



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO TRANSICIÓN ENERGÉTICA DE UNA EXPLOTACIÓN AGROPECUARIA EN TRUJILLO

Fernando Jiménez Moreno
Director: Antonio García de Garmendia

Julio 2025, Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

Transición energética de una explotación agropecuaria en Trujillo

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2024/2025 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Fernando Jiménez Moreno

Fecha: 09/07/2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Dr. Antonio García y de Garmendia Fecha: 9 de Julio, 2025



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO TRANSICIÓN ENERGÉTICA DE UNA EXPLOTACIÓN AGROPECUARIA EN TRUJILLO

Fernando Jiménez Moreno
Director: Antonio García de Garmendia

Julio 2025, Madrid

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mi más profundo agradecimiento a mis padres por haberse dedicado en cuerpo y alma a mi educación, apoyándome incondicionalmente y siendo un pilar fundamental durante toda mi trayectoria académica.

Agradezco especialmente a mi tutor, Antonio, por haberme guiado con paciencia, dedicación y profesionalidad durante todo el proceso de elaboración de este Trabajo de Fin de Grado. Su experiencia y consejos han sido indispensables para acabar con éxito este proyecto.

También quiero mostrar mi gratitud hacia mis tíos, Ventura y Jesús, quienes llevan adelante la explotación familiar y con quienes continúo aprendiendo día a día sobre este sector. Gracias por compartirme vuestros conocimientos y hacerme sentir parte activa de esto.

Por último, deseo hacer una mención especial a mis abuelos, Ventura y Fernando, quienes desde pequeño supieron inculcarme el amor y respeto por el campo. Su incansable dedicación, esfuerzo y ejemplo han sido fundamentales para convertirme en la persona que soy hoy, y gracias a ellos puedo afirmar con orgullo que he llegado hasta aquí.

TRANSICIÓN ENERGÉTICA DE UNA EXPLOTACIÓN AGROPECUARIA EN TRUJILLO

Autor: Jiménez Moreno, Fernando.

Director: García y Garmendia, Antonio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este proyecto consiste en la realización del estudio de viabilidad de una propuesta para lograr la transición energética en una explotación agropecuaria a través del uso de paneles fotovoltaicos con el objetivo de generar la energía necesaria para lograr el autoconsumo. Esta propuesta tiene como objetivos principales hacer funcionar el bombeo de agua a lo largo de la finca y garantizar el suministro de luz en parte de la infraestructura de esta, para los cuales según el sistema que se ha diseñado, se ha logrado satisfacer de manera holgada su demanda energética.

Palabras clave: Transición, energética, sector, agropecuario, fotovoltaica.

1. Introducción

La finca en la que se va a desarrollar este estudio se encuentra entre los términos municipales de Aldeacentenera y Torrecillas de la Tiesa, en la provincia de Cáceres. Esta cuenta con una extensión de aproximadamente 400 hectáreas y está dedicada en su mayoría a la cría de ganado ovino y porcino, además del cultivo ocasional para forraje.

Gran parte de esta finca se encuentra dentro de la planta fotovoltaica Francisco Pizarro, lo que ofrece una gran oportunidad para integrar energías renovables en su infraestructura. Debido al alto consumo de combustibles fósiles, empleados para la generación de electricidad y el bombeo de agua, en este proyecto se analiza la posibilidad de mejorar la eficiencia energética de esta explotación mediante la instalación de un sistema de generación fotovoltaico.

2. Definición del proyecto

En este proyecto se ha desarrollado un sistema de generación de energía solar fotovoltaica en una finca rural aislada de la red eléctrica convencional. Para ello se han ideado dos subsistemas independientes pero complementarios.

Por un lado, se ha diseñado un sistema de bombeo solar autónomo destinado a extraer agua de un pozo para el abastecimiento del ganado presente en la finca. Este sistema permite el funcionamiento automático del bombeo sin necesidad de generadores fósiles ni conexión a la red, garantizando un suministro constante de agua de forma sostenible y con bajo mantenimiento.

Por otro lado, se ha diseñado un sistema fotovoltaico aislado con almacenamiento en baterías, encargado de cubrir las necesidades energéticas de la vivienda de la finca, a la cual se le da un uso ocasional. Gracias a una adecuada planificación del consumo y al dimensionado eficiente de los componentes, el sistema asegura la autonomía energética de la vivienda sin necesidad de conexión a la red.

La instalación en su conjunto representa una solución técnica sostenible, adaptada al entorno rural y a las necesidades reales de uso, reduciendo la huella de carbono y eliminando la dependencia de combustibles fósiles que habían sido usados hasta ahora.

3. Descripción del sistema

Se han desarrollado dos sistemas independientes para garantizar el correcto funcionamiento de cada uno de ellos:

Para empezar, se ha diseñado un sistema fotovoltaico autónomo que trabaja en corriente continua para alimentar una bomba sumergible de tipo DC, destinada a extraer agua de un pozo para el abastecimiento del ganado de la finca, pudiendo llegar a extraer hasta 18.000 litros al día. El sistema funciona de forma directa durante las horas de sol y tiene un sistema de baterías de respaldo para el caso en el que no haya la radiación solar suficiente para accionar la bomba, este está compuesto por seis paneles solares de 330 Wp cada uno, dispuestos de forma que den 2.640 Wp, y seis baterías de 250 Ah, conectadas de forma que tienen 10.800 kWh de capacidad útil, todo ello conectado a un variador de frecuencia solar específico para bombeo a través de un sistema de conmutación que decide cuál de las dos fuentes utilizar, adaptando así la producción a la demanda de la bomba. La instalación opera de forma completamente automática, optimizando el caudal en función de la irradiación solar y reduciendo al mínimo los costes de mantenimiento.

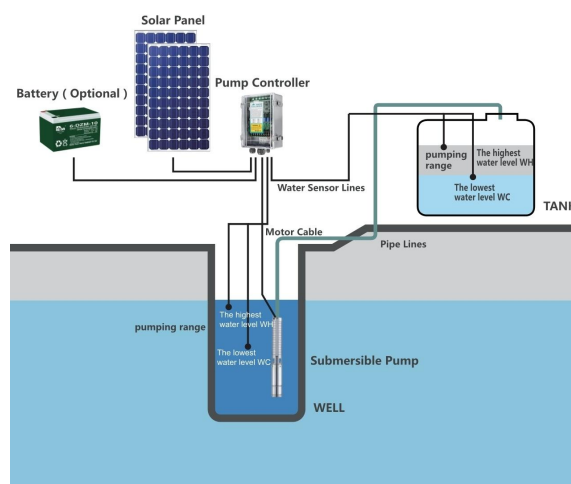


Ilustración 1. Diagrama del sistema de bombeo solar (Fuente: CNRISON 2023)

De la misma forma, el otro sistema ha sido diseñado para alimentar una vivienda rural a la que se le da un uso puntual a lo largo del año, el sistema está aislado de la red y lo forman ocho paneles solares de 450 Wp dispuestos de forma que presentan 2.700 Wp, un inversor híbrido Huawei, que cuenta con controlador integrado, y un sistema de almacenamiento de baterías de litio Huawei de 27 kWh de capacidad útil. Este sistema garantiza el suministro continuo para consumos constantes como la nevera durante todo el año, y permite cubrir picos de hasta 8.2 kWh/día durante los días en los que la vivienda es habitada. Gracias a la capacidad de almacenamiento y al rendimiento del campo solar, el sistema ofrece hasta 3 días de autonomía sin radiación solar.

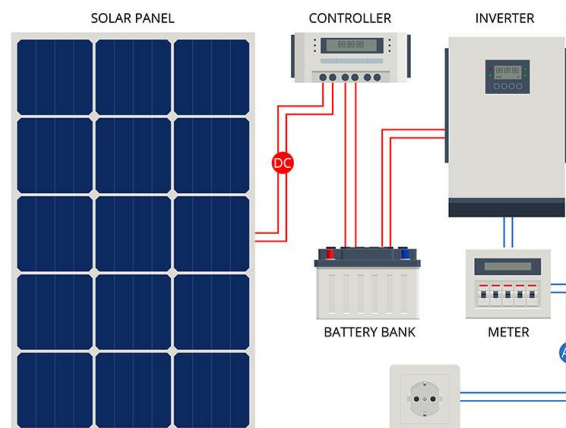


Ilustración 2. Elementos de una instalación solar aislada. (Fuente: Centro Técnico Europeo de enseñanzas profesionales 2025).

4. Resultados

Para el análisis de los resultados se ha recurrido a la herramienta online PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), desarrollada por el Centro Común de Investigación (JRC) de la Comisión Europea. Esta plataforma permite simular la producción energética de una instalación fotovoltaica de autoconsumo aislada de la red en función de varios parámetros clave de la instalación.

Los datos de PVGIS reflejan que el sistema de bombeo solar cubre satisfactoriamente la demanda diaria estimada de 8,47 kWh durante los meses de verano, manteniendo la batería cargada más del 95 % del tiempo y generando excedentes de hasta 5 kWh/día. Aunque en invierno la producción es algo inferior, siendo de 6,5–6,8 kWh/día, y que para este consumo pueden registrarse días con la batería descargada, esto no afecta al funcionamiento, ya que la demanda real de agua en esa época es mucho menor. El sistema muestra un buen comportamiento energético, con pocas situaciones de descarga profunda de las baterías y una autonomía adecuada durante todo el año.

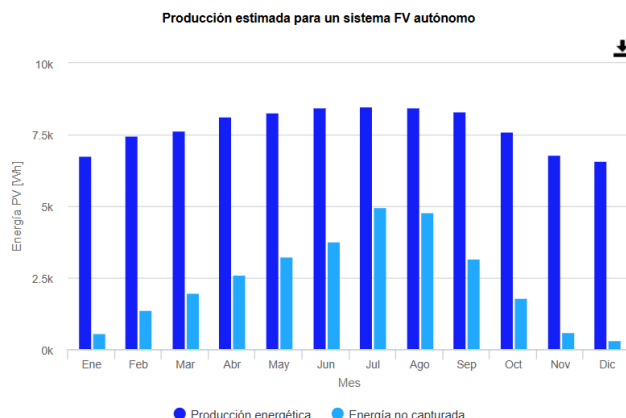


Ilustración 3. Producción estimada (Fuente: PVGIS 2025)

La simulación para el consumo de la vivienda en los días que se le da uso, para un consumo diario de 8,2 kWh, muestra que el sistema presenta un comportamiento acorde a lo esperado. La batería alcanza el 100 % de carga en más del 55 % de los días del año, y solo en un 11,75 % se produce una descarga completa, lo que indica una buena capacidad del sistema para cubrir picos de demanda. Aunque en los meses de menor radiación como diciembre, enero y noviembre, no se cubre la totalidad de la demanda, no representa un problema debido a que la vivienda solo se utiliza de forma puntual y con ello el consumo real en esos meses resulta prácticamente nulo.

Además, el sistema ofrece una autonomía de aproximadamente 3,3 días sin aporte solar, gracias a una capacidad útil de almacenamiento de 27 kWh. Este margen permite afrontar condiciones meteorológicas adversas sin riesgo de fallo energético. Los excedentes diarios no capturados, de hasta 4,7 kWh, demuestran que en los días soleados hay margen suficiente para recuperar rápidamente el nivel de carga de la batería. En conjunto, el sistema resulta fiable y autosuficiente.

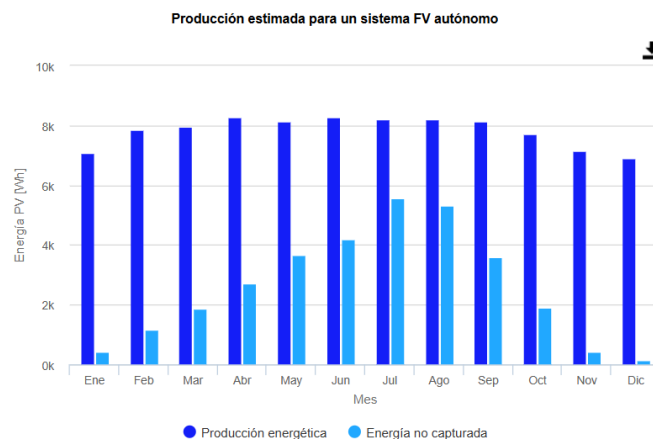


Ilustración 4. Producción estimada para los días de uso (Fuente: PVGIS 2025)

Por último, los resultados del análisis económico del sistema revelan que, teniendo en cuenta que se realiza bajo condiciones conservadoras, el proyecto presenta un Valor Actual Neto (VAN) negativo de -13.747,78 € de cara a 20 años. Esto indica que, desde una perspectiva financiera estricta y sin ayudas externas, la inversión no se recuperaría completamente durante el periodo de vida útil previsto.

5. Conclusiones

Como conclusión, aunque el proyecto no resulta plenamente viable desde una perspectiva financiera a corto plazo, su valor se incrementa significativamente al considerar aspectos de tipo ambiental, social y estratégico. Se muestra como incorporando las ideas adecuadas, como políticas fiscales o impuestos ambientales, esta solución se convierte en una buena opción. De esta manera, el sistema que se ha diseñado supone un avance importante hacia la modernización energética en entornos rurales, con un gran potencial para reducir costes energéticos a medio y largo plazo, al tiempo que se promueve un desarrollo sostenible y se contribuye de forma activa a la lucha contra el cambio climático.

ENERGY TRANSITION OF AN AGRICULTURAL EXPLOITATION IN TRUJILLO

Author: Jiménez Moreno, Fernando.

Supervisor: García y Garmendia, Antonio.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This project consists of conducting a feasibility study for a proposed energy transition in an agricultural exploitation through the use of photovoltaic panels to generate the energy needed for self-consumption. The main objectives of this proposal are to achieve water pumping throughout the farm and to provide lighting across its infrastructure. According to the designed system, these needs have been comfortably met, successfully satisfying the energy demand.

Keywords: Energy, transition, agricultural, sector, photovoltaic.

1. Introduction

The farm where this study will be carried out is located between the municipalities of Aldeacentenera and Torrecillas de la Tiesa, in the province of Cáceres. It covers an area of approximately 400 hectares and is primarily dedicated to the breeding of sheep and pigs, as well as occasional forage cultivation.

A significant portion of this farm is situated within the Francisco Pizarro photovoltaic plant, which presents a great opportunity to integrate renewable energy into its infrastructure. Due to the high consumption of fossil fuels used for electricity generation and water pumping, this project analyzes the possibility of improving the farm's energy efficiency through the installation of a photovoltaic generation system.

2. Project definition

In this project, a photovoltaic solar energy generation system has been developed for a rural farm isolated from the conventional power grid. To achieve this, two independent but complementary subsystems have been designed.

On one hand, an autonomous solar pumping system has been created to extract water from a well for livestock supply. This system allows for automatic pump operation without the need for fossil fuel generators or grid connection, ensuring a constant and sustainable water supply with minimal maintenance.

On the other hand, a standalone photovoltaic system with battery storage has been designed to meet the energy needs of the farmhouse, which is used occasionally. Through proper consumption planning and efficient component sizing, the system guarantees the home's energy autonomy without requiring a grid connection.

The installation represents a sustainable technical solution, adapted to the rural environment and the real usage needs, reducing the carbon footprint and eliminating the dependence on fossil fuels previously used.

3. System description

Two independent systems have been developed to ensure the correct operation of each:

To begin with, an autonomous photovoltaic system has been designed to operate on direct current DC and power a submersible DC pump, intended to extract water from a well for livestock supply on the farm. This system can extract up to 18.000 liters of water per day. It operates directly during daylight hours and includes a backup battery system for times when solar radiation is insufficient to drive the pump.

The system is composed of six 330 Wp solar panels, arranged to provide a total of 2.640 Wp, and six 250 Ah batteries, configured to offer a usable capacity of 10,8 kWh. All components are connected to a solar frequency inverter specifically designed for pumping, through a switching system that determines which of the two energy sources to use solar or battery thus adjusting energy production to the pump's demand.

The installation operates fully automatically, optimizing water flow based on solar irradiation and minimizing maintenance costs.

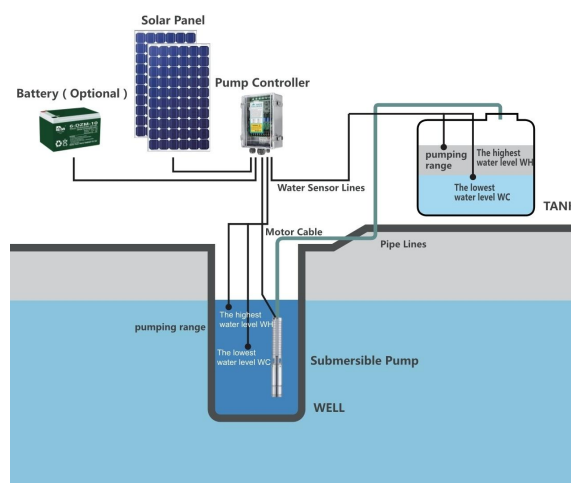


Ilustración 5. Solar pump diagram (Fuente: CNRISON 2023)

Similarly, the second system has been designed to supply electricity to a rural house that is used occasionally throughout the year. The system is off-grid and consists of eight 450 Wp solar panels, arranged to provide a total of 2.700 Wp, a Huawei hybrid inverter with an integrated charge controller, and a Huawei lithium battery storage system with a usable capacity of 30 kWh.

This system ensures a continuous power supply for constant loads such as a refrigerator throughout the year and can cover peak demands of up to 8,2 kWh per day during periods when the house is occupied. Thanks to the storage capacity and the performance of the solar array, the system offers up to 3 days of autonomy without solar radiation.

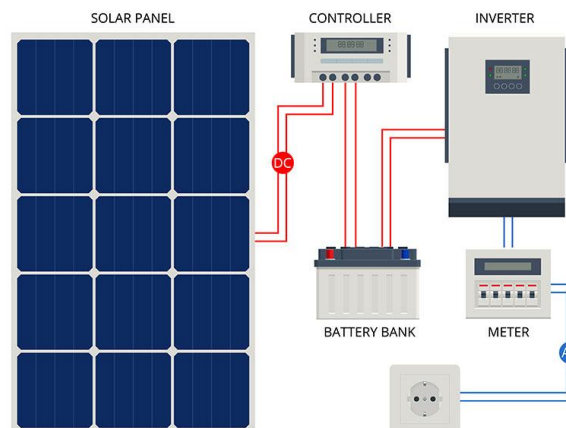


Ilustración 6. Elements of an Off-Grid Solar Installation (Fuente: Centro Técnico Europeo de enseñanzas profesionales 2025).

4. Results

For the analysis of results, the online tool PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), developed by the Joint Research Centre (JRC) of the European Commission, was used. This platform allows for the simulation of energy production from an off-grid self-consumption photovoltaic installation based on several key system parameters.

According to PVGIS data, the solar pumping system satisfactorily meets the estimated daily demand of 8,47 kWh during the summer months, keeping the battery charged more than 95% of the time and generating surpluses of up to 5 kWh/day. Although energy production is somewhat lower in winter, ranging between 6,5-6,8 kWh/day, occasional days with discharged batteries can occur. However, this does not affect operation, as the actual water demand during this season is significantly lower.

The system demonstrates strong energy performance, with few instances of deep discharge and adequate autonomy throughout the year.

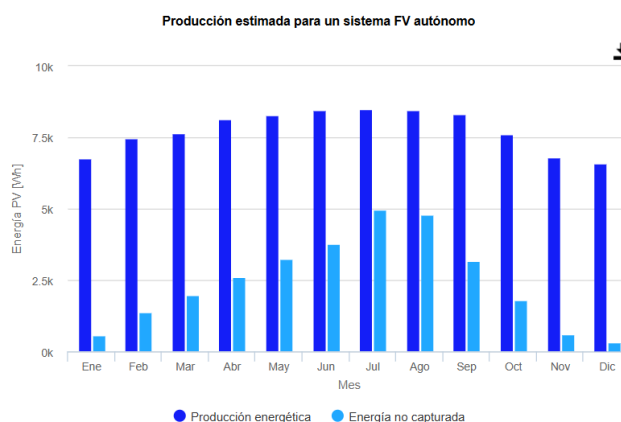


Ilustración 7. Estimated Production (Fuente: PVGIS 2025)

The simulation for household energy consumption on days when the residence is in use, assuming a daily demand of 8,2 kWh, shows that the system performs as expected. The battery reaches 100% charge on more than 55% of the days throughout the year, and a complete discharge occurs on only 11,75% of the days. This indicates a strong system capacity to handle peak demand.

Although during months with lower solar radiation such as December, January, and November, the system does not fully meet the estimated demand, this does not pose a significant issue since the house is only used occasionally, and actual consumption during those months is virtually negligible.

In addition, the system offers approximately 3,3 days of autonomy without solar input, thanks to a usable storage capacity of 27 kWh. This buffer allows the system to withstand adverse weather conditions without the risk of energy failure. Daily surplus energy, up to 4,7 kWh not stored, demonstrates that on sunny days the battery can be recharged quickly and efficiently.

Overall, the system proves to be reliable and self-sufficient.

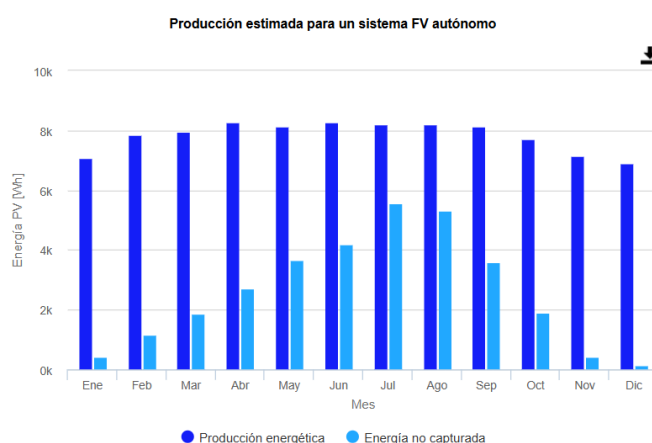


Ilustración 8. Estimated Production for Days of Use (Fuente: PVGIS 2025)

The results of the economic analysis of the system reveal that, given it is conducted under conservative conditions, the project presents a Net Present Value (NPV) of -13.747,78 € in over 20 years. This indicates that, from a strict financial perspective and without external support, the investment would not be fully recovered within the expected useful life of the system.

5. Conclusions

Although the project may not be fully viable from a short-term financial perspective, its value increases significantly when environmental, social, and strategic factors are considered. It demonstrates that, with the right supporting measures, such as fiscal policies or environmental taxation, this solution becomes a highly attractive option. In this way, the system that has been designed represents a significant step toward energy modernization in rural environments. It holds great potential for reducing energy costs over the medium and long term, while also promoting sustainable development and actively contributing to the fight against climate change.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Los Tercios.....	4
1.1 Motivación del proyecto.....	4
1.2 Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible (ODS)	5
1.3 Ubicación	6
1.4 Características de la finca.....	8
1.5 Condiciones técnicas del proyecto	11
1.6 Normativa.....	12
1.7 Conclusión.....	14
Capítulo 2. Estado del Arte.....	15
2.1 Estado actual de la generación fotovoltaica	15
2.2 Proyectos fotovoltaicos y el sector agropecuario	18
2.3 Autoconsumo energético en las explotaciones.....	21
2.4 Proyectos académicos similares	25
2.5 Conclusión del capítulo	30
Capítulo 3. Desarrollo del Sistema.....	31
3.1 Análisis del recurso solar disponible.....	32
3.2 Tipos de los módulos fotovoltaicos.....	40
3.3 Sistema de bombeo fotovoltaico	41
3.3.1 Elección de la bomba	47
3.3.2 Elección del regulador de carga	50
3.3.3 Elección de las baterías.....	52
3.3.4 Elección de los paneles fotovoltaicos.....	55
3.3.5 Elección de los elementos de conexión y seguridad.....	57
3.3.6 Elección de elementos hidráulicos, eléctricos y de control.....	61
3.4 Sistema de la vivienda.....	61
3.4.1 Elección del inversor/controlador y baterías.....	65
3.4.2 Elección de los paneles fotovoltaicos.....	67
3.5 Instalación de los paneles	69
3.5.1 Paneles del sistema de bombeo	71
3.5.2 Paneles del sistema de la vivienda	72
3.6 Conclusión.....	72

Capítulo 4. Análisis de Resultados.....	73
4.1 Sistema de bombeo.....	74
4.2 Sistema de la vivienda.....	77
Capítulo 5. Viabilidad Económica	83
Capítulo 6. Conclusiones del proyecto.....	92
Bibliografía	95
ANEXO I: Catálogo de componentes para el sistema de bombeo	99
ANEXO II: Catálogo de componentes para el sistema de la vivienda	120
ANEXO III: Resultados de las simulaciones	127

Índice de tablas

<i>Tabla 1. Tipos de paneles fotovoltaicos (Fuente: Elaboración propia 2025)</i>	<i>41</i>
<i>Tabla 2. Desglose de los consumos de la vivienda (Fuente: Elaboración propia 2025)</i>	<i>63</i>
<i>Tabla 3. Costes de los elementos del sistema de bombeo (Fuente: Elaboración propia 2025)</i>	<i>84</i>
<i>Tabla 4. Costes de los elementos del sistema de la vivienda (Fuente: Elaboración propia 2025)</i>	<i>85</i>
<i>Tabla 5. Análisis económico anual (Fuente: Elaboración propia 2025)</i>	<i>89</i>

Capítulo 1. LOS TERCIOS

En el presente estudio se tiene como objetivo identificar las tecnologías más adecuadas para su implementación dentro de una explotación agropecuaria ubicada en la finca “Los Tercios”, evaluando beneficios tanto económicos como medioambientales. A través de un desarrollo técnico-económico, se tratará de demostrar la viabilidad de esta transición hacia un nuevo modelo basado en energías renovables y como este es capaz de adaptarse al entorno rural.

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

La motivación que me llevó a la elección de este proyecto surge del gran vínculo personal, y que me gustaría que en futuro pueda convertirse en profesional, que tengo hacia el entorno rural. Por otro lado, el hecho de que mi familia tenga una explotación agropecuaria hace que sea altamente consciente de la gran cantidad de problemas específicos que afectan directamente a la sostenibilidad y a la eficiencia de la explotación.

Como una persona a la que me considero amante del campo y todo lo que ello conlleva, no valoro únicamente la riqueza natural y los beneficios económicos que las actividades del campo generan, sino que también siento y veo que cada vez se está haciendo más necesario preservar y mejorar estos espacios. Además, me genera un gran interés el tema de la transición energética hacia las energías renovables debido a que soy estudiante de Ingeniería Industrial, a que en esta finca se encuentra construida la planta fotovoltaica Francisco Pizarro de Iberdrola, que conozco de buena mano, y sobre todo a que ya he realizado prácticas en una empresa del sector, las cuales me han permitido adquirir una serie de conocimientos que me gustaría aplicar para buscar soluciones que respondan a las necesidades concretas de este tipo de explotaciones.

Este trabajo me motiva en gran parte porque representa una oportunidad para impulsar un cambio significativo en las explotaciones de este tipo, apostando por soluciones que

combinen tradición y sostenibilidad. Al vivir de cerca los desafíos de estas explotaciones, creo firmemente en la necesidad de modernizarlas, integrando energías renovables y tecnologías eficientes que permitan reducir su impacto ambiental, optimizar recursos y asegurar su viabilidad a largo plazo. Contribuir a este cambio no solo beneficiará al sector, sino que también sentará las bases para un futuro más sostenible y respetuoso con el entorno rural.

1.2 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

Este proyecto se alinea con los siguientes ODS¹ de la Agenda 2030:

- ODS 7 (Energía asequible y no contaminante). Mediante la implementación de energías renovables como la solar fotovoltaica, el proyecto fomenta el acceso a energía asequible, confiable, sostenible y moderna.



Ilustración 9. ODS 7 (Fuente: Wikipedia 2025)

- ODS 12 (Producción y consumo). La optimización en el uso de los recursos disponibles, como el agua o la radiación solar, fomenta una gestión eficiente y responsable de la finca minimizando el impacto medioambiental de la explotación.

¹ Naciones Unidas. 2015.



Ilustración 10. ODS 12 (Fuente: Wikipedia 2025)

- ODS 13 (Acción por el clima). Este proyecto colabora en la lucha contra el cambio climático mediante la reducción de gases de efecto invernadero, promoviendo la transición hacia energías limpias.



Ilustración 11. ODS 13 (Fuente: Wikipedia 2025)

1.3 UBICACIÓN

La finca a la cual pertenece la explotación se encuentra ubicada entre los términos municipales de Torrecillas de la Tiesa y Aldeacentenera, en la provincia de Cáceres, y a la cual se accede a través del desvío de la carretera CC-23.3 a la carretera de Jaraicejo, como se muestra en el marcador de la *Ilustración 12*.

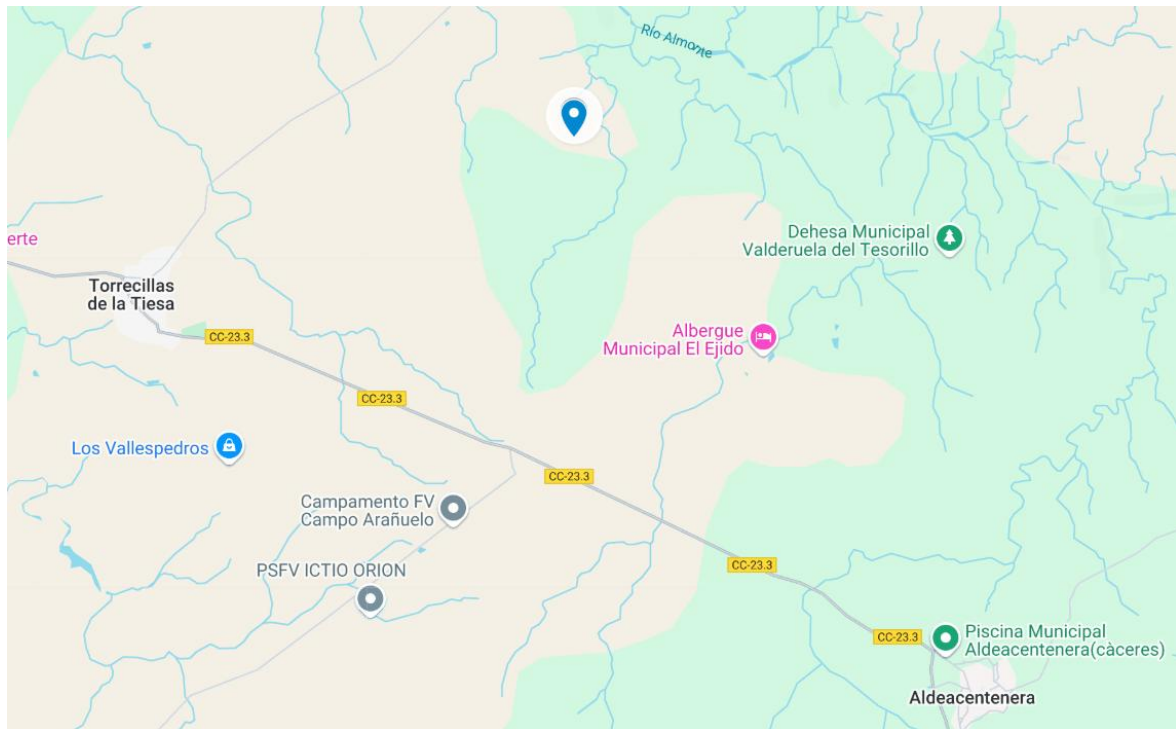


Ilustración 12. Ubicación de la finca (Fuente: Google Maps 2025)

Se trata de una zona caracterizada por la existencia de grandes explotaciones ganaderas, entre las que destacan las explotaciones dedicadas al cerdo ibérico, a la oveja merina y al ganado bovino.

Debido a que es una zona en la que existe una gran cantidad de recurso solar, varias empresas energéticas del país han instalado plantas fotovoltaicas en la zona. Es importante mencionar que gran parte de la extensión de la finca se encuentra dentro de la planta solar fotovoltaica Francisco Pizarro, de Iberdrola. En esta zona las ovejas aprovechan los espacios entre las placas solares para pastar, lo cual no solo contribuye directamente a una convivencia armónica entre producción de energía y producción ganadera, sino que también es de gran importancia para este proyecto a la hora de demostrar la viabilidad de incorporar estas tecnologías.

1.4 CARACTERÍSTICAS DE LA FINCA

La finca en cuestión cuenta con una extensión de aproximadamente 400 hectáreas, en las que el principal uso que se le da a estas es el de la cría de cerdo ibérico y oveja merina. La presencia de zonas de monte combinada con zonas llanas de pasto permite que estos animales pasten libremente la mayor parte del año. Además, la explotación combina la cría extensiva con prácticas agrícolas estacionales, dedicando parte de la superficie al cultivo de forraje para complementar la alimentación del ganado en momentos de necesidad, reduciendo así el coste de compra de alimentos externos.

Además, esta explotación cuenta con infraestructura ganadera para ganado ovino y porcino, y afronta desafíos relacionados con el consumo energético, entre los que se encuentra la iluminación de las instalaciones y la mejora del sistema de bombeo de agua. Este último, es imprescindible para garantizar el transporte del agua desde los pozos hasta los abrevaderos, asegurando que el ganado tenga agua limpia durante los meses de cría y de sequía, lo que lo convierte en un punto crítico en la gestión de recursos y consumo energético para este proyecto.

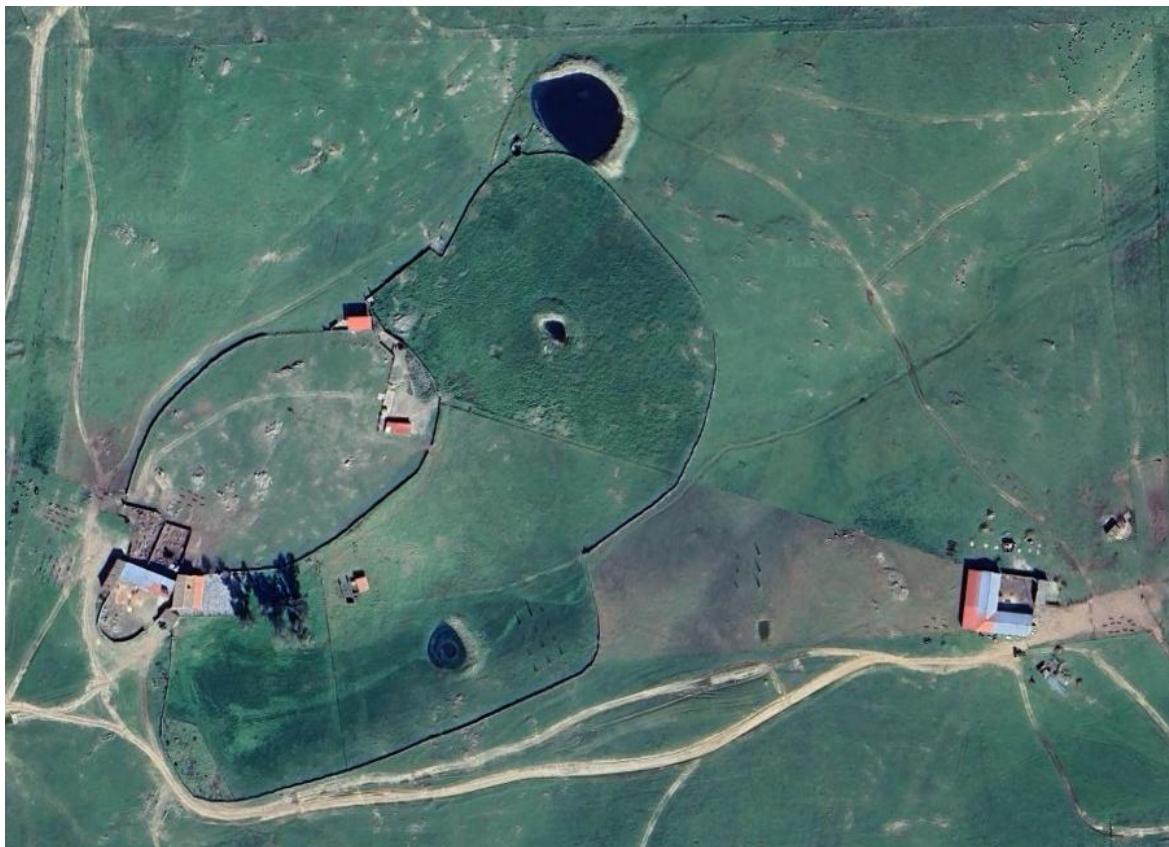


Ilustración 13. Zona de trabajo de la finca (Fuente: Google Earth 2025)

En la *Ilustración 13* se muestra una imagen satelital en la que se pueden identificar claramente los diferentes puntos de trabajo de esta finca. A la derecha de la imagen, se observa una nave de grandes dimensiones, utilizada para guardar a los corderos junto con sus madres, mientras que en el lado izquierdo se encuentra otra nave que también se emplea para el manejo diario de las ovejas. La vivienda principal de la finca se encuentra en esa parte izquierda de la imagen, pegada a la nave y junto a varios puntos de interés como es el pozo o los depósitos de agua. Entre la laguna de la parte superior de la imagen y la vivienda, se encuentra la zona en la que se trabaja con los cerdos, separada del resto del terreno mediante cercas que permiten un mejor manejo.

