURA FOTOVOLTAICA PARA SUJECION Y SUSTENTACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.	168	55,68 €	9.354,24 €
4	EQUIPOS E INSTALACIONES.			
4.1	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE SILICIO MONOCRISTALINO SCL 460 W.	168	203,52 €	34.191,36 €
4.2	CAJAS DE PROTECCIONES	1	1.740,00 €	1.740,00 €
4.3	CABLEADO RV-K 0,6/1kV			768,40 €
5	MONTAJE E INSTALACIÓN			
5.1	MONTAJE, CONEXIÓN Y PUESTA EN MARCHA DE LA INSTALACIÓN.	168	24,00 €	4.032,00 €
			TOTAL PRESUPUESTO	53.686,00 €
			I.V.A. (21%)	11.274,06 €
			TOTAL	64.960,06 €

7. TRANSFORMACIÓN DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO AISLADO A SISTEMA CONECTADO A RED EN AUTOCONSUMO.

7.1. INTRODUCCIÓN

En este apartado se van a indicar los cambios necesarios para poder adaptar el sistema ya existente (sistema fotovoltaico aislado que alimenta a un equipo motor bomba para la elevación de agua) para conectarlo a la red eléctrica en la modalidad de Autoconsumo conectado con excedentes. La situación de partida es que se disponen de 168 módulos fotovoltaicos, agrupados en 12 series (14 módulos por serie), una caja de protecciones, un variador y un sistema motor bomba.

Plantear esta casuística es debido a que, hoy en día, existen múltiples instalaciones desconectadas de la red eléctrica que eligieron esta modalidad por diversos motivos como por ejemplo la legislación antigua que no permitía sistemas conectados a la red o la no disposición de una línea eléctrica cerca de la ubicación de campo fotovoltaico en el momento de la instalación. Con el tiempo, estas situaciones pueden cambiar haciendo que sea ventajoso el conectar la instalación ya existente a la red eléctrica para tener la opción de verter los excedentes energéticos o tener la posibilidad de consumir energía de la red eléctrica del sistema.

De todos los elementos previamente calculados, la ubicación del sistema hidráulico y el campo fotovoltaico se mantendrían sin alteración, así como el variador de frecuencia. Sin embargo, se añadiría un inversor de red y sería necesario revisar la configuración de las series de los módulos fotovoltaicos y adaptarlas a la configuración de entrada del inversor de red para conseguir un óptimo rendimiento del equipo, además de añadir el conexionado eléctrico con la red eléctrica.

7.2. CALCULO DEL INVERSOR (EN BASE AL SISTEMA MOTOR-BOMBA EXISTENTE)

El inversor de red transforma la energía generada por los módulos fotovoltaicos en corriente continua en corriente alterna para abastecer el consumo del sistema motor-bomba.

Su cálculo se realiza en base a la potencia disponible del campo fotovoltaico.


$$P_{pico\ gen} = 77,28\ kWp$$


Se escoge una combinación de 3 inversores del fabricante Fronius, modelo Symo 20.0-3-M de 20kW nominal y una potencia pico de 23,76kW. La potencia nominal total es de 60kW y la potencia pico total que se utilizaría es de 74,52kWp.

7.2.1. ADAPTACIÓN DE LAS SERIES DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS A LA TENSIÓN DEL INVERSOR.

La configuración de módulos se realiza a través del programa configurador del inversor. De todas las opciones disponibles se escoge la que más se asemeja a la configuración de series de módulos que se tiene en el campo fotovoltaico (12 series de 14 módulos).

País	españa
Inversor	Symo Advanced 20.0-3-M
R. de potencia mín. / máx.	80/120%
Módulos FV	Shanghai JA Solar Technology Co. Ltd. / JAM72S20-440/MR
Temp. mín. / máx.	-10/70°C
Rendimiento adicional módulo bifacial	0%

	54 23.76 kWp RR=119.00%
---	-------------------------------

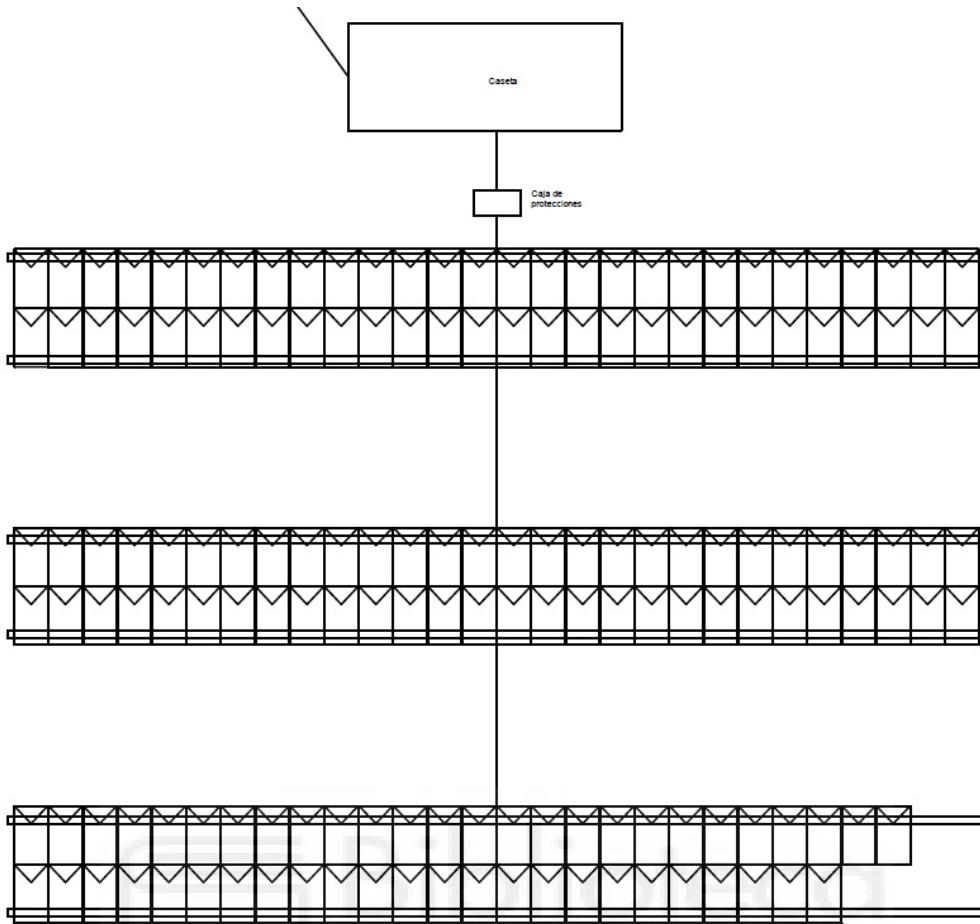
54 23.76 kWp IR=119%
SL=35% OCL=6%
 Mostr.más
PV1: 3 x 14 PV2: 2 x 6 >

La configuración escogida para cada inversor está formada por 3 series de 14 módulos y 2 series de 6 módulos. Esto se replica para los otros dos inversores que se colocarán en paralelo.

Por lo tanto, el campo fotovoltaico se tendrá que adaptar para conseguir un conexionado formado por 9 series de 14 módulos y 6 series de 6 módulos.

Adaptando el campo fotovoltaico disponible y realizando los cambios para la nueva configuración, las series y la configuración eléctrica quedaría para cada uno de los tramos:

Campo fotovoltaico:



UNIVERSITAS Miguel Hernández

TRAMO I -> MÓDULOS - CAJA DE PROTECCIONES

	SERIE	Long. línea (m)	Nº mód. serie	Imp _{pp} , serie (A)	V _{mpp} , serie (V)	Potencia (W _p)	V _{oc} , serie (V)	ΔU max (V)	ρ (Ω mm ² /m)	S _{min} (mm ²)	Sescogida (mm ²)	ΔU sección escogida (V)
SERIE B	1	23	6	10,92	252,78	2.760	300,06	3,792	0,017857	2,366	6	1,495
	2	29	6	10,92	252,78	2.760	300,06	3,792	0,017857	2,983	6	1,885
	3	21	6	10,92	252,78	2.760	300,06	3,792	0,017857	2,160	6	1,365
	4	21	6	10,92	252,78	2.760	300,06	3,792	0,017857	2,160	6	1,365
	5	25	6	10,92	252,78	2.760	300,06	3,792	0,017857	2,571	6	1,625
	6	27	6	10,92	252,78	2.760	300,06	3,792	0,017857	2,777	6	1,755
SERIE A	1	3	14	10,92	589,82	6.440	700,14	8,847	0,017857	0,132	6	0,195
	2	3	14	10,92	589,82	6.440	700,14	8,847	0,017857	0,132	6	0,195
	3	3	14	10,92	589,82	6.440	700,14	8,847	0,017857	0,132	6	0,195
	4	3	14	10,92	589,82	6.440	700,14	8,847	0,017857	0,132	6	0,195
	5	12	14	10,92	589,82	6.440	700,14	8,847	0,017857	0,529	6	0,780
	6	12	14	10,92	589,82	6.440	700,14	8,847	0,017857	0,529	6	0,780
	7	12	14	10,92	589,82	6.440	700,14	8,847	0,017857	0,529	6	0,780
	8	12	14	10,92	589,82	6.440	700,14	8,847	0,017857	0,529	6	0,780
	9	21	14	10,92	589,82	6.440	700,14	8,847	0,017857	0,926	6	1,365

