



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

Máster en Ingeniería Industrial

MASTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL
ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES
UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Diseño de una instalación de riego solar

Autor: D. Pablo Saldaña Mínguez
Tutor: D. Fernando Frechoso Escudero

Valladolid, marzo, 2022

RESUMEN

Este Trabajo Fin de Máster tiene por objeto el diseño de una instalación de riego solar fotovoltaica que genere la energía eléctrica necesaria para cubrir las necesidades de irrigación de una parcela de cultivo mediante el bombeo de agua desde un pozo. Se realizará un estudio y cálculo de los elementos y equipos necesarios, así como un análisis económico y una comparación con otras alternativas de suministro.

Palabras clave: fotovoltaico, riego, energías renovables, riego solar

ABSTRACT

This Masters Degree Final Project has the objective of designing a solar photovoltaic irrigation facility that generates the needed electric energy to fulfill the irrigations necessities of a crop field through the pumping of water from a well. A study and the calculations of the necessary equipment will be performed, as an economic analysis and a comparison with different supply alternatives.

Key words: photovoltaic, irrigation, renewable energies, solar irrigation

AGRADECIMIENTOS

A mis padres, por ser mi pilar y respaldo todos estos años

A mis amigos, por estar siempre a mi lado

A Fernando, por todas las horas de risas dentro y fuera de la Escuela

Y a ti, Coral, por creer en mí y darme siempre todo tu apoyo, incondicionalmente.

Índice

RESUMEN	ii
ABSTRACT	ii
AGRADECIMIENTOS.....	iii
1. OBJETIVOS.....	1
2. INTRODUCCIÓN.....	5
2.1 CONTEXTO ACTUAL DEL AGUA.....	7
2.2 CONTEXTO ACTUAL DEL PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.....	10
2.3 CONTEXTO ACTUAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.....	11
2.4 INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS PARA RIEGO	15
2.5 COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA RIEGO.....	17
2.5.1 Paneles fotovoltaicos	17
2.5.2 Reguladores, inversores y sistemas de control	21
2.5.3 Sistema de acumulación.....	23
2.5.4 Bomba eléctrica.....	25
2.5.5 Sistema de riego	26
3. MEMORIA DE DISEÑO.....	27
3.1 CASO DE ESTUDIO	29
3.2 NECESIDADES DE LA INSTALACIÓN	31
3.2.1 NECESIDADES HÍDRICAS	31
3.2.2 NECESIDADES DE POTENCIA.....	36
3.2.2.1 Periodo de diseño	36
3.2.2.2 Altura hidráulica	38
3.2.2.3 Alternativas para garantizar el suministro: acumulación y sobredimensionamiento...	40
3.2.2.4 Estimación del sobredimensionamiento necesario.....	42
3.2.2.5 Selección de la bomba	43
3.2.2.6 Estimación final de la potencia requerida	45
3.3 COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN	46
3.3.1 Bomba	46
3.3.2 Estructura de soporte de los paneles.....	46
3.3.3 Módulos fotovoltaicos.....	47
3.3.4 Inversor fotovoltaico	52
3.3.5 Cableado.....	53
3.3.6 Protecciones.....	54

3.4 CONFIGURACIÓN DE LOS STRINGS.....	55
3.5 CÁLCULO DE PROTECCIONES.....	58
3.5.1 Protecciones de corriente continua	60
3.5.2 Protecciones de corriente alterna.....	61
3.5.3 Instalación de puesta a tierra.....	62
3.6 CÁLCULO DEL CABLEADO	64
3.6.1 Cableado de corriente continua.....	65
3.6.2 Cableado de corriente alterna trifásica.....	68
3.6.3 Cableado de puesta a tierra	69
3.7 MANTENIMIENTO.....	70
4. ANÁLISIS ECONÓMICO	71
4.1 COSTE DE LA INSTALACIÓN PLANTEADA.....	73
4.2 EVALUACIÓN DE COSTE DE ALTERNATIVA Nº1: GRUPO ELECTRÓGENO	77
4.3 EVALUACIÓN DE COSTE DE ALTERNATIVA Nº2: CONEXIÓN A RED ELÉCTRICA.....	81
5. CONCLUSIONES.....	85
5.1 DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DE COSTES.....	87
5.2 COMPARATIVA Y VIABILIDAD DE ALTERNATIVAS.....	89
6. BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS	93
ANEXO I: PLANOS.....	97
ANEXO II: HOJAS DE ESPECIFICACIONES	102

1. OBJETIVOS

El presente Trabajo Fin de Máster tiene por objeto el estudio, cálculo y diseño de una instalación fotovoltaica destinada a suministrar la potencia eléctrica necesaria para bombear, impulsar y distribuir el agua proveniente de un pozo con el fin de irrigar una parcela de cultivo.

Para ello, inicialmente se tratarán unas ideas y conceptos básicos generales en cuanto a la situación actual del agua en España, así como de la tecnología fotovoltaica y las posibilidades que ofrece en el ámbito de las energías renovables destinadas a generación eléctrica, incluyendo una enumeración y descripción de los equipos y componentes necesarios en una instalación como la que se pretende diseñar.

Posteriormente, se procederá al cálculo de las necesidades hídricas y de la potencia eléctrica a suministrar, para poder a continuación calcular y seleccionar los equipos adecuados para satisfacerlas. Se diseñará también el esquema de la instalación, con todos los componentes adicionales necesarios.

Por último, se realizará un estudio económico en el que se analizará la viabilidad económica del sistema planteado, y su rentabilidad frente a otras alternativas.

2. INTRODUCCIÓN

2.1 CONTEXTO ACTUAL DEL AGUA

El agua es un bien fundamental para el desarrollo de la actividad humana en cualquier lugar del planeta. No sólo para abastecer las necesidades de consumo de la población, sino para poder garantizar un correcto desarrollo económico y en especial del sector agrario.

En España, el **80%** del consumo de agua está destinado a dicho sector, con el fin de irrigar los cultivos. No obstante, hay que tener en cuenta que la disponibilidad de este recurso no es uniforme en todo el territorio español.

En la Meseta Norte, dadas las características de su clima, el régimen de precipitaciones es inferior que en otras regiones, de manera que aunque Castilla y León no es la Comunidad Autónoma más seca de todo el territorio Español, sí que se encuentra en una zona donde las precipitaciones medias no se pueden considerar muy cuantiosas.

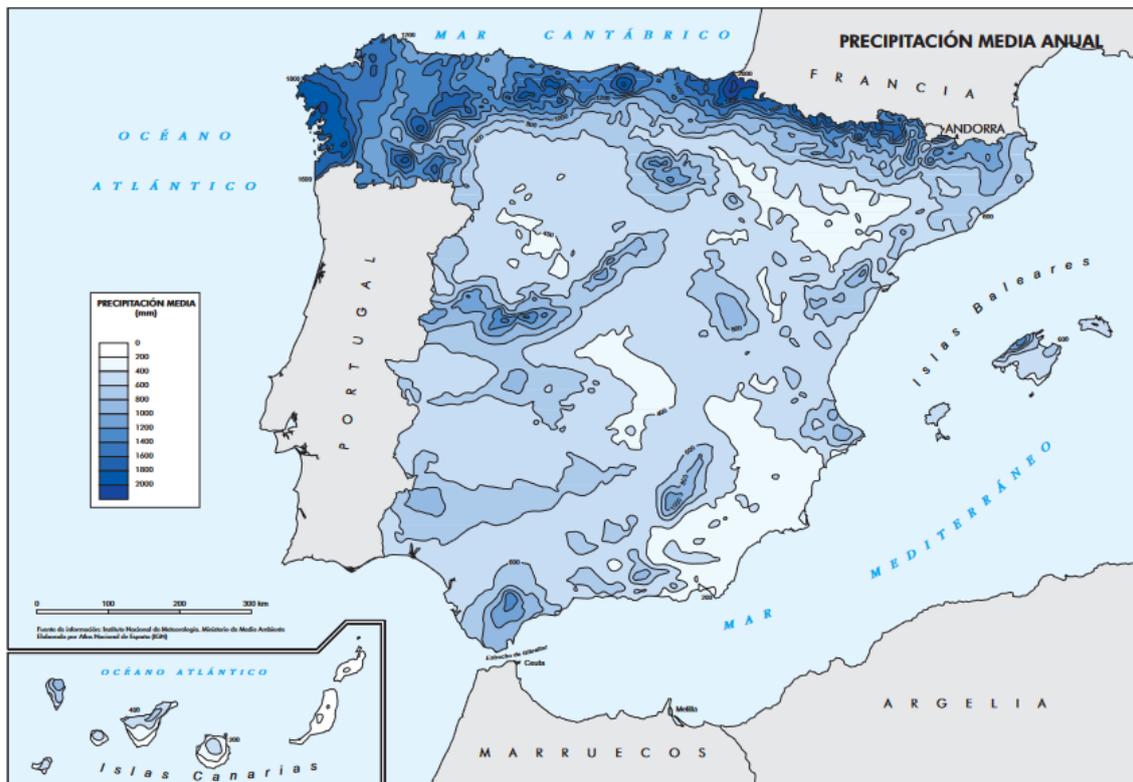


Imagen 1: Precipitación media anual en España [1]