El número de cabezas de ganado presente en la explotación es variable a lo largo del año, depende en gran parte del ciclo reproductivo y de las necesidades de manejo. En el caso del ganado ovino, la cifra suele rondar las 1.500 cabezas y su número depende principalmente de factores como la comercialización y la reposición. Por otra parte, el ganado porcino

mantiene un número más estable, con una media aproximada de 100 a 200 ejemplares, distribuidos por la finca según su fase de crecimiento y engorde. Con estas cifras se responde a la orientación productiva principal de la finca, que es la ganadería ovina.

Actualmente, la casa recibe energía eléctrica a través de un sistema de placas solares que resulta ineficiente e insuficiente. Se trata de un sistema antiguo, con una capacidad de almacenamiento limitada y una eficiencia muy reducida, lo que impide garantizar un suministro de electricidad estable. Por otro lado, el bombeo de agua desde el pozo puede realizarse con la energía generada por las placas, pero resulta insuficiente, provoca que haya que conectar de todas maneras el generador eléctrico de gasoil y además deja sin suministro eléctrico a la casa durante un tiempo. Toda esta situación evidencia la necesidad diseñar, modernizar y optimizar un nuevo sistema energético para la explotación.



Ilustración 14. Sistema actual de generación fotovoltaica (Fuente: Elaboración propia 2025)

1.5 CONDICIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

Con el objetivo de dotar de suministro eléctrico a la vivienda de la finca, así como de garantizar el correcto funcionamiento del sistema de bombeo de agua desde el pozo hasta los depósitos de agua, se pretende cubrir esta demanda energética con la instalación de paneles fotovoltaicos suministrados e instalados por una empresa especializada en el sector, lo que asegurará una puesta en marcha eficiente y segura.

Desde el punto de vista técnico, la instalación debe cubrir la demanda energética básica de una vivienda de dos plantas de 300 m^2 , que se usa de manera ocasional, y sobre todo tendrá que proporcionar la energía necesaria para el sistema de bombeo. Para todo esto se utilizará un sistema de baterías, de tal manera que permita almacenar la energía producida en todo momento, garantizando así la disponibilidad de electricidad en días nublados o por la noche.

El sistema de bombeo de agua que se diseñará en este proyecto deberá tener la capacidad de extraer agua desde un pozo de 90 metros de profundidad. Una vez extraída, deberá ser impulsada hasta dos depósitos de almacenamiento, situados a 5 metros del suelo y que cuentan con una capacidad de 3.000 litros cada uno. Será necesario tener en cuenta que el sistema debe ser capaz de extraer hasta 18.000 litros de agua diarios en los meses de verano, esta cifra refleja el escenario más desfavorable posible, cuando la finca soporta la mayor carga de cabezas de ganado durante estos meses.

Mientras que en los meses de primavera e invierno se necesitan mucho menos de 6.000 litros diarios debido a la abundancia de agua en las lagunas, durante los meses de verano el consumo de agua aumenta considerablemente debido a las necesidades específicas del ganado y a que las lagunas se secan. En el caso del ganado ovino, se considera un requerimiento de agua de alrededor de los 12.000 litros para su abastecimiento diario. Por otro lado, el ganado porcino necesita de aproximadamente 6.000 litros diarios, destinados en su gran mayoría a la recarga de charcas con agua y barro, fundamentales para su termorregulación corporal.

El consumo energético de la vivienda está principalmente condicionado por su uso ocasional, principalmente durante algunos días sueltos y algún fin de semana a lo largo del año. Aunque la nevera y el congelador permanezcan conectados todo el año, al resto de los electrodomésticos y sistemas eléctricos solo se les da uso cuando se está ahí, lo que provoca que el consumo anual sea estable y bajo.

1.6 NORMATIVA

Para la realización de este proyecto será de gran importancia seguir de manera rigurosa la normativa vigente. En este capítulo se recogerá la legislación aplicable a este proyecto según los aspectos eléctricos, urbanísticos y medioambientales que afectan a este proyecto de manera directa o indirecta.

Normativa Eléctrica

- Normativa de marcado CE, todo el material eléctrico debe contar con este marcado con conformidad a la Directiva 2014/35/UE² sobre baja tensión y la Directiva 2014/30/UE³ sobre la compatibilidad electromagnética.
- Ley 24/2013, del 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.⁴ Establece el marco general del sector eléctrico en España, incluyendo actividades como la generación que es nuestro caso.
- Real Decreto 842/2002, del 2 de agosto.⁵ Aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) por el que los equipos deben estar certificados para cumplir este reglamento.
- Real Decreto 413/2014, del 6 de junio.⁶ Regula la actividad de producción eléctrica a través de fuentes renovables.

² Diario Oficial de la Unión Europea, 29 de marzo de 2014.

³ Diario Oficial de la Unión Europea, 29 de marzo de 2014.

⁴ BOE, 27 de diciembre de 2013.

⁵ BOE, 18 de septiembre de 2002.

⁶ BOE, 10 de junio de 2014.

- Real Decreto 1955/2000, del 1 de diciembre.⁷ Regula los procedimientos de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 1699/2011, del 18 de noviembre.⁸ Regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de hasta 100kW de potencia.
- Real Decreto 244/2019, del 5 de abril.⁹ Desarrolla las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Decreto 49/2004, del 20 de abril.¹⁰ Regula el procedimiento para la instalación y puesta en funcionamiento de establecimientos industriales en Extremadura.

Normativa Urbanística

- Real Decreto Legislativo 7/2015, del 30 de octubre,¹¹ por el que se aprueba el texto refundido de la ley del suelo y rehabilitación urbana (TRLSRU).
- Ley 11/2018, del 21 de diciembre,¹² de ordenación territorial y urbanística sostenible de Extremadura. Se incluye el uso del suelo para instalaciones energéticas.
- Normativa urbanística de Torrecillas de la Tiesa.

Normativa Medioambiental

- Ley 21/2013, de evaluación ambiental¹³.
- Ley 42/2007, del Patrimonio Natural y de la biodiversidad¹⁴.
- Ley 7/2022, de residuos y suelos contaminados para una economía circular¹⁵.
- Ley 16/2015, del 23 de abril,¹⁶ de protección ambiental de la Comunidad Autónoma de Extremadura. Establece el marco para la protección del medio ambiente, incluyendo la evaluación del impacto ambiental de los proyectos.

⁷ BOE, 27 de diciembre de 2000.

⁸ BOE, 8 de diciembre de 2011.

⁹ BOE, 6 de abril de 2019.

¹⁰ DOE, 27 de abril de 2004.

¹¹ BOE, 31 de octubre de 2015.

¹² BOE, 9 de febrero de 2019.

¹³ BOE, 11 de diciembre de 2013.

¹⁴ BOE, 14 de diciembre del 2007.

¹⁵ BOE, 9 de abril de 2022.

¹⁶ BOE, 19 de mayo de 2015.

- Decreto 110/2015, sobre la Red Natura 2000 en Extremadura¹⁷. En este caso, la finca objeto del proyecto se encuentra dentro de las zonas ZEC (Zona especial de conservación) y ZEPA (Zona de especial protección para las aves) del río Almonte.

1.7 CONCLUSIÓN

Este capítulo ha permitido contextualizar el proyecto dentro de la situación actual de la finca, presentando la problemática energética que enfrenta la explotación. Con este punto de vista, en los siguientes capítulos se analizará y diseñará el sistema deseado, y se tratará de no solo contribuir a una gestión más eficiente de los recursos, sino de también buscar una solución responsable y sostenible con el entorno que nos rodea.

Con el fin de analizar técnicamente el desarrollo del sistema propuesto, en el siguiente capítulo se abordará el estado del arte. En él se revisarán las principales tecnologías disponibles, estudios previos y experiencias relevantes en sistemas energéticos aplicados al ámbito agropecuario, lo que permitirá identificar alternativas viables y establecer los criterios de diseño más adecuados para el contexto específico de la finca.

¹⁷ DOE, 24 de marzo de 2023.

Capítulo 2. ESTADO DEL ARTE

En el contexto actual, en el que la mayoría de los países europeos se han postulado en busca de la transición energética y la lucha contra el cambio climático¹⁸, el sector agropecuario se enfrenta al doble desafío de desprenderse del uso de combustibles fósiles y de adaptarse a modelos de producción más sostenibles. En este capítulo se tiene como objetivo presentar un análisis detallado del estado actual en el que se encuentra la investigación en torno al autoconsumo energético renovable en explotaciones agropecuarias. Como este proyecto se va a centrar principalmente en la instalación de paneles fotovoltaicos, se van a examinar los proyectos más relevantes que se encuentren relacionados con el tema que nos incumbe, tanto en el ámbito profesional como en el académico. De la misma manera, se recogerán ejemplos que han sido implementados por empresas del sector renovable, con la finalidad de ofrecer una visión amplia e integral de cómo se están desarrollando estas tecnologías en el medio rural.

2.1 ESTADO ACTUAL DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

En el caso de la energía solar fotovoltaica, podemos observar cómo en 2023 se instalaron del orden de 447 GW de nueva capacidad solar, esto supuso un aumento del 87% respecto de los 239 GW instalados de 2022.¹⁹ Con este crecimiento, la capacidad solar a nivel global alcanzó los 1,6 TW, convirtiéndose así en una de las fuentes de energía de más rápido crecimiento en todo el mundo.

¹⁸ Comunicado de prensa. Julio 2023.

¹⁹ Smartgridsinfo. Junio 2024.

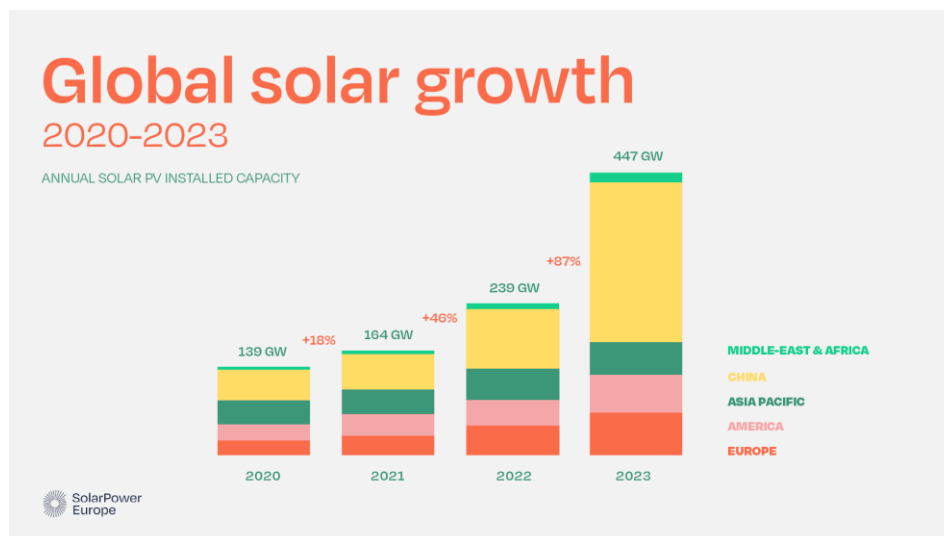


Ilustración 15. Evolución de la capacidad de energía solar instalada (Fuente: SolarPower Europe 2024)

China ha sido el gran partícipe de este crecimiento, representando el 57% de las instalaciones solares globales en 2023 y agregando 253 GW a su capacidad instalada en ese año.²⁰ Todo este auge se debe principalmente a la estrategia de producción de paneles solares de forma masiva y a que con el paso de los años se han reducido significativamente los costes de inversión, facilitando así la adopción de esta tecnología.

La razón por la que ha sido posible que se produzca este notable crecimiento ha sido la considerable reducción de los costes asociados a la generación de energía solar que, en los últimos 15 años, han disminuido más del 80% haciendo de este tipo de generación de energía un modelo mucho más accesible y rentable en comparación con otros. En regiones de alta exposición solar como España, producir electricidad en parques fotovoltaicos cuesta entre 3 y 6 céntimos de euro por kWh.

En Europa, a finales de 2023 la capacidad de energía solar instalada alcanzó los 269 GW, con países como España generando en torno al 21% de su electricidad a partir de la energía solar.²¹

²⁰ Solarpower Europe. Junio 2024

²¹ Gero Rueter. Septiembre 2024

Los estudios indican que para 2028, la capacidad solar instalada a nivel mundial pueda rondar los 5,1 TW, esto significaría una cantidad superior a la actual proveniente de centrales de generación de combustibles fósiles y nucleares. Para lograr este hito y como ya veremos posteriormente, uno de los principales problemas que se van a presentar será el de mejorar la infraestructura, los sistemas de almacenamiento y la distribución de la energía a lo largo del territorio.

La situación es España sigue la misma línea, en 2023 España logró un hito histórico al incorporar una cantidad de 5.594 MW de nueva potencia solar fotovoltaica conectada a la red, incrementando este valor un 28% con respecto a 2022.²² Este crecimiento hizo que la generación de electricidad a través de fuentes renovables aumentara un 15,1% en ese año, alcanzando así el 50,3% de la producción de electricidad a nivel nacional.

Por otro lado, las emisiones de CO₂ asociadas a la producción eléctrica también se han visto reducidas en 2023, un 28% menos que el año anterior, situando al panorama eléctrico español en un mínimo histórico de emisiones.

En 2024, esta tendencia de crecimiento continuó y en octubre la producción de energía solar fotovoltaica superó la totalidad de generación del año anterior, alcanzando 37,551 GWh en comparación con los 37,472 GWh de 2023.²³

Cabe destacar que, en España, el crecimiento en autoconsumo también ha sido notable. En 2023 fueron instalados alrededor de 1.706 MW destinados al autoconsumo, representando un aumento del 42% con respecto a 2021.²⁴

Todo esto posiciona a España como un auténtico referente en la transición energética, en la que podemos destacar la inversión en infraestructura renovable que se está llevando a cabo.

²² Red Eléctrica. Marzo 2024

²³ Red Eléctrica. Octubre 2024.

²⁴ UNEF. Enero 2024.

2.2 PROYECTOS FOTOVOLTAICOS Y EL SECTOR AGROPECUARIO

Con este notable crecimiento de proyectos de generación de energía solar fotovoltaica, ha surgido un gran interés por combinar actividades agropecuarias con el funcionamiento de estas centrales, como veremos a continuación. Una de las aplicaciones más destacadas en este campo ha sido la integración del ganado ovino a lo largo de estas instalaciones, una práctica que es beneficiaria para ambas partes, ya que se aprovecha el espacio bajo los paneles solares para el pastoreo y a la vez se contribuye al mantenimiento de las instalaciones controlando el nivel de vegetación bajo los paneles.

El mejor ejemplo es el de la planta fotovoltaica Francisco Pizarro²⁵, ya que es en él donde se encuentra la finca que va a ser objeto de este proyecto de fin de grado, ubicada en Extremadura y operada por Iberdrola. Cuenta con una capacidad de 590 MW, siendo una de las mayores plantas fotovoltaicas de Europa y suministrando electricidad a más de 330.000 hogares.²⁶ Esta instalación cuenta con 1.494.240 módulos fotovoltaicos y permite al ganado ovino perteneciente a las explotaciones ganaderas que ocupan el terreno donde se ubica, pastar de manera controlada a lo largo del parque, contribuyendo a la gestión del territorio.

²⁵ Valdehita, Belén. Octubre 2024.

²⁶ Iberdrola España. Octubre 2024.



Ilustración 16. Ovejas pastando en el Parque Solar Francisco Pizarro (Fuente: El Periódico Extremadura 2023)

De la misma manera, un proyecto que es de dimensiones similares al anterior es el de la planta fotovoltaica Núñez de Balboa, en Badajoz, que cuenta con una capacidad de 500 MW y que abastece a alrededor de 250.000 hogares.²⁷ En el espacio ocupado, que es de aproximadamente 1.000 hectáreas, también se ha combinado con el ganado el ganado ovino como una solución ecológica que hace compatible la generación de energía, a través de paneles solares, con las actividades del medio rural.

Otro caso de gran interés para la combinación de la transición energética con el medio rural es la planta fotovoltaica de Andévalo, ubicada en Huelva, que no solo ha apostado por la combinación con la ganadería, sino que también por la apicultura con el objetivo de proteger la población de abejas y contribuir a la polinización de la flora autóctona.²⁸ Además de todas las ventajas a nivel ambiental que presenta esta iniciativa, cabe destacar la cantidad de oportunidades económicas que esta genera para los apicultores locales, un sector que hoy en

²⁷ Iberdrola España. Marzo 2022.

²⁸ Iberdrola. Marzo 2021.

día se encuentra en decadencia por la poca rentabilidad económica del negocio. Por otro lado, las abejas cuentan con zonas libres de paneles fotovoltaicos, donde no se aplican herbicidas para el control de la vegetación ya que este se realiza manualmente o a través del ganado, como hemos mencionado anteriormente, lo que permite que las abejas polinicen más de noventa tipos de cultivos diferentes, ayudando así también a la agricultura de la zona.

En el ámbito de la eficiencia hídrica y el uso sostenible de los recursos disponibles en el campo, un tema que va a ser de gran importancia para este proyecto y en el que existen proyectos como puede ser el caso del fotovoltaico del Canal del Pisuerga,²⁹ en Castilla y León, que ha sido diseñado para suministrar energía a través de la generada por sus paneles fotovoltaicos a todo el sistema de riego que abastece a una extensión de terrenos de alrededor de 12.000 hectáreas. Este ha conllevado una inversión de 5,44 millones de euros, generando 6,7 millones de kWh anualmente y beneficiando a todo el sector agrícola de la zona que cuenta con una cantidad de alrededor de 4.000 agricultores. Casos como este reflejan como las energías renovables y en especial la fotovoltaica, pueden integrarse a las actividades agropecuarias suponiendo un gran beneficio para estas.

Todo lo mencionado anteriormente refleja el compromiso que existe actualmente en España con el desarrollo de energías limpias y la integración de modelos sostenibles con la gestión del territorio. Por otro lado, la combinación de estos modelos de generación de energía con actividades agropecuarias demuestra cómo es posible aprovechar el terreno de manera eficiente y sin desplazar las actividades del campo, que están también siendo potenciadas y adaptadas a las nuevas necesidades energéticas. Con este tipo de iniciativas, es posible avanzar hacia un futuro más sostenible en el que el medio rural no se deje de lado, y en el que se garanticen tanto beneficios medioambientales como socioeconómicos para estos lugares.

²⁹ Pedrosa, José. Enero 2025.

2.3 *AUTOCONSUMO ENERGÉTICO EN LAS EXPLOTACIONES*

Por mi experiencia en este tipo de explotaciones, las explotaciones que conozco de la zona y lo que he podido investigar, es un hecho que el sector agropecuario en España presenta una notable dependencia de combustibles fósiles para la realización de sus actividades diarias, esto contribuye de manera directa a la emisión de gases de efecto invernadero.

Según datos extraídos de la Fundación Global Nature³⁰, más del 70% de la energía que consume el sector agrario en España proviene de combustibles fósiles, mientras que la que proviene de energías renovables constituye únicamente un 2% del consumo total.

Con respecto a las emisiones, el sector agropecuario es el responsable de una proporción significativa de las emisiones totales de gases de efecto invernadero en España.³¹ En 2023, estas emisiones supusieron un 12,2% del total a nivel nacional, situando a este sector como el cuarto mayor emisor después del industrial y el de transportes. Es de gran importancia destacar que, según el Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero, en ese mismo año las emisiones de este sector se redujeron un 3,6% con respecto al año anterior gracias a la disminución del uso de fertilizantes y al descenso en las cabañas de vacuno y ovino.

³⁰ Domingo, Jordi; Hurtado, Blanca; García, Laura; Sánchez, Vanesa. 2013.

³¹ REDPAC. Enero 2025.

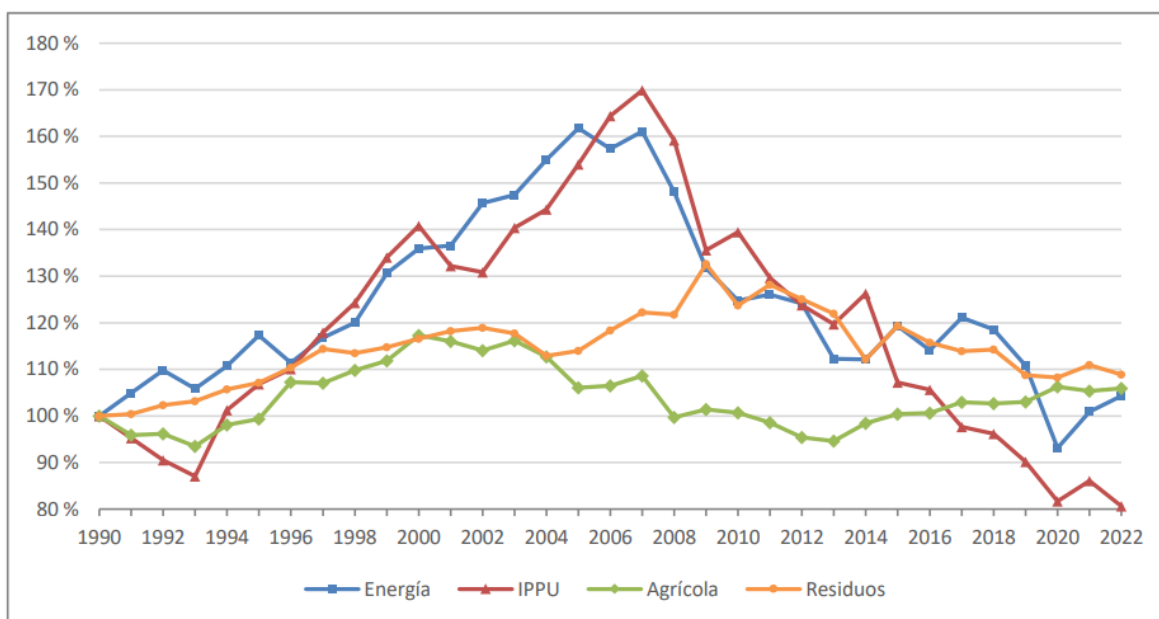


Ilustración 17. Variación relativa de emisiones por sector respecto a 1990 (año 1990 = 100 %) (Fuente: España, Informe Inventarios GEI 1990-2022 (Edición 2024))

Como se puede observar en la *Ilustración 17* el sector energético ha sido el principal emisor de gases de efecto invernadero en España,³² representando el 75,5% del total en 2022. Su evolución va de la mano de la tendencia macroeconómica del país, donde se puede ver un pico en 2005-2007 y una tendencia decreciente desde 2017, aunque se ve como se produce un repunte del 3,4% en 2022. Las emisiones industriales (IPPU) han fluctuado entre el 8,1% y el 11%, con una disminución constante desde 2008. El sector agrario es responsable del 11,9% de las emisiones y ha mostrado un aumento desde 2013 debido al uso de fertilizantes en la agricultura y otros productos en la ganadería. Por último, las emisiones del sector residuos, que se corresponden con un 5% del total, han seguido una tendencia creciente hasta 2009, disminuyendo después de forma irregular.

Por todo lo mencionado anteriormente, en los últimos años el autoconsumo energético a partir de la implementación de energías renovables en explotaciones agropecuarias ha ganado relevancia como estrategia para reducir costes y promover la sostenibilidad.³³ Esto

³² Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. Marzo 2024.

³³ González Eirexas, David. Noviembre 2018.

además se debe a iniciativas y programas de apoyo que han facilitado la implementación de todas estas tecnologías en este sector. A pesar de esto, algunas explotaciones presentan dificultades como la falta de infraestructura, los altos costes de inversión y la falta de conocimientos técnicos de los propietarios para su gestión. De esta manera, también se han desarrollado tecnologías específicas para este tipo de explotaciones como los sistemas de bombeo solar, dispositivos de almacenamiento energético y soluciones de iluminación que buscan realizar un consumo eficiente y capaz de responder ante las necesidades que se presentan en el día a día de estas actividades.

Como se ha mencionado en el apartado anterior, empresas como Iberdrola están llevando a cabo proyectos que facilitan la coexistencia entre los cultivos o pastos existentes en las zonas en las que se emplazan sus centrales de generación renovable, en las que se fomenta así la economía local y la protección de la biodiversidad de la zona. Iberdrola y la Asociación Agraria de Jóvenes Agricultores (ASAJA) firmaron en 2021 una alianza estratégica para impulsar el desarrollo de una actividad agraria y ganadera sostenible en España³⁴, basándose en una transición hacia la búsqueda de la eficiencia energética y preservación de la biodiversidad del medio rural.

Entre las fuentes de apoyo existentes para la implementación de estos sistemas, en nuestro país se han desarrollado una serie de subvenciones que buscan impulsar la adopción de energías renovables, la búsqueda de la eficiencia energética y modernizar la infraestructura de las explotaciones existentes. Además, estas contribuyen a la resiliencia del sector frente a las fluctuaciones del mercado energético y al cumplimiento de los objetivos medioambientales nacionales e internacionales. Un ejemplo de estas ayudas son las impulsadas por El Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE), que lanzó un programa de subvenciones destinado a estas prácticas, el cual se centraba en dos áreas principales, que son la ganadería y la agricultura.³⁵ Pese a que la gestión de estas ayudas estaba coordinada por el IDAE, eran las propias Comunidades Autónomas las encargadas de aprobar y publicar las convocatorias específicas, así como de designar los órganos

³⁴ Iberdrola. (n.d.).

³⁵ IDAE. (n.d.).

competentes para su tramitación y resolución. Estas ayudas rondaban el 30% de los costes subvencionables, con un incremento del 20% para empresas pequeñas y un 10% para empresas medianas, las cuales tuvieron un periodo de vigencia de hasta diciembre de 2023.

Actualmente, existen empresas especializadas que han desarrollado soluciones integrales para facilitar la transición energética hacia el autoconsumo en las explotaciones agropecuarias. AMB Green Power³⁶, por ejemplo, es una empresa que ofrece servicios basados en el estudio de las necesidades energéticas de la explotación que los contrata, a partir de eso desarrolla un proyecto a medida a través de la instalación de paneles solares y un servicio de mantenimiento continuo. Este tipo de propuestas permite a los agricultores y ganaderos ahorrar en torno al 50% de su factura energética, aprovechando al máximo la energía solar.

Otra empresa similar es E4e Soluciones³⁷, que se centra en el desarrollo de proyectos de autoconsumo a partir de la instalación de paneles fotovoltaicos para explotaciones de este sector. Con estos servicios asegura que sus clientes pueden llegar a ahorrar hasta un 70% en su factura eléctrica gracias a que garantizan una solución adaptada a las necesidades particulares de cada explotación.

Por otro lado, SPR Solar³⁸ es otra empresa que se encuentra especializada en la implementación de sistemas fotovoltaicos en explotaciones agrícolas y ganaderas. Sus soluciones facilitan una mayor independencia de la red eléctrica y una reducción considerable en costos de operatividad.

En Extremadura, Inro Instalaciones³⁹ se ha consolidado como una empresa referente en la transición energética de este sector. Sus proyectos buscan que a través de la instalación de paneles solares se respete la actividad existente y se logre el autoconsumo.

³⁶ AMB Greenpower. (n.d.).

³⁷ E4e soluciones. (n.d.).

³⁸ SPR solar. (n.d.).

³⁹ INRO Instalaciones. (n.d.).

En el sector, la empresa Iracesa⁴⁰, cuenta con gran experiencia en proyectos de autoconsumo fotovoltaico. Como en las demás empresas mencionadas, esta se centra en el diseño de soluciones eficientes y sostenibles a través del uso de paneles fotovoltaicos para que ganaderos y agricultores puedan optimizar su consumo energético y reducir su dependencia de combustibles fósiles.

Además, existen iniciativas europeas como el proyecto “SOLAR”⁴¹ que impulsan el uso de energías renovables en las pequeñas y medianas empresas de este sector. Este programa ha explorado, por ejemplo, la posibilidad de integrar tecnologías relacionadas con la geotermia y la eólica en invernaderos y explotaciones ganaderas de Granada, demostrando una vez más el gran potencial que presenta la combinación de estos dos sectores.

De esta manera se puede observar como la adopción de estas tecnologías tiene un gran respaldo en España gracias los programas de subvenciones existentes y la oferta de soluciones de la mano de empresas especializadas. Con esto no solo se contribuye a la reducción de costes operativos, sino que también se promueve la sostenibilidad y el desarrollo económico del medio rural.

2.4 PROYECTOS ACADÉMICOS SIMILARES

La integración de estas nuevas tecnologías en el sector agropecuario ha despertado un creciente interés dentro del sector académico. Esto se ve reflejado en los diferentes proyectos de investigación que están siendo publicados por universidades españolas, acerca de la implementación de estas tecnologías para colaborar así con la transición energética.

Como reflejará este apartado, en todos estos proyectos se ha abordado el tema desde diferentes perspectivas, con la intención de demostrar la viabilidad técnica, económica y medioambiental de estas ideas. Ya que lo más importante es tener en cuenta aquellos proyectos que hayan tratado temas similares al que se trata en este, he encontrado varios que

⁴⁰ Iracesa. (n.d.).

⁴¹ Redacción. Octubre 2023.

se centran en la misma idea y estudian las diferentes alternativas a las fuentes de energías tradicionales dentro del sector agropecuario español.

Una idea muy recurrente dentro de los trabajos que he podido investigar es la de apostar por instalaciones híbridas de generación. Uno de los que más me ha llamado la atención es aquel en el que se desarrolla un modelo de instalación mixta para autoconsumo energético en una granja aislada⁴², donde se propone el diseño de una instalación que combina la generación de energía solar fotovoltaica con la eólica, para así abastecer energéticamente a una explotación agropecuaria ubicada en Navarra. Tras analizar este proyecto, he encontrado varias similitudes con el que voy a realizar, siendo el tema del autoconsumo energético para una explotación agropecuaria el principal punto de relación. Por ello, creo que puede ser realmente útil a la hora de investigar acerca de la parte técnica del sistema de generación fotovoltaico y como este puede llegar a cubrir las necesidades de una explotación de estas características.

Además, este proyecto no solo analiza la parte técnica del sistema, sino que también evalúa su viabilidad económica, haciendo gran énfasis en la reducción de los costes energéticos de producción y en abandonar la dependencia de generadores diésel, que aún son comunes en la gran mayoría de explotaciones. Un punto muy interesante que veo en el proyecto, y que la autora menciona en la conclusión, es el hecho de implementar aerogeneradores, ya que estos ayudan a reducir el sobredimensionamiento de la instalación al contar con un recurso constante como es el viento. Sin embargo, el hecho de que estos dependan en gran parte de la zona en la que se encuentran emplazados hace que, para nuestro caso, no resulte útil su instalación por la falta de recurso eólico.

En la misma línea de esta idea de generación mixta, también aparece la del desarrollo de una de una instalación eléctrica de generación renovable para una explotación agropecuaria que combina el cultivo con la cría de gallinas ponedoras en el Puerto de Santa María⁴³. Los dos objetivos principales de este proyecto son la búsqueda del ahorro económico a medio plazo,

⁴² Calavia Herrero, Irene. 2022.

⁴³ Pemán Larrañaga, Nicolás. 2022.

a partir de la instalación de paneles solares para producir energía, y el estudio de la posibilidad de introducir aerogeneradores como solución complementaria para obtener un mejor resultado. En términos generales, este proyecto resulta ser muy similar al que se va a llevar a cabo, por lo que también puede ser de gran utilidad como herramienta de investigación.

Dentro de otra explotación avícola también se realizó una instalación fotovoltaica para lograr el autoconsumo energético de la explotación⁴⁴. Este proyecto, a diferencia del anterior, se centra únicamente en el uso de paneles solares para poder reducir costes y desprenderse de fuentes de energía convencionales. Entre otras cosas, este proyecto destaca por la profunda investigación que el autor realiza acerca del modelado a nivel técnico de la instalación, ya que se idean varios modelos y, una vez se obtienen los resultados, se comparan para ver cuál es más favorable. De esta manera, el ver y comparar mis modelos con los que él realizó puede ser de gran utilidad para mi proyecto.

Incluso sin estar directamente aplicados al sector agropecuario, se encuentran publicados proyectos que tratan únicamente los sistemas de generación de energía renovable híbrida eólico-solar⁴⁵. En ellos, se busca realizar un estudio técnico y económico mucho más profundo acerca de la viabilidad de realizar una instalación de este tipo, teniendo como principal objetivo el ser capaz de suministrar energía de manera estable a lo largo de todo el año, considerando las condiciones climáticas variables de su ubicación.

De cara a la parte menos técnica de usar este tipo de tecnologías, en la Universidad Pontificia de Comillas se publicó el análisis de la parte económica y el impacto tanto ecológico como social que produce el cambio de los sistemas de producción de energía tradicionales a las fuentes de energía alternativas en el sector de la ganadería en España⁴⁶. Este enfoque permite no solo valorar el funcionamiento de las instalaciones, como podemos hacer con la gran

⁴⁴ Lacambra Guillén, Daniel. 2020.

⁴⁵ Gómez, Fátima. 2020.

⁴⁶ Gayubo Arribas, Sergio. 2021.

mayoría de proyectos que se encuentran publicados, sino que ahonda más en esa parte que suele tener un papel más secundario en este tipo de investigaciones.

Es necesario tener en cuenta que el uso de paneles fotovoltaicos para autoconsumo energético en explotaciones agropecuarias también ha sido tratado en otras universidades de España, dónde se han presentado proyectos que siguen esta línea de investigación a fondo. Este es el caso del dimensionamiento que se realizó acerca de una instalación fotovoltaica de autoconsumo para alimentar una explotación ganadera en Lugo⁴⁷. En este caso, a pesar de estar conectado a la red, también se estudia la capacidad que tiene la instalación fotovoltaica de soportar la demanda energética de la explotación ganadera por sí sola. Este trabajo, además, incluye el cálculo detallado de todo el dimensionamiento de la instalación (módulos, inversores y sistemas de almacenamiento) y un análisis económico que contempla tanto el retorno de la inversión inicial como el ahorro energético que se obtendría a corto y a largo plazo. Al igual que el proyecto que vamos a realizar, el mencionado anteriormente cobra especial relevancia en el contexto de los precios energéticos volátiles y la escasez hídrica, problemas que obligan a buscar alternativas sostenibles al bombeo de agua, entre otros procesos.

Diseños como el de una instalación eléctrica basada en la generación de energía renovable para una granja destinada a ganado vacuno⁴⁸ demuestran como, a través de sistemas de generación como los paneles solares, es posible cubrir las necesidades energéticas de las explotaciones de este tipo y también disminuir tanto los costes operativos como la dependencia de fuentes de energía convencionales. En este caso, el proyecto cuenta con una sólida base técnica, en la que se ha diseñado un centro de transformación MT/BT para alimentar ambas partes de la instalación, tanto la interior como la exterior.