TRAMO II -> Caja de protecciones – Inversor

	Long. línea (m)	nº mód.	V _{mpp} , serie (V)	Potencia (W _p)	I _{sc} , serie (A)	V _{oc} , serie (V)	ΔU max (V)	ρ (Ω mm ² /m)	S _{min} (mm ²)	Sescogida (mm ²)	ΔU sección escogida (V)
String 1	3	42	589,82	19.320	34,35	700,14	8,847	0,017857	0,397	6	0,585
String 2	3	12	252,78	5.520	22,9	300,06	3,792	0,017857	0,617	6	0,390

Conocida la sección del cable, la intensidad máxima que circula por el cable se sobredimensiona un 25% y se comprueba si puede resistirlo, de acuerdo con la ecuación siguiente.

$$I_{\text{diseño}} < I_{\text{admisible}}$$

$$I_{\text{diseño}} = I_{\text{max}} \cdot 1,25 = 34,35 \cdot 1,25 = 42,94 \text{ A}$$

El cable escogido es de cobre flexible, con una sección de 6mm², tipo RV-K con protección de 1000V y doble aislamiento.

De la tabla de valores, se toma que para un cable de aislamiento 2XLPE, con una sección de 6mm² y cables unipolares, la intensidad admisible es de 53A.

Al ser la intensidad de diseño inferior a 53A, se cumple el criterio de máxima intensidad.

En la fase de diseño del Tramo III, que conecta el inversor con la entrada en alterna del variador de frecuencia, se ha aplicado el criterio de caída de tensión para Corriente Alterna.

La ficha técnica del modelo de inversor escogido muestra las características de la salida alterna del inversor, que se toman como referencia para el cálculo del cableado:

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

DATOS DE ENTRADA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Número de seguidores MPP			2		
Máx. corriente de entrada (I _{dc} máx. 1 / I _{dc} máx. 2)	27 A / 16,5 A ¹⁾			33 A / 27 A	
Máx. corriente de entrada total (I _{dc} máx. 1 + I _{dc} máx. 2)	43,5 A			51 A	
Máxima corriente de cortocircuito de MPP1 / MPP2 (I _{sc} pp)*	56 A / 34 A			68 A / 56 A	
Rango de tensión de entrada CC (U _{dc} mín. - U _{dc} máx.)			200 - 1000 V		
Tensión de puesta en servicio (U _{dc} arranque)			200 V		
Rango de tensión MPP			200 - 800 V		
Número de entradas CC			3+3		
Máx. salida del generador FV (P _{dc} máx.)	15,0 kW _{pico}	18,8 kW _{pico}	22,5 kW _{pico}	26,3 kW _{pico}	30,0 kW _{pico}

DATOS DE SALIDA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Potencia nominal CA (P _{ac,r})	10.000 W	12.500 W	15.000 W	17.500 W	20.000 W
Máxima potencia de salida	10.000 VA	12.500 VA	15.000 VA	17.500 VA	20.000 VA
Corriente de salida CA (I _{ac nom.})	14,4 A	18,0 A	21,7 A	25,3 A	28,9 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)		3-NPE 400 V / 230 V o 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)			
Frecuencia (rango de frecuencia)			50 Hz / 60 Hz (+5 - 65 Hz)		
Coefficiente de distorsión no lineal	1,8 %	2,0 %	1,5 %	1,5 %	1,3 %
Factor de potencia (cos φ _{ac,r})			0 - 1 ind. / cap.		

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

RENDIMIENTO	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Máximo rendimiento		98,0 %			
Rendimiento europeo (η _{EU})	97,4 %	97,6 %	97,8 %	97,8 %	97,9 %
Rendimiento de adaptación MPP			> 99,9 %		

EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Medición del aislamiento CC			Si		
Comportamiento de sobrecarga			Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia		
Seccionador CC			Si		
Protección contra polaridad inversa			Si		

INTERFACES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
WLAN / Ethernet LAN			Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)		
6 inputs y 4 inputs/outputs digitales			Interface receptor del control de onda		
USB (Conector A) ¹⁾			Datalogging, actualización de inversores vía USB		
2 conectores RJ 45 (RS422) ¹⁾			Fronius Solar Net		
Salida de aviso ¹⁾			Gestión de la energía (salida de relé libre de potencial)		
Datalogger and Webserver			Incluido		
Input externo ¹⁾			Interface S0-Meter / Input para la protección contra sobretensión		
RS485			Modbus RTU SunSpec o conexión del contador		

¹⁾ También disponible en la versión light.
 Más información sobre la disponibilidad de inversores en su país en www.fronius.es.

TRAMO III -> INVERSOR - VARIADOR

	Long.línea (m)	I inv (A)	V inv (V)	Potencia (Wp)	ΔU max (V)	ρ (Ωmm ² /m)	Smin (mm ²)
INVERSOR 1	2	28,9	400	20000	6,0	0,017857	0,298
INVERSOR 2	2	28,9	400	20000	6,0	0,017857	0,298
INVERSOR 3	2	28,9	400	20000	6,0	0,017857	0,298

LÍNEA SALIDA	2	86,7	400	60000	6,0	0,017857	0,894
--------------	---	------	-----	-------	-----	----------	-------

Para calcular la sección del cable necesaria se ha utilizado la siguiente fórmula:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} * I_{mpp} * \rho * L}{S}$$

$$S = \frac{\sqrt{3} * I_{mpp} * \rho * L}{\Delta U} = \frac{\sqrt{3} * 86,7 * \rho * L}{6} = 0,89 \text{ mm}^2 \sim 6 \text{ mm}^2$$

Conocida la sección mínima del cable, la intensidad máxima que circula por el cable se sobredimensiona un 25% y se comprueba si puede resistirlo, de acuerdo con la ecuación siguiente.

$$I_{diseño} < I_{admisible}$$

$$I_{diseño} = I_{max} \cdot 1,25 = 86,7 \cdot 1,25 = 108,38 \text{ A}$$

El cable escogido es de cobre flexible, con una sección de 35mm², tipo RV-K con protección de 1000V y doble aislamiento.

De la tabla de valores, se toma que para un cable de aislamiento XLPE, con una sección de 35mm² y cables tripolares, la intensidad admisible es de 117A.

El cable de cobre escogido es el Trifásico RV-K, 4x35 mm² + TT

TRAMO IV -> Variador – Motor bomba									
SERIE	Long.línea (m)	I var (A)	V var (V)	Potencia (W)	ΔU max (V)	ρ (Ω mm ² /m)	Smin (mm ²)	Sescogida (mm ²)	ΔU sección escogida (V)
Línea salida	12	120,89	550	66	8,25	0,017857	5,43	70	0,641

Conocida la sección mínima del cable, la intensidad máxima que circula por el cable se sobredimensiona un 25% y se comprueba si puede resistirlo, de acuerdo con la ecuación siguiente.

$$I_{diseño} < I_{admisible}$$

$$I_{diseño} = I_{max} \cdot 1,25 = 120,89 \cdot 1,25 = 151,12 \text{ A}$$

De la tabla de valores, se toma que para un cable de aislamiento XLPE, con una sección de 70mm² y cables tripolares, la intensidad admisible es de 170A.

El cable de cobre escogido es el Trifásico RV-K 4x70 mm² + TT

7.3. MODIFICACIÓN DEL CONEXIONADO DEL VARIADOR E INVERSOR.

Aunque se haya añadido el inversor en la configuración eléctrica, siendo este el que transforma la corriente continua de los módulos fotovoltaicos en corriente alterna, se podría conectar la salida del inversor directamente al motor de la bomba. Sin embargo, dado que de la instalación anterior ya estaba instalado el variador de frecuencia, se decide mantenerlo y conectar la salida del inversor a la entrada en alterna del variador de frecuencia.