Esto hace que las necesidades de irrigación supongan un riesgo de sobreexplotación de los cauces superficiales, como señalan algunos informes.

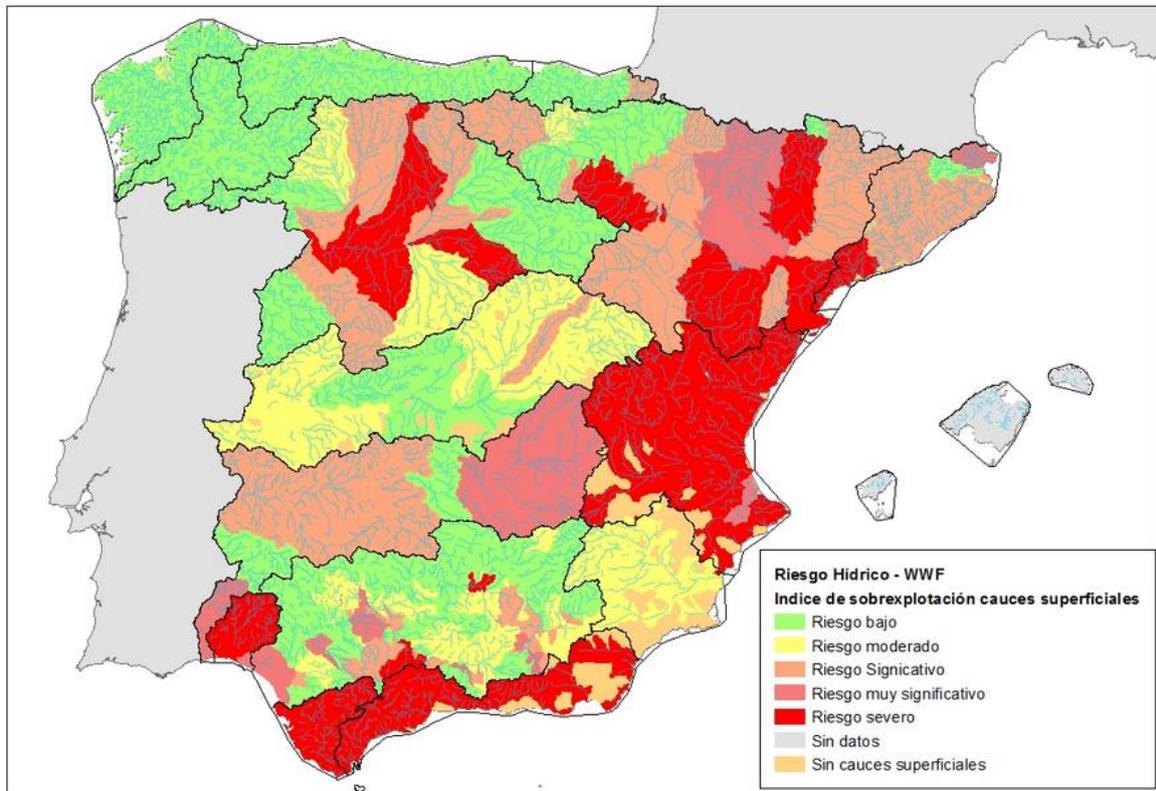


Imagen 2: Mapa de sobreexplotación de cauces superficiales [2]

Es por ello que resulta de interés buscar alternativas de abastecimiento de agua, y una de ellas es la explotación de los recursos hídricos subterráneos. En Castilla y León, en los últimos 20 años el porcentaje medio de agua proveniente de recursos subterráneos frente a la total es del **9%**, por lo que en los últimos años ha habido una tendencia creciente de aprovechamiento de estos recursos.

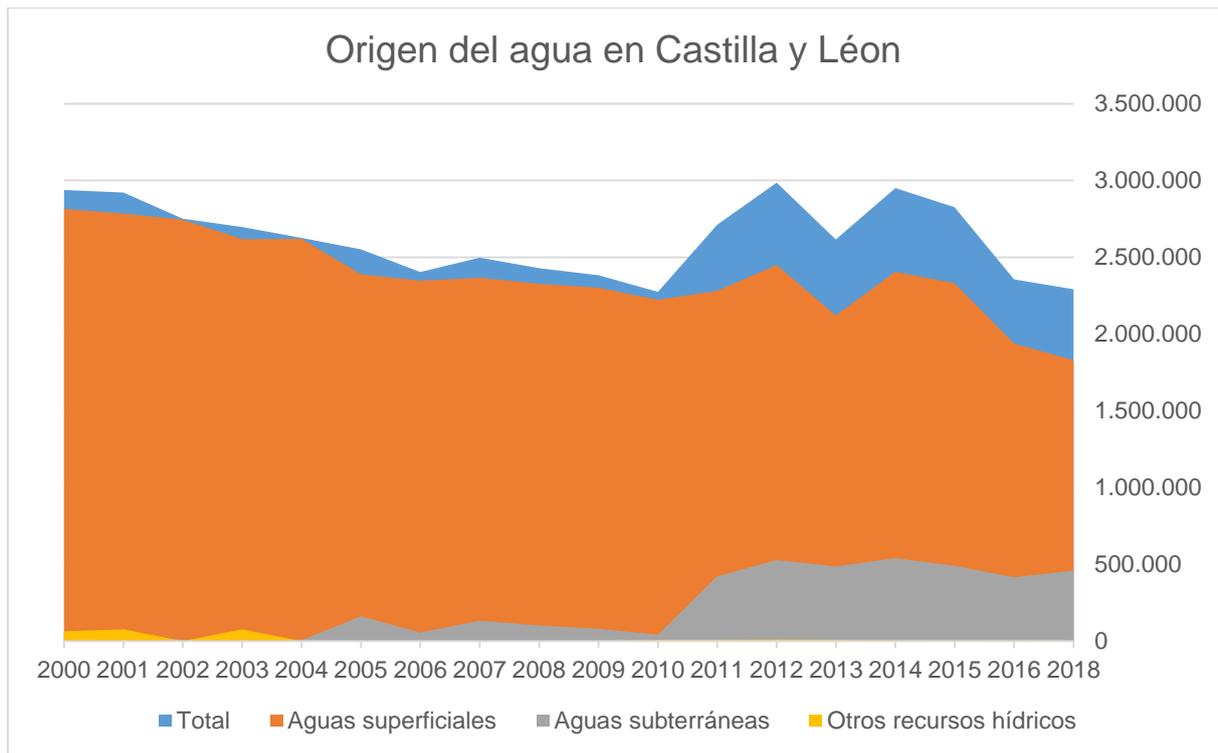


Imagen 3: Origen del agua en Castilla y León [3]

Ha de tenerse en cuenta, no obstante, que la **sobreexplotación** de estos recursos puede degenerar en nuevos problemas de abastecimiento, por lo que su aprovechamiento debe realizarse siempre atendiendo a la legalidad y a las normativas vigentes al respecto.