Por otro lado, otro de los trabajos que han sido presentados acerca de este tema es uno en el que se diseña una instalación fotovoltaica para autoconsumo en una explotación agrícola⁴⁹,

⁴⁷ Rodil Gandoy, Andrea. 2022.

⁴⁸ García Reboredo, Iván. 2014.

⁴⁹ Rico Hernansanz, Pedro. 2023.

donde, a través de la implementación de paneles solares, se muestra cómo es posible generar la energía demandada por este tipo de explotación. Dentro de este proyecto, me resulta interesante la idea que se presenta acerca de la posibilidad de verter los excedentes de generación a la red eléctrica, para de esta manera no solo cubrir la demanda propia de la explotación, sino que también sea posible generar beneficios económicos a partir de esta energía generada en momentos de bajo o nulo consumo.

De la misma manera, se muestra cómo la mejora de una explotación ganadera en términos de eficiencia energética⁵⁰ también se puede lograr a través de mejoras en la infraestructura, como la del aislamiento térmico, los sistemas de iluminación y climatización, y la incorporación de tecnologías de generación de energía renovable más eficientes. Todo este análisis se realiza teniendo en cuenta el impacto medioambiental de estas mejoras y la viabilidad de su implementación en un tiempo razonable. Debido a que la explotación es de ganado porcino, presenta similitudes con mi proyecto en cuanto al tipo de infraestructura requerida, y por ello, será de gran ayuda a la hora de analizar las necesidades específicas y las posibles mejoras en su infraestructura.

Por otro lado, y aunque se aleje un poco de estas propuestas, la idea del aprovechamiento de los residuos agropecuarios como fuente de energía tiene varios puntos de interés. Una investigación acerca del aprovechamiento con fines energéticos de estos residuos provenientes del sector ganadero y agroalimentario en la provincia de Lérida⁵¹ demuestra el gran potencial que tiene esta tecnología, basada en la transformación de los residuos orgánicos en energía a través de procesos como la digestión anaerobia. El estudio realizado muestra como el biogás generado a través de esta tecnología puede llegar a cubrir gran parte de las necesidades energéticas de las explotaciones, además de obtener una nueva forma de dar uso a los productos que suelen ser tratados como deshechos en este sector.

Como conclusión general, se puede observar como todos estos trabajos académicos, pertenecientes a universidades de toda España, demuestran como la idea del autoconsumo

⁵⁰ Bahón Silverio, Rubén. 2019.

⁵¹ Vidal Beloso, Victoria. 2024.

energético basado en fuentes renovables ha tomado mucha fuerza de la mano de este tipo de iniciativas. A través de este tipo de iniciativas no solo se proponen modelos existentes, sino que aparecen soluciones innovadoras para reducir la dependencia de combustibles fósiles en el campo, mejorar la competitividad del sector primario y avanzar hacia un modelo tanto agrícola como ganadero más eficiente y concienciado con el medio ambiente.

2.5 CONCLUSIÓN DEL CAPÍTULO

Del análisis que se ha realizado en este capítulo, se puede observar como el desarrollo de tecnologías de producción de energía renovable para lograr el autoconsumo energético en las explotaciones agropecuarias se está convirtiendo poco a poco en una solución alternativa al uso de combustibles fósiles más sólida y fiable. Teniendo en cuenta que gran parte del sector primario de nuestro país posee una infraestructura anticuada, el hecho de promover esta transición energética a través de la bajada de costes y la aparición de subvenciones, puede facilitar la transformación gradual de este sector.

Con los casos analizados, tanto en el ámbito profesional como académico, se refleja una tendencia creciente hacia la implementación de sistemas de generación fotovoltaicos, eólicos e incluso híbridos (que combinan las dos) para autoconsumo. Otros proyectos como los de gran escala, realizados por las grandes empresas productoras del país, muestran como el cuidado de la fauna y flora, la coexistencia con las actividades agropecuarias de la zona y su perfecta integración dentro del medio rural los hacen factibles desde el punto de vista técnico, económico y medioambiental. Esto hace que se abra un nuevo escenario en el que el cuidado del medio, la innovación y la autosuficiencia energética se establecen como pilares fundamentales para el mantenimiento y desarrollo del medio rural.

Capítulo 3. DESARROLLO DEL SISTEMA

En este capítulo se presenta el diseño completo del sistema fotovoltaico que abastecerá de energía tanto a la vivienda como al sistema de bombeo de agua utilizado para llenar los depósitos de la explotación. Con el objetivo de garantizar un suministro eléctrico fiable, seguro y autónomo, se ha desarrollado un modelo adaptado a las características de la finca y a las condiciones particulares del emplazamiento. Este sistema se ha diseñado en dos subsistemas independientes, por un lado, la instalación fotovoltaica que abastece de energía a la vivienda principal de la finca, y por otro, el sistema de extracción de agua a través de energía fotovoltaica.

La decisión de separar ambos sistemas de generación fotovoltaica responde a varias consideraciones. Al mantener ambos sistemas separados se obtiene una mayor independencia funcional. Ya que uno de ellos va a estar dedicado a la extracción de agua, siendo un punto crítico en los meses de verano, cuando la demanda hídrica es elevada y simultánea a la máxima producción solar. Si el bombeo compartiera energía con la vivienda, cualquier fallo repercutiría en ambos sistemas, comprometiendo la actividad de la finca.

Otro punto para tener en cuenta es que, al separar ambos circuitos, es posible dimensionar cada instalación conforme a su consumo para hacerla mucho más eficiente y ganar en cuanto a simplicidad técnica. El sistema de la vivienda va a tener un uso más ocasional presentando un consumo constante y repartido, pero el sistema de bombeo debe funcionar correctamente cada día del año para garantizar el correcto funcionamiento diario de la explotación, requiriendo picos de potencia concentrados en pocas horas al día.

De esta manera obtendremos un sistema en el que cada uno de los subsistemas están perfectamente optimizados, mejorando así la fiabilidad, el rendimiento y la gestión de los recursos energéticos y económicos.

3.1 ANÁLISIS DEL RECURSO SOLAR DISPONIBLE

Con el objetivo de realizar un correcto diseño de la instalación fotovoltaica y garantizar así su eficiencia, resulta fundamental hacer un estudio exhaustivo de la radiación solar que presenta la zona en la que vamos a trabajar. En este apartado y a través de este análisis se va a poder: conocer la disponibilidad del recurso solar a lo largo de todo el año, identificar las mejores condiciones de captación y tomar las decisiones técnicas necesarias para el correcto diseño y funcionamiento de la instalación.

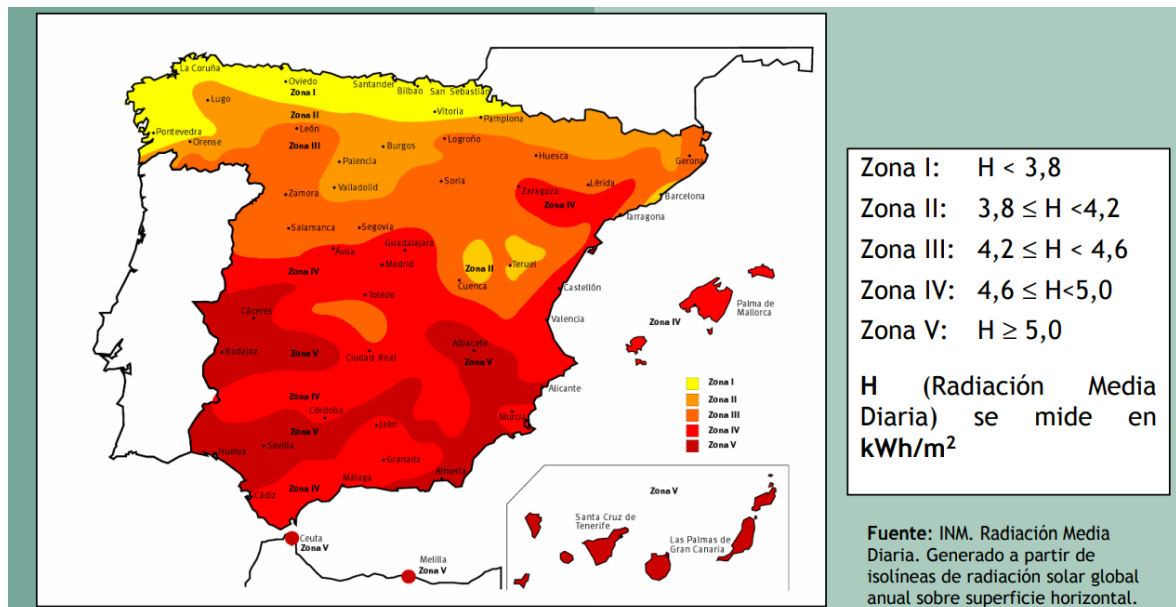


Ilustración 18. Mapa de España, radiación solar (Fuente: IDAE 2007)

En el mapa de la *Ilustración 18* se representan las cinco zonas climáticas en las que el Instituto Nacional de Meteorología ha dividido el territorio nacional, todo ello en función de la irradiación solar media diaria que se recibe. Se puede observar como la mayor parte de la península se encuentra dentro de las zonas III y IV, recibiendo una radiación media diaria de entre 4,2 y 5 kWh/m². Para el caso de nuestro proyecto, este se ubica dentro de la denominada zona V, caracterizada por recibir una media diaria superior a 5 kWh/m².

Asimismo, la presencia en esta zona de proyectos fotovoltaicos de gran escala, como los mencionados en el capítulo del estado de la cuestión, pone aún más en evidencia el elevado potencial solar que presenta esta zona y confirma el interés estratégico para el

aprovechamiento de la generación fotovoltaica de grandes empresas del sector energético. Con todo esto, se concluye que las condiciones que se dan en la ubicación elegida para realizar este proyecto son especialmente favorables para el aprovechamiento del recurso solar como fuente de energía.

Por otro lado, para asegurar el correcto dimensionamiento de la instalación, no basta con disponer únicamente de datos genéricos de la irradiación solar de la zona. A la hora de realizar este análisis resulta fundamental tener en cuenta una serie de parámetros técnicos que permitan ajustar las necesidades de este proyecto a las condiciones reales del entorno.

Es necesario tener en cuenta que la radiación solar se divide en tres componentes que son captadas por los paneles, estas son la difusa, la directa y la reflejada. En la siguiente figura se representan los tres tipos.



Ilustración 19. Tipos de radiación para el cálculo de paneles solares (Fuente: Sunfields Europe 2024)

La posición del sol en un lugar cualquiera viene determinada por su altura y el denominado azimut del sol.⁵² El azimut solar representa el ángulo que forma la dirección sur, que son 0°, con la proyección horizontal del sol, se mide desde el sur hacia el este, considerando el ángulo negativo, y desde el sur hacia el oeste, considerando el ángulo positivo.

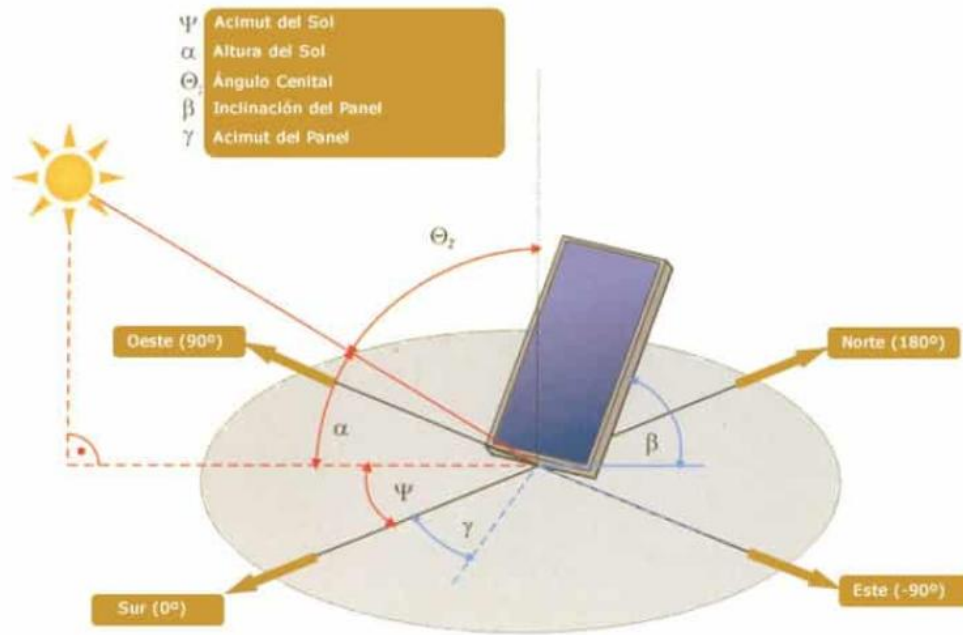


Ilustración 20. Geometría solar para el cálculo de paneles solares (Fuente: Sunfields Europe 2024)

Como se puede ver en la *Ilustración 20*, otros parámetros como la inclinación del panel y el ángulo cenital resultan de gran importancia, en el caso de este último, muestra que cuanto menor es, menor es el camino que tiene que recorrer la radiación a través de la atmósfera, y con ello la intensidad de la radiación es mayor.

Hay que tener en cuenta que todos estos parámetros cambian al variar la posición del sol a lo largo del día, por ello, habrá que analizar el ángulo, el azimut y la superficie en la que se van a instalar los paneles para ver si es adecuada para su uso.

⁵² Alonso Lorenzo, José Alfonso. 2024.

Para el caso de España, el valor óptimo del azimut es 0° , es decir, que la orientación de los paneles debe ser directamente hacia el sur.⁵³ De este modo los paneles reciben la mayor cantidad de luz solar uniforme y diaria posible a lo largo del año, maximizando así la producción de energía. En cambio, si no es posible configurar esta orientación para los paneles debido a problemas estructurales, hay alternativas como orientar una parte de los paneles hacia el Este y otra hacia el Oeste, aunque el rendimiento de la instalación bajaría.

Otro aspecto fundamental para tener en cuenta es la posible proyección de sombras sobre los paneles. Estas sombras pueden afectar de forma considerable al rendimiento de la instalación, sobre todo en invierno, que es cuando el sol se encuentra menos elevado sobre el horizonte y las sombras proyectadas son más largas. Además, se pueden llegar a producir los denominados hot-spots, o puntos calientes, que son extremadamente dañinos para las células fotovoltaicas de los paneles.

Debido a la escasa presencia de árboles en la zona del proyecto, las propias construcciones son las únicas que pueden llegar a causar sombras y por ello, lo ideal será instalar los paneles sobre los tejados de estas, ya que entre el tejado de las naves y el de la vivienda existe espacio de sobra.

En cuanto a la inclinación de los paneles, esta debe aplicarse en función de la latitud geográfica del lugar de la instalación. El valor usado en España oscila entre los 20° y los 40° . El establecer una inclinación adecuada no solo ayuda a captar más luz solar a lo largo de todo el año, sino que también ayuda a la autolimpieza de los módulos a través de la lluvia, evitando de esta manera la acumulación de polvo y suciedad que puede hacer que disminuya su rendimiento. Por otro lado, el uso de estructuras rotativas para modificar la inclinación de los módulos a lo largo del día no se contempla debido al alto coste de inversión inicial y en mantenimiento.

⁵³ Germán Cordero, Raúl. 2025.

Existen fórmulas genéricas para calcular el ángulo de inclinación óptimo anual aproximado a través de la latitud del lugar. Teniendo en cuenta que la latitud en la zona de Torrecillas de la Tiesa, Cáceres, es de alrededor de 39° Norte, la inclinación sería la siguiente:

$$\varphi = 3,1 + (0,76 * \text{latitud}) = 3,1 + (0,76 * 39) = 32,74^\circ \text{ [1]}$$

De esta manera podemos obtener una aproximación del ángulo que será necesario.

Para obtener de forma precisa los datos necesarios para el dimensionamiento de la instalación y el rendimiento que este va a tener, se utilizará la herramienta PVGIS, desarrollada por el Centro Común de Investigación de la Comisión Europea. Este software permite estimar la producción de energía de los paneles teniendo en cuenta los parámetros mencionados anteriormente para una localización concreta.

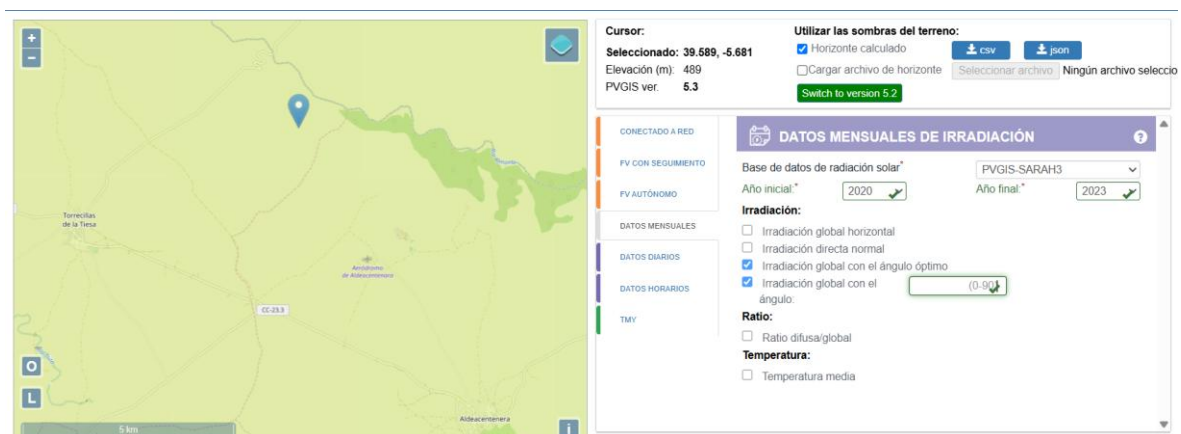


Ilustración 21. Irradiación con ángulo 20° de 2020 a 2023 (Fuente: PVGIS 2025)

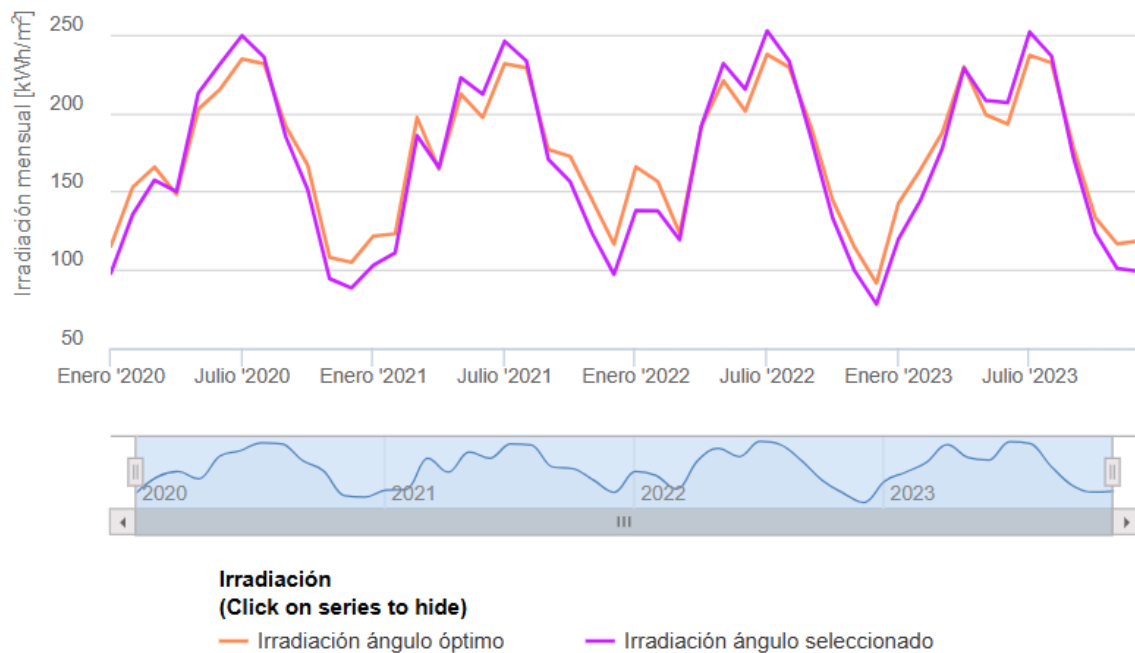


Ilustración 22. Irradiación con ángulo 20° de 2020 a 2023 (Fuente: PVGIS 2025)

En la *Ilustración 22* se muestran los datos de irradiación extraídos para los meses comprendidos entre 2020 y 2023, para ello se ha fijado una inclinación de 20° para los paneles, que es el mínimo recomendado como se ha mencionado anteriormente. Se puede observar que el comportamiento para 20° resulta bastante similar al del ángulo óptimo durante la mayor parte del año, produciéndose diferencias mayores en meses de menor irradiación. Esto se debe a que durante la primavera y el verano la incidencia de los rayos solares sobre los paneles es casi perpendicular, superando los 200 kWh/m² mensuales.

En cambio, este ángulo no resulta eficiente durante otoño e invierno, en los que la irradiación mensual desciende por debajo de los 100 kWh/m² debido a que el sol se sitúa más bajo en el horizonte, haciendo necesario un ángulo mayor. Esta pérdida de eficiencia se compensa con la buena generación que se obtiene en primavera y verano, convirtiéndolo así en un ángulo que puede llegar a ser funcional si la mayor parte del consumo se concentra en estos meses.

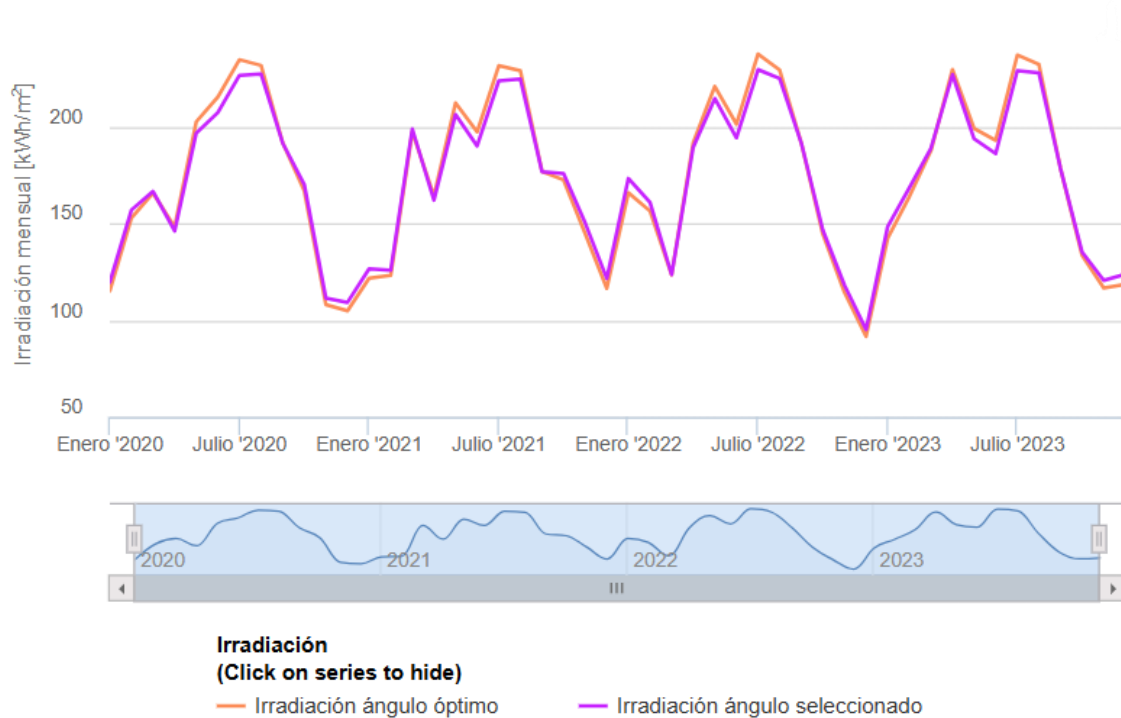


Ilustración 23. Irradiación con ángulo 40° de 2020 a 2023 (Fuente: PVGIS 2025)

En la *Ilustración 23* se ha modificado el ángulo de inclinación a 40°, en ella se observa una tendencia mucho más similar a la del ángulo óptimo, pero presentando diferencias considerables durante los meses de primavera y verano, debido a que el sol se encuentra más alto sobre el horizonte. Al suceder lo contrario que en el caso anterior, pero mostrando una tendencia más aproximada a la del ángulo óptimo para la producción anual, se puede intuir que este ángulo óptimo busca una mayor inclinación para potenciar la captación y por ello está más cerca de los 40° que de los 20°.

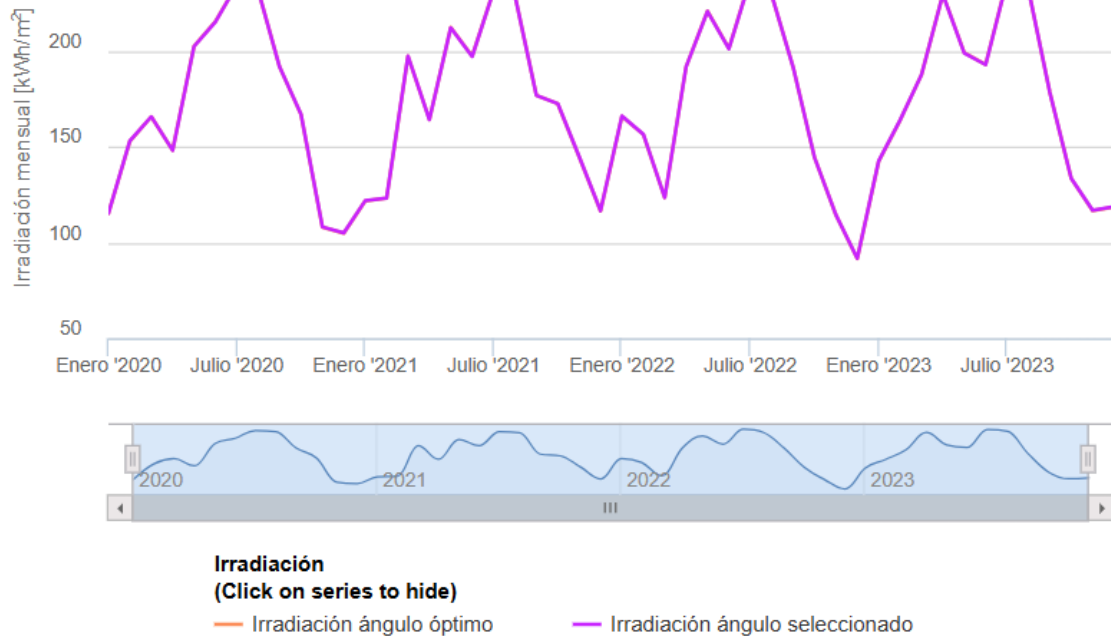


Ilustración 24. Irradiación con ángulo óptimo 35° de 2020 a 2023 (Fuente: PVGIS 2025)

Teniendo en cuenta el ángulo óptimo obtenido a partir de la aproximación que se ha calculado antes y analizando los resultados obtenidos en las gráficas, se obtiene que el ángulo óptimo para maximizar la captación de la radiación solar en la de forma anual en la ubicación de nuestro proyecto es de 35°.

Como se muestra en la *Ilustración 24* con este ángulo la curva presenta picos estacionales y sin caídas drásticas a lo largo del año. Durante los meses de primavera y verano la captación es elevada, superando los 200 kWh/m² en junio y julio, en cambio, en los meses de invierno y otoño este ángulo se comporta mejor que otros más bajos como 20°, permitiendo la correcta captación solar aun cuando el sol está bajo en el horizonte y siempre estando por encima de los 100 kWh/m² mensuales.

De este modo, la inclinación de los paneles de 35° junto con un azimut de 0° hace que la captación a lo largo de todo el año sea lo más eficiente posible para nuestro caso, proporcionando un claro balance entre constancia y eficiencia para toda la instalación.

3.2 TIPOS DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Dentro del mercado de los módulos fotovoltaicos existen varias tecnologías utilizadas para su fabricación, siendo los más comunes los de silicio cristalino, que pueden ser monocristalinos o policristalinos, y los denominados thin-film⁵⁴. El tipo de panel que se va a usar dependerá de factores como el presupuesto, el espacio disponible, las condiciones climáticas de la zona y los objetivos de la instalación.

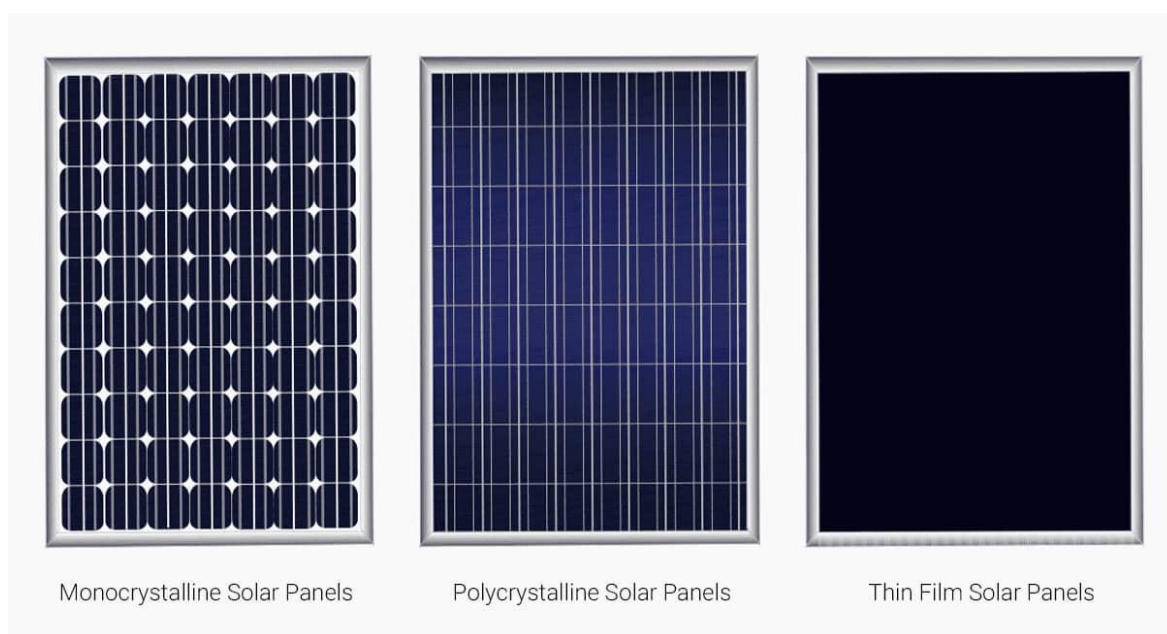


Ilustración 25. Types of solar panels (Fuente: VeloSolar 2024)

A continuación, se muestra una tabla comparativa acerca de estas tecnologías y algunas más que he encontrado:

⁵⁴ Lane, Catherine. 2025.

Tipo de panel solar	Eficiencia (%)	Coste relativo	Apariencia	Ventajas	Desventajas	Aplicaciones
Monocrystalino	17 – 22 %	Alto	Negro uniforme	Alta eficiencia, buena en sombra, ideal para poco espacio	Coste elevado	Autoconsumo residencial de alta eficiencia
Policristalino	15 – 17 %	Medio	Azul	Menor coste, buena opción en espacios amplios	Menor eficiencia que los monocrystalinos	Instalaciones con mayor superficie disponible
CdTe (thin-film)	9 – 11 %	Bajo	Oscuro mate	Económico, buen rendimiento en sombra	Uso de materiales tóxicos, baja eficiencia	Plantas solares industriales
Silicio amorfo (a-Si)	~7 %	Bajo	Flexible, delgado	Muy ligero, flexible, adaptable a superficies curvas	Muy baja eficiencia, rápida degradación	Dispositivos portátiles o fachadas curvas
CIGS (thin-film)	13 – 15 %	Medio-alto	Flexible, oscuro	Buena eficiencia, adaptable	Complejidad y coste de fabricación	Arquitectura integrada, usos especiales

Tabla 1. Tipos de paneles fotovoltaicos (Fuente: Elaboración propia 2025)

Se puede observar que, para proyectos de autoconsumo energético como este, los paneles de silicio cristalino, en especial los paneles monocrystalinos, representan la mejor opción a la hora de buscar eficiencia y durabilidad. Por otra parte, la tecnología thin-film queda desplazada hacia un uso más industrial en el que la inversión en este material sea a gran escala.

Por todo esto y tras analizar las diferentes tecnologías disponibles, lo más razonable es que para nuestro proyecto se empleen paneles de silicio cristalino, policristalinos o monocrystalinos. Esta elección responde a las necesidades de la explotación, en las que la eficiencia, la durabilidad, la disponibilidad en el mercado y el coste, hacen que tanto en términos de rendimiento como de rentabilidad sean la opción más adecuada.

3.3 SISTEMA DE BOMBEO FOTOVOLTAICO

Un punto fundamental de este proyecto es el del diseño de un sistema de bombeo que sea capaz de sustituir al que se ha estado usando hasta ahora y que funciona alimentado a través de combustibles fósiles. El empleo de un sistema de bombeo basado en el uso de paneles solares junto con baterías puede resultar un sistema muy eficiente y sostenible para el ejercicio de extracción de aguas subterráneas en zonas aisladas como la de nuestro proyecto.

Esta clase de sistemas utilizan la electricidad generada a partir los paneles solares para accionar la bomba sumergible que se instala en el interior de las zonas de extracción. El hecho de que el diseño incluya baterías para el almacenamiento de la energía generada permite que la bomba funcione en momentos en los que no existe suficiente radiación solar para accionarla.

En cuanto al funcionamiento del sistema, este comienza cuando la radiación captada por los paneles solares se transforma en corriente continua DC, siendo esta la parte que determina la potencia disponible para el bombeo y para la carga de las baterías. De esta manera, el tamaño de la instalación fotovoltaica dependerá de la carga que supongan las distintas demandas a las que se encuentre conectada.

La corriente continua generada por los paneles llega al controlador, siendo esta la parte más importante del sistema, y la cual se encarga regular la energía generada para así maximizar la eficiencia del sistema adaptando parámetros como la tensión y la corriente. Los más comunes son por un lado los controladores PWM (Pulse Width Modulation) y por otro los MPPT (Maximum Power Point Tracking), aunque ambos son empleados para aplicaciones fotovoltaicas no funcionan de la misma manera ni proporcionan la misma eficiencia.

Los controladores de tipo PWM son más simples y económicos, pero proporcionan un rendimiento bastante limitado debido ya que solo pueden ser utilizados cuando la tensión de las placas es la misma que la de las baterías⁵⁵, por lo que no resulta útil para casos como este en los que el rendimiento necesita ser alto y en los que el voltaje puede llegar a superar los 24 V.

Por el contrario, los controladores MPPT dan mucho más margen de maniobra, estos ajustan de forma continua la relación entre la tensión y la corriente para de esta forma operar a la máxima potencia de los paneles, obteniendo así hasta un 30% más de energía en comparación con el PWM, especialmente en condiciones en las que la irradiación es variable o cuando la tensión nominal de los paneles es superior a la de las baterías. Por tanto,

⁵⁵ AutoSolar. (n.d.).

utilizaremos un controlador de tipo MPPT debido a su mejor rendimiento de cara a los problemas que se plantean.

En cuanto a las baterías, estas tienen la función de almacenar el excedente eléctrico generado por los paneles para así disponer de energía cuando no se genere la suficiente para cubrir la demanda del sistema. Teniendo en cuenta que los meses de mayor demanda energética son los de verano y que es cuando mayor irradiación solar hay, se usará principalmente la energía generada de manera directa por los paneles y el papel de las baterías quedará reducido al uso en momentos puntuales en los que la irradiación sea baja o para situaciones de trabajo como la de estabilizar la corriente de arranque de la bomba.

En este sistema, el controlador de la bomba puede ser alimentada tanto directamente por los paneles solares como por un banco de baterías. No obstante, estas dos fuentes no deben estar conectadas al mismo tiempo al controlador de la bomba, ya que esto podría problemas, como corrientes inversas o diferencias de potencial, que podrían dañar los componentes del sistema.