Con esta configuración, el equipo del inversor controla el flujo de energía de toda la instalación, controla la energía generada mediante el campo fotovoltaico y el consumo de la bomba. En caso de que el consumo sea superior a la generación eléctrica fotovoltaica, la energía faltante la obtiene de la red eléctrica, y en caso contrario, en el que la generación fotovoltaica es superior al consumo, verterá a la red eléctrica el excedente energético generado.

7.4. PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN

CAP	CONCEPTO	Cantidad	Importe unidad	Total
1	HONORARIOS DE PROYECTOS DE EJECUCIÓN Y DIRECCIONES FACULTATIVAS.			
1.1	HONORARIOS DE MEMORIA TÉCNICA, PROYECTO DE EJECUCIÓN Y DIRECCIÓN FACULTATIVA.	1	2.000,00 €	2.000,00 €
2	GASTOS DE GESTIÓN Y TRAMITACIÓN DE AUTORIZACIONES, INSCRIPCIONES O SOLICITUDES DE AYUDA			
2.1	GESTIONES DE TRAMITACIONES ADMINISTRATIVAS, INSCRIPCIONES Y SOLICITUDES DE AYUDA.	1	1.600,00 €	1.600,00 €
3	OBRA CIVIL NECESARIA PARA LA INSTALACIÓN DE EQUIPOS.			
3.1	ESTRUCTURA FOTOVOLTAICA PARA SUJECION Y SUSTENTACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.	168	55,68 €	9.354,24 €
4	EQUIPOS E INSTALACIONES.			
4.1	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE SILICIO MONOCRISTALINO SCL 460 W.	168	203,52 €	34.191,36 €
4.2	CAJAS DE PROTECCIONES	1	1.740,00 €	1.740,00 €

4.3	CABLEADO RV-K 0,6/1kV			768,40 €
4.4	INVERSOR FRONIUS SYMO 20.0-M 20kW	3	2.940,00 €	8.820,00 €
5	MONTAJE E INSTALACIÓN			
5.1	MONTAJE, CONEXIÓN Y PUESTA EN MARCHA DE LA INSTALACIÓN.	168	24,00 €	4.032,00 €
		TOTAL PRESUPUESTO		62.506,00 €
		I.VA. (21%)		13.126,26 €
		TOTAL		75.632,26 €

7.5. BALANCE ECONÓMICO

Con la configuración de la instalación planteada, adaptando el campo fotovoltaico para conectarlo a la red eléctrica y poder vender el excedente de energía, los resultados obtenidos serían los siguientes:

Volumen (m ³)	78.000
Caudal (m ³ /h)	50
Horas funcionamiento (HSP)	1.612,40
Potencia campo fotovoltaico (kWp)	74,52
Producción energética anual (kWh)	120.156,05
Energía excedentaria (kWh)	28.224,05
Venta de excedentes (€/año)	3.987,10

7.2 Balance económico

Año	Coste potencia contratada (€)	Coste consumo eléctrico ahorrado(€)	Impuesto sobre la electricidad y alquiler del contador (€)	Venta de energía (€)	Inversión, mantenimiento (€)	Diferencia
0					-62.506,00	-62.506,00
1	-1.655,04	15.145,14	-85,13 €	3.987,10 €	-800,00 €	-45.913,93
2	-1.655,04	15.145,14	-85,13 €	4.166,52 €	-832,00 €	-29.174,45
3	-1.655,04	15.145,14	-85,13 €	4.345,94 €	-864,00 €	-12.287,54
4	-1.655,04	15.145,14	-85,13 €	4.525,36 €	-896,00 €	4.746,78
5	-1.655,04	15.145,14	-85,13 €	4.704,78 €	-928,00 €	21.928,53
6	-1.655,04	15.145,14	-85,13 €	4.884,20 €	-960,00 €	39.257,69

7	-1.655,04	15.145,14	-85,13 €	5.063,62 €	-992,00 €	56.734,28
8	-1.655,04	15.145,14	-85,13 €	5.243,03 €	-1.024,00 €	74.358,28
9	-1.655,04	15.145,14	-85,13 €	5.422,45 €	-1.056,00 €	92.129,70
10	-1.655,04	15.145,14	-85,13 €	5.601,87 €	-1.088,00 €	110.048,54
11	-1.655,04	15.145,14	-85,13 €	5.781,29 €	-1.120,00 €	128.114,80
12	-1.655,04	15.145,14	-85,13 €	5.960,71 €	-1.152,00 €	146.328,48
13	-1.655,04	15.145,14	-85,13 €	6.140,13 €	-1.184,00 €	164.689,58
14	-1.655,04	15.145,14	-85,13 €	6.319,55 €	-1.216,00 €	183.198,10
15	-1.655,04	15.145,14	-85,13 €	6.498,97 €	-1.248,00 €	201.854,04
16	-1.655,04	15.145,14	-85,13 €	6.678,39 €	-1.280,00 €	220.657,40
17	-1.655,04	15.145,14	-85,13 €	6.857,81 €	-1.312,00 €	239.608,18
18	-1.655,04	15.145,14	-85,13 €	7.037,23 €	-1.344,00 €	258.706,38
19	-1.655,04	15.145,14	-85,13 €	7.216,65 €	-1.376,00 €	277.951,99
20	-1.655,04	15.145,14	-85,13 €	7.396,07 €	-1.408,00 €	297.345,03
21	-1.655,04	15.145,14	-85,13 €	7.575,49 €	-1.440,00 €	316.885,49
22	-1.655,04	15.145,14	-85,13 €	7.754,91 €	-1.472,00 €	336.573,36
23	-1.655,04	15.145,14	-85,13 €	7.934,33 €	-1.504,00 €	356.408,65
24	-1.655,04	15.145,14	-85,13 €	8.113,75 €	-1.536,00 €	376.391,37
25	-1.655,04	15.145,14	-85,13 €	8.293,17 €	-1.568,00 €	396.521,50

8. EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD TÉCNICA, ECONÓMICA Y LEGAL

La evaluación de la viabilidad técnica, económica y legal es un paso crucial en cualquier proyecto, con el fin de asegurarse de que se puede llevar a cabo de manera técnica y económicamente factible, y cumplir con todas las leyes y regulaciones aplicables. El objetivo principal de este análisis es determinar si la inversión será rentable y posible, para poder tomar decisiones informadas sobre la viabilidad del proyecto. [21]

8.1. EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD TÉCNICA

La viabilidad técnica se enfoca en determinar si se dispone de los equipos necesarios con los parámetros adecuados para que funcionen de manera correcta. Asimismo, se analiza si los instaladores cuentan con la experiencia y conocimientos técnicos necesarios para construir la instalación tal como ha sido diseñada. El objetivo de esta evaluación es asegurarse de que el proyecto se pueda llevar a cabo de manera técnica y eficiente.

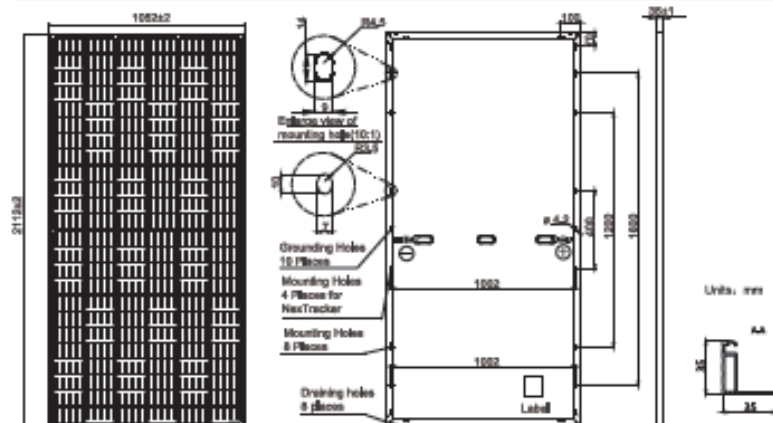
8.1.1. PROVEEDORES Y PRODUCTOS

En esta sección se presentan las características técnicas de cada uno de los componentes que formarán parte de la instalación.

Después de revisar productos de diversos fabricantes, se han seleccionado aquellos que mejor se adaptan a los requisitos específicos del caso práctico que se está evaluando.