2.2 CONTEXTO ACTUAL DEL PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

La energía eléctrica presenta en el mercado español una cierta variabilidad en su precio. Independientemente del tipo de tarifa o comercializadora que se contrate, el precio de la energía eléctrica viene determinado de base por el precio que tiene esta en el mercado mayorista.

Hay diversos factores que pueden afectar a este precio, como pueden ser la disponibilidad de recursos renovables (viento, nivel de agua embalsada), o no renovables (precio del gas y del petróleo), y todos acaban repercutiendo en el precio final de la energía.

En el año 2021 se ha experimentado un notable **incremento del precio** de la energía eléctrica, llamativo si se compara con los incrementos que se experimentaron en los años previos.

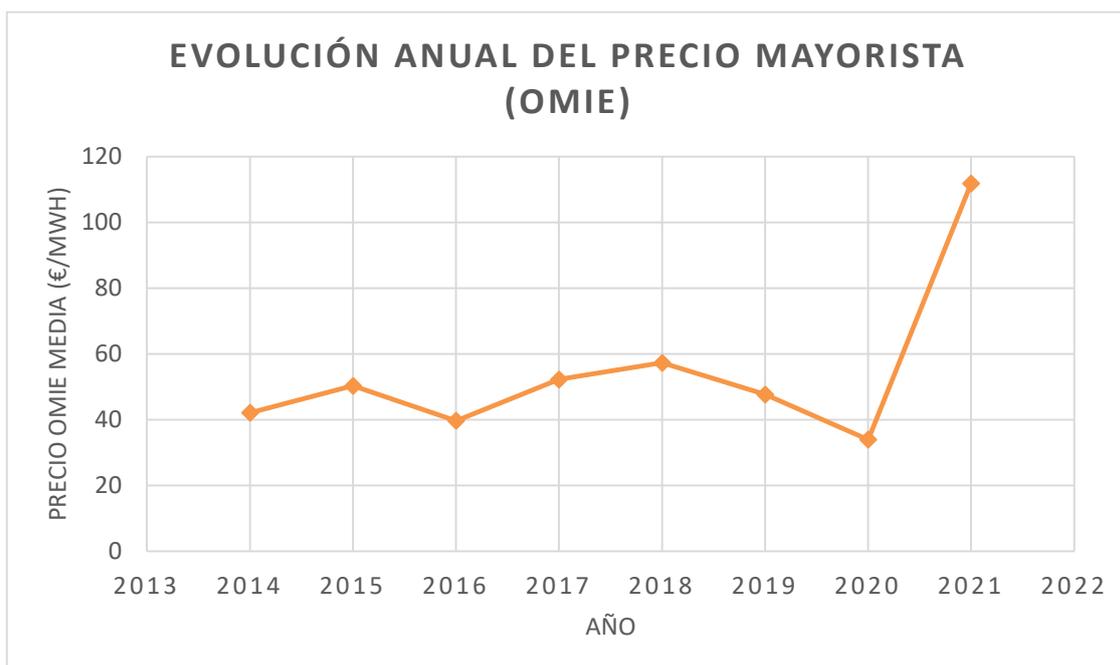


Imagen 4: Evolución anual del precio mayorista de la electricidad [4]

Este incremento se ha debido al encarecimiento del gas natural y del aumento del precio de los derechos de emisión de **CO₂** en la Unión Europea, y ha obligado al Gobierno a tomar medidas de urgencia, además de despertar el interés por las energías renovables como alternativa de suministro.

2.3 CONTEXTO ACTUAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Actualmente, la situación energética española presenta una fuerte dependencia del exterior, hasta el punto de que en el año 2019 este grado de **dependencia** fue de prácticamente el **75%**. Esto se debe a que el consumo de energía primaria del país es mayoritariamente en forma de combustibles fósiles como el petróleo y gas natural.

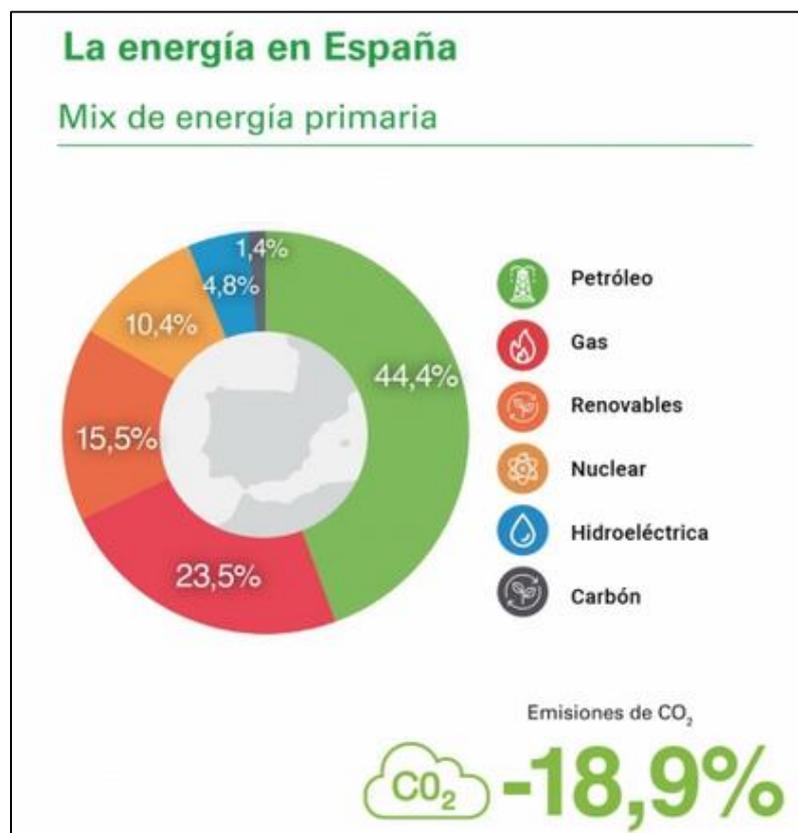


Imagen 5: Composición del mix de energía primaria en España [5]

No obstante, en lo que respecta al sector eléctrico, en los últimos años se ha experimentado un aumento en la cantidad de energía generada por tecnologías de **energías renovables**.

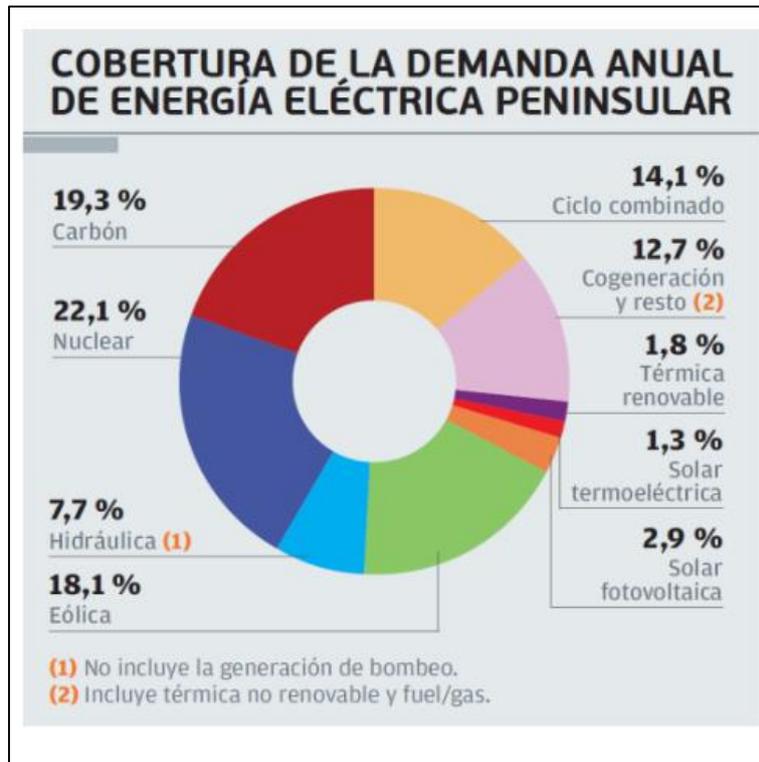


Imagen 6: Cobertura de la demanda eléctrica anual [6]

Mayoritariamente esta generación proviene de la tecnología **eólica**, ampliamente implantada desde hace varios años por todo el territorio español; pero en los últimos años se ha producido un fuerte incremento de la potencia instalada con tecnología solar fotovoltaica.