Para evitar esta situación y asegurar un funcionamiento seguro, se requiere la incorporación de dos contactores de corriente continua: uno en la línea proveniente de los paneles solares y otro en la línea de las baterías. Estos contactores permiten seleccionar automáticamente cuál de las dos fuentes alimenta el sistema en cada momento, evitando su conexión simultánea.

El uso de contactores, combinados con un sistema de control que prioriza la energía solar cuando está disponible y recurre a las baterías solo en ausencia de sol, garantiza una transición segura entre fuentes, mejora la eficiencia energética del sistema y protege los equipos ante posibles fallos. Este sistema de elección entre la energía proveniente de los paneles se basa en implementar un relé de tensión DC y un enclavamiento eléctrico entre los dos contactores.

Para la extracción del agua se empleará una bomba de tipo sumergible, para la que existen dos tipos según si se trabaja en corriente continua DC o en alterna AC. Lo ideal para nuestro caso va a ser el uso de bombas que trabajen con corriente continua para así conectarlas

directamente a los paneles a través del controlador MPPT,⁵⁶ evitando así el uso de más componentes como los inversores necesarios para convertir la corriente continua en corriente alterna. Esto hace que el sistema sea más eficiente al reducir el número de componentes que lo forman, ya que además suelen requerir un menor número de módulos fotovoltaicos al no haber pérdidas en la conversión de DC-AC. Además, las bombas de tipo DC proporcionan un mayor control del flujo y del par motor, mejorando así la eficiencia y seguridad del sistema.

Por último, se incorporarán también todos los sistemas de interruptores, sensores de control, cableado del sistema y conexiones hidráulicas, que permitan conectar la bomba con el depósito de manera funcional y perfectamente dimensionada para reducir las pérdidas y garantizar la presión requerida en todo momento.

⁵⁶ RPS Solar Pumps. (n.d.).

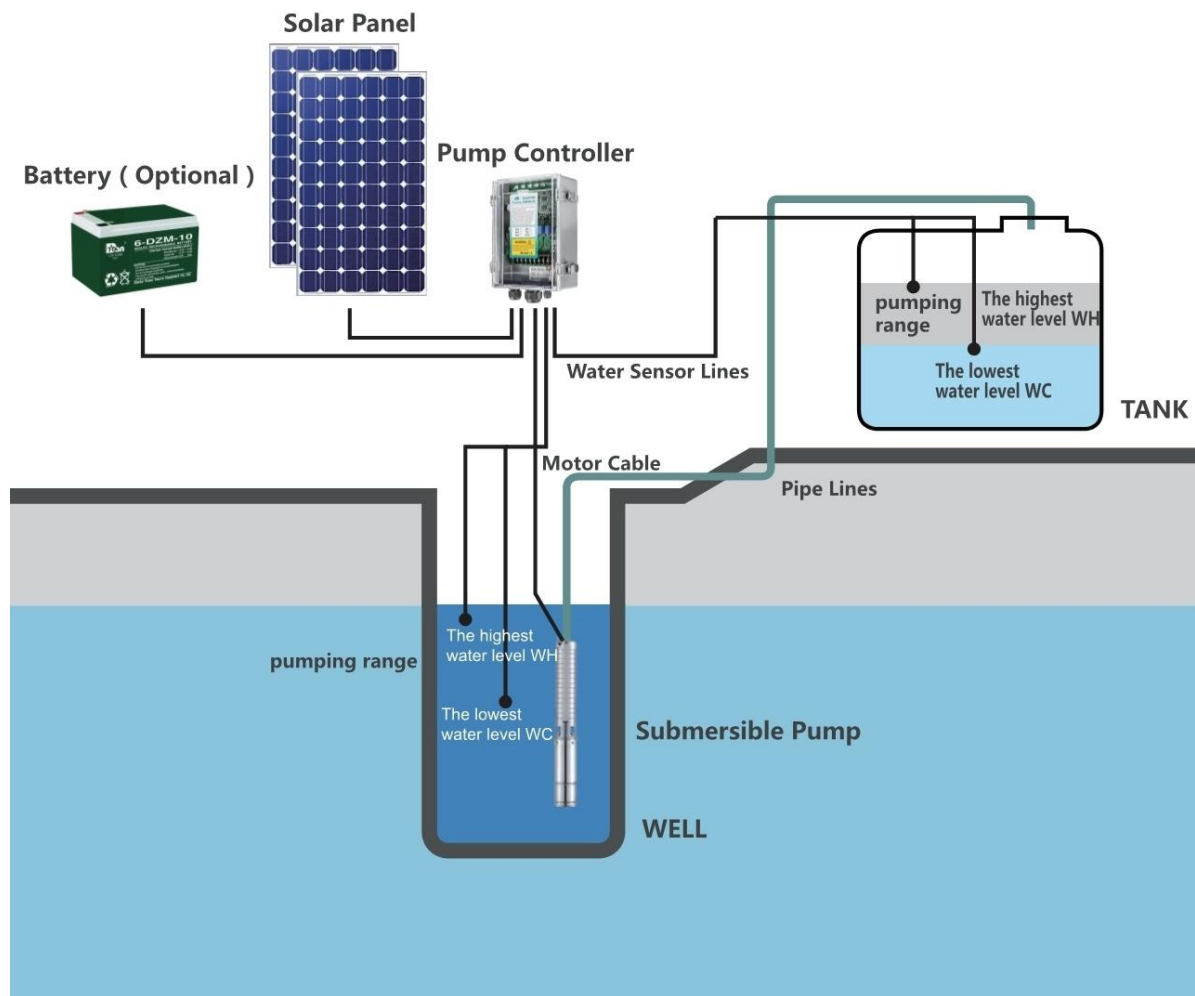


Ilustración 26. Diagrama del sistema de bombeo solar (Fuente: CNRISON 2023)

En la *Ilustración 26* se representa un diagrama aproximado de cómo se va a diseñar la instalación y de cómo se conectan todos los elementos.

Teniendo en cuenta las condiciones técnicas que se han presentado en el primer capítulo de este proyecto, se plantea un sistema que debe ser capaz de bombear hasta 18.000 litros de agua al día en los meses de verano desde una profundidad de 90 metros hasta una altura de 5 metros, es decir 95 metros, dividido en ciclos de aproximadamente 2 horas por cada 6.000 litros, debido a que los dos depósitos disponibles solo cuentan con una capacidad de 3.000 litros cada uno y a que la demanda de agua por parte de los animales se presenta a lo largo de todo el día.

El consumo energético se calcula de la siguiente manera:

1. Caudal necesario

$$6.000 \text{ litros (6 m}^3\text{) en 2 horas aproximadamente} \rightarrow Q = \frac{3 \text{ m}^3}{3600 \text{ s}} = 0,00083 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \quad [2]$$

2. Energía teórica

$$E_{\text{Teórica}} = \rho * g * h * V = 1000 * 9,81 * 95 * 18 = 16.775.100 \text{ Julios} \quad [3]$$

$$E_{\text{Teórica}} = \frac{16.775.100}{3.600.000} = 4,66 \text{ kWh teóricos diarios}$$

3. Energía real

Como el sistema de bombeo depende de varios elementos y parámetros habrá que sobredimensionarlo para tener en cuenta las pérdidas que puede tener el sistema, de este modo contamos unas pérdidas de entorno al 55%.⁵⁷

$$E_{\text{Real}} = \frac{4,66}{0,55} = 8,47 \frac{\text{kWh}}{\text{día}} \quad [4]$$

4. Potencia requerida durante el bombeo

Teniendo en cuenta que en los meses de verano hay disponibles 6 horas solares pico al día y que las pérdidas debido a temperatura, orientación y cableado son del 15% se obtiene la potencia instalada necesaria para cubrir la demanda en verano.

$$P = \frac{8,47 \text{ kWh}}{6 \text{ h} * 0,85} = 1,66 \text{ kW} \quad [5]$$

De esta manera se muestra que la energía necesaria al día en el caso más desfavorable, que son aquellos días en los que sea necesario bombear 18.000 litros, será de alrededor de $8,47 \frac{\text{kWh}}{\text{día}}$.

⁵⁷ Nesma Mohamed Ahmed, Ahmed Mahrous Hassan, Mohamed Abdelwahab Kassem, Ahmed Mahmoud Hegazi & Youssef Fayeza Elsaadawi. 2023.

3.3.1 ELECCIÓN DE LA BOMBA

Tras analizar diferentes modelos de bombas solares sumergibles de los fabricantes más reconocidos del sector, como son Grundfos, Lorentz y Sunrotor entre otras, he encontrado diferentes modelos que se ajustan a las especificaciones técnicas necesarias para este proyecto.

El modelo más adecuado en relación calidad precio, y que cumple con las características necesarias es la bomba Grundfos SQFlex 11 SQF-2, cuya elección tiene en cuenta el rendimiento hidráulico, la fiabilidad y la facilidad de la integración de sus componentes dentro del sistema.⁵⁸



Ilustración 27. Grundfos SQFlex 11 SQF-2 (Fuente: Practical Peppers 2025)

La tecnología con la que está diseñada la bomba se basa en un motor de imanes permanentes, incrementando altamente su eficiencia energética. Se trata de una bomba que funciona tanto con tensión DC, como con AC, ya que tiene un inversor integrado, es decir, aunque nuestro proyecto esté diseñado para conectar la bomba a una tensión DC podría funcionar con tensión AC igualmente sin necesidad de un inversor externo.

⁵⁸ Grundfos. (n.d.).

La elección del fabricante Grundfos se debe al prestigio de la marca dentro de este sector, altamente reconocido por la calidad, durabilidad y fiabilidad de sus productos. Además, la línea de bombas SQFlex está específicamente diseñada para aplicaciones dentro del sector agropecuario con energía fotovoltaica, ofreciendo una amplia serie de protecciones, al tener en cuenta el medio en el que van a funcionar sus componentes.

Finalmente, otro de los factores por los que se ha elegido este fabricante debido a la gran disponibilidad de servicio técnico y recambios que existen dentro de España, esto es algo que claramente aventaja a la marca frente a otros fabricantes.

A continuación, se muestra la curva característica de la bomba:

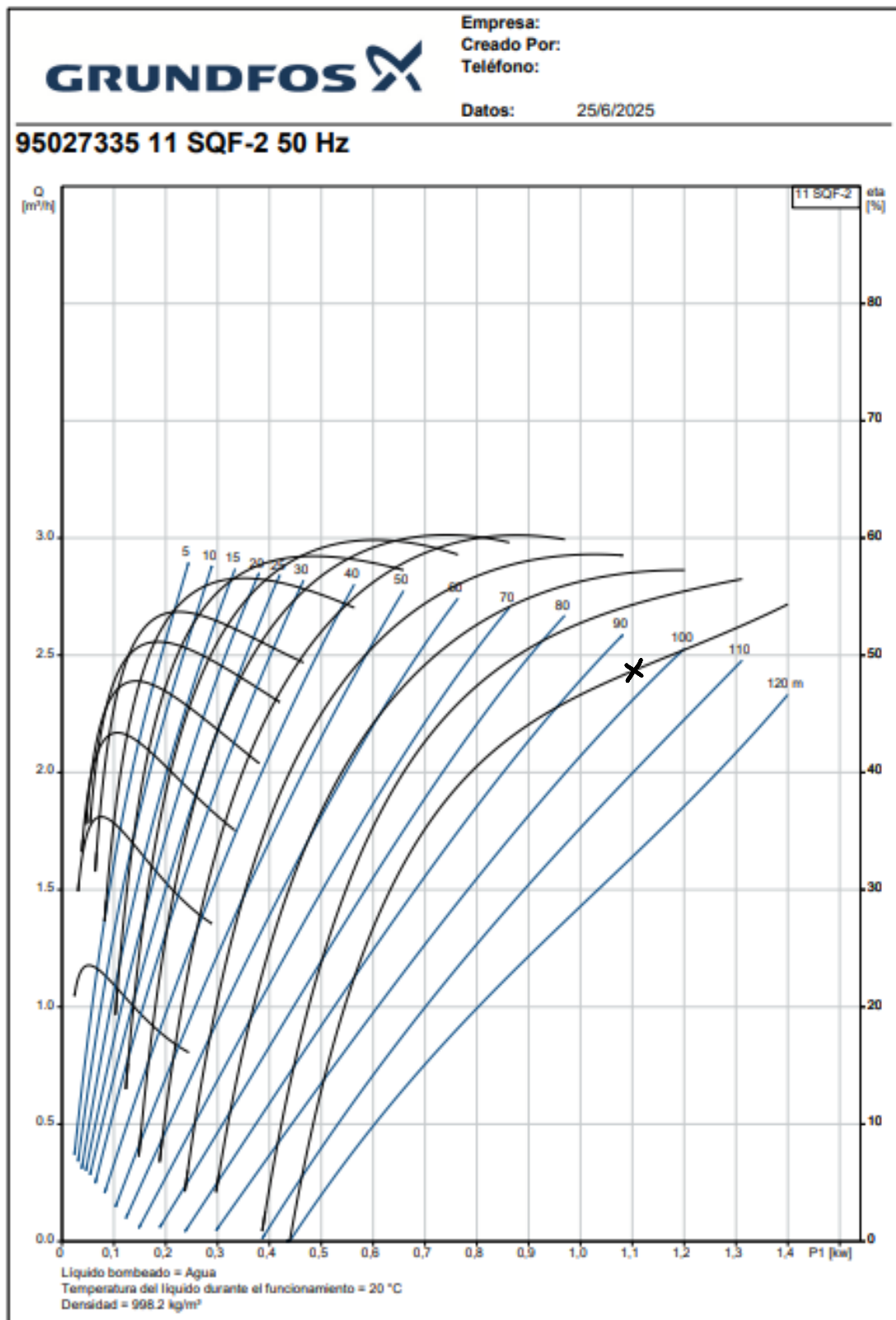


Ilustración 28. Especificaciones técnicas bomba 11 SQF-2 (Fuente: Grundfos 2025)

Según la curva de la *Ilustración 28* se puede determinar el comportamiento hidráulico de la bomba según la potencia eléctrica suministrada. Este modelo ofrece un caudal máximo de entre a 2,3 y $2,6 \frac{m^3}{h}$ a una profundidad de 95 metros, lo cual permite cubrir los $18 m^3$ diarios requeridos en el caso más desfavorable en aproximadamente 7 horas de funcionamiento. Dado que en caso de requerir esta cantidad de agua en un día sería de forma repartida a lo largo de este, y considerando que en los meses de verano hay una disponibilidad solar de más de 10 horas al día, este modelo se adapta perfectamente a la situación operativa sin necesidad de sobredimensionar el sistema ni sobrecargar las baterías. Para este punto de operación se requerirá una potencia eléctrica absorbida de aproximadamente 1,1 kW.

3.3.2 ELECCIÓN DEL REGULADOR DE CARGA

A la hora de la elección del regulador de carga se ha optado por el uso del Victron SmartSolar MPPT 150/60, un equipo avanzado de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) con prestaciones técnicas que lo hacen compatible con el sistema fotovoltaico y con el banco de baterías.⁵⁹ La elección de este regulador responde a una decisión previa de adquisición del equipo, motivo por el cual su introducción en el diseño del sistema es obligatoria.



Ilustración 29. Regulador MPPT 150/60 Victron SmartSolar (Fuente: Leroy Merlin 2025)

⁵⁹ AutoSolar. (n.d.).

Este modelo de regulador presenta las siguientes características:

- Tensión máxima de entrada (Voc): 150 V
- Corriente máxima de carga: 60 A
- Rango de tensión de batería compatible: 12 V / 24 V / 48 V (automático)
- Eficiencia pico: > 98 %
- Seguimiento MPPT ultra rápido para condiciones variables de irradiancia
- Monitoreo remoto y programación mediante Bluetooth y VictronConnect

La función de este regulador es gestionar la carga del banco de baterías a partir del campo fotovoltaico, garantizando una carga segura, estable y optimizada, especialmente en las horas de máxima producción solar.

La bomba seleccionada se basa en un modelo híbrido que puede operar tanto en corriente continua como alterna, y que admite alimentación desde paneles solares o baterías. Para poder automatizar su funcionamiento según el nivel del pozo y los depósitos, se empleará el módulo de control Grundfos CU 202 que ha sido diseñado para compatibilizarlo específicamente con bombas de la marca Grundfos.⁶⁰



Ilustración 30. Accesorio CU 202 (Fuente: Grundfos 2025)

⁶⁰ Grundfos. (n.d.).

El CU 202 cumple múltiples funciones:

- Gestiona el arranque y paro de la bomba de forma automática, en función del estado de los sensores de nivel instalados en el pozo y en los depósitos de almacenamiento.
- Protege la bomba frente a condiciones anómalas como marcha en seco, baja tensión, altas temperaturas o sobrecargas.
- Monitoriza el estado del sistema, permitiendo visualizar en su pantalla integrada parámetros como el nivel de tensión de entrada, el estado de funcionamiento de la bomba, o la presencia de fallos, facilitando el mantenimiento y diagnóstico.

Aunque el CU 202 puede recibir energía directamente desde paneles solares o desde una fuente DC como las baterías, no actúa como regulador de carga, por lo que no es capaz de gestionar el proceso de carga del banco de baterías. Por este motivo, el uso de un regulador de carga sigue siendo imprescindible, siendo su función la de únicamente cargar correctamente las baterías desde los paneles.

3.3.3 ELECCIÓN DE LAS BATERÍAS

Como sistema de almacenamiento energético se ha seleccionado un banco de baterías formado por seis unidades Eleksol GEL 12 V 250 Ah,⁶¹ dispuestas en configuración serie-paralelo para trabajar a 24 V. La tecnología de tipo GEL hace que estas baterías estén perfectamente selladas, no requieran de mantenimiento y sean muy resistentes a descargas profundas, lo que las hace adecuadas para instalaciones solares aisladas como la de este proyecto.

⁶¹ SolarPlak. (n.d.).



Ilustración 31. Batería de GEL Eleksol 12V 250Ah (Fuente: Fusion energía solar 2025)

El uso de baterías responde a la necesidad de garantizar la continuidad y estabilidad del suministro eléctrico en el sistema de bombeo, especialmente en días con baja irradiación solar o demanda acumulada. La elección de las baterías Eleksol GEL 12 V 250 Ah se debe a que parte de ellas ya han sido adquiridas con anterioridad por el promotor del proyecto, además de que ofrecen una buena combinación entre capacidad, durabilidad y compatibilidad con sistemas solares de este tipo.

Cada batería proporciona:

- Tensión nominal (V): 12 V
- Capacidad nominal (Ah): 250 Ah
- Máxima corriente de descarga: 1.000A
- Energía total por batería (Wh):

$$E_{Batería} = V * Ah = 12V * 250Ah = 3.000 Wh \quad [6]$$

El sistema completo estará formado por seis baterías y funcionará a 24 V, por lo que las baterías se conectan en una configuración serie-paralelo:

- 2 baterías conectadas en serie $\rightarrow 12V + 12V = 24V$
- 3 grupos de 2 baterías en serie, conectados en paralelo para multiplicar la capacidad

El hecho de trabajar a 24 V se debe a la mejora en términos de eficiencia eléctrica con respecto a sistemas de más baja tensión (12 V). A mayor tensión, para una misma potencia, se requiere menos intensidad de corriente, lo cual se traduce en la siguiente fórmula:

$$P = V * I \rightarrow I = \frac{P}{V} \quad [7]$$

Trabajar a 24 V reduce la corriente prácticamente a la mitad respecto a 12 V, lo que minimiza las pérdidas por efecto Joule ($I^2 * R$) permitiendo usar cables de sección más pequeña y mejora la eficiencia general del sistema. Además, trabajar a 24 V permite obtener esa tensión mediante la conexión de dos baterías de 12 V en serie, lo que simplifica el montaje y reduce la complejidad respecto a sistemas de 48 V, que requieren el doble de unidades por grupo.

De esta forma la configuración final sería de la siguiente forma:

- Tensión del grupo de baterías:

$$V_{banco} = 2 * 12 V = 24 V \quad [8]$$

- Capacidad total del grupo:

$$C_{Total} = 3 * 250 Ah = 750 Ah \quad [9]$$

- Energía total almacenada:

$$E_{Total} = V * Ah = 24V * 750Ah = 18.000 Wh = 18 kWh \quad [10]$$

- Energía útil disponible (limitando la profundidad de descarga):

Con el objetivo de alargar lo máximo posible la vida útil de las baterías se establece un límite para no superar la profundidad de descarga de estas en más de un 60%.

$$E_{útil} = E_{total} * 0,6 = 10.800 Wh \quad [11]$$

- Corriente requerida:

$$I = \frac{P}{\eta_{CU202} * V} = \frac{1.100}{0,9 * 24} = 50,9 A \quad [12]$$

$$I_{por\ bateria} = \frac{50,9}{3} = 17 A \quad [13]$$

Se puede observar que no se supera ningún límite ni de corriente ni de tensión para el controlador ni para las baterías.

Como se ha visto previamente la energía necesaria para bombear agua según las condiciones establecidas resulta según aproximaciones teóricas de aproximadamente 8,47 kWh por lo que no habría problema alguno. Por tanto, la energía útil del banco de baterías puede cubrir perfectamente esta demanda incluso si no hay producción solar durante un día completo, de la misma manera el sistema conserva margen para suministrar energía en días parcialmente nublados o para realizar bombeos parciales si fuese necesario.

Esto confirma que la corriente requerida por la bomba es muy inferior al límite del banco de baterías, lo cual mejora la eficiencia y la vida útil de las baterías.

3.3.4 ELECCIÓN DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS

Para abastecer de energía al sistema de bombeo se utilizarán paneles solares de la marca Plus Energy⁶² de 330 Wp, debido a que algunos han sido previamente adquiridos por el promotor del proyecto. Esta situación, junto con la calidad del fabricante y las características técnicas adecuadas de los módulos, ha motivado la elección de este modelo como parte del diseño definitivo.



Ilustración 32. Panel Solar 330Wp Policristalino PlusEnergy (Fuente: WccSolar 2025)

⁶² WccSolar. (n.d.).

Los módulos de la marca Plus Energy son reconocidos por su buena relación calidad-precio, durabilidad y eficiencia. Las características técnicas principales del módulo Plus Energy 330 Wp:

- Potencia pico (Pmax): 330 Wp
- Tensión en circuito abierto (Voc): 46,58 V
- Tensión en el punto de máxima potencia (Vmp): 37,89 V
- Corriente de cortocircuito (Isc): 9,36 A
- Corriente en máxima potencia (Imp): 8,71 A
- Tipo de célula: Policristalina
- Dimensiones típicas: 1956 x 992 x 40 mm
- Eficiencia del módulo: 17,52 %

Estas especificaciones hacen que los paneles se adapten perfectamente a los requisitos del sistema, tanto en términos de tensión como de compatibilidad con el regulador de carga MPPT.

La conexión de los módulos se hará con una configuración 2S4P, es decir, cuatro ramas formadas por dos paneles dispuestos en serie formando un “string”.

Esto da como resultado las siguientes magnitudes eléctricas a la entrada del regulador:

- Tensión en circuito abierto del generador (Voc total):

$$2 * 46,58 V = 93,16 V \quad [14]$$

- Tensión nominal de trabajo (Vmp total):

$$2 * 37,89 V = 75,78 V \quad [15]$$

- Corriente total del generador (Imp total):

$$4 * 8,71 A = 34,84 A \quad [16]$$

- Potencia total instalada:

$$P_{total} = 8 * 330Wp = 2.640 Wp \quad [17]$$

Estos valores se encuentran dentro de los límites del regulador Victron MPPT 150/60, que admite hasta 150 V de entrada en circuito abierto y 60 A de corriente máxima. Además, trabajar con una tensión en torno a los 75 V permite al regulador operar de forma eficiente en modo MPPT y cargar correctamente el banco de baterías de 24 V.

Además, tanto para el modelo de bomba elegido como para el controlador CU 202 el rango de tensión de entrada que soportan en corriente continua es de 30-300 V por lo que ninguno presentaría problemas.

3.3.5 ELECCIÓN DE LOS ELEMENTOS DE CONEXIÓN Y SEGURIDAD

Además de todos los elementos mencionados anteriormente, se ha implementado un sistema de conmutación automática basado en contactores de corriente continua, un relé de voltaje y enclavamiento eléctrico. El objetivo de este sistema es permitir que el controlador de la bomba CU 202 reciba energía desde una única fuente a la vez, priorizando la energía solar siempre que esté disponible, y recurriendo a las baterías solo cuando la irradiación no sea suficiente.

Esto se consigue conectando el relé de voltaje a la salida de los paneles solares y monitorizando constantemente su tensión. Cuando detecta que el voltaje supera un umbral predefinido de 65 V, cifra con la que se considera que existe suficiente irradiación solar para alimentar el sistema, cierra su contacto de salida y activa la bobina del primer contactor K1, que conecta la salida de los paneles solares con el controlador CU 202.

Cuando la tensión solar desciende por debajo del umbral, el relé abre su contacto, desactivando la bobina del contactor K1. De manera automática, el sistema conmuta a su fuente de respaldo, que son las baterías. Esto se consigue mediante un enclavamiento eléctrico, conectado a un contacto auxiliar NC del contactor K1. Este contacto está conectado en serie con la bobina del segundo contactor K2, encargado de permitir el paso desde el banco de baterías al controlador. Mientras K1 esté activo, su contacto auxiliar NC permanece abierto, impidiendo que K2 se active. Cuando K1 se desactiva, su contacto NC se cierra y permite la activación de K2, conmutando la alimentación hacia las baterías de forma segura.

Este sistema, aunque parezca complejo evita de forma autónoma el riesgo de que ambas fuentes estén conectadas simultáneamente, lo que podría dañar el controlador o provocar desequilibrios de tensión. Además, garantiza que el consumo del banco de baterías se limite únicamente a los momentos en los que no exista suficiente energía solar, maximizando así la eficiencia energética y la vida útil del sistema.

Como contactor vamos a usar el modelo Altran AEV150-M,⁶³ se instalará uno para los paneles y otro para las baterías. Este modelo permite conmutar de forma segura tensiones de hasta 900 V DC y corrientes de hasta 150 A, lo cual garantiza un amplio margen respecto a las exigencias del sistema. Además, cuenta con bobina de control a 24 V DC, compatible con el banco de baterías existente, y está específicamente diseñado para trabajar en circuitos de corriente continua, ya que al contar con una cámara de extinción de arco asegura una operación segura y duradera. Su formato compacto y su versatilidad de montaje facilitan la integración en el cuadro eléctrico del sistema.



Ilustración 33. Contactor Altran AEV150 M (Fuente: Digikey 2025)

Para conmutar de forma inteligente entre paneles fotovoltaicos y baterías, se ha seleccionado el relé Finder 7S.23.9.024.0210 como elemento de control de tensión.⁶⁴ Este modelo ha sido escogido por su total compatibilidad con sistemas en corriente continua, su fiabilidad industrial y su facilidad de integración en cuadros eléctricos mediante carril DIN. El relé

⁶³ Digikey. (n.d.).

⁶⁴ Farnell. (n.d.).

cuenta con una bobina de alimentación de 24 V DC, lo que permite alimentarlo directamente desde el banco de baterías sin necesidad de fuentes auxiliares.

Aunque se alimenta desde las baterías, su función principal es supervisar la tensión de los paneles solares, cuya salida puede alcanzar hasta 93 V DC en circuito abierto, y activar la conmutación de la fuente de energía cuando se supera un umbral previamente establecido de 65 V DC, lo que asegura que los paneles suministren energía suficiente para el bombeo.



Ilustración 34. Relé Finder 7S.23.9.024.0210 (Fuente: Farnell 2025)

El relé dispone de contactos de salida configurables, 2 abiertos y 1 cerrado, lo que permite accionar directamente la bobina del contactor correspondiente a los paneles solares K1, y al mismo tiempo establecer un enclavamiento eléctrico que impida la activación simultánea del contactor de las baterías K2. Este sistema evita conflictos entre fuentes y protege la integridad del controlador de bomba CU 202.

Gracias a su capacidad de conmutar tensiones de hasta 110 V DC en los contactos y su alto aislamiento entre bobina y circuito de potencia, este modelo ofrece un funcionamiento seguro y estable. Además, permite una conmutación fiable incluso ante fluctuaciones de tensión solar, asegurando que se priorice la energía solar siempre que esté disponible, y se recurra a las baterías únicamente cuando sea necesario.

Por otro lado, resulta indispensable para la instalación del enclavamiento eléctrico entre los contactores K1 (paneles) y K2 (baterías) añadir un contactor auxiliar, debido a que el modelo

elegido no cuenta con salidas auxiliares de tipo NC. Para ello, se ha escogido el modelo Eaton DILER-22-G.⁶⁵ Este relé cuenta con una bobina de 24 V DC y dos contactos de tipo NC, utilizados para interrumpir la señal de control al contactor opuesto cuando uno de ellos está activado. De esta forma, se garantiza que nunca puedan energizarse ambos contactores al mismo tiempo, protegiendo el sistema de posibles daños o conexiones simultáneas no deseadas.



Ilustración 35. Eaton DILER-22-G (24V DC) (Fuente: RS Components 2025).

Los relés auxiliares A1 y A2 se disponen en paralelo a K1 y K2, y su funcionamiento es el siguiente:

Conexión de A1:

- Se conecta en paralelo con la bobina de K1.
- Cuando K1 se activa por el relé de tensión, también se activa A1.
- El contacto NC de A1 se pone en serie con la bobina de K2 de tal forma que, si A1 está activado porque hay sol suficiente, K2 no puede activarse.

⁶⁵ RS Components. (n.d.).

Conexión de A2:

- Se conecta en paralelo con la bobina de K2
- Cuando K2 se activa por ausencia de sol, también se activa A2
- El contacto NC de A2 se pone en serie con la bobina de K1 de tal forma que, si A2 está activado, K1 no puede activarse.

3.3.6 ELECCIÓN DE ELEMENTOS HIDRÁULICOS, ELÉCTRICOS Y DE CONTROL

En cuanto al sistema hidráulico, se ha decidido mantener la instalación que ya existe, incluyendo la red de tuberías, válvulas y elementos de conducción de agua ya implementados. Esta decisión se debe a que esta parte del sistema ha demostrado ser funcional y compatible con los nuevos requerimientos energéticos, por lo que no se considera necesario realizar modificaciones en la parte hidráulica. De este modo, la intervención se centrará exclusivamente en la mejora y automatización del sistema eléctrico y de control.

También se implementarán todos los elementos de control necesarios para el bombeo como sensores de nivel tipo boya tanto en los depósitos de almacenamiento como en el pozo, con el objetivo de automatizar los ciclos de bombeo, optimizar el consumo eléctrico y evitar el funcionamiento en seco de la bomba.

Desde el punto de vista eléctrico, se incluirán todo el cableado, las protecciones específicas, como fusibles y protecciones contra sobretensiones, con el fin de asegurar la seguridad de la instalación frente a posibles fallos eléctricos, sobrecargas o cortocircuitos.

3.4 *SISTEMA DE LA VIVIENDA*

Al igual que en el sistema de bombeo, a través del diseño de una instalación fotovoltaica se busca poder alimentar energéticamente una vivienda de campo ubicada en la finca objeto del proyecto, la cual no cuenta con acceso a la red eléctrica. La instalación se plantea como una solución sostenible y eficiente, aprovechando la energía solar como fuente principal de generación para cubrir las necesidades básicas de una vivienda de este tipo.

Para empezar, hay que tener en cuenta que la superficie de la vivienda es de aproximadamente 300 m^2 distribuidos en dos plantas, en los que se dispone de 4 habitaciones, dos servicios, una sala de estar y una cocina. Un punto muy importante para tener en cuenta es el de que el uso que se le da a esta es esporádico, únicamente algunos fines de semana y días sueltos a lo largo del año, debido a ello el consumo energético anual previsto va a resultar bajo.

En cuanto a los electrodomésticos de los que dispone la casa, esta cuenta únicamente con una nevera con congelador y un microondas, ya que el resto de los elementos de cocina funcionan con gas, al igual que los calentadores para el agua. El único equipo que permanece conectado todo el año es la nevera y el congelador, en cambio, durante los días de uso se tiene previsto el uso de la iluminación interior y exterior, así como consumos típicos como la televisión, el microondas o la carga de dispositivos.

Para la iluminación de la vivienda⁶⁶ se quiere emplear tecnología de tipo Led, y se tendrá en cuenta que la parte habitable de la vivienda ronda los 200 m^2 y que lo recomendado para obtener una correcta visibilidad dentro de esta son 4W/m^2 .

Para un uso de aproximadamente 50 días al año se obtienen los siguientes consumos:

$$E(kWh) = P * horas \quad [18]$$

⁶⁶ Leroy Merlin, 2024.

Elemento	Potencia consumida	Frecuencia de uso	Consumo energético anual (kWh)
Nevera con congelador	40 W	24 h*365 días	350,4 kWh
Microondas	1000 W	0,5 h*50 días	25 kWh
Televisión	100 W	3 h*50 días	15 kWh
Iluminación LED	$4W/m^2 * 200m^2 = 800 W$	6 h *50 días	240 kWh
Carga de dispositivos en los enchufes	300 W	3 h*50 días	45 kWh
Margen (10%)	-	-	67,5 kWh
Total anual estimado	-	-	$\approx 743 \text{ kWh}$

Tabla 2. Desglose de los consumos de la vivienda (Fuente: Elaboración propia 2025)

Teniendo en cuenta todos estos factores obtenemos un consumo anual de la vivienda de aproximadamente 743 kWh al año.

El consumo diario promedio se calcula como: $\frac{743 \text{ kWh}}{365 \text{ días}} = 2,03 \text{ kWh/día}$ [19]

En aquellos días en los que se le de uso a la vivienda de forma completa surge un consumo total de 7,46 kWh/día y añadiendo un margen del 10% obtenemos un consumo de 8,2 kWh/día, de este modo se garantiza que la instalación sea capaz de abastecer las necesidades energéticas en momentos de mayor demanda.

Para empezar, se describen todos los componentes que forman parte de una instalación de este tipo y que trabajan de forma coordinada para garantizar el suministro eléctrico continuo de la vivienda.

Al igual que en el sistema de bombeo que se ha diseñado, los paneles fotovoltaicos son los encargados de captar la radiación solar y transformarla en electricidad en forma de corriente continua DC. También se empleará un regulador de carga MPPT para recibir la energía generada por los paneles y regular su paso hacia las baterías, ajustando tensión y corriente para optimizar su carga extrayendo el máximo rendimiento de los paneles en todo momento.

Las baterías son las encargadas de almacenar la energía generada por los paneles para poder dotar de energía a la vivienda en todo momento, siendo su dimensionamiento fundamental para garantizar la correcta disponibilidad de energía.

Debido a que los consumos eléctricos de las viviendas consumen energía en forma de corriente alterna AC, resulta fundamental el uso de un inversor para convertir la corriente continua almacenada en las baterías en corriente alterna. Entre otros usos el inversor también protege a la instalación de sobrecargas y otro tipo de anomalías eléctricas.

También resulta fundamental la instalación de un cuadro eléctrico, el correcto montaje de todo el cableado y de las protecciones eléctricas que garantizan la seguridad del sistema, aunque cabe destacar que todo ese sistema ya se encuentra instalado debido a la instalación eléctrica anterior.