Módulo fotovoltaico

MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	24.7kg±3%
Dimensions	2112±2mm×1052±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144 (6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/pallet 682pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	445	450	455	460	465	470
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.56	49.70	49.85	50.01	50.15	50.31
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.21	41.52	41.82	42.13	42.43	42.69
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.32	11.36	11.41	11.45	11.49	11.53
Maximum Power Current(Imp) [A]	10.80	10.84	10.88	10.92	10.96	11.01
Module Efficiency [%]	20.0	20.3	20.5	20.7	20.9	21.2
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.044%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0.272%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.360%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	336	340	344	348	352	355
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46.65	46.90	47.15	47.36	47.61	47.84
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38.95	39.19	39.44	39.68	39.90	40.10
Short Circuit Current(Isc) [A]	9.20	9.25	9.29	9.33	9.38	9.42
Max Power Current(Imp) [A]	8.64	8.68	8.72	8.76	8.81	8.85

NOCT Irradiance 800W/m², ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G

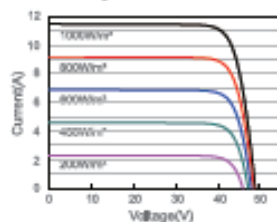
*For NextTracker installations ,Maximum Static Load, Front is 1800Pa while Maximum Static Load, Back is 1800Pa.

OPERATING CONDITIONS

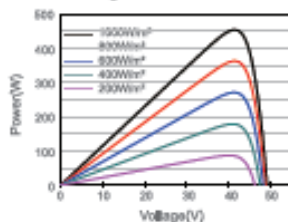
Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse Rating	20A
Maximum Static Load,Front*	5400Pa(112 lb/ft ²)
Maximum Static Load,Back*	2400Pa(50 lb/ft ²)
NOCT	45±2°C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

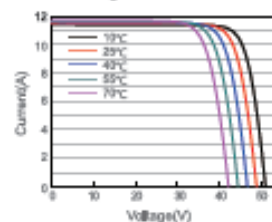
Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Power-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Variador de frecuencia:

MODELO		Modelos -S2	Modelos -4 / -4F
ENTRADA FOTOVOLTAICA	Entrada DC recomendada	200 ÷ 400 V	300 ÷ 750 V
	Tensión MPPT recomendada	330 V	550 V
	Máxima tensión DC	440 V	800 V
	Tensión de arranque	200 V (80 V con booster)	300 V (80 V con booster)
	Mínima tensión DC	150 V (70 V con booster)	250 V (70 V con booster)
ENTRADA DE RED	Tensión	Monofásica 220 V (-15%) ÷ 240 V(+10%)	Trifásica 380 V (-15%) ÷ 440 V (+10%)
	Frecuencia	50/60 Hz Rango permitido: 47 ÷ 63 Hz	
SALIDA	Tensión nominal	Trifásica, 0 ÷ 100% de la tensión de entrada	
	Sobrecarga admisible	150% durante 1 min; 180% durante 10 s; 200% durante 1s	
	Distancia máxima	<50 m sin filtro / entre 50 y 100 m instalar ferritas / >100 m filtro LC	
SEÑALES DE ENTRADA	Digitales	5 entradas programables, lógica PNP o NPN. Polaridad seleccionable, tiempos de retardo on/off	
SEÑALES DE SALIDA	Relé	Variadores ≤ 2,2 kW: 1 salida multifunción conmutada NO/NC / Variadores ≥ 4 kW: 2 salidas multifunción conmutadas NO/NC Máximo 3 A / 250 Vac, 1 A / 30 Vdc	
	Análogicas	Variadores ≤ 2,2 kW: No disponible / Variadores ≥ 4 kW: 2 salidas seleccionables 0 ÷ 10V / 0 ÷ 20 mA	
	Digitales	Variadores ≤ 2,2 kW: No disponible / Variadores ≥ 4 kW: 1 salida multifunción de colector abierto (50 mA / 30V)	
	Puerto de comunicación	Variadores ≤ 2,2 kW: 1 puerto RS-485 Modbus-RTU + 1 puerto RS-422 / Variadores ≥ 4 kW: 1 puerto RS-485 Modbus-RTU	
	PROTECCIONES ESPECÍFICAS BOMBEO SOLAR	Fallos	Sobretensión, subtensión, sobrecorriente, conexión de polaridad inversa, fallo de comunicación con el módulo de refuerzo, sonda hidráulica rota.
Alarmas		Luz débil, subcarga, depósito lleno.	
FILTRADO	Filtro EMC	Variadores ≤ 2,2 kW: Categoría C3 de fácil conexión como opción / Variadores ≥ 4 kW: Categoría C3 integrado	
GENERALES	Temperatura ambiente	-10 ~ 50° C (desclasificación de un 1% por grado que supere los 40° C).	
	Grado de protección	IP20	
NORMATIVA	Seguridad	EN 61800-5-1	
	Compatibilidad electromagnética (CEM)	EN 61800-3 C3	
	Gestión de Calidad y Ambiental	ISO 9001 & ISO 14001	

Datos sujetos a variación sin previo aviso.

figura 59 Características técnicas del variador SALICRU CV30-PV

MODELO	CÓDIGO	POTENCIA (kW)	INTENSIDAD SALIDA (A)	DIMENSIONES (F x AN x AL mm)	PESO (Kg)	CONFIGURACIÓN DE PANELES SOLARES (MÓDULOS POR STRING * Nº DE STRINGS)			
						Potencia: 425-450 Wp 144 Celdas		Potencia: 480-505 Wp 150 Celdas	
						Sin BOOSTER	Con BOOSTER	Sin BOOSTER	Con BOOSTER
CV30-008-4 PV	6B1DC000011	0,75	2,5	140 x 80 x 185	1,4	3*1	14*1	3*1	14*1
CV30-015-4 PV	6B1DC000010	1,5	4,2	140 x 80 x 185	1,4	6*1	14*1	5*1	14*1
CV30-022-4 PV	6B1DC000001	2,2	5,5	140 x 80 x 185	1,4	8*1	14*1	7*1	14*1
CV30-040-4F PV	6B1DC000002	4	9,5	167 x 146 x 256	3,9	N/D	14*1	N/D	14*1
CV30-055-4F PV	6B1DC000003	5,5	14	167 x 146 x 256	3,9	N/D	14*2	N/D	14*2
CV30-075-4F PV	6B1DC000004	7,5	18,5	196 x 170 x 320	6,5	N/D	14*2	N/D	14*2
CV30-150-4F PV	6B1DC000005	15	32	196 x 170 x 320	6,5	N/D	14*4	N/D	14*3
CV30-220-4F PV	6B1DC000006	22	45	184 x 200 x 340	11	N/D	14*6	N/D	14*4
CV30-370-4F PV	6B1DC000007	37	75	202 x 250 x 400	17	N/D	14*9	N/D	14*8
CV30-550-4F PV	6B1DC000008	55	115	238 x 282 x 560	27	N/D	14*12	N/D	14*11
CV30-750-4F PV	6B1DC000009	75	150	238 x 282 x 560	27	N/D	14*16	N/D	14*15

Tensión de alimentación DC: 300 ÷ 750 V / Tensión de alimentación de red: Trifásica 400 V
N/D: No disponible

Equipo Motor-Bomba:



Cliete:		Ref.:	
Item	Cantidad	Caudal requerido	58,36 m ³ /h
Tipo	ELECTROBOMBA SUMERGIDA	Altura de impulsión	242 m
		Modelo	E10R30/9K•MAC870-8V

DATOS FUNCIONAMIENTO - ISO 9906:2012 9B -				CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS			
Q (m ³ /h)	H (m)	P (kW)	η (%)	NPSH (m)	Díametro impulsión	G4	n.d.
55,24	242,12	49,21	74,01	2,95	Díametro máx. total	244	mm
					Peso electrobomba	329	Kg
					Número etapas	9	
					Cierre motor	mecánico	
					Tipo de instalación	Vertical	

LÍMITES OPERATIVOS				MATERIALES BOMBA			
Líquido bombeado	Aqua			Cuerpo impulsión	Hierro fundido		
Temp. máx. líquido bombeado (°C)	30 °C			Elemento difusor	Hierro fundido		
Densidad máxima	1 kg/dm ³			Soporte aspiración	Fundición esferoidal		
Viscosidad máxima	1 mm ² /s			Rodete	Hierro fundido		
Contenido máx. de sustancias sólidas	40 g/m ³			Eje	Acero inox		
Nº máximo arranques/hora	8			Cojinete de bronce	Bronce		
Inmersión mínima	610 mm			Acoplamiento rígido	Acero inox		
CARACTERÍSTICAS DE FUNCIONAMIENTO				MATERIALES MOTOR			
Caudal de servicio	57,46 m ³ /h			Cuerpo válvula	Hierro fundido		
Altura de impulsión de servicio	234,61 m			Rejilla	Acero inox		
Qmin	Qmax	28,8	72	Buje eje	Acero inox		
H (Q=0)	Hmax (Qmin)	330	302,34	Eje	Acero inox		
Potencia absorbida punto de trabajo	49,47 kW			Soporte superior	Hierro fundido		
Rend. bomba	Rend. grupo	74,16	63,9	Rotor	Chapa magnética		
Máximo rendimiento bomba	74,2 %			Estátor	Chapa magnética		
Sentido de rotación (**)	Antihorario			Camisa estátor	Acero inox		
Número bombas instaladas	En	Stand-by	0	Bobinado	Green wire		
CARACTERÍSTICAS MOTOR ELÉCTRICO				MATERIALES MOTOR			
Potencia nominal	51 kW			Soporte inferior	Hierro fundido		
Frecuencia Nominal	50 Hz			Grado de equilibrado	Carburo de silicio/carburo de silicio		
Tensión nominal	400 V			Cojinete de bronce	Grafto		
Corriente nominal	101,1 A			Cojinete de tope	Acero inox/Composite		
Número polos	Velocidad nominal	2	2910	Cuerpo soporte axial	Hierro fundido		
Clase de aislamiento	Grado de protección	n.d.		Diafragma	Goma		
Motor certificado para el uso en agua potable				Bule	Acero cromado		
				Soporte col. de motor	Hierro fundido		