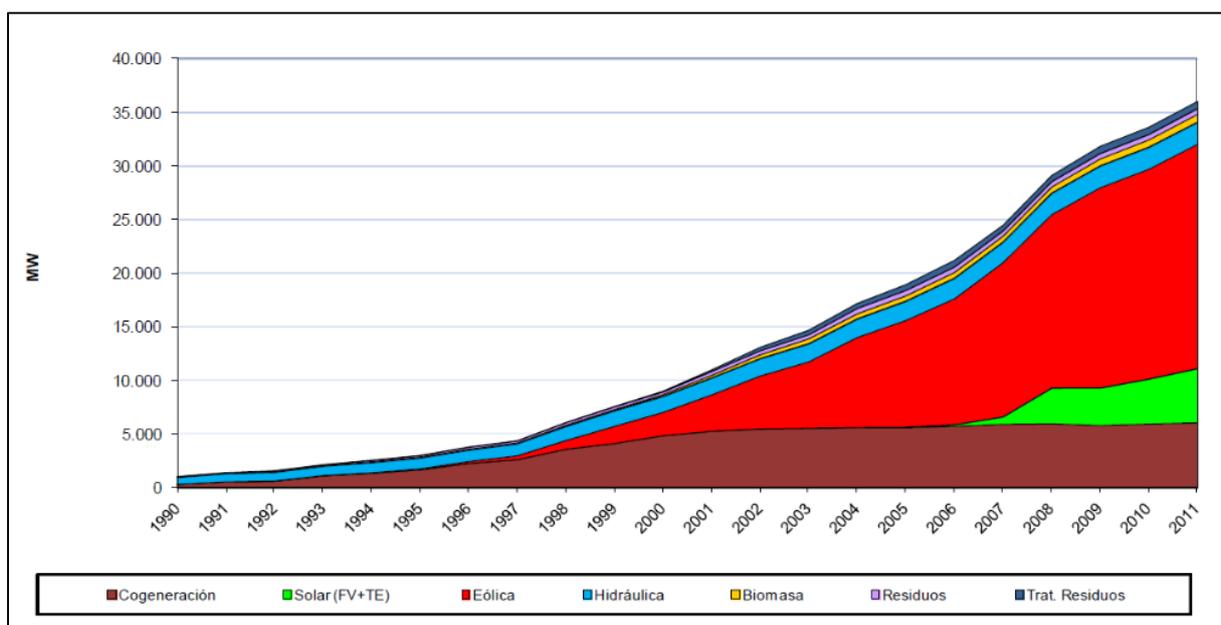


Imagen 7: evolución de la potencia eléctrica instalada por fuentes [6]

Esto se debe a diversos factores, pero los más relevantes son los siguientes:

- La apuesta europea por una **descarbonización** del sector energético, con objetivos fijados para los estados miembros como el llamado “Acuerdo 20-20-20”, o el “Green Deal”. Estos acuerdos fijan para los estados miembro diferentes objetivos encaminados a la sostenibilidad del sector energético y a la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero, lo que ha hecho que se ponga un especial interés en las tecnologías de energías renovables.
- La **variabilidad del precio** de la energía eléctrica y, en especial, el ya mencionado aumento del precio de esta experimentado recientemente, ha hecho que tanto las empresas como los consumidores particulares busquen alternativas para abastecerse.
- La **disminución del coste** de los componentes de la instalación, así como un paulatino incremento de la oferta tanto de comercializadores de estos elementos como de empresas dedicadas a su instalación, ofreciendo soluciones adaptadas a las diferentes necesidades de cada caso y usuario. Los paneles fotovoltaicos, no obstante, presentan una estabilización e incluso un incremento del precio en los últimos años.

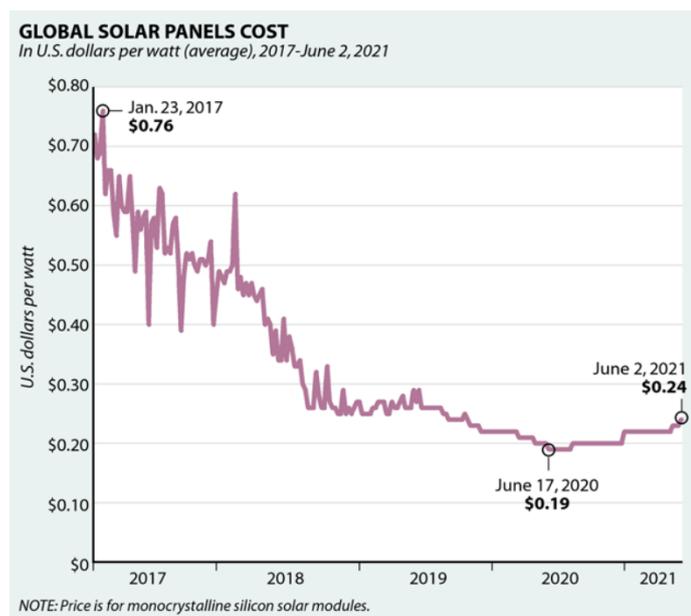


Imagen 8: Evolución del coste de paneles solares [7]

- La **disponibilidad** del recurso solar en el territorio español, ya que España es uno de los países que más horas de luz solar recibe a lo largo del año, lo que ha favorecido la implantación de esta tecnología en la nación.
- Las medidas adoptadas por el **Gobierno** en cuanto a las energías renovables, como se recoge en el Plan Nacional Integrado de Energía y Cambio Climático, incluida la solar. Es de especial importancia la elaboración del Real Decreto Ley 15/2018, que deroga casi en su totalidad al RD 900/2015, que establecía el polémico “impuesto al sol”. Más recientemente, el RD 244/2019 ha regulado las condiciones administrativas, técnicas y económicas de la generación y el autoconsumo de energía eléctrica, estableciendo un marco más favorable para la implantación de estos sistemas de autoconsumo mediante tecnología solar fotovoltaica.

2.4 INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS PARA RIEGO

Una instalación de riego solar es un sistema destinado a abastecerse de agua y distribuirla por la zona de cultivo utilizando la energía que le proporciona una instalación fotovoltaica.

Esta instalación genera, a partir de la luz solar que llega a la superficie terrestre, la energía eléctrica necesaria para accionar la bomba y el resto de equipos necesarios que hacen circular el agua desde la fuente (que puede ser, como en el caso que nos ocupa, un pozo subterráneo) hasta la zona de cultivo, donde puede ser distribuida con diferentes sistemas de riego (aspersión, goteo, etc.).