En la siguiente imagen se muestra un esquema simplificado de cómo sería una instalación de este tipo:

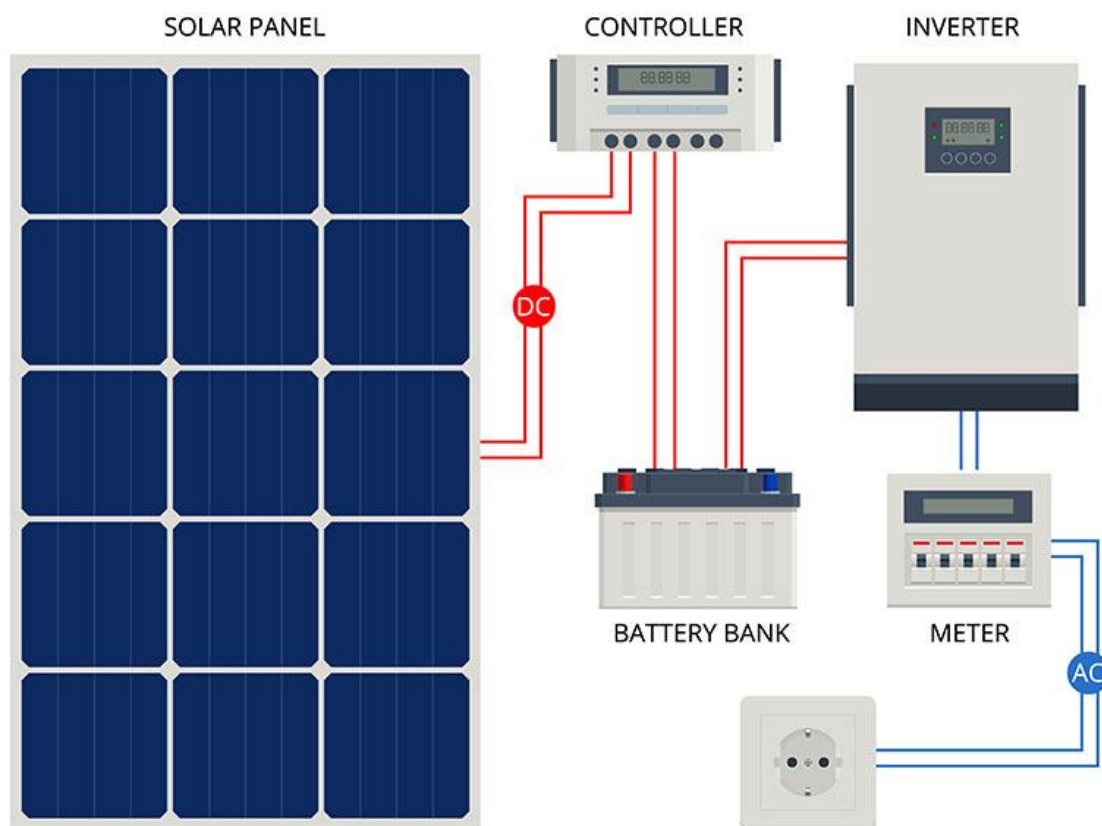


Ilustración 36. Elementos de una instalación solar aislada. (Fuente: Centro Técnico Europeo de enseñanzas profesionales 2025).

3.4.1 ELECCIÓN DEL INVERSOR/CONTROLADOR Y BATERÍAS

Para esta instalación se ha optado por emplear tecnología híbrida en la que se combina el inversor junto con el controlador para simplificar el sistema, para ello se ha escogido el modelo de inversor híbrido Huawei Sun2000L 2-6KTL-L1, un equipo de alta eficiencia, hasta el 98,4%, compatible con baterías de litio de alto voltaje, monitorización inteligente y múltiples funciones de seguridad.⁶⁷ Huawei es uno de los fabricantes líderes en el sector solar, reconocido por la fiabilidad, robustez y eficiencia de sus productos. Referencias como el informe de BloombergNEF y diversos estudios de Photon International destacan a Huawei

⁶⁷ AutoSolar. (n.d.)

como uno de los mejores fabricantes de inversores a nivel global, tanto por rendimiento como por soporte técnico y durabilidad.



Ilustración 37. Inversor híbrido Huawei Sun2000L 2-6KTL-L1 (Fuente: Autosolar 2025).

Este inversor cumple las dos funciones clave de un inversor convencional y de un regulador MPPT:

- Inversor DC-AC: Transforma la corriente continua generada por los paneles o almacenada en la batería en corriente alterna para alimentar los consumos del hogar.
- Regulador MPPT integrado: Incorpora dos seguidores del punto de máxima potencia (MPPT), que optimizan la producción solar sin necesidad de un regulador externo.

Sin embargo, este equipo está diseñado exclusivamente para trabajar con baterías de litio de alto voltaje. Por ello, se ha escogido una solución compatible como es el modelo Huawei LUNA2000 5kWh,⁶⁸ un sistema modular de litio con alta eficiencia, extensa vida útil y comunicación de serie con el inversor Huawei.

Al haber elegido un sistema de baterías formado por módulos de 5 kWh, y que se pueden juntar para formar torres de 15kWh, se van a instalar 6 módulos de 5 kWh, formando 2 torres completas de 15 kWh cada una, alcanzando una capacidad total de 30 kWh útiles con el

⁶⁸ WccSolar. (n.d.).

objetivo de asegurar una autonomía de 3 días con el consumo máximo estimado de 8,2 kWh/día.



Ilustración 38. Torre Huawei LUNA2000 15kWh (Fuente: WccSolar 2025).

Cada torre se compone de 3 módulos apilados en vertical y conectados en serie entre sí para alcanzar una tensión de funcionamiento entre 350 y 450 V, que es el mismo que el rango admisible de la entrada para las baterías del inversor. Posteriormente, las dos torres se conectan en paralelo al puerto BAT del inversor. Esta disposición permite mantener la tensión en el rango óptimo de funcionamiento del inversor Huawei, mientras se duplica la capacidad total del sistema. El puerto BAT del inversor está diseñado para aceptar este tipo de configuración y gestionar la energía proveniente de ambas torres de forma equilibrada y segura. Además, el modelo incluye un sistema BMS inteligente y comunicación nativa con el inversor, garantizando una gestión optimizada de la carga, protección ante sobretensiones y equilibrio automático de módulos.

3.4.2 ELECCIÓN DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS

Para esta instalación se han seleccionado paneles solares de la marca JA Solar, más en concreto el modelo JAM72S20 450W monocristalino que se trata de uno de los mejores

valorados en 2025⁶⁹. Esta decisión se toma tras haber analizado en detalle las características técnicas y ventajas operativas de este modelo, ampliamente reconocido por proveedores especializados como Autosolar y SolarReviews. Se trata de un panel monocristalino de tecnología PERC con estructura de media célula, que combina un alto rendimiento con una gran durabilidad y resistencia térmica.



Ilustración 39. JAM72S20 450W monocristalino. (Fuente: AutoSolar).

Sus características principales son:

- Potencia nominal: 450 Wp
- Tensión en circuito abierto (V_{oc}): 49,7 V
- Tensión en punto de máxima potencia (V_{mp}): 41,52 V
- Corriente de cortocircuito (I_{sc}): 11,36 A
- Corriente en punto máximo (I_{mp}): 10,84 A
- Eficiencia: 20,3 %
- Tipo de célula: Monocristalina
- Dimensiones: 2112 x 1052 x 35 mm

⁶⁹ AutoSolar. 2025

Estas especificaciones hacen que los paneles se adapten perfectamente a los requisitos del sistema, tanto en términos de tensión como de compatibilidad con el inversor híbrido.

La conexión del sistema se hará con la configuración en 3S2P, es decir, dos ramas formadas por tres paneles dispuestos en serie formando un “string”.

Esto da como resultado las siguientes magnitudes eléctricas a la entrada del regulador:

- Tensión en circuito abierto del generador (V_{oc} total):

$$3 * 49,7 V = 149,1 V \quad [20]$$

- Tensión nominal de trabajo (V_{mp} total):

$$3 * 41,52 V = 124,6 V \quad [21]$$

- Corriente total del generador (I_{mp} total):

$$1 * 10,84 A = 10,84 A \quad [22]$$

- Potencia total instalada:

$$P_{total} = 6 * 450 Wp = 2.700 Wp \quad [23]$$

El inversor elegido tiene dos entradas MPPT independientes, y cada una puede manejar un string de paneles solares, siendo los 10,69 A de cada string, inferior a los 12,5 A de corriente máxima de entrada en cada MPPT. Además, la tensión máxima de entrada son 600 V por lo que tampoco supone ningún problema.

3.5 *INSTALACIÓN DE LOS PANELES*

Como hemos visto anteriormente, para optimizar el rendimiento de los paneles solares es fundamental tener en cuenta tanto su inclinación como su orientación. En este sentido, se ha determinado que los paneles deben instalarse con una inclinación de 35°. Este ángulo permite maximizar la captación de radiación solar a lo largo del año, especialmente en latitudes medias, donde se busca un equilibrio entre la captación en invierno y verano.

Además, los paneles deben estar orientados hacia el sur. Esta orientación es la más eficiente en el hemisferio norte, ya que permite que los paneles reciban la mayor cantidad de luz solar directa durante el día. Al orientar los paneles hacia el sur, se consigue un azimut de 0°, lo

que significa que están perfectamente alineados con la trayectoria solar, sin desviaciones hacia el este o el oeste. Esta configuración garantiza una producción energética más constante y eficiente.

Tanto el tejado de la vivienda como el tejado de la nave serán utilizados para la instalación de los paneles solares, ya que son de grandes dimensiones y se encuentran muy cerca de los puntos de alimentación de ambos sistemas fotovoltaicos. Estos se montarán sobre una estructura de tipo fijo, diseñada para proporcionar la inclinación de 35° y la orientación hacia el sur necesaria.

El tejado de la nave es completamente plano, mientras que el de la vivienda tiene una inclinación de aproximadamente 20°. A continuación, se muestra una imagen en la que se puede apreciar mejor:



Ilustración 40. Imagen de la nave y de la vivienda (Fuente: Elaboración propia 2025)

La idea es poner todos los paneles encima del tejado de la nave, que cuenta con 23,5 metros de largo y 8 metros de ancho, lo que hace una superficie de:

$$S = 23,5 * 8 = 188 \text{ m}^2 \quad [24]$$

Resulta importante recalcar que lo que van a ocupar no es la superficie del panel, sino la superficie horizontal de la estructura que los soporta.

Para ello vamos a utilizar la estructura regulable de 20° a 35° para dos paneles solares y que es ampliable para más,⁷⁰ esta soporta paneles de hasta 2279 x 1150mm por lo que no hay ningún problema con ninguno de los dos que vamos a usar.

Las dimensiones de esta estructura son de 1711mm x ancho del panel que instalemos.

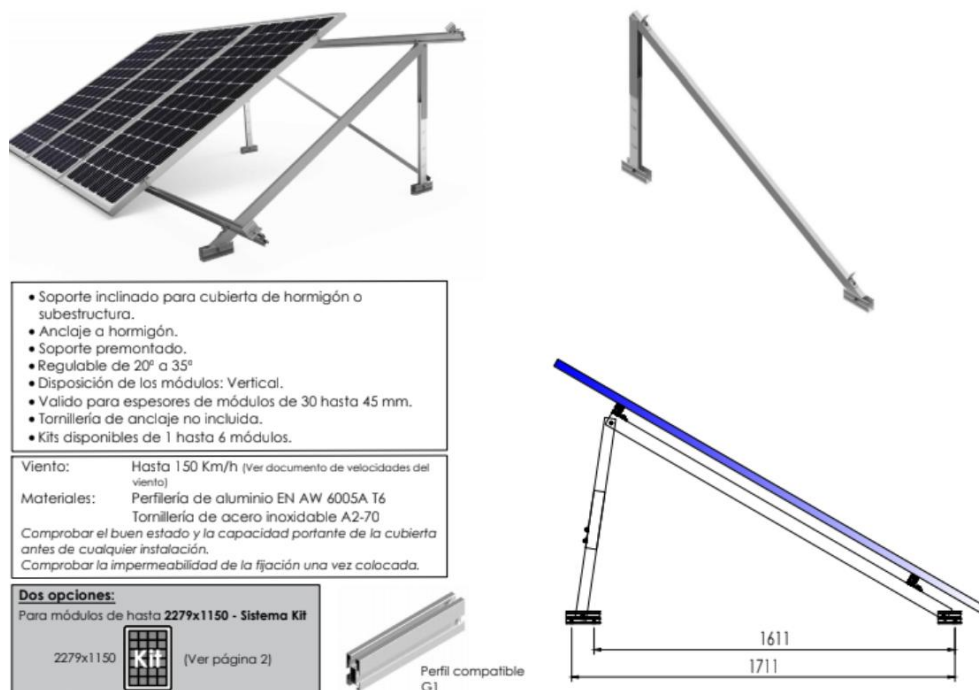


Ilustración 41. Características de la estructura (Fuente: Rebasas 2025)

3.5.1 PANELES DEL SISTEMA DE BOMBEO

Para este sistema se han instalado 8 paneles de dimensiones 1956 x 992 x 40 mm, conectados en cuatro filas en paralelo formadas por dos paneles cada una, por lo que usaremos cuatro estructuras de dos paneles de capacidad.

⁷⁰ Rebasas. (n.d.)

Para este caso el área que van a cubrir es de:

$$S = 1,711 * (2 * 0,992) * 4 = 13,58 \text{ m}^2 \quad [25]$$

3.5.2 PANELES DEL SISTEMA DE LA VIVIENDA

Para este sistema se han instalado 6 paneles de dimensiones 2112 x 1052 x 35 mm, conectados en dos filas en paralelo formadas por tres paneles cada una, por lo que usaremos dos estructuras de tres paneles de capacidad.

Para este caso el área que van a cubrir es de:

$$S = 1,711 * (3 * 0,992) * 2 = 10,18 \text{ m}^2 \quad [26]$$

Se puede observar que el área total ocupada por los paneles con sus respectivas estructuras de orientación es de aproximadamente 25 m^2 , que es mucho menor que la superficie total del tejado de la nave.

3.6 CONCLUSIÓN

A lo largo de este capítulo se han definido los parámetros clave del sistema, ajustados a las condiciones técnicas y funcionales del proyecto. Asimismo, se ha realizado la selección detallada de todos los elementos que componen el sistema, garantizando su coherencia, viabilidad y eficiencia en el contexto específico del diseño. Con estas decisiones, se sientan las bases necesarias para la implementación y análisis del rendimiento del sistema en los capítulos siguientes.

Capítulo 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se evalúa el rendimiento esperado de los sistemas fotovoltaicos diseñados para la finca. Para ello, se ha recurrido a la herramienta online PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), desarrollada por el Centro Común de Investigación (JRC) de la Comisión Europea.

Esta plataforma permite simular la producción energética de una instalación fotovoltaica de autoconsumo aislada de la red en función de su localización geográfica, orientación, inclinación, capacidad instalada, perfil de consumo y características técnicas del sistema. Mediante los cálculos de PVGIS es posible conocer el comportamiento del sistema mes a mes, así como la cobertura del consumo energético, el estado de carga de las baterías y la autonomía del sistema en condiciones reales.

The screenshot shows the PVGIS web application interface. On the left is a map of a rural area in Spain, with a blue pin indicating the location. The right-hand side contains a form for configuring an autonomous PV system. The 'CURSOR' section shows coordinates (39.588, -5.685) and elevation (492m). The 'UTILIZAR LAS SOMBRAS DEL TERRENO' section has a checked box for 'Horizonte calculado'. The 'RENDIMIENTO DE UN SISTEMA FV AUTÓNOMO' section includes fields for 'Base de datos de radiación solar' (PVGIS-SARAH3), 'Potencia FV pico instalada [Wp]' (10), and 'Capacidad de la batería [kWh]' (10). Other parameters like 'Limitador de descarga [%]', 'Consumo diario [Wh]', and 'Inclinación [°]' are also visible. At the bottom, there are buttons for 'Visualizar resultados', 'csv', and 'json'.

Ilustración 42. Sistema autónomo PVGIS (Fuente: PVGIS 2025)

Los resultados del cálculo de un sistema FV autónomo son de tres tipos diferentes:

- Valores medios mensuales y anuales de la producción eléctrica diaria y valores medios mensuales de la energía no capturada debido a una batería completamente cargada (ambos expresados en Wh).
- Promedio mensual y anual del número de días en los que la batería se carga y descarga completamente.
- Histograma del estado de carga de la batería.

El análisis de ambos sistemas permitirá verificar si los sistemas han sido correctamente dimensionados en relación con las necesidades reales de la finca, y si ofrecen un nivel de cobertura suficiente para garantizar la autonomía energética durante todo el año.

4.1 SISTEMA DE BOMBEO

A partir de los resultados obtenidos mediante la simulación en PVGIS, se ha evaluado el comportamiento anual del sistema fotovoltaico autónomo de bombeo, considerando un consumo constante de 8,47 kWh/día, correspondiente al escenario más desfavorable durante los meses de verano, cuando la demanda hídrica es máxima y continua.

Los parámetros introducidos en la herramienta son los siguientes:

- Base de datos de radiación solar: PVGIS-SARAH3 (la más actualizada para Europa)
- Potencia FV pico instalada [Wp]: 2.640
- Capacidad de la batería [Wh]: 18.000
- Limitador de descarga [%]: 40 → se permite una descarga del 60 %
- Consumo diario [Wh]: 8.470 → derivado del consumo de la nevera (40 W x 24 h x 1,1(margen)).
- Inclinación [°]: 35
- Azimut [°]: 0

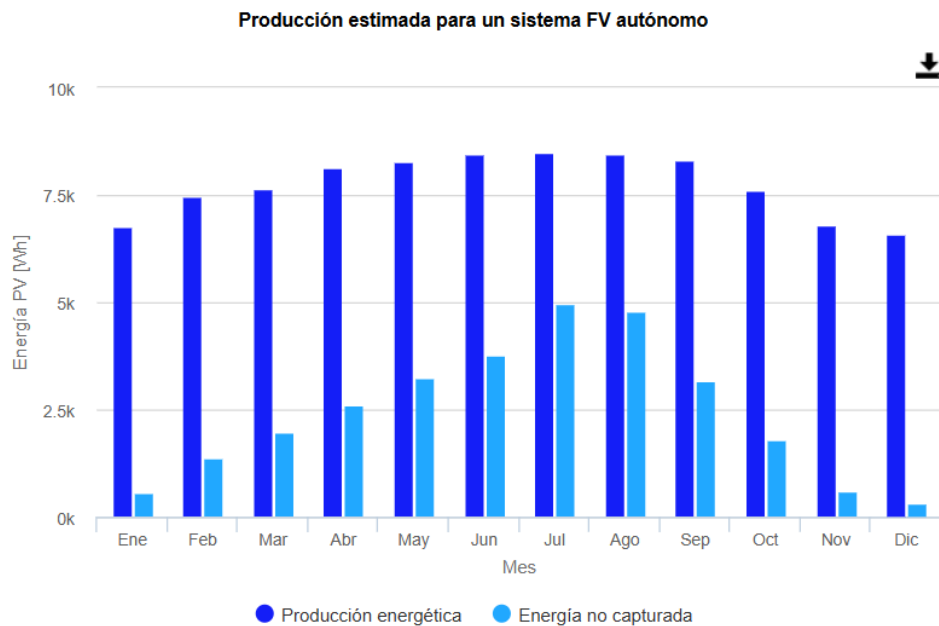


Ilustración 43. Producción estimada (Fuente: PVGIS 2025)

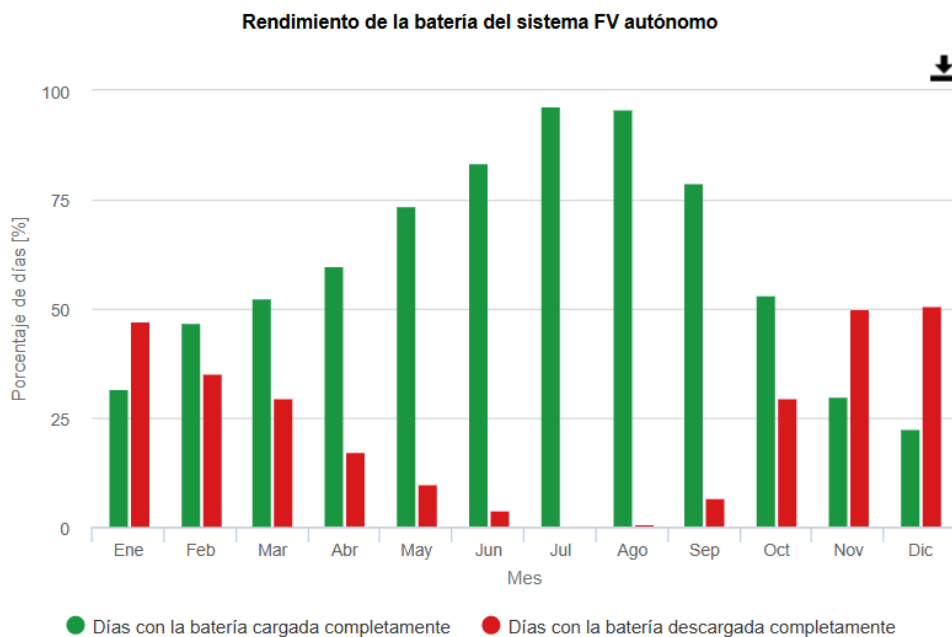


Ilustración 44. Rendimiento de las baterías (Fuente: PVGIS 2025)

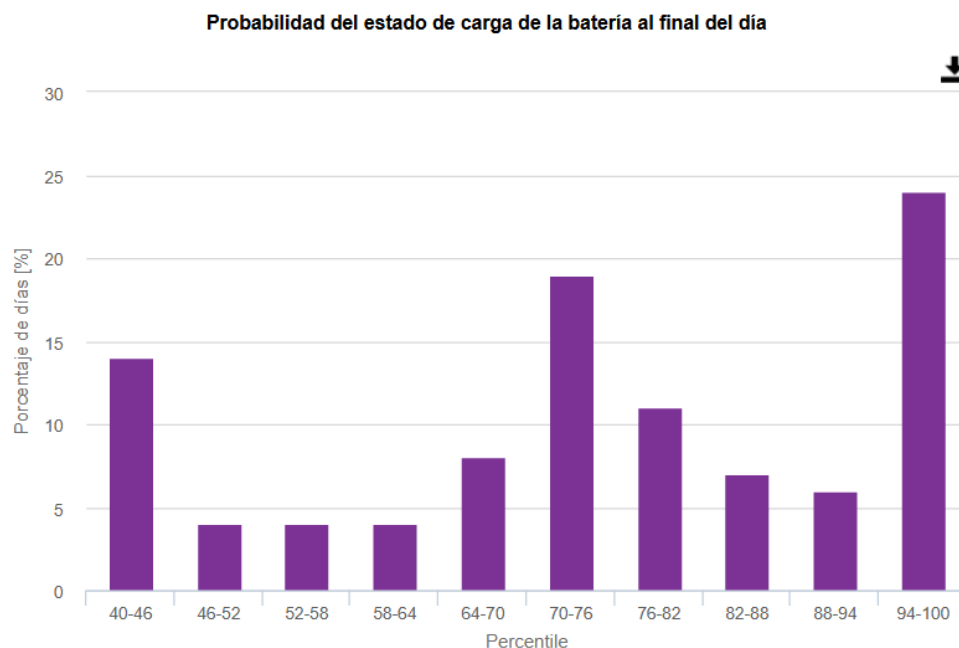


Ilustración 45. Estado de carga de las baterías al final del día (Fuente: PVGIS 2025)

Los datos del informe de PVGIS muestran un rendimiento muy favorable del sistema durante los meses de verano, ya que en julio y agosto presentan una cobertura total de la demanda diaria, con la batería completamente cargada en más del 95 % de los días, y sin registrarse días con descarga completa.

Por otro lado, la energía solar no capturada alcanza los 5 kWh/día, lo que indica un margen de producción sobredimensionado, deseable para garantizar la operatividad de la bomba en estos meses críticos.

Por el contrario, en los meses de invierno, de noviembre a enero, el sistema no consigue cubrir la demanda teórica de 8,47 kWh/día, siendo la producción media diaria de entre 6,5 y 6,8 kWh/día y registrándose valores de hasta un 50 % de días con batería completamente descargada, siendo la energía media que falta en torno a 3 kWh/día. Este comportamiento no representa un problema operativo, ya que en los meses de otoño, invierno y primavera la demanda de bombeo es mucho menor o incluso nula en algunos días, por lo que el consumo real será muy inferior al considerado en la simulación.

Con respecto al sistema de almacenamiento energético, se observa que el estado de carga al final del día confirma la estabilidad general del sistema, ya que en el 89 % de los días, la batería finaliza con más del 64 % de su capacidad, en casi un 25 % de los días termina entre el 94-100 % de carga, evidenciando, como el sistema rara vez entra en situaciones de descarga profunda, lo que se traduce en una mayor vida útil del banco de baterías y una mejor eficiencia energética general.

El sobredimensionamiento relativo en el resto del año no supone un problema, ya que se traduce en excedentes de energía que no se utilizan, pero garantiza la estabilidad y fiabilidad del sistema sin comprometer la durabilidad de sus componentes.

Este análisis confirma que el sistema propuesto es técnicamente viable, energéticamente autosuficiente en su periodo de máxima demanda, y robusto en términos de autonomía y funcionamiento a lo largo de todo el año.

4.2 *SISTEMA DE LA VIVIENDA*

Dado que la vivienda está pensada para un uso intermitente, aproximadamente 50 días al año, y considerando que el único consumo constante es el del frigorífico funcionando las 24 horas del día, se ha realizado una primera simulación en PVGIS para analizar este escenario base en los días que no se usa. A esto se le ha añadido un pequeño margen de seguridad del 10% en caso de que se mantenga conectado algún otro consumo.

Los parámetros introducidos en la herramienta son los siguientes:

- Base de datos de radiación solar: PVGIS-SARAH3 (la más actualizada para Europa)
- Potencia FV pico instalada [Wp]: 2.700
- Capacidad de la batería [Wh]: 30.000
- Limitador de descarga [%]: 10 → se permite una descarga del 90 %, en línea con la profundidad de descarga útil de las baterías Huawei.
- Consumo diario [Wh]: 1.056 → derivado del consumo de la nevera
- Inclinación [°]: 35
- Azimut [°]: 0

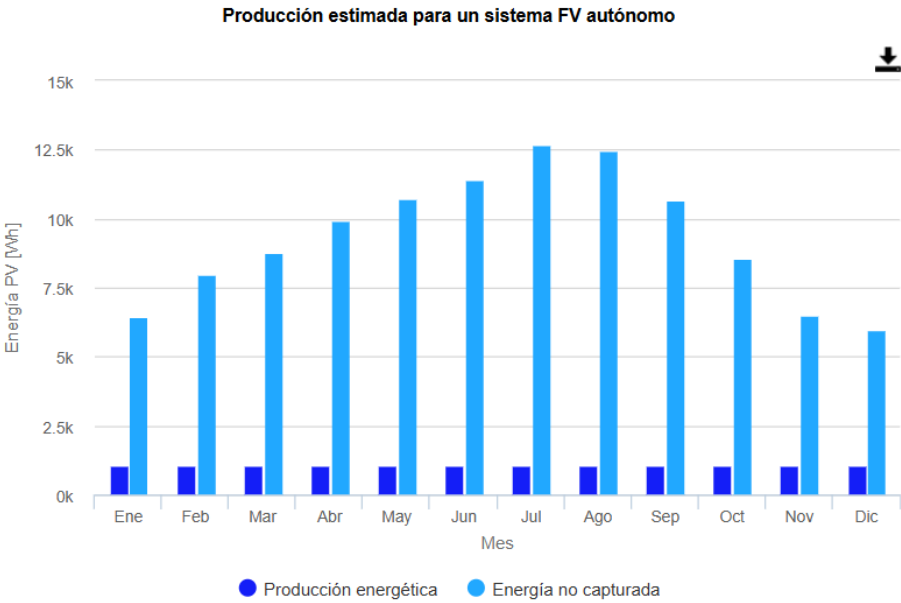


Ilustración 46. Producción estimada (Fuente: PVGIS 2025)

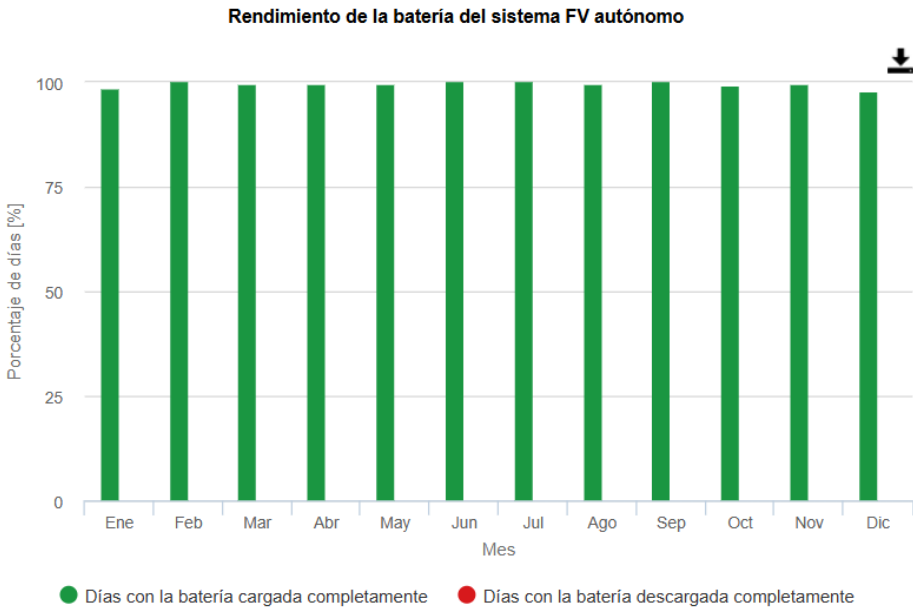


Ilustración 47. Rendimiento de las baterías (Fuente: PVGIS 2025)



Ilustración 48. Estado de carga de las baterías al final del día (Fuente: PVGIS 2025)

Tras realizar esta primera simulación se observa que los resultados obtenidos evidencian el excelente comportamiento del sistema en este escenario, ya que la batería se mantiene completamente cargada el 99.52 % del tiempo, sin registrarse descargas completas en ningún momento del año. La energía media diaria que no puede ser almacenada asciende a más de 9 kWh, lo que demuestra que el sistema está produciendo mucho más de lo necesario para esta demanda. De hecho, no se observa en ningún mes del año un déficit energético. El estado de carga final de la batería se mantiene siempre por encima del 90 %, confirmando que la instalación garantiza de forma holgada la autonomía energética durante los días de no ocupación.

De la misma manera se hace otra simulación para comprobar cómo se comportaría el sistema en los días de uso en los que se da la demanda máxima de energía de 8,2 kWh.

Los parámetros introducidos en la herramienta son los siguientes:

- Base de datos de radiación solar: PVGIS-SARAH3 (la más actualizada para Europa)
- Potencia FV pico instalada [Wp]: 2.700
- Capacidad de la batería [Wh]: 30.000
- Limitador de descarga [%]: 10 → se permite una descarga del 90 %, en línea con la profundidad de descarga útil de las baterías Huawei.
- Consumo diario [Wh]: 8.200
- Inclinación [°]: 35
- Azimut [°]: 0

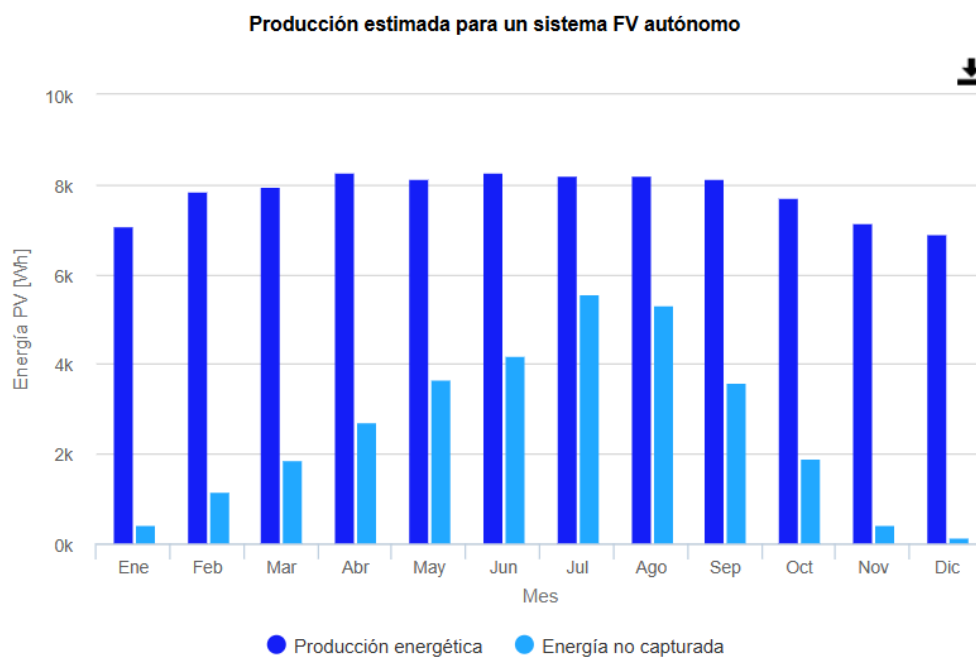


Ilustración 49. Producción estimada (Fuente: PVGIS 2025)

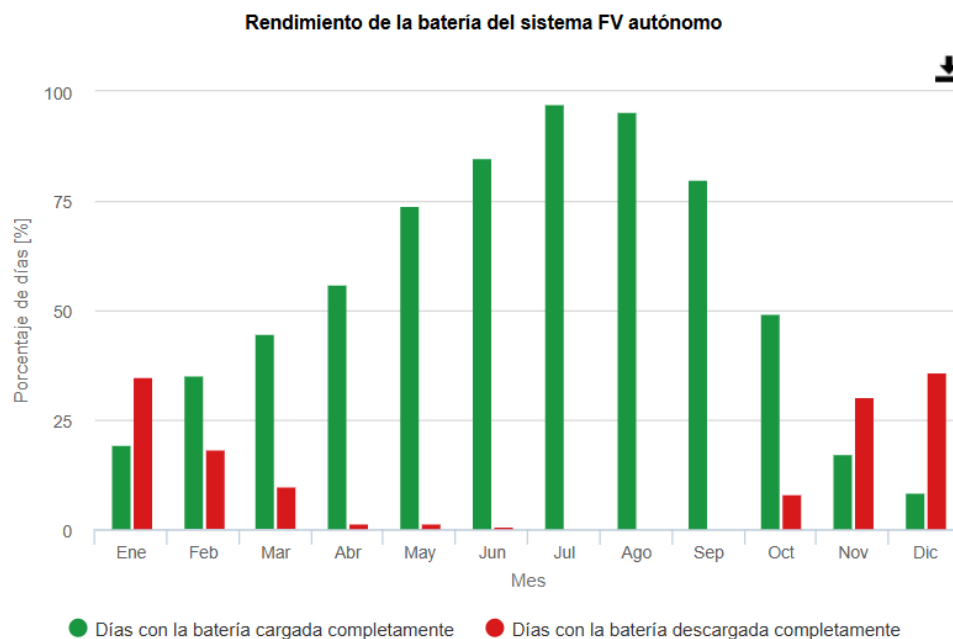


Ilustración 50. Rendimiento de las baterías (Fuente: PVGIS 2025)

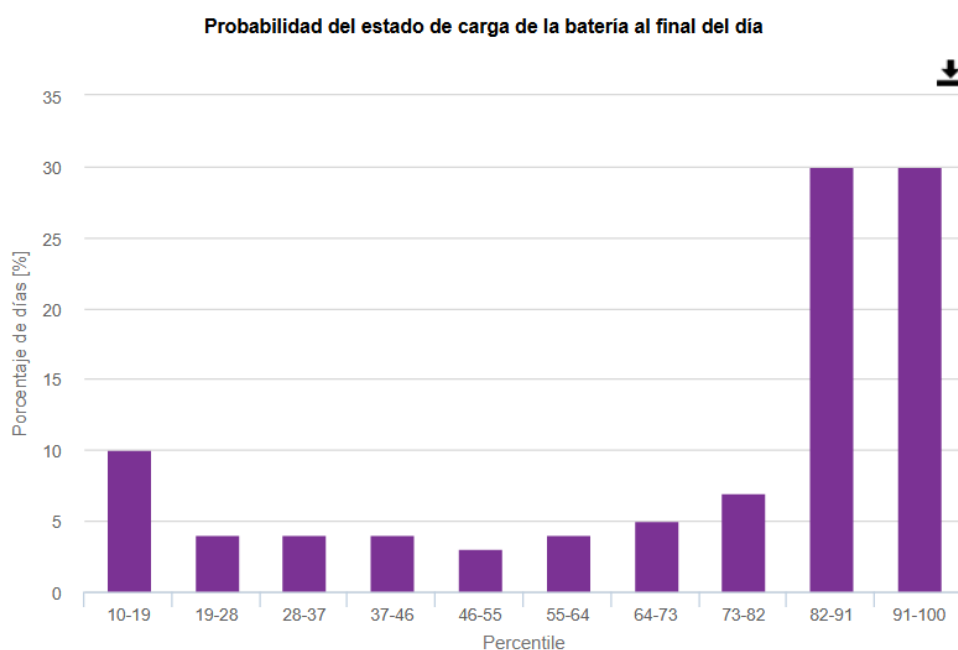


Ilustración 51. Estado de carga de las baterías al final del día (Fuente: PVGIS 2025)

Los resultados reflejan un comportamiento satisfactorio. El sistema consigue mantener la batería completamente cargada en el 55.25 % de los días del año, mientras que solo en el 11.75 % de los días se alcanza una descarga total de la batería. Esto indica que, aunque existe

cierta estacionalidad en la producción solar, el sistema presenta una autonomía funcional para cubrir consumos elevados en la mayor parte del año. De hecho, los meses con mayor producción, de abril a septiembre, permite afrontar con solvencia los consumos puntuales intensos que puedan darse, mientras en los meses más críticos, diciembre, enero y noviembre, es donde pueden darse limitaciones.