8.1.2. INSTALADORES

Se propone a la Compañía Regional de Energía Solar (CRES) como la empresa instaladora para este proyecto. CRES es una empresa pionera en el sector de las energías renovables con una amplia experiencia de 23 años.

Entre los servicios que ofrece, se encuentran el diseño y la ejecución de instalaciones aisladas (AOSS), autoconsumo, autoconsumo con baterías (SWAP) y riego solar. Cabe destacar que CRES es la única empresa en la Región de Murcia que ha participado en el programa de transferencia tecnológica del proyecto europeo Maslowaten sobre Riego Solar Fotovoltaico, liderado por la Universidad Politécnica de Madrid, y cuenta con las autorizaciones necesarias para el uso de las patentes derivadas de este proyecto.



8.2. VIABILIDAD ECONÓMICA

Un proyecto se considera económicamente viable si puede generar una rentabilidad positiva y aceptable. Para medir esta rentabilidad, es necesario analizar los beneficios estimados y compararlos con la inversión necesaria para alcanzarlos. De esta manera, se puede determinar si la inversión será rentable o no. [22]

8.2.1. ANÁLISIS DE COSTES.

El análisis de costes para una instalación aislada y una instalación conectada a la red es diferente ya que no cuentan con los mismos equipos ni la misma configuración. En este caso primero se realizaría la instalación aislada de la red eléctrica que contaría con 168 módulos fotovoltaicos, un variador de frecuencia, el equipo motor bombas y el cableado y protecciones.

Al modificar la configuración para conectar esta instalación a la red eléctrica añadiríamos los inversores de red y se cambiaría la configuración del campo fotovoltaico, lo que implica un mayor cableado.

A continuación, se presenta los presupuestos para ambas instalaciones.

A. Aislada

CAP	CONCEPTO	Cantidad	Importe unidad	Total
1	HONORARIOS DE PROYECTOS DE EJECUCIÓN Y DIRECCIONES FACULTATIVAS.			
1.1	HONORARIOS DE MEMORIA TÉCNICA, PROYECTO DE EJECUCIÓN Y DIRECCIÓN FACULTATIVA.	1	1.600,00 €	1.600,00 €
2	GASTOS DE GESTIÓN Y TRAMITACIÓN DE AUTORIZACIONES, INSCRIPCIONES O SOLICITUDES DE AYUDA			

2.1	GESTIONES DE TRAMITACIONES ADMINISTRATIVAS, INSCRIPCIONES Y SOLICITUDES DE AYUDA.	1	1.600,00 €	1.600,00 €
3	OBRA CIVIL NECESARIA PARA LA INSTALACIÓN DE EQUIPOS.			
3.1	ESTRUCTURA FOTOVOLTAICA PARA SUJECION Y SUSTENTACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.	168	55,68 €	9.354,24 €
4	EQUIPOS E INSTALACIONES.			
4.1	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE SILICIO MONOCRISTALINO SCL 460 W.	168	203,52 €	34.191,36 €
4.2	CAJAS DE PROTECCIONES	1	1.740,00 €	1.740,00 €
4.3	CABLEADO RV-K 0,6/1kV			719,40 €
5	MONTAJE E INSTALACIÓN			
5.1	MONTAJE, CONEXIÓN Y PUESTA EN MARCHA DE LA INSTALACIÓN.	168	24,00 €	4.032,00 €
			TOTAL PRESUPUESTO	53.237,00 €
			I.V.A. (21%)	11.179,77 €
			TOTAL	64.416,77 €

B. Conectada



CAP	CONCEPTO	Cantidad	Importe unidad	Total
1	HONORARIOS DE PROYECTOS DE EJECUCIÓN Y DIRECCIONES FACULTATIVAS.			
1.1	HONORARIOS DE MEMORIA TÉCNICA, PROYECTO DE EJECUCIÓN Y DIRECCIÓN FACULTATIVA.	1	2.000,00 €	2.000,00 €
2	GASTOS DE GESTIÓN Y TRAMITACIÓN DE AUTORIZACIONES, INSCRIPCIONES O SOLICITUDES DE AYUDA			
2.1	GESTIONES DE TRAMITACIONES ADMINISTRATIVAS, INSCRIPCIONES Y SOLICITUDES DE AYUDA.	1	1.600,00 €	1.600,00 €
3	OBRA CIVIL NECESARIA PARA LA INSTALACIÓN DE EQUIPOS.			
3.1	ESTRUCTURA FOTOVOLTAICA PARA SUJECION Y SUSTENTACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.	168	55,68 €	9.354,24 €
4	EQUIPOS E INSTALACIONES.			
4.1	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE SILICIO MONOCRISTALINO SCL 460 W.	168	203,52 €	34.191,36 €
4.2	CAJAS DE PROTECCIONES	1	1.740,00 €	1.740,00 €
4.3	CABLEADO RV-K 0,6/1kV			768,40 €

4.4	INVERSOR FRONIUS SYMO 20.0-M 20kW	3	2.940,00 €	8.820,00 €
5	MONTAJE E INSTALACIÓN			
5.1	MONTAJE, CONEXIÓN Y PUESTA EN MARCHA DE LA INSTALACIÓN.	168	24,00 €	4.032,00 €
		TOTAL PRESUPUESTO		62.506,00 €
		I.VA. (21%)		13.126,26 €
		TOTAL		75.632,26 €

Partiendo de la instalación aislada, la inversión que sería necesaria realizar para conectarla a la red eléctrica sería de 9.269,00 €

8.2.1.1. MANTENIMIENTO

Según las normas establecidas en el P.C.T. IDAE 2009, el mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica aisladas de la red eléctrica tiene que cumplir ciertas condiciones. Establece que es necesario contratar un servicio de mantenimiento preventivo y correctivo por un período mínimo de tres años, que incluya las tareas recomendadas por los fabricantes para todos los componentes de la instalación.

El programa de mantenimiento se divide en dos escalones: mantenimiento preventivo y correctivo.

El mantenimiento preventivo implica la realización de inspecciones visuales, verificación de acciones y otras actividades necesarias para mantener las condiciones de funcionamiento, protección y durabilidad de la instalación dentro de límites aceptables. Este tipo de mantenimiento incluirá al menos una visita anual para verificar el funcionamiento de los componentes y equipos, el cableado, los módulos, la estructura de soporte, las caídas de tensión y los elementos de seguridad.

El mantenimiento correctivo, por otro lado, incluye todas las operaciones necesarias para sustituir los componentes que no funcionan correctamente durante la vida útil de la instalación. Este tipo de mantenimiento requiere una visita a la instalación en los plazos indicados y cada vez que el usuario lo requiera debido a una avería grave. Además, se debe realizar un análisis y valoración económica de los trabajos necesarios para garantizar el correcto funcionamiento de la instalación.

El mantenimiento debe ser realizado por personal técnico cualificado y registrado en un libro de mantenimiento. Si la instalación está monitorizada, la empresa instaladora deberá realizar una revisión cada seis meses para verificar la calibración y limpieza de los

medidores, el funcionamiento del sistema de adquisición de datos y el almacenamiento de los datos. La empresa instaladora, CRES, cobra 800€ al año por este servicio de mantenimiento.

8.2.1.2. ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTES ENTRE EL SUMINISTRO SOLAR FOTOVOLTAICO EN MODALIDAD AISLADA Y SUMINISTRO ELÉCTRICO CONVENCIONAL.

En este apartado se realiza el balance económico del proyecto. Se calcula el coste de la instalación y la factura de electricidad ahorrada al disponer de un sistema aislado, desconectado de la red eléctrica.