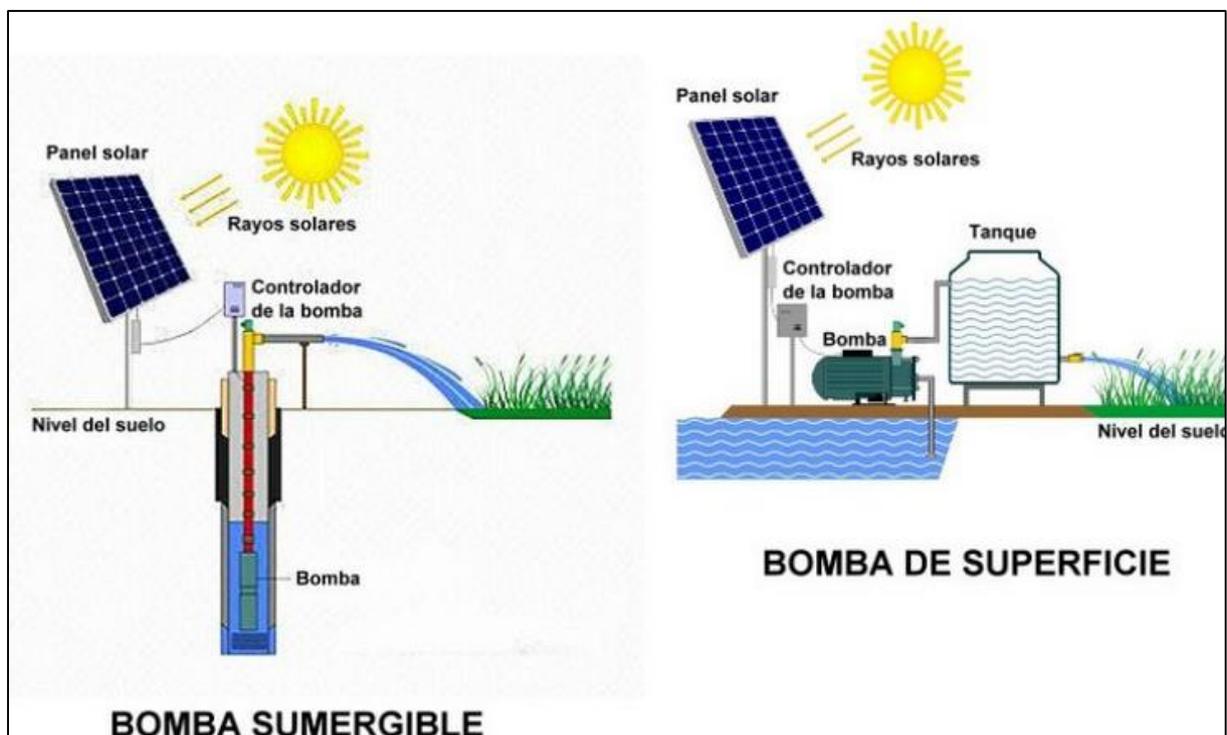


Imagen 9: Tipos de bombas en instalaciones de riego solar [8]

Este tipo de instalaciones presentan una serie de **ventajas** con respecto a otros sistemas:

Es posible su instalación y funcionamiento en tierras de cultivo ubicadas en **zonas aisladas**, donde no llega la red eléctrica o sería muy caro realizar la instalación necesaria para abastecerse de energía a partir de ella.

No contaminan en su uso, a diferencia de otros sistemas de generación como el uso de un generador diésel o gasolina.

No requieren un abastecimiento de **combustible**, al contrario que los ya mencionados sistemas de generación diésel o gasolina.

En el plano **económico**, muchas veces resulta más barato utilizar estos sistemas ya que el coste de la energía es menor, si se compara con las alternativas de utilizar energía procedente de la red eléctrica o combustibles fósiles para hacer funcionar un generador.

No obstante, también presentan una serie de **inconvenientes**:

El **desembolso inicial** para este tipo de instalación es mayor que en el caso de adquirir un grupo electrógeno.

En **días nublados** la energía producida por estos sistemas es muy baja, lo que muchas veces hace necesaria la instalación de un sistema de acumulación.

2.5 COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA RIEGO

2.5.1 Paneles fotovoltaicos

Los paneles o módulos fotovoltaicos son agrupaciones físicas y eléctricas de varias células fotovoltaicas.

Una **célula** fotovoltaica es un dispositivo que transforma la energía que incide en ella en forma de radiación electromagnética del espectro de la luz visible procedente del sol, en energía eléctrica en forma de corriente continua, que puede ser aprovechada directamente por un circuito, transformada o almacenada en un sistema de acumulación.

Una célula fotovoltaica está conformada con un material **semiconductor**, siendo el silicio el más empleado a estos efectos en la actualidad. El silicio es sometido a un proceso de **dopado**, consistente en la inyección en pequeñas cantidades de otros elementos, como fósforo y boro, en zonas opuestas del material.

Como resultado de estas impurezas en la matriz de silicio, una zona del cristal queda con una cantidad neta de electrones mayor, y la otra con una menor. Entre ambas aparece la llamada “región de agotamiento”, donde estas diferencias de cantidad de electrones son neutralizadas y la carga resultante en ella es neutra. Se ha creado así un campo eléctrico entre dos zonas del material, pero de por sí los electrones son incapaces de traspasar la región de agotamiento y producir una corriente eléctrica.

Esto sí que tiene lugar, en cambio, cuando incide radiación solar sobre la placa. Esta radiación transmite a los electrones la energía necesaria para atravesar esta capa, y si se cierra el circuito eléctrico conectando un conductor entre las dos zonas (la positiva y la negativa) de la célula aparece una corriente eléctrica que se puede aprovechar directamente en el circuito, o bien ser sometida a transformación o almacenamiento.

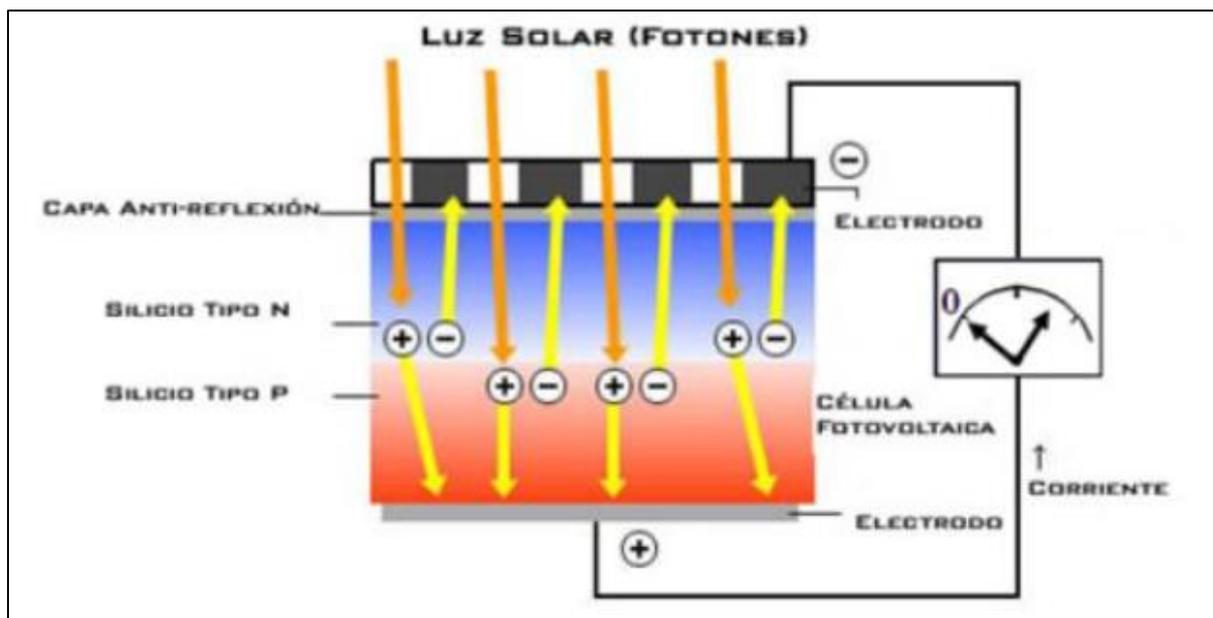


Imagen 10: Funcionamiento de una célula fotovoltaica [9]

Como se ha mencionado, los paneles solares son una agrupación de varias células. Esta agrupación se realiza tanto en serie como en paralelo, dado que tanto la tensión como la intensidad que es capaz de suministrar cada célula por separado resulta insuficiente para la gran mayoría de aplicaciones (la tensión es inferior a 1 Voltio), por lo que al asociar varias células resulta posible elevar tanto la tensión como la intensidad que puede suministrar el conjunto.

Los paneles proporcionan, por tanto, un esquema de conexionado eléctrico para las células, además de un soporte físico en el que se encuentran agrupadas, junto con diferentes elementos destinados a optimizar su funcionamiento. Uno de estos elementos es el diodo de bypass, encargado de puentear una célula o serie de células cuando una de ellas queda dañada o no recibe radiación solar. Esto es necesario porque una célula sombreada no se comporta como un elemento neutro, sino que consume energía (se dice así que funciona en modo inverso), y esto disminuye la energía total que produce el módulo, haciendo que sea preferible puentear dicha célula.