Hay que tener en cuenta que la simulación realizada con este consumo de 8.2 kWh se ha ejecutado bajo la hipótesis de que dicha demanda se mantiene constante los 365 días del año. Sin embargo, en la práctica, este nivel de consumo solo se presenta en una pequeña fracción del año, durante los días efectivamente habitados. El resto del tiempo, el consumo real se reduce drásticamente a los niveles que se han explicado previamente, lo que permite al sistema tener una capacidad de recuperación y acumulación energética muy superior a la simulada. Esta diferencia entre el modelo de cálculo y el uso real refuerza aún más la viabilidad y robustez del sistema propuesto.

En términos de autonomía, considerando que la capacidad útil de las baterías es de 27.000 Wh, que es el 90 % de su capacidad total, y que el consumo diario es de 8.200 Wh, el sistema podría proporcionar energía durante aproximadamente 3 días sin recibir aporte solar, antes de agotar completamente la batería como muestra la siguiente fórmula:

$$\text{Autonomía estimada} = \frac{27.000 \text{ Wh}}{8.200 \frac{\text{Wh}}{\text{día}}} = 3,3 \text{ días} \quad [28]$$

Este dato confirma que, incluso ante condiciones meteorológicas adversas, el sistema ofrece un margen razonable de funcionamiento autónomo, sin necesidad inmediata de apoyo externo. Además, la energía media diaria no capturada, alrededor de 4.7 kWh, evidencia que en días soleados existe excedente energético disponible que puede ayudar a recuperar rápidamente el nivel de carga de las baterías.

En conclusión, el análisis de esta simulación valida que el sistema fotovoltaico diseñado es capaz de cubrir los picos de consumo que se producen durante los días de uso intensivo de la vivienda, e incluso permite contar con aproximadamente tres días completos de autonomía energética.

Capítulo 5. VIABILIDAD ECONÓMICA

En este capítulo se presenta el análisis económico del proyecto, con el objetivo de evaluar si su ejecución es sostenible y rentable en el corto, medio y largo plazo. Para ello, se consideran aspectos clave como la inversión inicial, los costos operativos y los principales indicadores financieros. El propósito es ofrecer una visión clara y fundamentada sobre la capacidad del proyecto para ahorrar costes y recuperar la inversión en un plazo razonable.

Para empezar, hay que presentar los costes de cada uno de los elementos que forman parte de ambos sistemas para analizar el coste de la inversión global que hay que llevar a cabo.

Los costes de los elementos del sistema de bombeo son:

Descripción	Proveedor	Ud	Precio por Ud	Precio total
Bomba Grundfos 11 SQF-2	Practical Preppers	1	4.083,94 €	4.083,94 €
Regulador MPPT 150/60 Victron SmartSolar	AutoSolar	1	376,88 €	376,88 €
Batería de GEL Eleksol 12V 250Ah	SolarPlak	6	372,11 €	2.232,66 €
Panel Solar 330Wp Policristalino PlusEnergy	WccSolar	8	112 €	896 €
Controlador CU 202	Grundfos	1	929 €	929 €
Contactador Altran AEV150 M	DigiKey	1	69,91 €	69,91 €
Relé Finder 7S.23.9.024.0210	Farnell	1	63,95 €	63,95 €
Contactador Eaton DILER-22-G (24V DC)	Farnell	1	66,10 €	66,10 €
Soporte de aluminio para paneles	Rebacas	4	183 €	732 €
Cableado	-	-	-	≈ 150 €
Mano de obra	-	-	-	≈ 600 €
Total	-	-	-	10.200,44 €

Tabla 3. Costes de los elementos del sistema de bombeo (Fuente: Elaboración propia 2025)

Los costes de los elementos del sistema de la vivienda son:

Descripción	Proveedor	Ud	Precio por Ud	Precio total
Inversor híbrido Huawei Sun2000L 2-6KTL-L1	AutoSolar	1	961,95 €	961,95 €
Torre Huawei LUNA2000 15kWh	WccSolar	2	7.069,15 €	14.138,3 €
JAM72S20 450W monocristalino	Solarmat	6	234,53 €	1407,18 €
Soporte de aluminio para paneles	Rebacas	2	183 €	366 €
Cableado	-	-	-	≈ 300 €
Mano de obra	-	-	-	≈ 600 €
Total	-	-	-	17.773,43 €

Tabla 4. Costes de los elementos del sistema de la vivienda (Fuente: Elaboración propia 2025)

Con esto vemos que el coste total de la inversión inicial será de aproximadamente 27.973,87€, donde se ha aproximado el coste según el precio de los elementos que forman parte del sistema y la mano de obra que hace falta para su instalación.

A la hora de valorar económicamente los beneficios generados por el sistema de autoconsumo propuesto, es imprescindible estimar con precisión el ahorro energético anual. Este valor no puede calcularse de forma estándar porque la instalación en este proyecto está diseñada para estar aislada de la red eléctrica. Esto implica que no se puede hablar de un ahorro basado en evitar una factura eléctrica mensual tradicional ni en compensaciones por excedentes vertidos, como ocurre en instalaciones de autoconsumo con conexión a red.

En este contexto, el ahorro debe entenderse como el valor económico de la energía que el sistema produce y consume directamente en comparación con el coste que supondría

abastecer esa demanda mediante otras alternativas, como grupos electrógenos diésel o una hipotética conexión a red, con costes de infraestructura muy elevados en zonas rurales remotas.

El estudio de rentabilidad se realiza para un plazo de 20 años. Para ello se analizan los costes de inversión, los ahorros energéticos estimados y los costes de operación y mantenimiento, aplicando herramientas básicas:

- Inversión Inicial (CapEx): Es el desembolso monetario necesario para instalar y poner en marcha el sistema. Incluye todos los costes de componentes, obra civil, instalación y puesta en marcha.

$$CapEx = 27.973,87 \text{ €} \quad [29]$$

- Costes de Operación y Mantenimiento (OpEx): Son los gastos anuales necesarios para mantener operativa la instalación, como revisiones técnicas, sustitución de elementos y posibles reparaciones, se preveen de un 0,5% del CapEx.

$$OpEx = 0,005 * 27.973,87 \text{ €} = 140 \text{ €} \quad [30]$$

- Ahorro Anual Estimado: Corresponde al valor económico de la energía que el sistema deja de consumir de la red, o generaría si la tuviera, expresado en euros. Ya que este sistema no está conectado a red y que a lo largo del año el uso de la vivienda es esporádico, el único consumo de peso es el del sistema de bombeo fotovoltaico diseñado, por lo que se ha establecido un ahorro bruto anual aproximado de 634 €, cifra que se basa en una tarifa de electricidad estimada de 0,15–0,18 €/kWh debido a la gran fluctuación del precio de la luz en los últimos años, y a la tarifa de Gasóleo para el bombeo que ronda los 500 € anuales.

$$Precio \text{ vivienda (para un uso de 50 días)} = 743kWh * \frac{0,18\text{€}}{kWh} = 134 \text{ €} \quad [31]$$

$$Ahorro \text{ neto anual} = 634 - 140 = 494 \text{ €} \quad [32]$$

- Amortización: Representa la depreciación contable a lo largo del tiempo, si se considera una amortización lineal de la instalación en un periodo de 20 años.

$$Amortización \text{ anual} = \frac{27.973,87}{20} = 1.398,69 \frac{\text{€}}{\text{año}} \quad [33]$$

- BAIT: Beneficio antes de intereses e impuestos.

$$BAIT = \text{Ahorro neto anual} - \text{Amortización anual} = -904,69 \text{ €} \quad [34]$$

- BN: Beneficio neto que se calcula aplicando el impuesto de sociedades, en el que vamos a suponer un tipo del 25%.

$$BN = BAIT * (1 - 0,25) = -678,51 \text{ €} \quad [35]$$

- CF: Flujo de caja.

$$CF = BN + \text{Amortización} = 720 \text{ €} \quad [36]$$

- Valor Actual Neto (VAN): Es el valor presente de todos los flujos de caja netos generados por el proyecto durante su vida útil. Un VAN positivo implica que el proyecto es rentable.

$$VAN = \sum_{i=1}^n \frac{CF_i}{(1+r)^i} - I_0 \quad [37]$$

CF: Flujo neto del año i

r: Tasa de descuento = 3%

n: Número de años

I_0 : Inversión inicial

- Tasa Interna de Retorno (TIR): Es la tasa de interés que iguala a cero el VAN. Si la TIR es mayor que la tasa de descuento (coste de oportunidad del capital), el proyecto es atractivo económicamente.

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

A continuación, se muestra una tabla con los valores actualizados para cada año:

Año	Ahorro bruto (€)	Mantenimiento (€)	Amortización (€)	BAIT (€)	BN (€)	CF (€)	CF actualizado (€)	VAN acumulado (€)
1	634.0	139.87	1398.69	-904.56	-678.42	720.27	699.29	-27274.58
2	634.0	139.87	1398.69	-904.56	-678.42	720.27	678.92	-26595.65
3	634.0	139.87	1398.69	-904.56	-678.42	720.27	659.15	-25936.5
4	634.0	139.87	1398.69	-904.56	-678.42	720.27	639.95	-25296.55
5	634.0	139.87	1398.69	-904.56	-678.42	720.27	621.31	-24675.24
6	634.0	139.87	1398.69	-904.56	-678.42	720.27	603.22	-24072.02
7	634.0	139.87	1398.69	-904.56	-678.42	720.27	585.65	-23486.38
8	634.0	139.87	1398.69	-904.56	-678.42	720.27	568.59	-22917.79
9	634.0	139.87	1398.69	-904.56	-678.42	720.27	552.03	-22365.76
10	634.0	139.87	1398.69	-904.56	-678.42	720.27	535.95	-21829.81
11	634.0	139.87	1398.69	-904.56	-678.42	720.27	520.34	-21309.47
12	634.0	139.87	1398.69	-904.56	-678.42	720.27	505.18	-20804.29
13	634.0	139.87	1398.69	-904.56	-678.42	720.27	490.47	-20313.82
14	634.0	139.87	1398.69	-904.56	-678.42	720.27	476.18	-19837.63
15	634.0	139.87	1398.69	-904.56	-678.42	720.27	462.31	-19375.32

Año	Ahorro bruto (€)	Mantenimiento (€)	Amortización (€)	BAIT (€)	BN (€)	CF (€)	CF actualizado (€)	VAN acumulado (€)
16	634.0	139.87	1398.69	-904.56	-678.42	720.27	448.85	-18926.47
17	634.0	139.87	1398.69	-904.56	-678.42	720.27	435.78	-18490.69
18	634.0	139.87	1398.69	-904.56	-678.42	720.27	423.08	-18067.61
19	634.0	139.87	1398.69	-904.56	-678.42	720.27	410.76	-17656.85
20	634.0	139.87	1398.69	-904.56	-678.42	720.27	398.8	-17258.05

Tabla 5. Análisis económico anual (Fuente: Elaboración propia 2025)

Se puede observar que el proyecto no resulta rentable en un plazo de 20 años sin ayudas ni ingresos adicionales, de todas formas, se concluye lo siguiente:

- El sistema ofrece autonomía energética completa en una localización remota, donde la conexión a red podría ser mucho más costosa y que no es rentable debido al escaso gasto energético.
- Existen beneficios más allá de lo económico como son la sostenibilidad, el ahorro a largo plazo, y la autosuficiencia dentro del entorno rural.
- Hay que tener en cuenta que este análisis ha sido extremadamente conservador ya que, si el uso de la vivienda aumenta o se suman otros consumos, la rentabilidad puede mejorar notablemente.
- La aplicación de subvenciones públicas o deducciones fiscales también puede hacer que el proyecto sea viable económicamente.

Debido al último punto, se debe tener en cuenta no solo la viabilidad técnica y económica de los sistemas renovables, sino también su interacción con la fiscalidad ambiental vigente y futura. En España, los impuestos ambientales representan una herramienta con un enorme

potencial que se encuentra completamente desaprovechado⁷¹. Estos tributos, diseñados para penalizar actividades contaminantes y promover comportamientos sostenibles, han demostrado ser eficaces en otros países europeos como instrumento para acelerar la descarbonización.

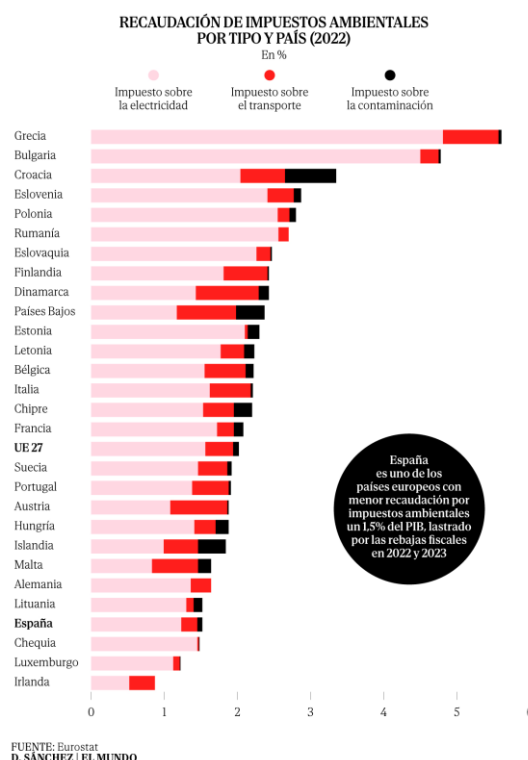


Ilustración 52. Recaudación de impuestos ambientales por tipo y país (Fuente: El Mundo 2025)

De hecho, en 2023 los españoles pagaron de media un 10,7% más de impuestos ambientales que el año anterior⁷², reflejando de esta manera como año a año estos están incrementando de forma considerable.

En este proyecto se propone un sistema de autoconsumo aislado basado en energía solar, una solución que no solo elimina la dependencia de combustibles fósiles, sino que también actúa como escudo frente a una posible y muy probable fiscalidad adversa en el futuro. En el caso de que se apliquen impuestos al uso de generadores diésel, a la emisión de gases de efecto

⁷¹ Martínez, Ángel. 2025.

⁷² El País. 2024.

invernadero, o incluso al consumo eléctrico convencional basado en fuentes no renovables, de esta forma los usuarios de sistemas aislados como el de nuestro proyecto estarían exentos o mínimamente afectados por estas cargas fiscales. Esto proporciona una ventaja competitiva a largo plazo y refuerza la resiliencia energética del entorno rural.

Desde el punto de vista ecológico, el beneficio es doble. Por un lado, se reducen de forma inmediata las emisiones de CO₂ y otros contaminantes atmosféricos asociados a la generación energética convencional. Por otro lado, se evita el impacto ambiental asociado a la extensión de redes eléctricas en zonas rurales, preservando paisajes naturales, hábitats y biodiversidad local. Además, al tratarse de un sistema modular y escalable, permite adaptarse a futuros aumentos de demanda sin necesidad de grandes intervenciones ambientales.

Capítulo 6. CONCLUSIONES DEL PROYECTO

Una vez finalizado el desarrollo de este proyecto acerca del diseño de un sistema fotovoltaico aislado para abastecer energéticamente una vivienda rural y al sistema de bombeo de agua, se obtienen las siguientes conclusiones.

El sistema que se ha desarrollado representa una solución innovadora y sostenible para lograr una transición basada en el abastecimiento energético de una explotación agropecuaria, favoreciendo así la transición hacia fuentes renovables y reduciendo de forma significativa la dependencia de combustibles fósiles de este sector. De esta manera, el modelo diseñado cumple con los objetivos iniciales que se habían planteado, referidos a fomentar la autonomía energética, reducir costes futuros de la energía y a minimizar el impacto medioambiental.

Desde un punto de vista técnico, se ha concluido que el sistema previsto resulta sostenible y completamente apropiado para cubrir las necesidades energéticas de la finca, suponiendo un uso de la vivienda puntual y un uso de la energía enfocado principalmente al bombeo de agua. La configuración elegida, ha permitido asegurar el mantenimiento del suministro incluso con un clima variable, alcanzando así una alta fiabilidad y eficiencia operativa.

Resulta de gran importancia el hecho de que la elección de los componentes específicos y el planteamiento de un sistema modular permiten una gran flexibilidad a la hora de adaptarse ante posibles variaciones de uso o una posible expansión futura. Este hecho resulta especialmente destacable teniendo en cuenta la complejidad referida a la implantación de estos sistemas en entornos rurales.

Con respecto a la viabilidad económica, se observa que el proyecto presenta un flujo de caja anual positivo gracias a la amortización contable del activo, en cambio el análisis económico de cara a 20 años revela un Valor Actual Neto (VAN) negativo, lo que indica que, en las condiciones actuales el proyecto no logra recuperar completamente la inversión inicial. Sin embargo, el hecho de haber aplicado un criterio extremadamente conservador al calcular el

ahorro energético anual, ya que se ha considerado un caso de utilización mínima, hace que no sea cancelado.

No hay que olvidar que el proyecto tiene un valor ambiental y social muy importante, que se debe a la búsqueda del mínimo consumo posible de combustibles fósiles, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero y contribuyendo a los Objetivos de Desarrollo Sostenible mencionados anteriormente. A su vez, este proyecto fomenta el autoconsumo energético en localidades rurales aisladas, generando beneficios en la sostenibilidad de este entorno.

Como se ha mencionado anteriormente, en España los impuestos ambientales son actualmente una herramienta poco utilizada para promover la transición energética. De la mano de una implementación adecuada se podría llegar a proporcionar incentivos adicionales y beneficios económicos directos, haciendo que proyectos de este tipo sean significativamente más rentables y financieramente viables.

También, aunque actualmente no se encuentra ningún tipo de ayuda disponible, sería de gran utilidad evaluar la posibilidad de acceder a subvenciones o ayudas estatales que se publican cada cierto tiempo, ya que estas podrían reducir significativamente el coste inicial de inversión, mejorando su rentabilidad económica.

Teniendo en cuenta las posibles carencias que puede llegar a presentar el sistema de este proyecto en un futuro, es imprescindible tener en mente posibles desarrollos:

- La implementación de un sistema inteligente de monitorización y control remoto, a través del cual se propondría integrar sensores y tecnologías empleadas para supervisar y optimizar a tiempo real el rendimiento del sistema, detectando los posibles fallos, gestionando el almacenamiento y adaptando el consumo en función de la disponibilidad solar y las necesidades puntuales de la finca.
- Evaluación de tecnologías alternativas de almacenamiento energético, como ampliar el análisis con baterías de litio de mayor densidad energética o incluso soluciones de almacenamiento térmico o en hidrógeno, especialmente si se planea una expansión del uso de la vivienda o del sistema de bombeo en el futuro.

- En caso de aumentar considerablemente la demanda energética y que sea rentable, la realización de un análisis comparativo con conexión a red, realizando una simulación técnica y económica para valorar si una conexión eventual a la red eléctrica, aunque costosa inicialmente, podría resultar viable o competitiva a largo plazo frente al sistema fotovoltaico aislado.
- La incorporación de un sistema solar térmico para ACS, en el que se estudie la viabilidad de complementar el sistema con colectores solares térmicos para la producción de agua caliente sanitaria, reduciendo aún más el consumo eléctrico y mejorando la autosuficiencia energética total de la vivienda.
- Escalabilidad del sistema para uso comunitario analizando cómo este mismo modelo podría aplicarse a pequeñas comunidades rurales o agrupaciones de viviendas cercanas, desarrollando redes compartidas que optimicen los recursos y reduzcan el coste por usuario.

Estas aportaciones al proyecto no solo mejorarían el rendimiento del sistema instalado, sino que también contribuirían a generar un conocimiento que sea aplicable en otros proyectos similares, favoreciendo así la expansión del modelo de autoconsumo en contextos rurales y aislados como el de este caso.

En resumen, aunque desde un punto de vista financiero objetivo el proyecto propuesto no sea viable actualmente, desde una perspectiva más amplia, en la que se incluyen ventajas ambientales, sociales y estratégicas, y considerando el valor potencial del fomento a través de políticas fiscales adecuadas como los impuestos ambientales, se ha diseñado una solución muy efectiva. Este proyecto representa un paso importante hacia la modernización y sostenibilidad del sistema energético rural, permitiendo reducir costes energéticos futuros y contribuyendo activamente al desarrollo sostenible y a la mitigación del cambio climático.

BIBLIOGRAFÍA

Alonso Lorenzo, José Alfonso. Noviembre 2024. *Radiación, Geometría, Recorrido óptico e Irradiancia*. Sunfields Europe.

AMB Greenpower. (n.d.). *Autoconsumo Fotovoltaico Agrícola*.

AutoSolar. (n.d.). *¿Regulador MPPT o PWM?*

AutoSolar. (n.d.). *Inversor híbrido Huawei Sun2000L 2-6KTL-L1*.

AutoSolar. (n.d.). *Inversor híbrido Huawei Sun2000L 2-6KTL-L1*.

AutoSolar. (n.d.). *Panel JA Solar 450Wp 24V Monocristalino PRC*.

AutoSolar. (n.d.). *Regulador MPPT 150/60 Victron SmartSolar*.

Bahón Silverio, Rubén. 2019. *Proyecto de mejora de explotación ganadera basado en eficiencia energética*. Universidad de Valladolid

Boletín Oficial del Estado núm. 119. 19 de mayo de 2015. *Ley 16/2015, de 23 de abril, de protección ambiental de la Comunidad Autónoma de Extremadura*. Comunidad Autónoma de Extremadura. Ley.

Boletín Oficial del Estado núm. 140. 10 de junio de 2014. *Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos*. Ministerio de Industria y Turismo. Real Decreto.

Boletín Oficial del Estado núm. 224. 18 de septiembre de 2002. *REAL DECRETO 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión*. Ministerio de Ciencia y Tecnología. Real Decreto.

Boletín Oficial del Estado núm. 261. 31 de octubre de 2015. *Real Decreto Legislativo 7/2015, de 30 de octubre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Suelo y Rehabilitación Urbana*. Ministerio de Fomento. Real Decreto Legislativo.

Boletín Oficial del Estado núm. 295. 8 de diciembre de 2011. *Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia*. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Real Decreto.

Boletín Oficial del Estado núm. 296. 11 de diciembre de 2013. *Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental*. Jefatura de Estado. Ley.

Boletín Oficial del Estado núm. 299. 14 de diciembre de 2007. *LEY 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad*. Jefatura de Estado. Ley.

Boletín Oficial del Estado núm. 310. 27 de diciembre de 2000. *REAL DECRETO 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica*. Ministerio de Economía. Real Decreto.

Boletín Oficial del Estado núm. 310. 27 de diciembre de 2013. *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico*. Jefatura de Estado. Ley.

Boletín Oficial del Estado núm. 35. 9 de febrero de 2019. *Ley 11/2018, de 21 de diciembre, de ordenación territorial y urbanística sostenible de Extremadura*. Comunidad Autónoma de Extremadura. Ley.

Boletín Oficial del Estado núm. 83. 6 de abril de 2019. *Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica*. Ministerio para la Transición Ecológica. Real Decreto.

Boletín Oficial del Estado núm. 85. 9 de abril de 2022. *Ley 7/2022, de 8 de abril, de residuos y suelos contaminados para una economía circular*. Jefatura de Estado. Ley.

Calavia Herrero, Irene. 2022. *Instalación mixta de autoconsumo energético en una granja aislada*. Universidad Pontificia de Comillas.

Comunicado de prensa. Julio 2023. *La mayoría de los europeos considera que la transición ecológica debe acelerarse*. Comisión europea.

Diario Oficial de Extremadura núm. 48. 27 de abril de 2004. *DECRETO 49/2004, de 20 de abril, por el que se regula el procedimiento para la instalación y puesta en funcionamiento de Establecimientos Industriales*. Decreto.

Diario Oficial de Extremadura núm. 58. 9 de marzo de 2023. *Decreto 110/2015 sobre la Red Natura 2000 en Extremadura*. Decreto.

Diario Oficial de la Unión Europea. 29 de marzo de 2014. *Sobre la armonización de las legislaciones de los Estados miembros en materia de comercialización de material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión*. Directiva.

Diario Oficial de la Unión Europea. 29 de marzo de 2014. *Sobre la armonización de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética (refundición)*. Directiva.

Digikay. (n.d.). *Altran Magnetics, LLC AEV150-M*.

Domingo, Jordi; Hurtado, Blanca; García, Laura; Sánchez, Vanesa. 2013. *Diagnosis energéticas y de gases de efecto invernadero en el sector agropecuario*. Fundación Global Nature.

E4e soluciones. (n.d.). *Autoconsumo en el sector agrario | Soluciones 100% integrales*.

El País. Noviembre 2024. *Los españoles pagaron 22.880 millones en impuestos ambientales en 2023, un 10,7% más que el año anterior*.

Farnell. (n.d.). *Relé de seguridad Finder 7S.23.9.024.0210*.

García Reboredo, Iván. 2014. *Instalación eléctrica de granja destinada a vacuno con aporte de energía solar fotovoltaica*. Universidade da Coruña.

Gayubo Arribas, Sergio. 2021. *La ganadería en España: Estudio del coste energético y social de sus tipologías*. Universidad Pontificia de Comillas.

Germán Cordero, Raúl. Junio 2025. *Orientación e inclinación de placas solares*. Sunfields Europe.

Gero Rueter. Septiembre 2024. *Energía fotovoltaica en auge: ¿qué aporta al clima?* DW.

Gómez, Fátima. 2020. *Proyecto de instalación renovable híbrida (Solar + Eólica)*. Universidad Politécnica de Madrid.

González Eirexas, David. Noviembre 2018. *10 claves para instalar energías renovables en las explotaciones ganaderas*. Campo Galego.

Grundfos. (n.d.). *Accesorio CU 202*.

Grundfos. (n.d.). *Selección de equipos y bombas, 11 SQF-2*.

Iberdrola España. Marzo 2022. *Las nuevas fotovoltaicas que Iberdrola construirá en Cáceres darán energía limpia a cien mil hogares*.

Iberdrola España. Octubre 2024. *La planta fotovoltaica Francisco Pizarro compatibiliza las energías renovables con el patrimonio natural*.

Iberdrola. (n.d.). *Energías renovables y agricultura: un binomio clave para un futuro sostenible*. Iberdrola.

Iberdrola. Marzo 2021. *Iberdrola instala colmenas en proyectos fotovoltaicos para preservar la biodiversidad y fomentar la economía circular*.

- IDAE. (n.d.). *Programa de ayudas para la realización de actuaciones de eficiencia energética*. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
- Il-lumina. Abril 2022. *Cómo iluminar naves de manera eficiente*.
- INRO Instalaciones. (n.d.). *Energía Solar Agrofotovoltaica*.
- Iracesa. (n.d.). *Autoconsumo fotovoltaico y eficiencia energética*.
- Lacambra Guillén, Daniel. 2020. *Estudio de viabilidad de una instalación fotovoltaica para autoconsumo en una explotación ganadera avícola*. Universidad de Zaragoza.
- Lane, Catherine. Abril 2025. *Types of solar panels: monocrystalline, polycrystalline, and thin-film*. SolarReviews.
- Leroy Merlín. Abril 2024. *Cómo elegir focos*.
- Martínez, Ángel. Julio 2025. *Los impuestos ambientales en España, una herramienta infrautilizada para la transición energética*.
- Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. Marzo 2024. *Informe de inventario nacional gases de efecto invernadero*.
- Naciones Unidas. 2015. *La Asamblea General adopta la Agenda 2030 para el desarrollo sostenible*.
- Nesma Mohamed Ahmed, Ahmed Mahrous Hassan, Mohamed Abdelwahab Kassem, Ahmed Mahmoud Hegazi & Youssef Fayeza Elsaadawi. Agosto 2023. *Reliability and performance evaluation of a solar PV-powered underground water pumping system*. Scientific reports.
- Pedrosa, José. Enero 2025. *Castilla y León proyecta un autoconsumo de 4,5 MW para la Comunidad de Regantes del Canal del Pisuerga*. Pv magazine.
- Pemán Larrañaga, Nicolás. 2022. *Instalación eléctrica renovable para explotación agropecuaria en el Puerto de Santa María*. Universidad Pontificia de Comillas.
- Rebacas. (n.d.). *Estructura regulable 2 paneles solares (20-35°) suelo 12V*.
- Red Eléctrica. Marzo 2024. *España pone en servicio en 2023 la mayor cifra de potencia instalada solar fotovoltaica de su historia*.
- Red Eléctrica. Octubre 2024. *La solar fotovoltaica en España ya supera su producción de todo el año 2023*.
- Redacción. Octubre 2023. *Un proyecto europeo impulsa el uso de renovables en el sector agroganadero rural*. El periódico de la energía.
- REDPAC. Enero 2025. *Las emisiones de gases de efecto invernadero del sector agropecuario descienden un 3,6% respecto a 2022*.
- Rico Hernansanz, Pedro. 2023. *Instalación fotovoltaica para autoconsumo en una explotación agrícola*. Universidad de Valladolid.
- Rodil Gandoy, Andrea. 2022. *Dimensionado de una instalación fotovoltaica de autoconsumo para alimentar una explotación ganadera en Castroverde, Lugo*. Universidad Politécnica de Madrid
- RPS Solar Pumps. (n.d.). *Which solar pump is better AC or DC?*
- RS Components. (n.d.). *Eaton DILER-22-G (24V DC)*.
- Smartgridsinfo. Junio 2024. *La energía solar supuso el 78% de las instalaciones renovables mundiales en 2023*.
- SolarPlak. (n.d.). *Batería Gel 250Ah 12V Eleksol*.
- SolarPower Europe. Junio 2024. *Global solar installations almost double in 2023 but leaves emerging economies in the dark*.
- SPR solar. (n.d.). *Instalación de Paneles solares sector agrícola y ganadero*.

UNEF. Enero 2024. *En 2023 se instalaron en España 1.706 MW de autoconsumo fotovoltaico.* UNEF.



Valdehita, Belén. Octubre 2024. *La mayor planta fotovoltaica de Europa se encuentra en Cáceres.* Energy News.

Vidal Beloso, Victoria. 2024. *Aprovechamiento energético de los residuos ganaderos y agroalimentarios en la provincia de Lérida.* Universidad Pontificia de Comillas.