Para el cálculo de la factura eléctrica se tiene en cuenta la energía generada por la instalación y el coste de la energía y potencia que habría que contratar. Se tiene en cuenta una subida del coste de la energía media mensual de un 4,5%.

Volumen (m³)	78.000
Caudal (m³/h)	50
Horas funcionamiento (HSP)	1.612,40
Potencia Motor-Bomba (kW)	66,49
Consumo eléctrico anual (kWh)	107.210,11
Incremento de la energía anual	4,50%
Coste anual potencia contratada	1.792,96 €
Coste anual consumo	15.145,14 €
Coste anual Potencia + Consumo	16.938,11 €
Impuesto sobre la electricidad (0,5%)	8,66 €
Alquiler del contador	16,20 €
TOTAL	16.962,96 €

En el coste de la instalación se tiene en cuenta el de todos los equipos, mano de obra y mantenimiento anual con una subida del IPC del 4%.

Los resultados obtenidos se pueden ver en la siguiente tabla.

Año	Coste potencia contratada (€)	Coste consumo eléctrico (€)	Impuesto sobre la electricidad y alquiler del contador (€)	Total factura eléctrica anual (€)	Inversión y mantenimiento (€)	Diferencia
------------	--------------------------------------	------------------------------------	---	--	--------------------------------------	-------------------

0	1.792,96	15.145,14	102,75 €	17.040,86	53.237,00	-53.237,00
1	1.792,96	15.826,68	106,24 €	17.725,88	800,00 €	-36.311,12
2	1.792,96	16.508,21	109,72 €	18.410,89	832,00 €	-18.732,23
3	1.792,96	17.189,74	113,20 €	19.095,90	864,00 €	-500,33
4	1.792,96	17.871,27	116,68 €	19.780,92	896,00 €	18.384,59
5	1.792,96	18.552,80	120,17 €	20.465,93	928,00 €	37.922,52
6	1.792,96	19.234,33	123,65 €	21.150,95	960,00 €	58.113,47
7	1.792,96	19.915,87	127,13 €	21.835,96	992,00 €	78.957,43
8	1.792,96	20.597,40	130,61 €	22.520,97	1.024,00 €	100.454,40
9	1.792,96	21.278,93	134,10 €	23.205,99	1.056,00 €	122.604,39
10	1.792,96	21.960,46	137,58 €	23.891,00	1.088,00 €	145.407,39
11	1.792,96	22.641,99	141,06 €	24.576,02	1.120,00 €	168.863,41
12	1.792,96	23.323,52	144,55 €	25.261,03	1.152,00 €	192.972,44
13	1.792,96	24.005,05	148,03 €	25.946,05	1.184,00 €	217.734,48
14	1.792,96	24.686,59	151,51 €	26.631,06	1.216,00 €	243.149,54
15	1.792,96	25.368,12	154,99 €	27.316,07	1.248,00 €	269.217,62
16	1.792,96	26.049,65	158,48 €	28.001,09	1.280,00 €	295.938,71
17	1.792,96	26.731,18	161,96 €	28.686,10	1.312,00 €	323.312,81
18	1.792,96	27.412,71	165,44 €	29.371,12	1.344,00 €	351.339,92
19	1.792,96	28.094,24	168,92 €	30.056,13	1.376,00 €	380.020,05
20	1.792,96	28.775,78	172,41 €	30.741,14	1.408,00 €	409.353,20
21	1.792,96	29.457,31	175,89 €	31.426,16	1.440,00 €	439.339,36
22	1.792,96	30.138,84	179,37 €	32.111,17	1.472,00 €	469.978,53
23	1.792,96	30.820,37	182,85 €	32.796,19	1.504,00 €	501.270,72
24	1.792,96	31.501,90	186,34 €	33.481,20	1.536,00 €	533.215,92
25	1.792,96	32.183,43	189,82 €	34.166,22	1.568,00 €	565.814,13

8.2.1.3. AMORTIZACIÓN.

Con esta información, la instalación se amortización en 3,28 años coincidiendo con la información de la tabla anterior.

$$Amortización = \frac{Coste\ instalación}{Ahorro\ anual - Mantenimiento\ anual}$$

$$Amortización = \frac{53.237,00}{17.040,86 - 800} = 3,28\ años$$

8.3. VIABILIDAD LEGAL

Las instalaciones desconectadas de la red eléctrica están libres del pago de impuestos por la energía generada, según lo establecido en el artículo 2 del RD 900/2015.

En la planificación de esta instalación, se ha tenido en cuenta la legislación actual, que incluye el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, el Real Decreto sobre seguridad y salud en la construcción, el Código Técnico de la Edificación, el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red del IDAE, las Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética, las recomendaciones de UNESA, las condiciones establecidas por los organismos públicos involucrados y las ordenanzas municipales vigentes.

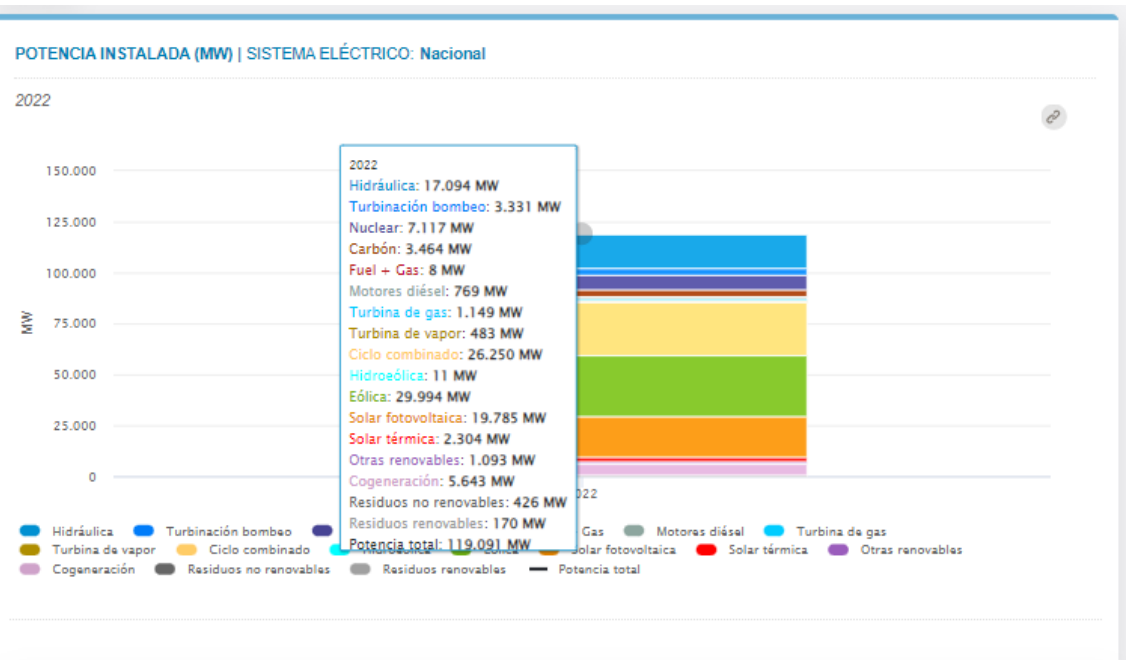
8.4. VIABILIDAD AMBIENTAL

La utilización de sistemas fotovoltaicos para cubrir las necesidades energéticas tiene como resultado la eliminación del consumo de combustibles derivados de fuentes fósiles, la disminución de emisiones contaminantes a la atmósfera, la reducción de residuos producidos en las centrales nucleares, y una menor dependencia del país en términos de suministro de energía.