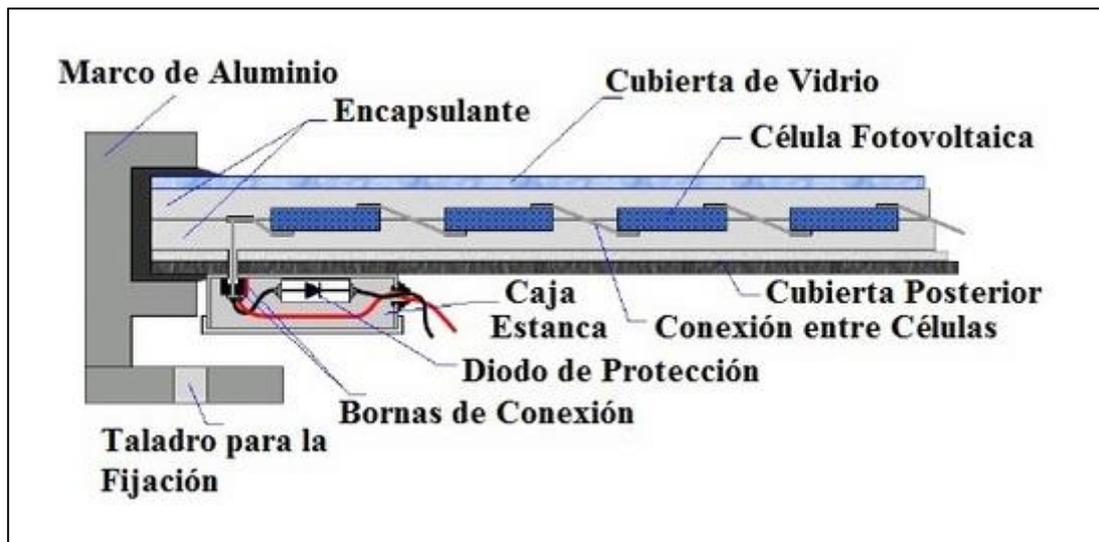


Imagen 11: Esquema de un módulo fotovoltaico [9]

Para evitar el funcionamiento en modo inverso de todo el módulo, se conecta en serie de forma externa con un **diodo de bloqueo**, que tiene como misión evitar que el módulo entre en ese estado.

En la actualidad hay una gran variedad de fabricantes y soluciones disponibles para muy diversas aplicaciones, pero por norma general los módulos se fabrican para proporcionar 12, 24, 30,36 ó 48 Voltios.

Existen diferentes tecnologías en cuanto a paneles fotovoltaicos, aunque la más extendida y con más abanico comercial es la basada en silicio, ya sea mono o policristalino, con una eficiencia máxima de en torno al **20%**. No obstante, en los últimos años se han ido desarrollando nuevas tecnologías, que aunque sin implantación comercial aún, han logrado alcanzar eficiencias de hasta el 45%.

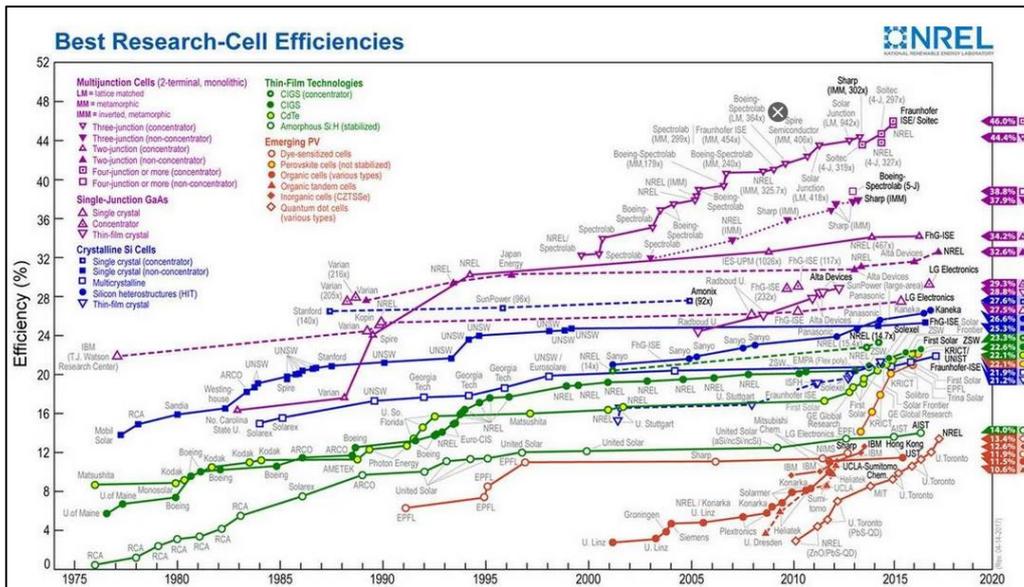


Imagen 12: Eficiencia de los módulos fotovoltaicos [10]

2.5.2 Reguladores, inversores y sistemas de control

Como se ha mencionado, los paneles fotovoltaicos utilizan la energía de la radiación solar en energía eléctrica, pero la tensión que producen es en forma de corriente continua. Este tipo de corriente puede ser interesante para algunas aplicaciones concretas, pero en la mayoría de casos los equipos y aparatos funcionan en corriente alterna.

Además, un generador fotovoltaico se comporta como un generador de corriente continua con tensión de corriente continua de valor variable, y su funcionamiento presenta unas curvas Intensidad-Tensión con una gran posibilidad de combinación entre ambas, pero habiendo en cada caso un punto de funcionamiento óptimo que maximiza la potencia generada para cada tasa de radiación incidente y de temperatura del módulo.

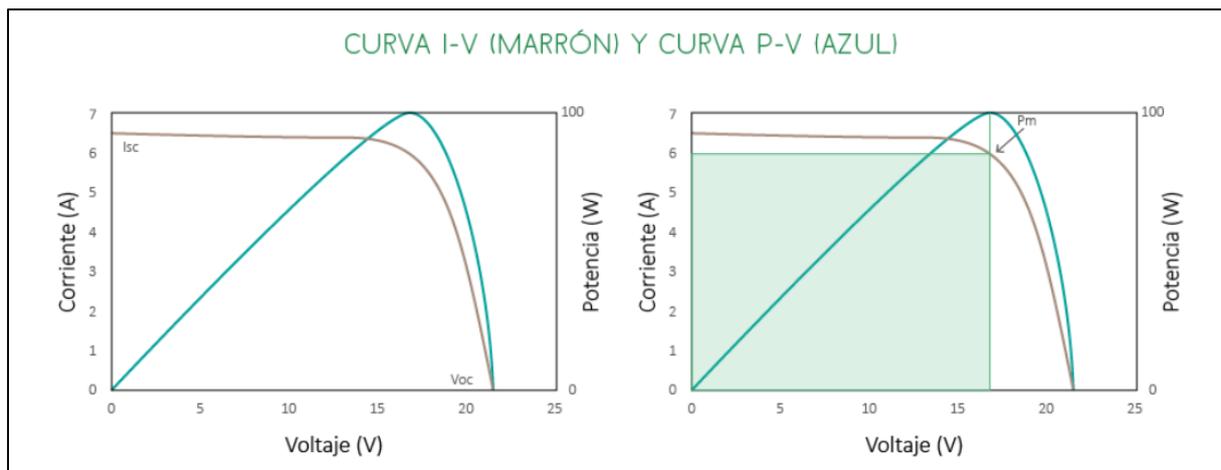


Imagen 13: Curvas de funcionamiento de un módulo fotovoltaico [11]

Esto hace que sean necesarios una serie de dispositivos adicionales en función de la aplicación concreta, bien sea para hacer funcionar a los módulos en el punto deseado o bien para adecuar los parámetros eléctricos de salida del generador a los requerimientos de las cargas a alimentar. Principalmente se distinguen tres equipos diferentes, aunque su nomenclatura, características y funciones concretas pueden variar según el fabricante. Son los siguientes:

REGULADOR: un regulador es un equipo que tiene como función gestionar la carga de las baterías, por lo que aunque en algunos casos puedan tener salidas para alimentación de cargas en AC o DC, su salida principal es una de tensión en DC.