WccSolar. (n.d.). *Batería Litio Huawei LUNA2000 15kWh + BMS.*

WccSolar. (n.d.). *Panel Solar 330W policristalino 12V 24V 48V.*

ANEXO I: CATÁLOGO DE COMPONENTES PARA EL SISTEMA DE BOMBEO

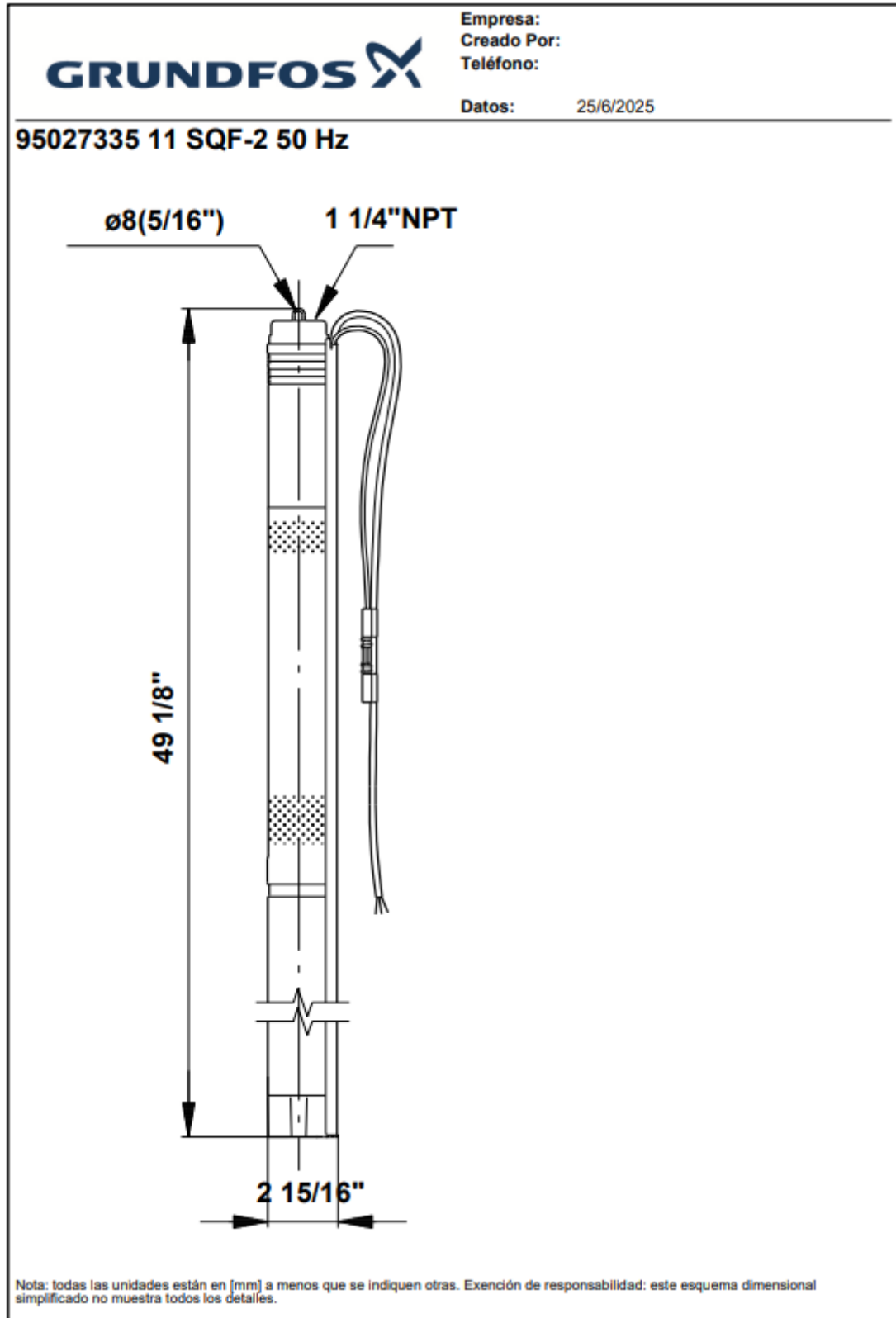
<div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;"> <div style="text-align: center;">  </div> <div> Empresa: Creado Por: Teléfono: Datos: 25/6/2025 </div> </div>	
Contar	Descripción
1	<div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="text-align: center; margin-right: 20px;">  </div> <div> <p>11 SQF-2</p> <p style="font-size: small; color: gray;">Advertencia: la foto puede diferir del actual producto</p> <p>Código: 95027335</p> <p>La bomba SQFlex 3" con rotor de hélice está indicada para alturas elevadas y caudales bajos. El sistema SQFlex es un sistema de suministro de agua fiable basado en fuentes de energía renovables, como energía solar y eólica. Gracias a su suministro flexible de energía y a su rendimiento, el sistema SQFlex se puede combinar y adaptar para satisfacer cualquier necesidad del lugar de instalación.</p> <p>El sistema SQFlex tiene una amplia gama de tensión, seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), así como protección contra funcionamiento en seco, tensión y sobrecarga.</p> <p>Líquido: Líquido bombeado: Agua Rango de temperatura del líquido: 0 .. 40 °C Temperatura del líquido durante el funcionamiento: 20 °C Densidad: 998.2 kg/m³</p> <p>Técnico: Homologaciones: CE,EAC,CN RoHS Exempt Válvula de retorno: Y Zinc Anodos: No</p> <p>Materiales: Bomba: Acero inoxidable DIN W.-Nr. 1.4301 AISI 304 Impulsor: EN 1.4301 Motor: Acero inoxidable DIN W.-Nr. 1.4301 AISI 304</p> <p>Instalación: Presión ambiente máxima: 15 bar Presión de trabajo máxima: 15 bar Tipo de conexión: NPT(M) Tamaño de la conexión: 1 1/4 inch Diámetro mínimo de perforación: 76 mm</p> <p>Datos eléctricos: Tipo de motor: MSF3 Potencia de entrada - P1: 1.4 kW Potencia nominal - P2: 1 kW Tensión nominal CA: 1 x 90-240 V Tensión nominal CC: 30-300 V Intensidad nominal: 8.4 A Factor de potencia: 1.0</p> </div> </div>

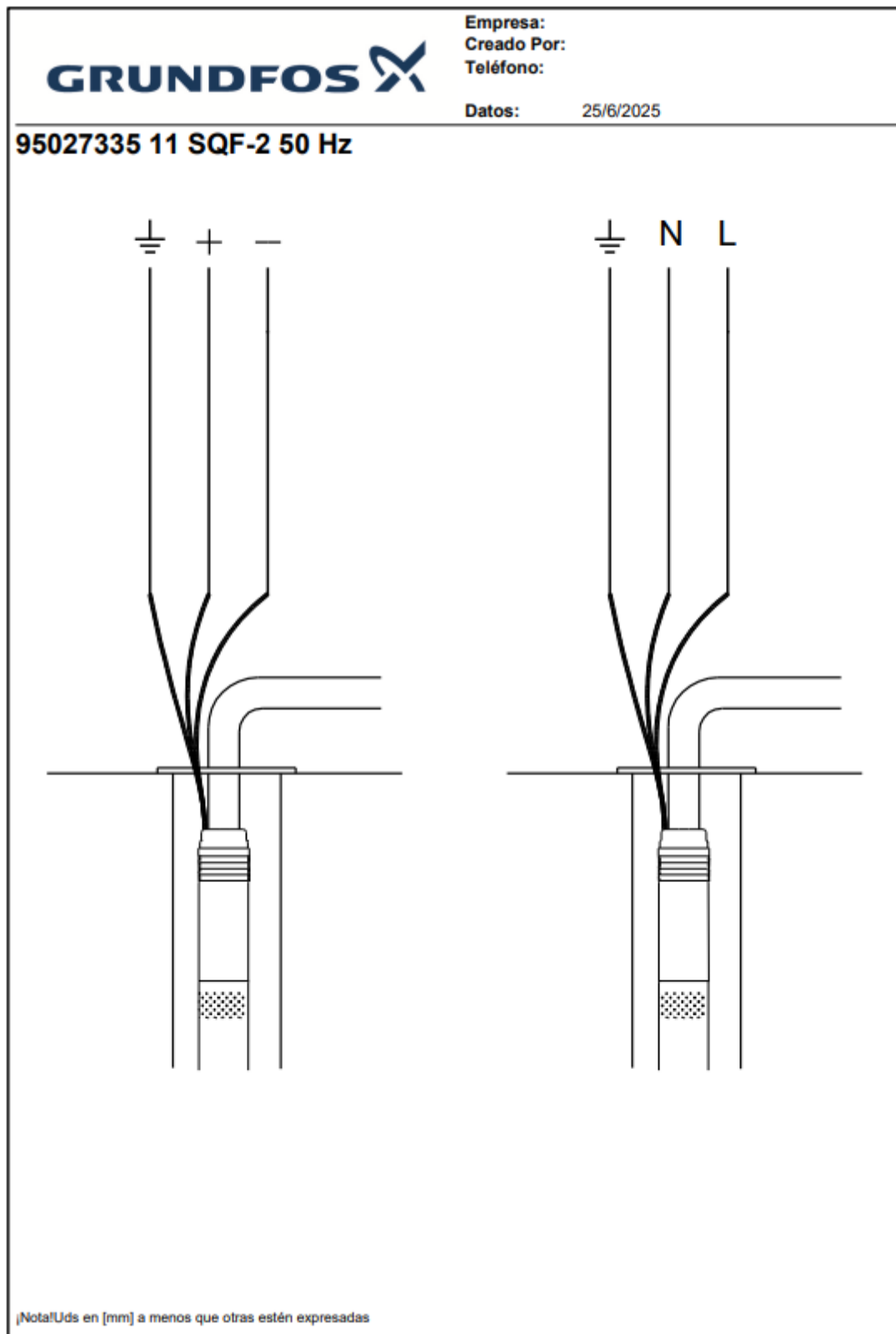


Empresa:
Creado Por:
Teléfono:

Datos: 25/6/2025

Contar	Descripción
1	<div>Velocidad nominal: 3600 rpm</div> <div>Tipo de arranque: directo</div> <div>Grado de protección (IEC 34-5): IP68</div> <div>Clase de aislamiento (IEC 85): F</div> <div>Longitud del cable: 2 m</div> <div>Motor N.º: 98163731</div> <div>Udc: 300 V</div> <div>30 V</div> <div>Otros:</div> <div>Índice de eficiencia mínima, IE min: -.-</div> <div>Peso neto: 8.2 kg</div> <div>Peso bruto: 10 kg</div> <div>Volumen de transporte: 0.024 m³</div>

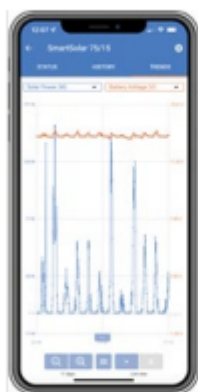


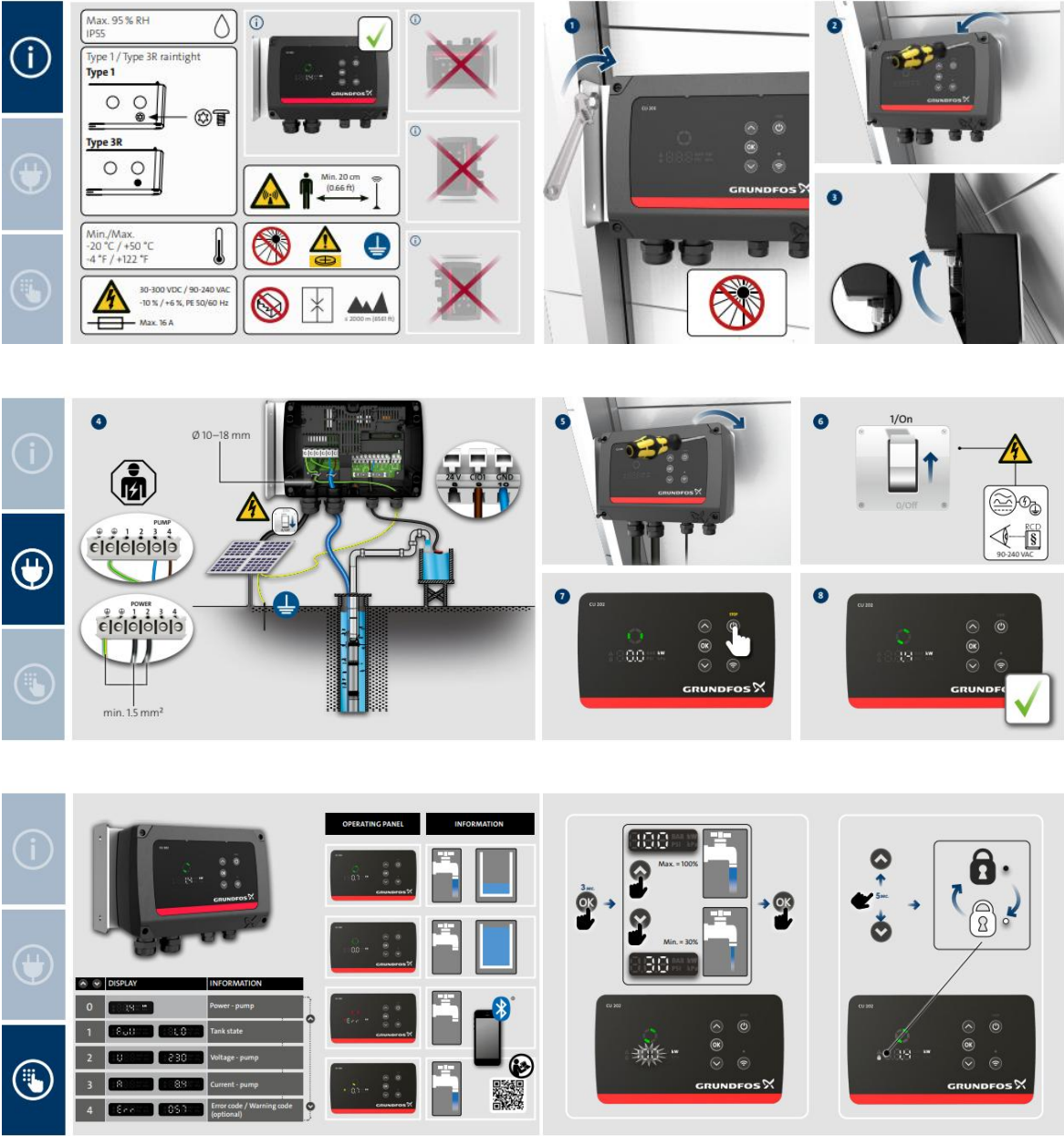


Controlador de carga SmartSolar		150/60	150/70
Tensión de la batería	Ajuste automático a 12, 24 ó 48 V (Se precisa una herramienta de software para ajustar el sistema en 36 V)		
Corriente de carga nominal	60 A	70 A	
Potencia FV nominal, 12 V 1A,b)	860 W	1000 W	
Potencia FV nominal, 24 V 1A,b)	1720 W	2000 W	
Potencia FV nominal, 36 V 1A,b)	2580 W	3000 W	
Potencia FV nominal, 48 V 1A,b)	3440 W	4000 W	
Máxima corriente de corto circuito FV 2)	50 A (máx. 30 A por conector MC4)		
Tensión máxima del circuito abierto FV	150 V máximo absoluto en las condiciones más frías 145 V en arranque y funcionando al máximo		
Eficiencia máxima	98 %		
Autoconsumo	Menos de 35 mA a 12 V / 20 mA a 48 V		
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6 V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)		
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2 V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)		
Tensión de carga de "equalización"	Valores predeterminados: 16,2 V / 32,4 V / 48,6 V / 64,8 V (regulable)		
Algoritmo de carga	variable multietapas (ocho algoritmos preprogramados) o algoritmo definido por el usuario		
Compensación de temperatura	-16 mV / -32 mV / -64 mV / °C		
Protección	Polaridad inversa/Cortocircuito de salida/Sobretensión		
Temperatura de trabajo	De -30 a +60 °C (potencia nominal completa hasta los 40 °C)		
Humedad	95 %, sin condensación		
Altura máxima de trabajo	5.000 m (potencia nominal completa hasta los 2.000 m)		
Condiciones ambientales	Para interiores, no acondicionados		
Grado de contaminación	PD3		
Puerto de comunicación de datos	VE.Direct o Bluetooth		
Interruptor on/off remoto	Sí (conector bifásico)		
Relé programable	DPST	Capacidad nominal CA 240 V AC / 4 A	Capacidad nominal CC 4 A hasta 35 VCC, 1 A hasta 60 VCC
Funcionamiento en paralelo	Sí: se pueden sincronizar hasta 10 unidades con Bluetooth.		
CARCASA			
Color	Azul (RAL 5012)		
Terminales FV 3)	35 mm² / AWG2 (modelos Tr)		
Bornes de la batería	Dos pares de conectores MC4 (modelos MC4)		
Grado de protección	35 mm² / AWG2		
Peso	IP43 (componentes electrónicos), IP22 (área de conexión)		
Dimensiones (al x an x p) en mm	3 kg		
	Modelos Tr: 185 x 250 x 95 mm		
	Modelos MC4: 215 x 250 x 95 mm		
NORMAS			
Seguridad	EN/IEC 62109-1, UL 1741, CSA C22.2		
TENDENCIAS GUARDADAS			
Datos guardados	Tensión, corriente y temperatura de la batería, además de corriente de salida de carga, tensión FV y corriente FV.		
Número de días durante los que se guardan los datos de tendencias	46		

1a) Si se conecta más potencia FV, el controlador limitará la entrada de potencia.
1b) La tensión FV debe exceder Vbat + 5 V para que arranque el controlador. Una vez arrancado, la tensión FV mínima será de Vbat + 1 V.
2) Un generador fotovoltaico con una corriente de cortocircuito más alta puede dañar el controlador.
3) Modelos MC4: se podrían necesitar varios pares de separadores para conectar en paralelo las cadenas de paneles solares
Corriente máxima por conector MC4: 30 A (los conectores MC4 están conectados en paralelo a un rastreador MPPT)

1a) Si se conecta más potencia FV, el controlador limitará la entrada de potencia.
1b) La tensión FV debe exceder Vbat + 5 V para que arranque el controlador. Una vez arrancado, la tensión FV mínima será de Vbat + 1 V.
2) Un generador fotovoltaico con una corriente de cortocircuito más alta puede dañar el controlador.
3) Modelos MC4: se podrían necesitar varios pares de separadores para conectar en paralelo las cadenas de paneles solares.
Corriente máxima por conector MC4: 30 A (los conectores MC4 están conectados en paralelo a un rastreador MPPT).



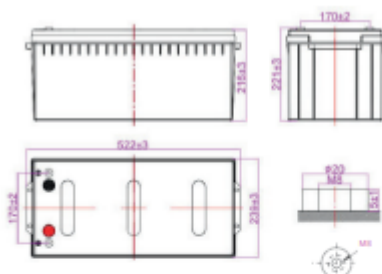




Características generales

- Vida útil más prolongada: proceso de fabricación optimizado con aditivos para mejorar la descarga
- Gran resistencia a la corrosión
- Separadores especiales para aumentar el rendimiento interno de la batería
- Utiliza tecnología de recombinación de oxígeno, libre de mantenimiento y con poca pérdida de agua
- Material ABS: resistencia mejorada del contenedor de la batería
- Diseñado para tener una vida útil de 12 años para la carga flotante a 25 °C.

Dimensiones y terminales



- Dimensiones: mm
522+3(Largo) 293+3(Ancho) 216+3(Alto)

Certificaciones



Batería Gel Eleksol 12V/250Ah

6GFM250G

Aplicaciones

- UPS/EPS
- Sistemas de energía
- Sistema de telecomunicaciones
- Iluminación de emergencia
- Sistema de control automático
- Generación solar/eólica

Especificaciones técnicas

Tensión nominal	12 V		
Capacidad nominal	250 Ah (100 horas)		
Terminal	M8		
Peso	58.8 Kg		
Máx. corriente de descarga	1000A (5 Sec.)		
Capacidad nominal	250Ah	100 horas	(2.5A a 10.8V)
	200Ah	10 horas	(20.0A a 10.8V)
	172.5Ah	5 horas	(34.5A a 10.5V)
	142 Ah	1 hora	(142A a 9.6V)
Resistencia interna	Carga completa a 25°C: 3.7 mΩ		
Rango de temperaturas de trabajo	Descarga	-20 ~ 55°C	
	Carga	0 ~ 40°C	
	Almacenamiento	-20 ~ 55°C	
	Recomendada	-20 ~ 25°C	
Método de carga	Uso cíclico	Corriente Máx	Reposo
Voltaje constante a 25°C	14.4 - 15V	60A	13.5 - 13.8V
Autodescarga	La capacidad disminuye un 3% por mes a 20 °C. Las baterías se pueden almacenar hasta 6 meses a 25 °C y luego se requiere una carga de actualización. El intervalo bajo temperatura más alta sería más corto.		

Descarga de corriente constante - Amperios @ 25° C

Tiempo	15min	30min	1h	5h	10h	20h	100h
9.60V	367	238	142	37.4	21.2	11.0	2.33
10.20V	340	225	137	36.0	20.6	10.8	2.32
10.50V	323	216	131	34.5	20.3	10.6	1.75
10.80V	302	202	125	33.1	20.0	10.5	2.30
11.10V	272	182	112	31.0	18.8	9.98	2.24

Descarga de potencia constante - Watios / Cel @ 25° C

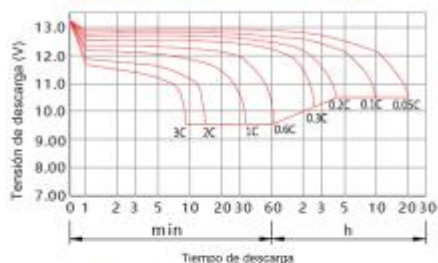
Tiempo	15min	30min	1h	5h	10h	20h	100h
9.60V	4037	2665	1605	428	249	130	28.14
10.20V	3893	2587	1575	418	242	127	28.00
10.50V	3714	2495	1520	409	240	126	27.84
10.80V	3488	2353	1462	400	236	125	27.60
11.10V	3182	2147	1322	373	223	119	27.42



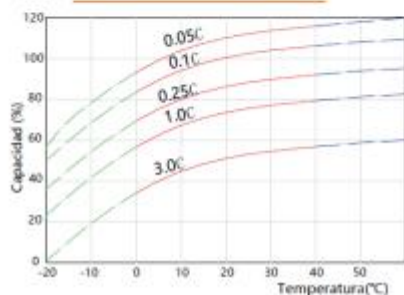
Batería Gel Eleksol 12V/250Ah

6GFM250G

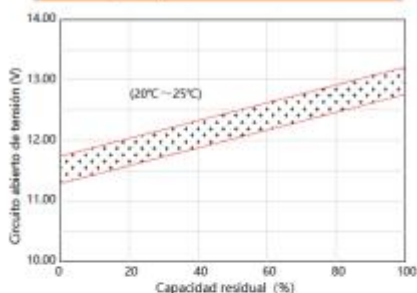
Características de descarga



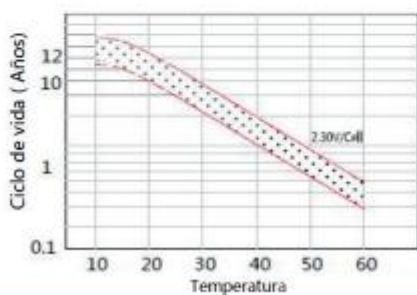
Efecto de la temperatura en la capacidad útil



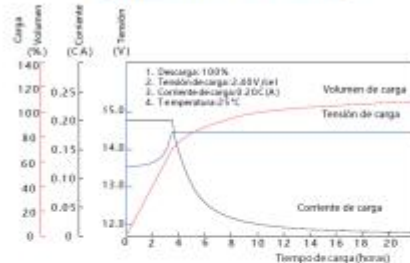
Relación entre circuito abierto de tensión y capacidad residual a 25°C



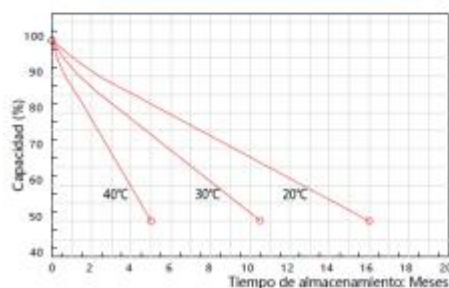
Relación entre la vida útil y la temperatura



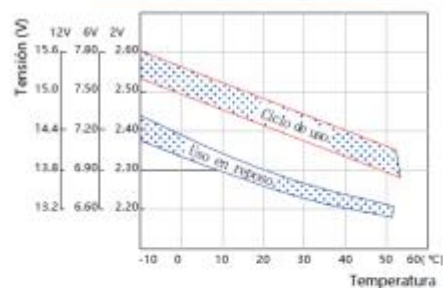
Características de carga



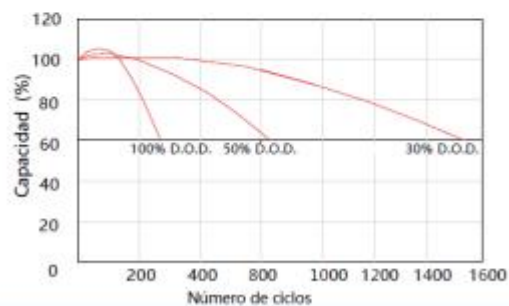
Características de autodescarga



Relación entre la tensión de carga y la temperatura



Ciclos de vida D.O.D. @ 25°C





AU-72P

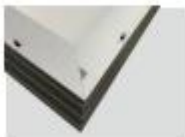
POWER RANGE
330W~340W

CELL SIZE
156.75*156.75mm



JUNCTION BOX

Waterproof protection grade: IP67/IP68
Safety Level: Class II
Maximum System Voltage: 1500V/1000V
outstanding waterproof level -
Effectively resist harsh environments



Frame

Strong mechanical load
resistance up to 5400Pa
Anodic oxidation layer resistant to
chemical corrosion available
in silver and black



5BB



MBB Cells

Absorbing current and reducing mismatched loss.



Outstanding low light performance

Available for outputting more power under low light conditions such
as haze, cloudy or rainy days.



Anti-reflective glass

Increasing light absorption and reducing the loss of power.



Excellent performance of PID resistance

The performance of PID resistance(Potential Induced
Degradation) passed the standard of TUV Nord.

QUALIFICATIONS AND CERTIFICATES



• IEC61215 / • IEC61730

WARRANTY



12 years Guarantee on product material and workmanship

30 years Linear Power output warranty

AUSTA ENERGY
www.austagroup.com

AUSTA ENERGY established in 2006, is a high-tech enterprise integrating R&D, production and sales of solar energy products. It is committed to the overall solution of distributed photovoltaic system and provides service from consulting, design, construction, financing to intelligent operation and maintenance.

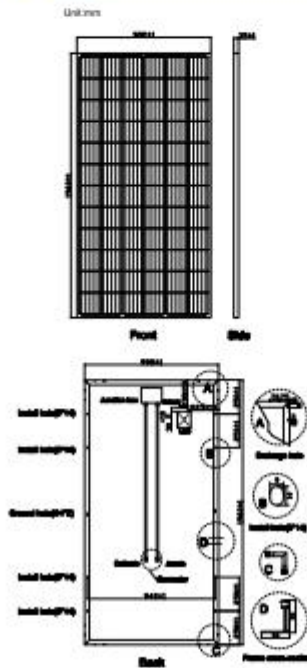
AUSTA has 3 production sites in China and branches and representative offices in more than 10 countries overseas. Products include solar cells, modules, On/Off grid solar system, solar pump and other solar related applications. Our products have passed many international certifications such as TUV, MCS, CEC, IEC, ISO, CE, CQC and so on. With excellent quality, our products are exported to more than 100 countries of the world.

Since its establishment, AUSTA has always followed the idea of "Smart energy, Lightening future". It has followed the steps of "the Belt and Road Initiative", we bring bright light to the countries and people who are short of electricity. Sharing the concept of modern civilization, and building a green home together.

AU-72P

AUSTA ENERGY
www.austagroup.com

PV DRAWINGS



ELECTRICAL DATA (STC)

Model Type	AU-330W36P	AU-335W36P	AU-340W36P
Peak Power(P _{max})	330.00	335.00	340.00
Maximum Power Voltage(V _{mp})	37.26	37.31	37.42
Maximum Power Current(I _{mp})	8.86	8.98	9.09
Open Circuit Voltage(V _{oc})	45.64±3%	45.70±3%	45.84±3%
Short Circuit Current(I _{sc})	9.33±3%	9.45±3%	9.57±3%
Module Efficiency(%)	16.97	17.22	17.48

* STC: irradiance 1000 W/m², AM 1.5, and cell temperature of 25°C

ELECTRICAL DATA (NOCT)

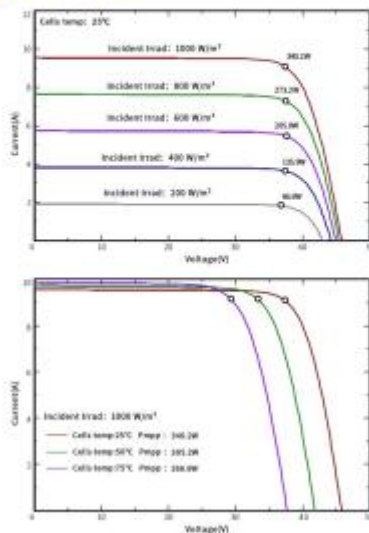
Model Type	AU-330W36P	AU-335W36P	AU-340W36P
Peak Power(P _{max})	245.00	248.00	252.00
Maximum Power Voltage(V _{mp})	34.28	34.33	34.42
Maximum Power Current(I _{mp})	7.15	7.23	7.33
Open Circuit Voltage(V _{oc})	42.23±3%	42.29±3%	42.41±3%
Short Circuit Current(I _{sc})	7.58±3%	7.66±3%	7.77±3%

* NOCT: irradiance 800 W/m², AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s

TEMPERATURE & MAXIMUM RATING

Maximum System Voltage (V)	1500/1000 V
Maximum Series Fuse Rating (A)	20 A
Power Tolerance	0~+3 W
P _{max} Temperature Coefficients (W/°C)	-0.400 %/°C
V _{oc} Temperature Coefficients (V/°C)	-0.300 %/°C
I _{sc} Temperature Coefficients (A/°C)	+0.060 %/°C
NOCT Nominal Operating Cell Temperature (°C)	45±2 °C
Operating and Storage Temperature (°C)	-40~+85 °C

IV CURVE (340W)



MECHANICAL CHARACTERISTICS

Cell Type	156.75*156.75 Poly
No. of Cells	T2 (6*12)
Dimensions	1960*992*35mm
Weight	22.20kg
Front Glass	3.2mm high transmission, low iron, tempered glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction box	IP67/IP68 3diodes
Output cables	4mm ² cable 90cm (including MC4 connector)
MaxWind Load/Snow Load	2400Pa/5400Pa

PACKING WAY


20FT container	10 Packages/310pcs
40HQ container	24 Packages/816pcs


Austa




ZHEJIANG AUSTA GREEN ENERGY TECHNOLOGY CO., LTD
ADD: NO.128 Haichuan Rd., Jiangbei Dist., Ningbo, China
Tel: 86-574-87915068
Cell: 86-13566302808
E-mail: sales@austagroup.com
The company reserves the right of final interpretation, November 2020 edition

High Voltage DC Contactor
AEV150 Series
150A+/900VDC





Product Data Sheet



Features

HIGH CURRENT CARRY AND HIGH VOLTAGE
Inert gas filled arc chamber suitable for high voltage switching

COMPACT STRUCTURE, LOW NOISE
Small, low-profile design with low noise while carrying or switching loads

COIL ECONOMIZER
Economized coil for low power consumption


SAFE FOR EXPLOSIVE ENVIRONMENTS
No arc leakage due to a hermetically sealed design

HIGH RELIABILITY DESIGN
Hermetic sealing creates a stable environment for high voltage switching

NO SPECIFIC MOUNTING ARRANGEMENT
Mountable in any orientation without reduction of performance

VARIOUS APPLICATIONS
Battery disconnect, EV charging, energy storage systems, photovoltaics, power control, circuit protection and much more

Sealing Type: Epoxy/Resin
✓ Bidirectional switching option



Certification Information
1. Meet RoHS (2011/65/EU)
2. CE certified
3. UL Approved

Nomenclature

AEV150

M

-

Series code:
"AEV150" = AEV150

Coil Voltage Code:
"M" = 12-24 VDC

Options (applied in this order):
Blank = Std. Options (Bottom Mount, Without Aux. Contact & Polarized Load Terminals)
"A" = With Aux. Contact (SPST-NO)
"N" = Non-Polar Load Terminals

Page | 1

Rev G - 27-Jun-2024

111

High Voltage DC Contactor
AEV150 Series
150A+/900VDC



Product Data Sheet

MAIN CONTACT		
Contact Arrangement	1 Form X (SPST-NO)	
Rated Operating Voltage	12-900VDC	
Continuous (Carry) Current	150A ~200A (65 °C)	
Make/Break Current	See chart below	
Max Short Circuit Current	2,000A @320VDC, 1 cycle *1	
Dielectric Withstanding Voltage (Initial)	Between Open Contacts	2,200Vrms, ≤1mA
	Between Contacts to Coil	2,200 Vrms, ≤1mA
Insulation Resistance (Initial)	Terminal to Terminal	New: Min 100 MΩ@500VDC End of life: Min 50 MΩ @500VDC
	Terminals to Coil	
Voltage Drop (@150A)	≤60mV	

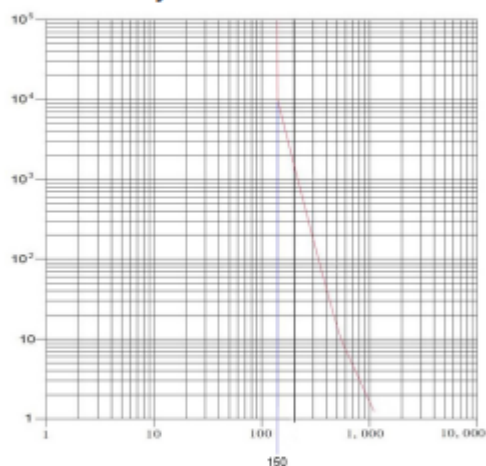
OPERATE / RELEASE TIME	
Close (includes bounce)	25ms, Max.
Bounce (after close only)	7ms, Max.
Release (@2000A includes arc)	12ms, Max.

ENVIRONMENTAL DATA		
Shock	Functional	196m/s ² Sine half-wave pulse
	Destructive	490m/s ² Sine half-wave pulse
Operating Temperature		-40 to +85 °C
Altitude		<4000m
Weight		0.95 Lb (0.43 kg)

EXPECTED LIFE	
Resistive load life	See chart below
Mechanical life	200,000 cycles

COIL DATA	
Nominal Voltage	12/24 VDC
(Max.) Voltage	36VDC
(Max.) Pick-up Voltage	9VDC
(Min.) Hold Voltage	7.5VDC
(Min.) Drop-out Voltage	6VDC
Max. Inrush Current	3.8A
Average Holding Current	0.13A@12VDC / 0.07A@24VDC

Current Carry Curve



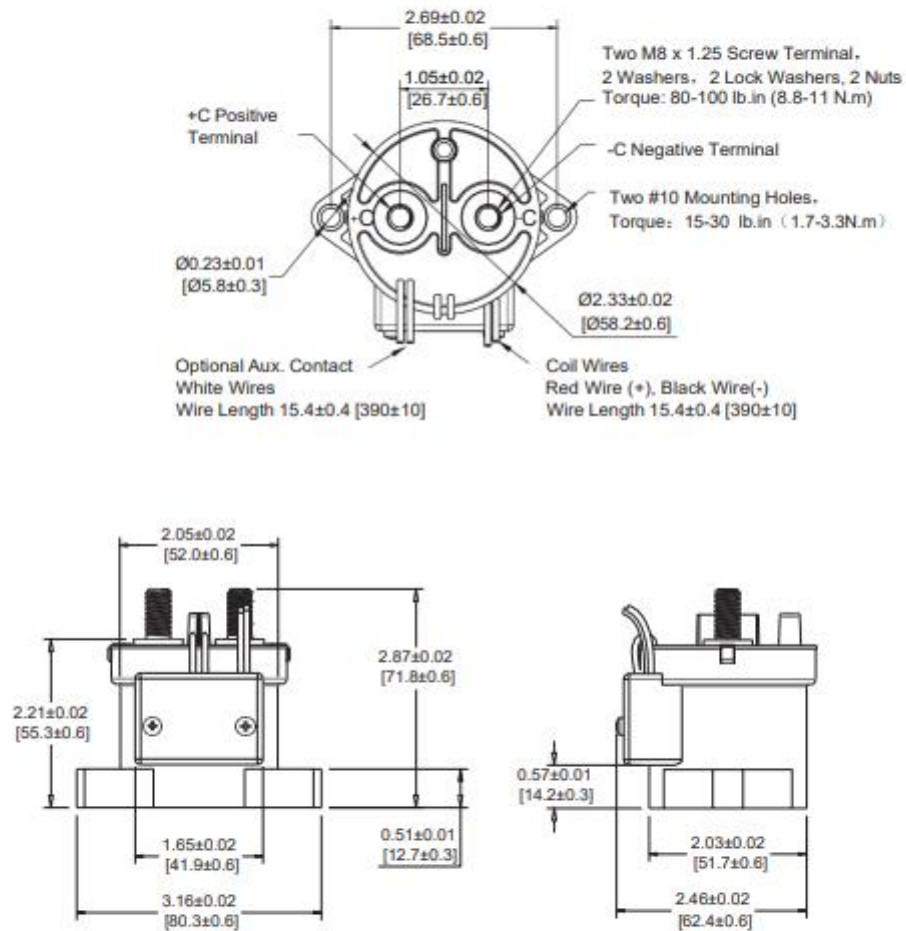
AUX. CONTACT	
Aux. Contact Arrangement	1 Form A
Aux. Contact/Current Max.	2A@30VDC/3A@125VAC
Aux. Contact Current Min.	100mA@8V
Aux. Contact Resistance Max.	0.417ohms@30VDC/ 0.150ohms@125VAC

High Voltage DC Contactor
AEV150 Series
150A+/900VDC



Product Data Sheet

Outline Dimensions : inches (mm)



*Note: The wire size is 22 AWG.