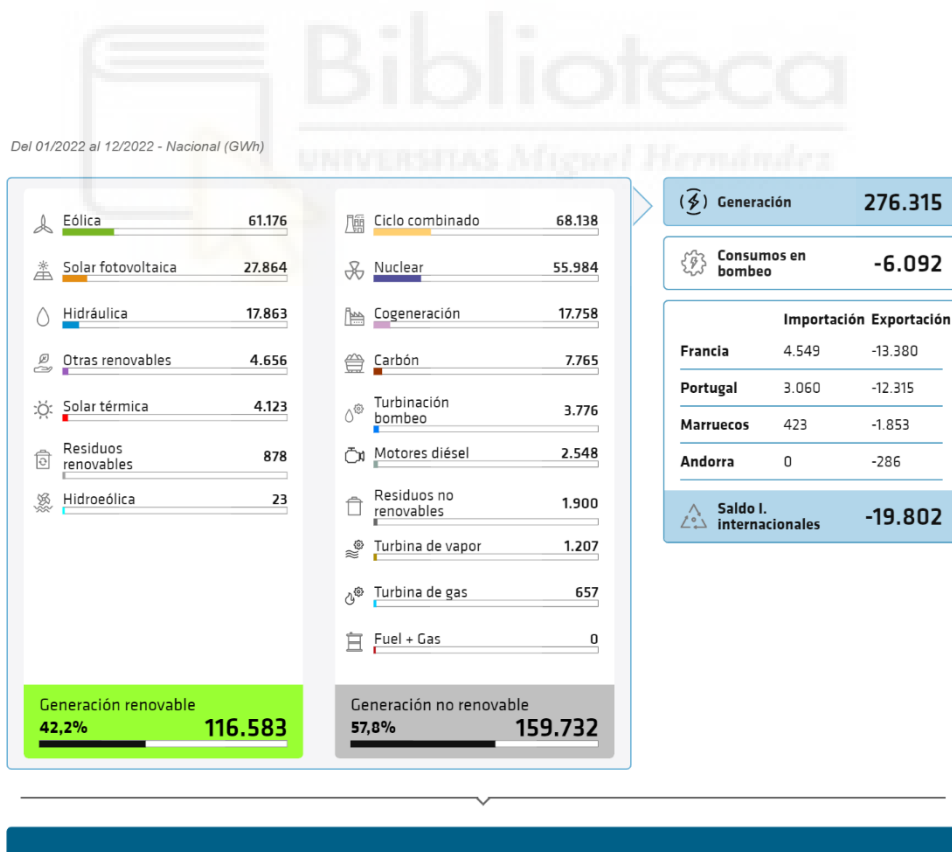
La potencia instalada de energía solar fotovoltaica aumentó en un 29,4% en 2022 respecto a 2021, siendo la energía con un mayor incremento, seguida de la eólica con un 4,9%.

POTENCIA INSTALADA (% respecto al mismo periodo anterior) SISTEMA ELÉCTRICO: Nacional	
2022	
	2022
Hidráulica	-
Turbinación bombeo	-
Nuclear	-
Carbón	-8,0
Fuel + Gas	-
Motores diésel	-
Turbina de gas	-
Turbina de vapor	-
Ciclo combinado	-
Hidroeólica	-
Eólica	4,9
Solar fotovoltaica	29,4
Solar térmica	-
Otras renovables	0,0
Cogeneración	-0,3
Residuos no renovables	-4,4
Residuos renovables	-
Potencia total	4,9

La potencia total instalada en el territorio nacional es de 119.091MW, de los cuales la mayor potencia se encuentra en Energía eólica con 29.994MW, seguido del Ciclo combinado con 26.250MW y la Energía Solar fotovoltaica con 19.785MW.



En relación a la energía generada, en 2022 se han generado 276.315 GWh, de los cuales 116.583 GWh han sido con fuentes de origen renovable y 159.732 GWh con fuentes no renovables.



Para determinar el impacto en el medio ambiente, es crucial entender la cantidad de emisiones de dióxido de carbono, dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y residuos radiactivos que se evitarían emitir a la atmósfera con esta instalación. Esta reducción no

solo impacta en la conservación ambiental, sino también en la economía, ya que se ahorran costos en derechos de emisión, y en la salud, ya que se reduce el coste sanitario de las emisiones.

El Observatorio de la Electricidad ha publicado recientemente un informe (correspondiente al año 2016) que evalúa las cifras proporcionadas por Red Eléctrica Española (REE) y que permite medir las emisiones y residuos radioactivos generados por cada kilovatio hora (kWh) consumido. Para realizar este cálculo, es necesario conocer la cantidad de kWh consumidos durante los doce meses del año y realizar los cálculos detallados en la Tabla 24.

Tabla 24 Coeficientes

___ kWh x 0,174 =	_____ kg CO ₂
___ kWh x 0,366 =	_____ gramos SO ₂
___ kWh x 0,261 =	_____ gramos NO _x
___ kWh x 0,293 =	_____ mg RAA
___ kWh x 0,00240 =	_____ cm ³ RBMA

Siendo

- CO₂: Dióxido de carbono.
- SO₂: Dióxido de azufre.
- NO_x: Óxidos de nitrógeno.
- RAA: Residuos radiactivos de Alta actividad.
- RBMA: Residuos radiactivos de Baja y Media actividad.

Consumo energético (kWh)		107.210,11
Emisiones y residuos	Anual	En 25 años
CO ₂ (Kg)	18.654,56	466.363,99
SO ₂ (g)	39.238,90	980.972,53
No _x (g)	27.981,84	699.545,98
RAA (mg)	31.412,56	785.314,07
RBMA (cm ³)	257,30	6.432,61

La cantidad de emisiones varía mes a mes en función del consumo eléctrico y de la proporción de carbón, gas natural y/o fuel-gas quemados en las centrales, así como de la producción hidroeléctrica. Del mismo modo, los residuos nucleares también pueden variar en función de la cantidad de energía nuclear producida en cada mes.

Esta instalación es capaz de evitar anualmente la emisión de los siguientes contaminantes a la atmósfera: 18,65 toneladas de dióxido de carbono (CO₂), 27,98 kilogramos de óxidos nitrosos (NO_x) y 39,24 kilogramos de dióxido de azufre (SO₂), así como la producción de 31,41 gramos de residuos nucleares de alta actividad y 257,30 centímetros cúbicos de residuos nucleares de baja actividad.

A lo largo de su vida útil de 25 años, y teniendo en cuenta que los módulos fotovoltaicos pueden reducir su producción en un 10%, esta instalación evitaría la emisión de 466,364 toneladas de dióxido de carbono (CO₂), 699,545 kilogramos de óxidos nitrosos (NO_x) y 980,97 kilogramos de dióxido de azufre (SO₂), así como la producción de 785,31 gramos de residuos nucleares de alta actividad y 6.432 centímetros cúbicos de residuos nucleares de baja actividad.



9. AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL DEL SISTEMA

Es esencial contar con un sistema de control que evalúe una serie de parámetros para asegurar que la instalación funcione correctamente.

Los sensores y distintos accesorios específicos son los encargados de medir estos parámetros, como el nivel de agua en los embalses, la potencia generada por los paneles solares, tensión e intensidad del bus DC y una alarma para identificar sobrecargas o sobretensiones, la velocidad de la bomba (caudalímetro), la presión en las tuberías (presostatos) y una alarma para el caso de sobrepresiones o depresiones.

La instalación de una tarjeta de red en el variador de frecuencia permitiría la automatización y el control remoto de la instalación, lo que resultaría en un ahorro de tiempo y dinero al prevenir, detectar y solucionar problemas de funcionamiento incorrecto sin necesidad de desplazamientos.

Los datos recopilados son analizados por un sistema de monitoreo y control, que ha sido programado previamente con las acciones a tomar según los valores obtenidos. Este sistema de monitoreo se puede visualizar y controlar de manera remota mediante aplicación móvil.



10. RESUMEN TECNICO DEL PROYECTO

En el presente proyecto se ha analizado exhaustivamente la metodología para el cálculo y diseño de instalaciones de bombeo solar fotovoltaico, aplicándolo a un caso práctico con datos conocidos. A continuación, se resumen los principales hitos técnicos desarrollados en el TFM y los resultados obtenidos.

1.- Determinación de la Irradiación solar en la ubicación de la instalación.

- En la ubicación especificada en el apartado 5, para la inclinación óptima en verano de los paneles solares y una orientación hacia el sur, teniendo en cuenta las pérdidas por incremento de temperatura, niveles bajos de irradiación, reflectancia angular y cableado, se obtienen un total de 1.612 horas de HSP.

2.- Cálculo del Volumen necesario y Diámetro de las Conducciones.

- Para el riego de cultivos de cítricos y aloe vera que requieren un volumen anual de 78.000 m³ y conociendo las HSP del lugar, se necesita una bomba que tenga un caudal de trabajo de 50 m³/h. El diámetro de la tubería debe ser de 160 mm, seleccionado según el caudal y las pérdidas de carga que afectan la altura manométrica de la bomba.

3.- Determinación de la Altura Manométrica de la Impulsión.

- Para calcular la altura manométrica de la bomba, es necesario conocer la altura de abatimiento del embalse, la altura de aspiración y la altura de impulsión de la bomba, así como las pérdidas de carga debidas a la longitud de la tubería y los accesorios (válvulas, filtros, etc.) en la instalación hidráulica. Finalmente, se ha determinado que la altura manométrica es de 242,72 metros.

4.- Determinación de las características de la Bomba de Impulsión.