En el mercado se pueden encontrar equipos todo o nada o con seguimiento MPPT. Los reguladores todo o nada son los más simples, y se utilizan cuando la tensión de los módulos y las baterías es similar. Incorporan elementos de protección y control de la carga, y limitan el funcionamiento de los módulos para que trabajen en la tensión de la batería, de manera que no se optimiza la potencia generada. Es por esto que, aunque son más económicos, su elección para la mayoría de casos de generadores fotovoltaicas no resulta del todo adecuada.

Los reguladores con seguimiento MPP (Maximum Power Point, Punto de Máxima Potencia). Este equipo incorpora un sistema de control con un algoritmo de carga de las baterías y uno de seguimiento de la potencia de los módulos. Además, sus tensiones de entrada y salida son diferentes. En conjunto, todo esto permite que por un lado los módulos trabajen en su punto de máxima potencia, y por otro que se realice la carga de las baterías a la tensión adecuada.

INVERSOR: el inversor es el dispositivo encargado de transformar la corriente continua de los módulos y las baterías en corriente alterna adecuada para su consumo.

Los inversores más sencillos fijan arbitrariamente la fase de tensión, pero los llamados inversores acoplados toman la referencia de fase de otra fuente de tensión AC, lo que les permite inyectar la corriente alterna en una red ya existente. Incorporan asimismo una serie de protecciones para efectuar las maniobras de conexión y desconexión de manera segura.

Actualmente en el mercado se pueden encontrar múltiples soluciones, que en algunos casos pueden llegar a combinar en un solo dispositivo las funciones del regulador y del inversor, de manera que en el mismo equipo se disponga de una entrada para los módulos fotovoltaicos, una entrada de fuente auxiliar de corriente alterna, una salida para la carga de las baterías y otra para el consumo de corriente alterna.

2.5.3 Sistema de acumulación

Un aspecto importante a tener en cuenta respecto a este tipo de instalaciones es la naturaleza **variable** de la energía solar. Dado que los paneles fotovoltaicos generan electricidad de manera proporcional a la radiación solar que reciben, la existencia de sombras o días nublados disminuyen la energía generada, además de que por la noche esta es nula.

Esto hace que para muchas aplicaciones sea necesaria la inclusión en la instalación de un sistema de acumulación de energía, de manera que se almacene energía en los periodos de gran producción para poder aprovecharla más tarde, ya sea en momentos de menor producción o por la noche. Además, estos sistemas pueden ser necesarios en aplicaciones que demanden picos de potencia mayores a la que es capaz de suministrar el sistema fotovoltaico, de manera que el sistema de acumulación complementa al de generación aportando la energía almacenada en esos instantes puntuales.

Esta acumulación de energía se puede hacer de diversas formas, en función de la aplicación concreta. No obstante, en el caso de instalaciones solares las dos maneras más utilizadas son la adición de baterías a la instalación eléctrica o de un depósito de agua al sistema hidráulico.

El uso de **baterías** está muy extendido en aplicaciones fotovoltaicas destinadas al autoconsumo puro, es decir, en sistemas aislados de la red sin posibilidad de demanda de energía eléctrica a esta, que complementarían los periodos de baja generación.

El funcionamiento básico de estos acumuladores se basa en la reacción química que ocurre entre un ánodo y un cátodo en presencia de un electrolito, que es capaz de generar una corriente eléctrica si se conectan con un conductor los dos primeros. Esta reacción química es reversible, de manera que si se aporta energía eléctrica a la batería esta es capaz de restablecer sus condiciones iniciales, almacenando esta energía eléctrica en forma de energía química.

En la actualidad existen muchos tipos de baterías en el mercado, estando algunas tecnologías muy establecidas y extendidas, mientras que otras de reciente inclusión ofrecen nuevas soluciones más allá de las tradicionales. Cada tecnología tiene una serie de características que las hacen ventajosas o inadecuadas en función

de la aplicación concreta, e incluso en el mundo de las aplicaciones fotovoltaicas es imposible establecer un tipo concreto como el más adecuado para la mayoría de instalaciones.

A continuación se muestra una tabla comparativa de los tipos de baterías más extendidos y utilizados.

Tipos de baterías							
Tecnología	MONOBLOC			ESTACIONARIAS			
	Plomo ácido	AGM / GEL	Litio	OPZS / TOPZS	OPZV	AGM / Gel	Litio
	Plomo	Plomo	Litio	Plomo	Plomo	Plomo	Litio
Vida útil	4-5 años	5-8 años	Más de 10 años	12-15 años	12-15 años	5-8 años	Más de 10 años
Tipo de Instalación	Muy bajo consumo	Pequeñas instalaciones con poco consumo o sistemas móviles	Pequeñas instalaciones con consumos bajos o medios con necesidad de corrientes elevadas	Grandes instalaciones aisladas (granjas, 1ª vivienda...). Descarga de energía constante.	Grandes instalaciones aisladas (pueden tumbadas). Descarga de energía constante	Instalaciones de tamaño medio con descarga de energía constante. Adecuadas para lugares con vibración	Instalaciones de cualquier tamaño. Con altos requerimientos de carga/descarga. Además, se pueden hacer más de 1 ciclo de carga diario
Profundidad de descarga máxima	No debería sobrepasar el 50-60 %	No debería sobrepasar el 50-60 %	95 - 100%	No debería sobrepasar el 50-60 %	No debería sobrepasar el 50-60 %	No debería sobrepasar el 50-60 %	95 - 100%
Requerimientos de instalación	Sencillos	Sencillos	Temperaturas no extremas	Se debe prestar atención a la ventilación	Sencillos	Sencillos	Temperaturas no extremas
Mantenimiento	Mínimo	Mínimo	1 vez al año	Entre 2-6 meses	Entre 2-6 meses	Mínimo	1 vez al año
Ampliación con otros modelos	X	X	Posible	X	X	X	Posible
Buen soporte de arranque	X	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Impacto medioambiental	Alto	Alto	Moderado - Bajo	Alto	Alto	Alto	Moderado - Bajo

Tabla 1: Características de los tipos de baterías [12]

La otra manera de acumular energía en instalaciones de riego solar es mediante el uso de un **depósito de agua**. En lugar de almacenar la energía eléctrica, se almacena la energía potencial que tiene el agua al estar a cierta altura.

De esta manera, se puede bombear agua desde un pozo al depósito cuando se genera energía eléctrica, y dejarla almacenada para utilizarla en el momento en que sea necesaria para irrigar la parcela.

Hay que tener en cuenta que, en caso de utilizar exclusivamente un depósito de agua, no se dispone de energía eléctrica almacenada en caso de necesitar alimentar equipos que la necesiten. No obstante, su instalación reduce el riesgo de robo de las baterías, además de no requerir un mantenimiento tan exhaustivo como estas.

2.5.4 Bomba eléctrica

Se trata del dispositivo cuya función es la de transformar la energía eléctrica en energía mecánica para hacer circular el agua desde su fuente hacia el punto de consumo; en el caso que nos ocupa la fuente es un pozo y el punto de consumo es el terreno a irrigar, al que se llega a través de las tuberías y el sistema de distribución de agua.

Existe una gran variedad de tipos de bombas eléctricas, dado que las aplicaciones que requieren de este dispositivo son muy diversas y las características del fluido pueden variar en gran medida. No obstante, en lo que se refiere a sistemas de riego, las principales que se utilizan son las sumergibles y las centrífugas.

Las **sumergibles**, como su nombre indica, están diseñadas para operar en el seno del fluido a bombear, por lo que podrían ser colocadas en el interior del pozo y bombear desde ahí el agua al sistema de riego. Estas bombas están también diseñadas para requerir poco mantenimiento y requieren poco espacio, siendo adecuadas para pozos profundos. Otra ventaja importante es que al estar sumergidas en el pozo, son menos susceptibles a acciones de robo y vandalismo

Las bombas **centrífugas** por lo general se instalan en la superficie del terreno, y pueden tener una o varias etapas y ser horizontales o verticales. Cada etapa (o cámara) aumenta más la presión a la que sale el agua. Las horizontales son más adecuadas para trasegar altos caudales de fluido, mientras que las verticales resultan más interesantes para aplicaciones que requieran una presión elevada.