7S
SERIES

7S SERIES Modular relays with forcibly guided contacts 10 A



Modular relays with forcibly guided contacts

Type 7S.23

- 3 pole (2 NO + 1 NC)

- For safety applications, with class A forcibly guided contact relays EN 61810-3 (previously EN 50205)
- SIL2 evaluated according to EN 61508, for use in functional safety application according to EN 62061 up to SIL2 and according to IEC 13849-1 up to PL d (instead of For functional reliability in machinery and plant engineering according to EN 13849-1)
- For functional reliability in machinery and plant engineering according to EN 13849-1
- DC coil
- Cadmium free contacts
- 17.5 mm wide
- Coil status visual indication with LED
- 35 mm rail (EN 60715) mount

Screw terminal



7S.23



• 3 pole (2 NO + 1 NC)

For outline drawing see page 12

Contact specification

Contact configuration		2 NO + 1 NC
Rated current/Max. peak current	A	10/20
Rated switching voltage	V AC (50/60 Hz)	250
Rated load AC1	VA	2500
Rated current AC15 (230 V AC)	A	5
Breaking capacity DC1: 24/110/220 V	A	10/0.6/0.3
Breaking capacity DC13: 24 V	A	5
Minimum switching load	mW (V/mA)	60 (5/5)
Standard contact material		AgNi + Au

Coil specification

Nominal voltage (U _N)	V DC	12 - 24 - 48 - 110
Rated power	W	1
Operating range	DC	(0.8...1.2)U _N
Holding voltage	DC	0.45 U _N
Must drop-out voltage	DC	0.1 U _N

Technical data

Mechanical life	cycles	10 · 10 ⁶
Electrical life at rated load AC1	cycles	100 · 10 ³
Operate/release time	ms	7/11
Insulation between coil and contacts (1.2/50 μs)	kV	6
Dielectric strength between open contacts	V AC	1500
Ambient temperature	°C	-40...+70
Protection category		IP 20

Approvals (according to type)



DATASHEET - DILER-22-G(24VDC)



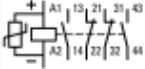
Contactor relay, 24 V DC, N/O = Normally open: 2 N/O, N/C = Normally closed: 2 NC, Screw terminals, DC operation



Part no. DILER-22-G(24VDC)
Catalog No. 010042
Alternate Catalog No. XTRM10A22TD
EL-Nummer (Norway) 4130354

Similar to illustration

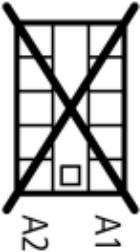
Delivery program

Product range			DILER Mini-contactors
Application			Contactor relays
Description			with interlocked opposing contacts
Connection technique			Screw terminals
Rated operational current			
Conventional free air thermal current, 1 pole			
Open			
at 50 °C	$I_{th} = I_a$	A	10
AC-15			
220 V 230 V 240 V	I_e	A	6
380 V 400 V 415 V	I_e	A	3
Contacts			
N/O = Normally open			2 N/O
N/C = Normally closed			2 NC
Contact sequence			
Code number and version of combination			
Distinctive number			22E
Actuating voltage			24 V DC
Voltage AC/DC			DC operation
Instructions			
			Contact numbers to EN 50011 Coil terminal markings to EN 50005 Integrated diode-resistor combination Coil rating 2.6 W

Technical data

General

Standards			IEC/EN 60947, EN 60947-5-1, VDE 0660, UL, CSA
Lifespan, mechanical			
DC operated	Operations	$\times 10^6$	20
Maximum operating frequency	Operations/h		9000
Climatic proofing			Damp heat, constant, to IEC 60068-2-78 Damp heat, cyclic, to IEC 60068-2-30
Ambient temperature			
Open		°C	-25 - +50
Enclosed		°C	-25 - 40
Mounting position			
Mounting position			As required, except vertical with terminals A1/A2 at the bottom

Mounting position			
Mechanical shock resistance (IEC/EN 60068-2-27)			
Half-sinusoidal shock, 10 ms			
Basic unit with auxiliary contact module		g	
N/O contact		g	10
N/C contact		g	8
Degree of Protection			IP20
Protection against direct contact when actuated from front (EN 50274)			Finger and back-of-hand proof
Altitude		m	Max. 2000
Weight			
DC operated		kg	0.211
Terminal capacities		mm ²	
Screw terminals			
Solid		mm ²	1 x (0.75 - 2.5) 2 x (0.75 - 2.5)
Flexible with ferrule		mm ²	1 x (0.75 - 1.5) 2 x (0.75 - 1.5)
Solid or stranded		AWG	18 - 14 1 x (18 - 14) 2 x (18 - 14)
Stripping length		mm	8
Terminal screw			M3.5
Pozidriv screwdriver		Size	2
Standard screwdriver		mm	0.8 x 5.5 1 x 6
Max. tightening torque		Nm	1.2
Contacts			
Interlocked opposing contacts to ZH 1/457, including auxiliary contact module			Yes
Rated impulse withstand voltage	U _{imp}	V AC	6000
Overvoltage category/pollution degree			III/3
Rated insulation voltage	U _i	V AC	690
Rated operational voltage	U _e	V AC	600
Safe isolation to EN 61140			
between coil and auxiliary contacts		V AC	300
between the auxiliary contacts		V AC	300
Rated operational current		A	
Conventional free air thermal current, 1 pole			
Open			
at 50 °C	I _{th} = I _e	A	10
AC-15			
220 V 230 V 240 V	I _e	A	6
380 V 400 V 415 V	I _e	A	3
500 V	I _e	A	1.5
DC current			
Notes			Switch-on and switch-off conditions based on DC-13, time constant as specified.
DC L/R ≤ 15 ms			
Contacts in series:		A	
1	24 V	A	2.5

2	60 V	A	2.5
3	110 V	A	1.5
3	220 V	A	0.5
Control circuit reliability	Failure rate	λ	$<10^{-8}$, < one failure at 100 million operations (at $U_a = 24$ V DC, $U_{min} = 17$ V, $I_{min} = 5.4$ mA)
Short-circuit rating without welding			
Maximum overcurrent protective device			
220 V 230 V 240 V		PKZM0	4
380 V 400 V 415 V		PKZM0	4
Short-circuit protection maximum fuse			
500 V		A gG/gL	6
500 V		A fast	10
Current heat loss at I_b			
DC operated		W	1.1

Magnet systems

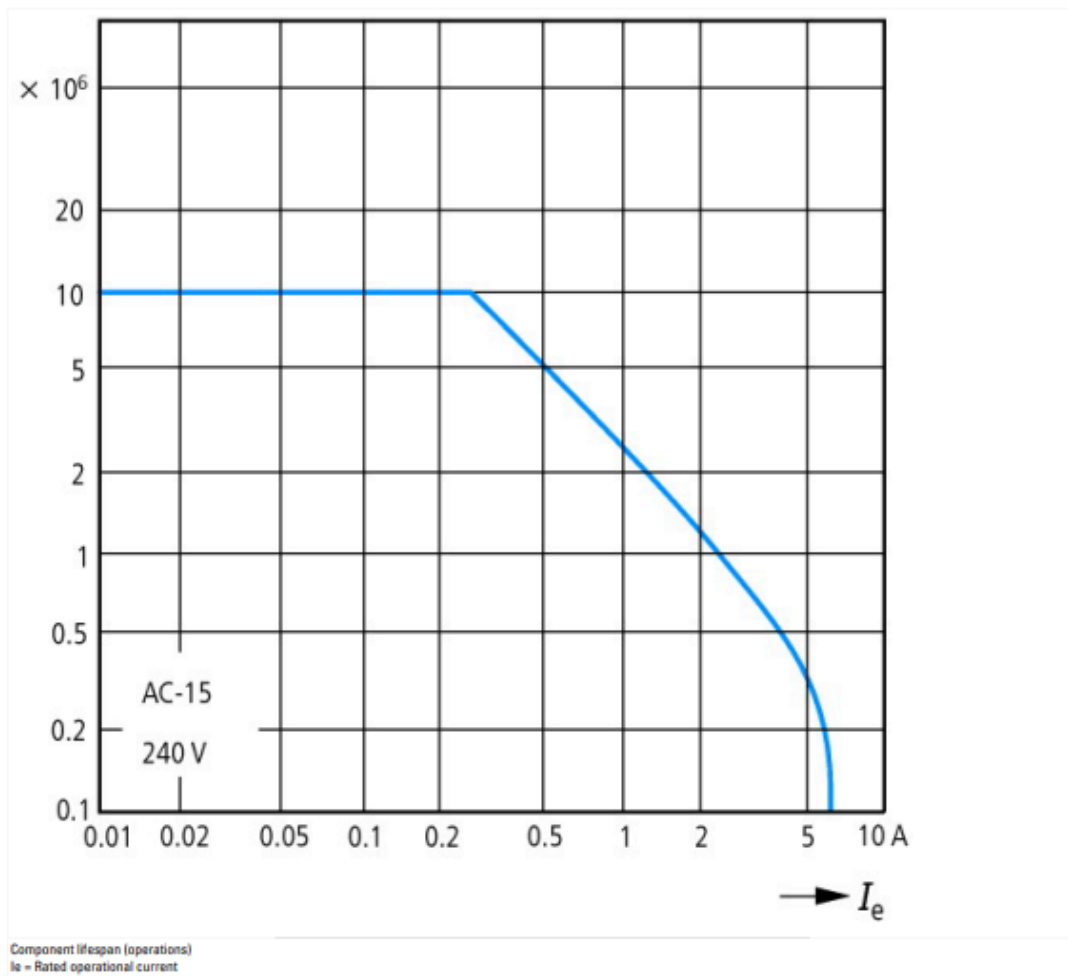
Voltage tolerance			
DC operated			
Notes			Smoothed DC, three-phase bridge rectifiers or smoothed double-wave rectification
Pick-up voltage			0.85 - 1.3
at 24 V, without auxiliary contact component (40 °C)	Pick-up	$x U_L$	0.7 - 1.3
Power consumption			
DC operation			
DC operated	Pull-in = sealing	W	2.3
duty factor		% DF	100
Changeover time at 100 % U_L (recommended value)			
DC operated closing delay		ms	25 - 35
DC operated N/D contact opening delay		ms	15 - 25
DC operated With auxiliary contact module Max. closing delay		ms	70

Rating data for approved types

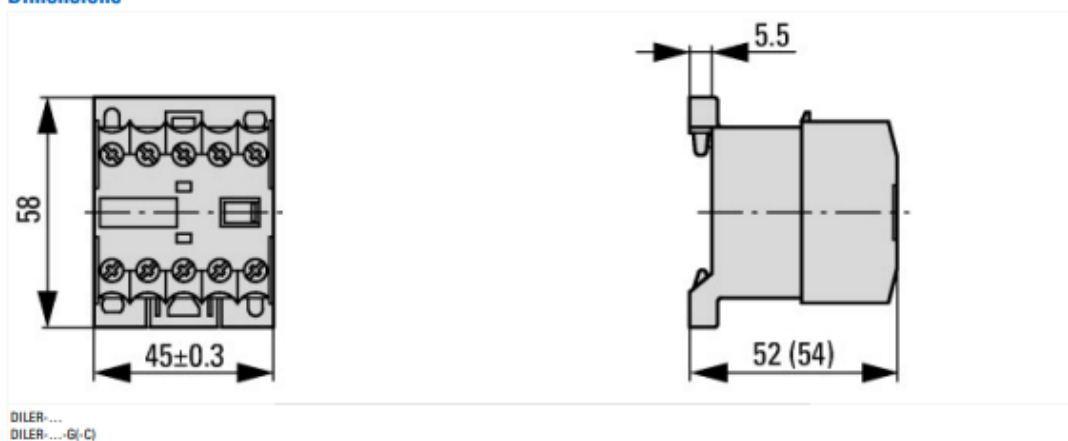
Auxiliary contacts			
Pilot Duty			
AC operated			A600
DC operated			P300
General Use			
AC		V	600
AC		A	10
DC		V	250
DC		A	0.5

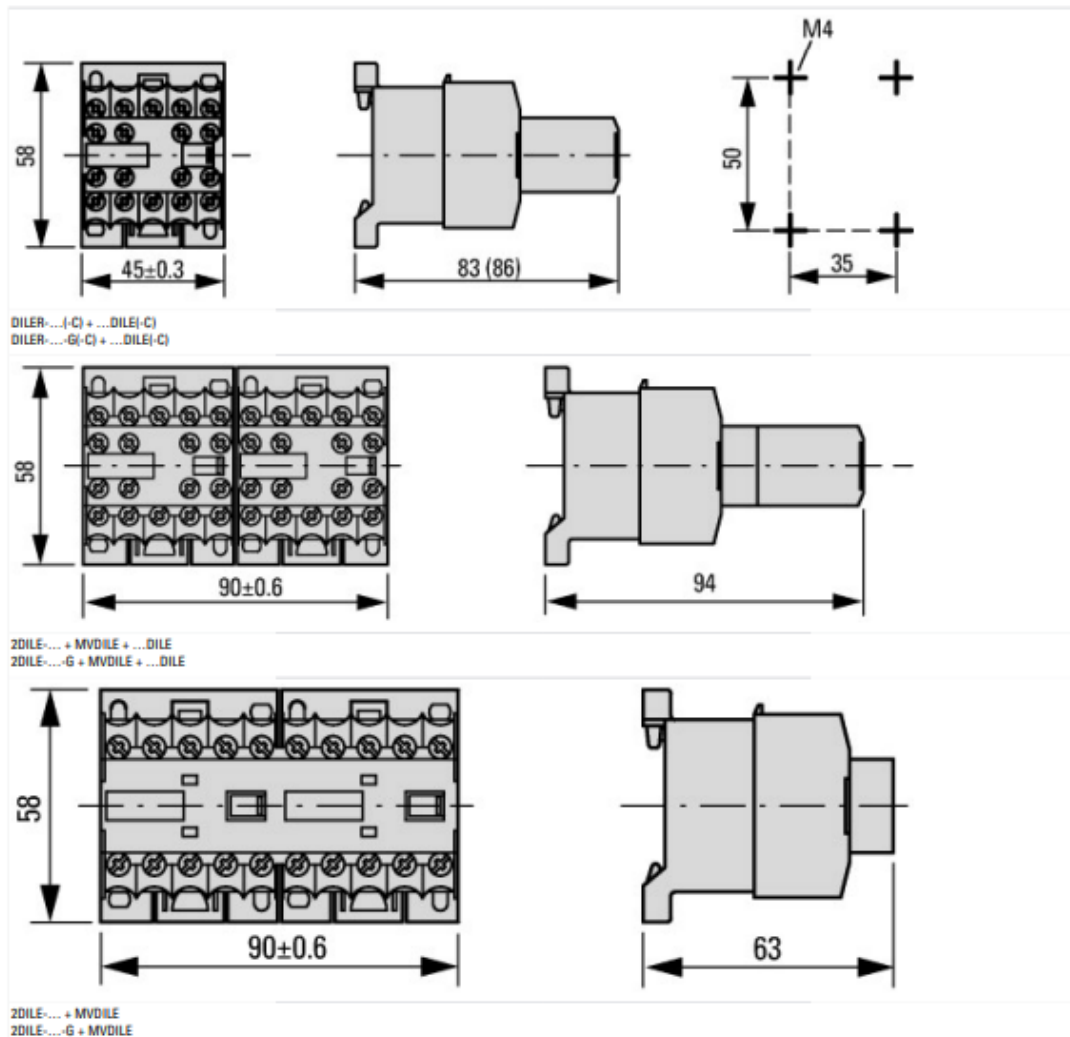
Design verification as per IEC/EN 61439

Technical data for design verification			
Rated operational current for specified heat dissipation	I_n	A	6
Heat dissipation per pole, current-dependent	P_{vid}	W	0.4
Equipment heat dissipation, current-dependent	P_{vid}	W	0
Static heat dissipation, non-current-dependent	P_{vis}	W	2.3
Heat dissipation capacity	P_{disa}	W	0
Operating ambient temperature min.		°C	-25
Operating ambient temperature max.		°C	50
IEC/EN 61439 design verification			
10.2 Strength of materials and parts			
10.2.2 Corrosion resistance			Meets the product standard's requirements.
10.2.3.1 Verification of thermal stability of enclosures			Meets the product standard's requirements.
10.2.3.2 Verification of resistance of insulating materials to normal heat			Meets the product standard's requirements.
10.2.3.3 Verification of resistance of insulating materials to abnormal heat and fire due to internal electric effects			Meets the product standard's requirements.



Dimensions





ANEXO II: CATÁLOGO DE COMPONENTES PARA EL SISTEMA DE LA VIVIENDA

Harvest the Sunshine

Mono 470W MBB Half-Cell Module JAM72S20 445-470/MR Series

Introduction

Assembled with multi-substr PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.

Higher output power

Lower LCOE

Less shading and lower resistive loss

Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.35% Annual Degradation Over 25 years

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001:2018 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval

JA SOLAR

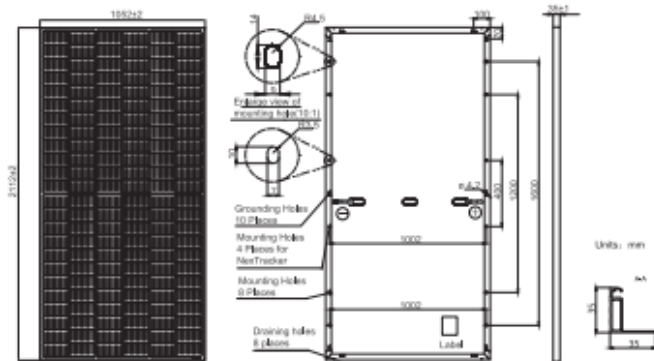
www.jasolar.com

Specifications subject to technical changes and tests, JA Solar reserves the right of final interpretation.

JA SOLAR

JAM72S20 445-470/MR Series

MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	24.7kgs±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(P _{max}) [W]	445	450	455	460	465	470
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	49.56	49.70	49.85	50.01	50.15	50.31
Maximum Power Voltage(V _{mp}) [V]	41.21	41.52	41.82	42.13	42.43	42.69
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	11.32	11.36	11.41	11.45	11.49	11.53
Maximum Power Current(I _{mp}) [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 I _{sc} (α _{Isc})	+0.044%/°C					
Temperature Coefficient of V _{oc} (β _{Voc})	-0.272%/°C					
Temperature Coefficient of P _{max} (γ _{Pmp})	-0.350%/°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

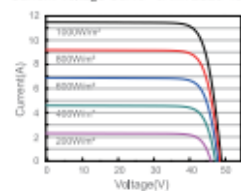
TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR	Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Rated Max Power(Pmax) [W]	336	340	344	348	352	355	Operating Temperature	-40 C~+85 C
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46.65	46.90	47.15	47.38	47.61	47.84	Maximum Series Fuse Rating	20A
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38.95	39.19	39.44	39.68	39.90	40.10	Maximum Static Load, Front* Maximum Static Load, Back*	5400Pa (112 lb/ft²) 2400Pa (50 lb/ft²)
Short Circuit Current(Isc) [A]	9.20	9.25	9.29	9.33	9.38	9.42	NOCT	45±2 C
Max Power Current(Imp) [A]	8.64	8.68	8.72	8.76	8.81	8.86	Safety Class	Class II
NOCT	Irradiance 800W/m², ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G						Fire Performance	UL Type 1

OPERATING CONDITIONS

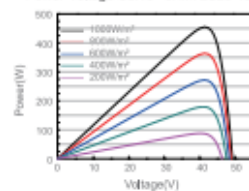
Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Maximum Series Fuse Rating	20A
Maximum Static Load, Front*	5400Pa(112 lbf/ft ²)
Maximum Static Load, Back*	2400Pa(50 lbf/ft ²)
NOCT	45±2°C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

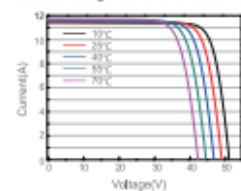
Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Power-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Premium Cells, Premium Modules

Version No. : Global_EN_20201118A

Smart Energy Center



Seguridad activa

Protección contra arcos eléctricos
active con tecnología de IA



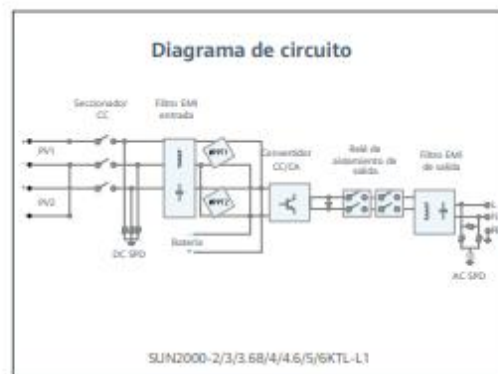
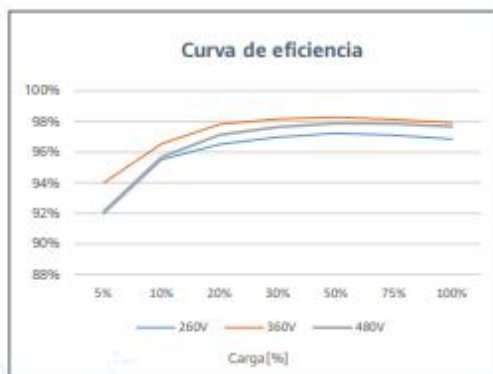
Mayor rendimiento

Hasta un 30 % más de
energía con optimizadores



2x POTENCIA de Batería

5kW de Salida en CA más
5kW de Carga en Baterías



SUN2000-2/3/3.68/4/4.6/5/6KTL-L1

* 1 Disponible en Q1 del 2020.
 * 2 La potencia teórica de entrada máxima del inversor es de 10.000W, cuando las cadenas largas se diseñen y conecten al completo de optimizadores de potencia SUN2000-430W-P.
 * 3 El límite máximo de tensión de entrada y de operación se reduce a 605 V cuando el inversor se conecta físicamente con la batería LG.
 * 4 2.500W en las baterías HGW400-525 de SKH.
 * 5 AS4077-2, 4.991W; * 6 VDE-AR-N 4105, 4.800W; AS4777-2, 4.999W; * 7 AS4777-2, 4.999W; C10115, 5.000W; * 8, AS4777-2, 21.7A.



Smart String Energy Storage System



More Usable Energy

100% Depth of Discharge
Pack Level Energy Optimization



Flexible Investment

5kWh Modular Design,
Scalable from 5 to 30 kWh



Safe & Reliable

Lithium Iron Phosphate (LFP) Cell



Easy Installation

12 kg Power Module
50 kg Battery Module



Quick Commissioning

Automatically Detected in App



Perfect Compatibility

Compatible to Both Residential
Single & Three Phase Inverter



SOLAR.HUAWEI.COM/EU/



LUNA2000-5/10/15-S0
Technical Specification

	LUNA2000-5-S0	LUNA2000-10-S0	LUNA2000-15-S0
Technical Specification			

Performance			
Power module	LUNA2000-5KW-CD		
Number of power modules	1		
Battery module	LUNA2000-5-E0		
Battery module energy	5 kWh		
Number of battery Modules	1	2	3
Battery usable energy ¹	5 kWh	10 kWh	15 kWh
Max. output power	2.5 kW	5 kW	5 kW
Peak output power	3.5 kW, 10 s	7 kW, 10 s	7 kW, 10 s
Nominal voltage (single phase system)	360 V		
Operating voltage range (single phase system)	350 – 560 V		
Nominal voltage (three phase system)	600 V		
Operating voltage range (three phase system)	600 – 980 V		

Communication	
Display	SOC status indicator, LED indicator
Communication	RS485 / CAN (only for parallel operation)

General Specification			
Dimension (W*D*H)	670 * 150 * 600 mm (26.4 * 5.9 * 23.6 inch)	670 * 150 * 960 mm (26.4 * 5.9 * 37.8 inch)	670 * 150 * 1320 mm (26.4 * 5.9 * 60.0 inch)
Weight (Floor stand toolkit included)	63.8 kg (140.7 lb)	113.8 kg (250.9 lb)	163.8 kg (361.1 lb)
Power module dimension (W*D*H)	670 * 150 * 240 mm (26.4 * 5.9 * 9.4 inch)		
Power module weight	12 kg (26.5 lb)		
Battery module dimension (W*D*H)	670 * 150 * 380 mm (26.4 * 5.9 * 14.0 inch)		
Battery module weight	50 kg (110.2 lb)		
Installation	Floor stand (standard), Wall mount (optional)		
Operating temperature	-10°C – + 55°C (14°F – 131°F) ²		
Operating altitude	0 - 4,000 m (13,123 ft.) (Derating above 2,000 m)		
Relative humidity	5% – 95%		
Cooling	Natural convection		
Protection rating	IP 65		
Noise emission	<29 dB		
Cell technology	Lithium-iron phosphate (LiFePO4)		
Warranty	10 years ³		
Scalability	Max. 2 systems in parallel operation		
Compatible inverters	SUN2000L-2/3/3.68/4/4.6/5KTL ⁴ , SUN2000-2/3/3.68/4/4.6/5/6KTL-L1, SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M0 ⁵ , SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M1		

Standard Compliance (more available upon request)	
Certificates	CE, RCM, CEC, VDE2510-S0, IEC62619, IEC 60730, UN38.3

Ordering and Deliverable Part	
Product ordering model ⁶	LUNA2000-5KW-CD, LUNA2000-5-E0, LUNA2000 Wall Mounting Bracket

- ¹ Test conditions: 50% depth of discharge (DoD), 0.2C charge & discharge at 25°C.
² Charge/discharge derating occurs when the operating temperature from -10°C to 5°C & 45°C to 55°C.
³ Refer to battery warranty letter for conditional application.
⁴ Available in Q1, 2021.
⁵ Storage system is ordered and delivered in the form of power module and battery module separately with corresponding quantity.
Version No.: 04-(20201005)

SOLAR.HUAWEI.COM/EU/

ANEXO III: RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES

Rendimiento de un sistema FV autónomo

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar

Datos proporcionados

Latitud/Longitud: 39.589,-5.683

Horizonte: Calculado

Base de datos: PVGIS-SARAH3

FV instalado: 2640 Wp

Capacidad de la batería: 18000 Wh

Limitador de descarga: 40 %

Consumo diario: 8470 Wh

Ángulo de inclinación: 35 °

Ángulo de azimut: 0 °

Resultados de la simulación

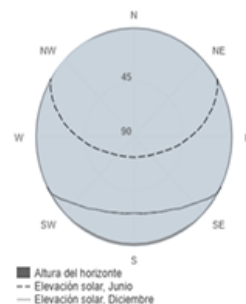
Porcentaje días batería cargada: 60.43 %

Porcentaje días batería descargada: 23.35 %

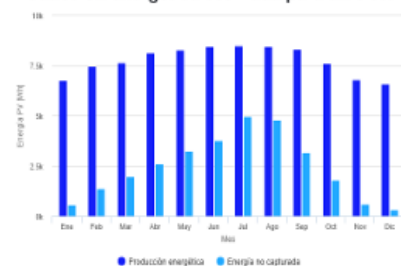
Energía media no capturada: 4026.8 Wh

Energía media que falta: 3114.76 Wh

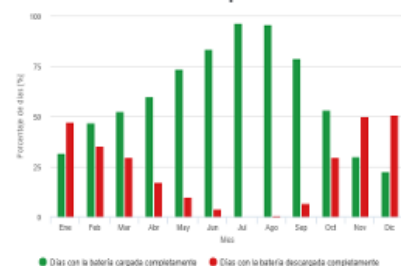
Perfil del horizonte en la localización seleccionada



Producción energética estimada para un sistema FV autónomo:



Rendimiento de la batería para un sistema FV autónomo:



Probabilidad del estado de carga de la batería al final del día:



Rendimiento medio mensual

Mes	E_d	E_l	f_f	f_e
Enero	6758.8	573.8	31.7	47.0
Febrero	7450.5	1357.7	47.0	35.3
Marzo	7641.8	1969.5	52.5	29.5
Abril	8149.0	2589.0	59.8	17.4
Mayo	8281.2	3247.9	73.5	9.8
Junio	8442.2	3750.7	83.5	3.9
Julio	8469.4	4975.2	96.4	0.0
Agosto	8439.6	4774.5	95.8	0.7
Septiembre	8294.3	3167.0	78.8	6.8
Octubre	7596.2	1791.8	53.1	29.5
Noviembre	6790.1	613.6	29.8	50.0
Diciembre	6583.6	309.5	22.4	50.6

E_d: Producción energética media diaria [Wh/día].

E_l: Energía media diaria no capturada [Wh/día].

f_f: Porcentaje de días con la batería cargada completamente [%].

f_e: Porcentaje de días en los que la batería se descarga completamente [%].

Cs	Cb
40-46	14.0
46-52	4.0
52-58	4.0
58-64	4.0
64-70	8.0
70-76	19.0
76-82	11.0
82-88	7.0
88-94	6.0
94-100	24.0

Cs: Estado de carga al final de cada día [%].

Cb: Porcentaje de días con este estado de carga [%].

La Comisión Europea mantiene esta web para facilitar el acceso público a la información sobre sus iniciativas y las políticas de la Unión Europea en general. Nuestro propósito es mantener la información precisa y al día. El contenido de esta web no garantiza la exactitud de la información. No obstante, la Comisión Europea no asume responsabilidad alguna por la información incluida en esta web.

Aunque hacemos lo posible por reducir al mínimo los errores técnicos, algunos datos e informaciones contenidos en nuestra web pueden haberse creado o actualizado en versiones anteriores de dichos errores, y no podemos garantizar que estos no interrumpan o afecten de alguna manera al servicio. La Comisión no asume ninguna responsabilidad por los problemas que puedan surgir al utilizar esta web o datos extraídos con relación al mismo.

Para obtener más información, por favor visite https://ec.europa.eu/info/legal_notice_en

Joint
Research
Centre

PVGIS ©Unión Europea, 2001-2025.
Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged,
save where otherwise stated.

Informe creado el 2025/07/04



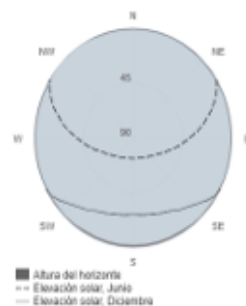
PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar

Datos proporcionados

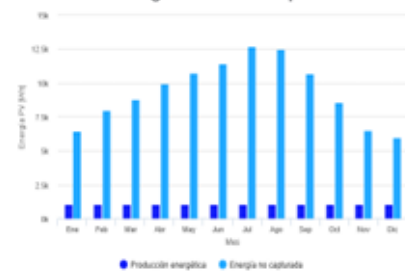
Latitud/Longitud: 39.589,-5.683
Horizonte: Calculado
Base de datos: PVGIS-SARAH3
FV instalado: 2700 Wp
Capacidad de la batería: 30000 Wh
Limitador de descarga: 10 %
Consumo diario: 1056 Wh

Ángulo de inclinación: 35 °
Ángulo de azimut: 0 °
Resultados de la simulación
Porcentaje días batería cargada: 99.52 %
Porcentaje días batería descargada: 0 %
Energía media no capturada: 9394.51 Wh
Energía media que falta: 0 Wh

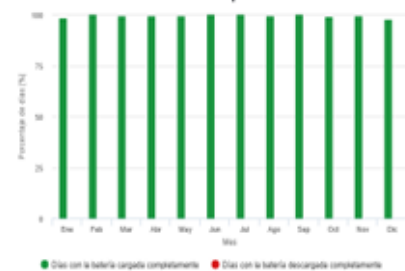
Perfil del horizonte en la localización seleccionada



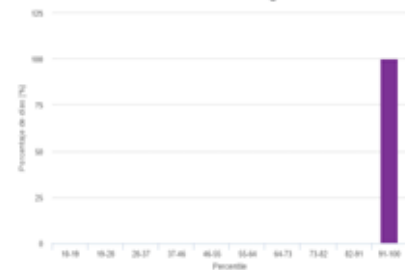
Producción energética estimada para un sistema FV autónomo:



Rendimiento de la batería para un sistema FV autónomo:



Probabilidad del estado de carga de la batería al final del día:



Rendimiento medio mensual

Mes	E_d	E_i	f_f	f_e
Enero	1056.2	6443.0	98.7	0.0
Febrero	1056.1	7952.3	100.0	0.0
Marzo	1056.8	8772.9	99.7	0.0
Abril	1056.1	9926.0	99.7	0.0
Mayo	1056.9	10734.2	99.7	0.0
Junio	1056.1	11413.9	100.0	0.0
Julio	1056.0	12694.1	100.0	0.0
Agosto	1055.0	12459.4	99.7	0.0
Septiembre	1055.1	10666.7	100.0	0.0
Octubre	1055.4	8545.9	99.3	0.0
Noviembre	1055.4	6516.6	99.8	0.0
Diciembre	1056.0	5993.7	98.0	0.0

E_d: Producción energética media diaria [Wh/día].

E_i: Energía media diaria no capturada [Wh/día].

f_f: Porcentaje de días con la batería cargada completamente [%].

f_e: Porcentaje de días en los que la batería se descarga completamente [%].

Cs	Cb
10-19	0.0
19-28	0.0
28-37	0.0
37-46	0.0
46-55	0.0
55-64	0.0
64-73	0.0
73-82	0.0
82-91	0.0
91-100	100.0

Cs: Estado de carga al final de cada día [%].

Cb: Porcentaje de días con este estado de carga [%].

La Comisión Europea mantiene esta web para facilitar el acceso público a la información sobre sus actividades y las políticas de la Unión Europea. No obstante, la Comisión no garantiza la exactitud ni la actualidad de la información publicada en esta web. Aunque la Comisión Europea no se responsabiliza de los errores de los datos, algunos datos de carácter estadístico pueden estar sujetos a cambios en el futuro. La Comisión no asume ninguna responsabilidad por los problemas que puedan surgir al utilizar esta web o los datos obtenidos de esta web.

Para obtener más información, por favor visite <https://ec.europa.eu/info>.

Joint
Research
Centre

PVGIS ©Unión Europea, 2001-2025.

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Informe creado el 2025/07/03

Rendimiento de un sistema FV autónomo

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar

Datos proporcionados

Latitud/Longitud: 39.589,-5.683

Horizonte:

Base de datos: PVGIS-SARAH3

FV instalado: 2700 Wp

Capacidad de la batería: 30000 Wh

Limitador de descarga: 10 %

Consumo diario: 8200 Wh

Ángulo de inclinación:

Ángulo de azimut

Resultados de la simulación

Porcentaje días batería cargada:

Porcentaje días batería descargada:

Energía media no capturada:

Energía media que falta:

35 °

0 °

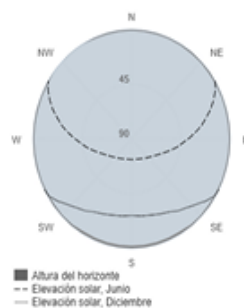
55.25 %

11.75 %

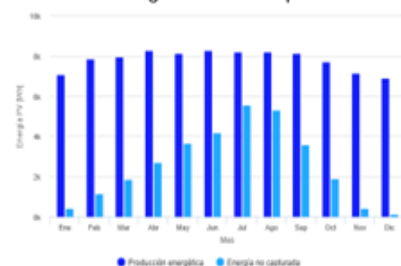
4684.67 Wh

3234.32 Wh

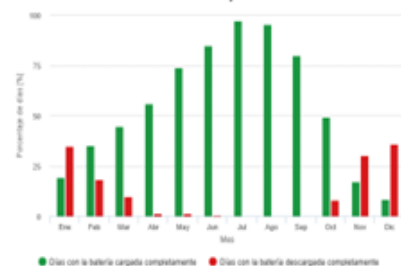
Perfil del horizonte en la localización seleccionada



Producción energética estimada para un sistema FV autónomo:



Rendimiento de la batería para un sistema FV autónomo:



Probabilidad del estado de carga de la batería al final del día:



Rendimiento medio mensual

Mes	E_d	E_i	f_f	f_e
Enero	7068.9	430.3	19.2	34.9
Febrero	7848.6	1159.8	35.3	18.2
Marzo	7950.6	1879.1	44.6	9.8
Abril	8280.8	2701.3	56.1	1.6
Mayo	8146.6	3644.5	73.8	1.5
Junio	8274.5	4195.5	84.9	0.5
Julio	8199.4	5550.7	97.1	0.0
Agosto	8192.2	5322.2	95.6	0.0
Septiembre	8116.6	3605.2	80.0	0.0
Octubre	7715.1	1886.2	49.2	8.2
Noviembre	7144.8	427.1	17.4	30.4
Diciembre	6895.6	154.1	8.5	35.8

E_d: Producción energética media diaria [Wh/día].

E_i: Energía media diaria no capturada [Wh/día].

f_f: Porcentaje de días con la batería cargada completamente [%].

f_e: Porcentaje de días en los que la batería se descarga completamente [%].

Cs Cb

10-19 10.0

19-28 4.0

28-37 4.0

37-46 4.0

46-55 3.0

55-64 4.0

64-73 5.0

73-82 7.0

82-91 30.0

91-100 30.0

Cs: Estado de carga al final de cada día [%].

Cb: Porcentaje de días con este estado de carga [%].

La Comisión Europea mantiene este sitio para facilitar el acceso público a la información sobre sus actividades y las políticas de la Unión Europea en general. Nuestra prioridad es facilitar la información precisa y al día. Tratamos de cambiar los errores que se nos ocurren. No obstante, la Comisión acepta toda responsabilidad en relación con la información facilitada en este sitio.

Aunque hacemos lo posible por reducir al mínimo los errores técnicos, algunos datos o informaciones cambiados en nuestra web pueden tener el carácter de errata o de datos no verificados. No obstante, no podemos garantizar que esta información sea correcta o esté de acuerdo con la realidad. La Comisión no asume ninguna responsabilidad por los problemas que puedan surgir al utilizar este sitio o los datos obtenidos en este sitio.

Para obtener más información, por favor visite https://ec.europa.eu/info/legislation/index_en

Joint
Research
Centre

PVGIS ©Union Europea, 2001-2025.
Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged,
save where otherwise stated.

Informe creado el 2025/07/03