- La bomba más adecuada para el proyecto es aquella en la que el punto de funcionamiento, que relaciona el caudal óptimo y la altura manométrica, se encuentra en el tercer tercio de la curva de eficiencia de dicha bomba. La bomba CAPRARI E10R30/9K+MAC870-8V es la más adecuada, con una potencia de 66,49 kW y una tensión de 400Vac, calculada en función de la potencia del eje del motor y su rendimiento.

5.- Selección del Variador de Frecuencia.

- La potencia y tensión de funcionamiento del variador de frecuencia deben ser similares o superiores a la potencia y tensión en alterna del motor. El modelo CV30-750-4F PV de la marca SALICRU con una potencia de 75 kW y 550Vac es el seleccionado. El variador de frecuencia y la bomba se conectan mediante un cable RV-K 4x4 Negro, 1 x 2,5 mm² que cumple con los criterios de caída de tensión para corriente alterna y el criterio de máxima intensidad. Es necesario instalar una puesta a tierra con una pica de 2 metros de longitud, una sección de 6 mm² y una resistencia de 25 Ω.

6.- Cálculo del Generador Fotovoltaico.

- La potencia del generador es de 67,85 kW, calculada teniendo en cuenta el PR o Performance Ratio de la instalación y el rendimiento del variador de frecuencia. Para conectar las series con la caja de protecciones y la línea de evacuación se utilizan cables RV-K 1000V con doble aislamiento, de 6mm² y 35mm² respectivamente, cumpliendo con los criterios de caída de tensión para corriente.

7.- Adaptación del Sistema para su conexión a la Red Eléctrica.

- Para conectar el sistema a la red eléctrica, ha sido necesario la instalación de inversores de red. En concreto se ha decidido por 3 inversores Symo Advanced 20.0-3-M, sumando un total de 60kW y 74,52kWp. Se ha realizado una reconfiguración de las series de los módulos fotovoltaicos.



11. CONCLUSIONES

1. La tecnología de bombeo solar fotovoltaico ha evolucionado para aplicaciones de gran envergadura y utiliza elementos existentes en el mercado con adaptaciones simples. Es una tecnología madura para grandes y pequeñas instalaciones de bombeo de agua, con enormes perspectivas de mejora y abaratamiento.
2. El diseño y cálculo de esta tecnología es simple, sencillo y está normalizado. Maslowaten proporciona herramientas y procedimientos desarrollados por el Instituto de Energía Solar de la UPM.
3. La rentabilidad económica, en el caso de la instalación Aislada de la red eléctrica, es innegable ya que elimina los costos fijos de la factura eléctrica y establece un único costo energético correspondiente al mantenimiento anual y la amortización de la inversión. Además, se excluyen los posibles gastos de instalación de líneas eléctricas. La amortización de una instalación bien diseñada suele estar entre 3 y 5 años. En el futuro, es presumible que todos los sistemas de riego se abastezcan mediante esta tecnología.
4. El uso de tecnologías renovables en contraposición al gasóleo o la electricidad de la red convencional evita la emisión de gases de efecto invernadero, residuos radiactivos y el impacto paisajístico producido por las redes eléctricas y el peligro de electrocución de la avifauna de la zona.
5. La producción de energía solar fotovoltaica se ajusta a las zonas de su utilización, donde las horas y períodos con más irradiación coinciden con las necesidades de agua. Esto ocurre principalmente en las zonas más secas y calurosas de España, como la Región de Murcia y la cuenca mediterránea.
6. Las aplicaciones de esta tecnología no se limitan al bombeo para riego, sino que se pueden extender a innumerables campos relacionados con la gestión del agua, como la desalación, la depuración, sistemas a presión y/o caudal constante, transporte y distribución de agua, hibridación con otros sistemas e impulsión de otros fluidos.
7. El marco legal actual permite una gran variedad de posibilidades para incluir los sistemas de bombeo en cualquiera de las modalidades de Autoconsumo existentes, ya sea individual, colectivo o en comunidad y, al mismo tiempo, permite la flexibilidad para adaptar bombes aislados a sistemas conectados y viceversa.

12. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Revista Campo. Alta eficiencia y ahorro energético en la agricultura. Recuperado de <https://www.campocyl.es/empresas/alta-eficiencia-y-ahorro-energetico-en-la-agricultura/>
- (2) La Energía Solar Fotovoltaica en España. Desarrollo Actual y Potencial. (2017). [Ebook]. Retrieved from https://unef.es/wp-content/uploads/dlm_uploads/2017/10/unef-deloitte-analisis-economico.pdf
- (3) Marcos Carbonell (2023). HogarSense. El precio de las placas solares fotovoltaicas. Recuperado de <https://www.hogarsense.es/placas-solares/energia-fotovoltaica-espana>
- (4) López Escalante, G., Peralta, L (2022). La batalla europea por la soberanía energética. Recuperado de https://cincodias.elpais.com/cincodias/2022/02/08/companias/1644275286_641904.html
- (5) AleaSoft Energy Forecasting, (2019). La fotovoltaica en primera línea del cambio económico. Recuperado de <https://aleasoft.com/es/fotovoltaica-primera-linea-cambio-economico/>
- (6) AleaSoft Energy Forecasting, (2020) Historia de la fotovoltaica en España: desde sus inicios en 1984 a sus objetivos para 2030. Recuperado de <https://elperiodicodelaenergia.com/historia-de-la-fotovoltaica-en-espana-desde-sus-inicios-en-1984-a-sus-objetivos-para-2030/>
- (7) Pérez de Lema, M. (2016). Las instalaciones de bombeo solar reactivan la energía fotovoltaica. *Energética XXI, Solar Fotovoltaica Bombeo*(155), 27-29.
- (8) BBVA. (2022) Equipos de bombeo solar, la solución para la agricultura del futuro Recuperado de <https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/equipos-de-bombeo-solar-la-solucion-para-la-agricultura-del-futuro/>
- (9) Krannich. Bombeo Solar. Recuperado de <https://es.krannich-solar.com/es/autoconsumo/bombeo-solar.html>
- (10) Sitio Solar. El bombeo Solar Fotovoltaico. Recuperado de <http://www.sitiosolar.com/el-bombeo-solar-fotovoltaico/>
- (11) Tecnosol. Funcionamiento de un bombeo solar. Recuperado de <https://tecnosolab.com/funcionamiento-de-un-bombeo-solar/>
- (12) <https://selectra.es/autoconsumo/info/instalacion/bombeo-solar>
- (13) Anexo E2 – Bases de cálculo de tuberías. Recuperado de <http://studylib.es/doc/5139001/anexo-e2-%E2%80%93-bases-de-c%C3%A1lculo-de-tuber%C3%ADas>
- (14) González, A. (2015/2016). Bombeo solar con variadores de frecuencia para aplicaciones de regadío (tesis de maestría). Recuperado de <https://www.aguasresiduales.info/investigacion-desarrollo-innovacion/tesis-doctorales/bombeo-solar-con-variadores-de-frecuencia-para-aplicaciones-de-regadio>
- (15) Renedo, C., Pérez, S. *Mecánica de Fluidos y Máquinas Hidráulicas*. Universidad de Cantabria. Recuperado de <https://ocw.unican.es/pluginfile.php/1307/course/section/1605/T08.pdf>
- (16) Fernández, P. Bombas Centrífugas y

- Volumétricas. Recuperado de http://www.ing.una.py/pdf_material_apoyo/bombas-centrifugas-y-volumetricas.pdf
- (17) Alonso, M., Chenlo, F. Sistemas de Bombeo Fotovoltaico. CIEMAT. Master en Energías Renovables y Mercado Energético.
 - (18) Bombas Ideal. Datos Técnicos de Hidráulica. Bombas. Recuperado de [http://www.bombasideal.com/wp-content/uploads/catalogos/25-LIBRO%20HIDRAULICA%20\[D-020714\].pdf](http://www.bombasideal.com/wp-content/uploads/catalogos/25-LIBRO%20HIDRAULICA%20[D-020714].pdf)
 - (19) Hermetic Pumpen GmbH. (2010). El NPSH de bombas e instalaciones. Recuperado de https://www.hermetic-pumpen.com/system/assets/405/Info_NPSH_ES_08_2010.pdf
 - (20) Ingemecánica. Cálculo de instalaciones de bombeo de agua. Recuperado de <https://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn206.html>
 - (21) (2017). Especificaciones Técnicas para Sistemas de Riego Fotovoltaico. MASLOWATEN
 - (22) Paños, R. (2017). Estudio, diseño y evaluación de una instalación solar fotovoltaica conectada a la red en Galvanizados del Sureste S.A. (tesis de pregrado).
 - (23) Ballester P, M (2018). Estudio de Bombeo Para Instalación de Riego Mediante Instalación Solar Fotovoltaica.