2.5.5 Sistema de riego

Existen una amplia variedad de técnicas y sistemas destinados a suministrar el agua necesaria a los cultivos, y la elección de uno u otro vendrá condicionada por factores diversos como pueden ser los requerimientos de los vegetales, la disponibilidad de agua, el coste de la instalación, la necesidad de automatización, etc.

Algunos de los más empleados son los siguientes:

Riego por aspersión: es el método más común para irrigar parcelas, y es capaz de cubrir grandes áreas de terreno. Se realiza a través de dispositivos conocidos como aspersores, que están repartidos por el terreno y proyectan sobre esta agua a presión en forma de gotas de diferentes tamaños para simular el efecto de la lluvia. Es fácilmente automatizable y adaptable a todos los tipos de parcelas.

Riego por goteo: este método consiste en la aportación de agua al terreno en forma de gotas de manera continuada en sitios estratégicos, a través de sistemas de tuberías y perforaciones mínimas llamados goteros. Se realiza a baja presión, y optimiza en gran medida el uso de agua.

Riego por inundación: se basa en la distribución del agua de manera superficial por todo el terreno, mediante la inundación total o parcial de la zona de cultivo. Se utiliza en cultivos de gran extensión, y es el método que más agua consume.

Riego por nebulización: este método consiste en la pulverización del agua en el aire, con el objetivo de refrescar el ambiente. Esto es de utilidad en el caso de viveros en los que existe un exceso de calor y que requieren aportación de agua tanto en la tierra como en las hojas y los frutos del cultivo.

Riego hidropónico: este es un método eficiente aunque de compleja instalación, ya que se basa en la aportación de nutrientes a los cultivos a través del agua, directamente a las raíces.

3. MEMORIA DE DISEÑO

3.1 CASO DE ESTUDIO

El emplazamiento del proyecto está en el término municipal de Dueñas, provincia de Palencia, donde se encuentra la parcela objeto del proyecto.

Es una parcela destinada a tierra de cultivo, con una extensión de **1,867 hectáreas** (18760 metros cuadrados), en cuya linde se encuentra un **pozo** que se utilizará como punto de suministro de agua para el proyecto.

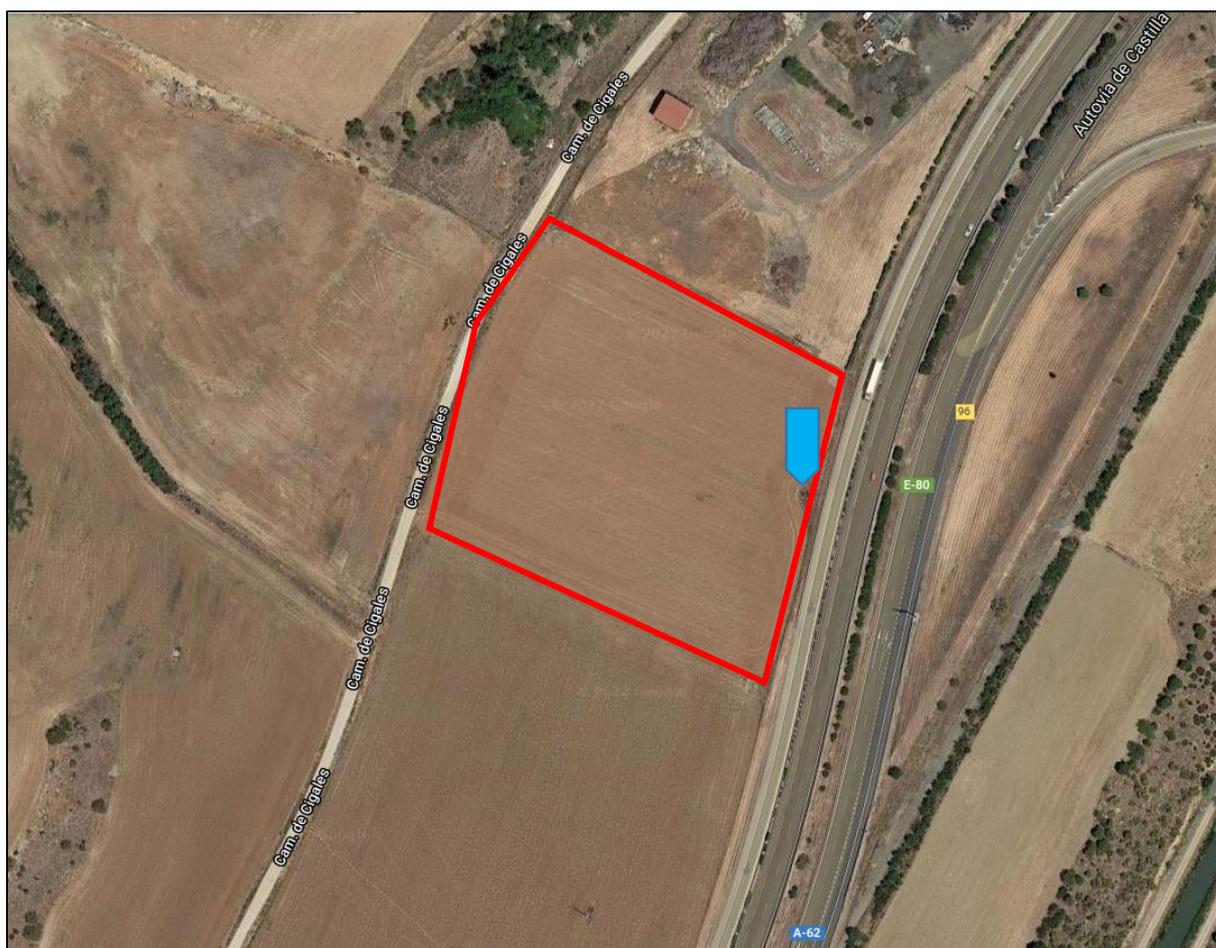


Imagen 13: Ubicación del pozo y la parcela

Se proyectará la instalación de riego solar para cubrir las necesidades de irrigación de la parcela, considerando que será cultivada en toda su extensión y que se destinará a la producción de **remolacha azucarera**.

La climatología del lugar, que recibe numerosas horas de luz solar en los meses de verano, así como la disponibilidad de un pozo y las necesidades de irrigación de la

remolacha a lo largo de su ciclo de cultivo hacen de esta una situación ideal para el uso de la tecnología de riego solar.

3.2 NECESIDADES DE LA INSTALACIÓN

El primer paso a la hora de proceder al diseño de la instalación es conocer las necesidades que se van a cubrir con ella. En el caso de un sistema de riego solar, el sistema fotovoltaico estará dimensionado para accionar todos los equipos necesarios para la irrigación de la parcela.

No obstante, las necesidades de potencia eléctrica vendrán determinadas por el consumo de dichos equipos de irrigación, que a su vez será función de la cantidad de agua que necesita el cultivo para desarrollarse y crecer correctamente.

3.2.1 NECESIDADES HÍDRICAS

Como se ha indicado, la parcela se destinará al cultivo de remolacha azucarera. Se trata de un vegetal resistente al frío y que se cultiva ampliamente en climas templados, y se destina a la producción de azúcar a partir de su raíz mediante un proceso industrial.

Por lo general, se planta en primavera, y con 100 a **150 días** de crecimiento está listo para su cosecha y procesado. Durante su ciclo de cultivo requiere agua en cantidades variables para poder desarrollarse de forma correcta.

Para la determinación de esta cantidad de agua que consume el cultivo, y por tanto la cantidad de agua que hay que aportarle mediante un sistema de irrigación, se va a utilizar el software desarrollado **Cropwat v8.0 por la F.A.O.** (La Organización de Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura), en conjunción con la base de datos climáticos de la misma organización, **Climwat v2.0**.

Haciendo uso de esta base de datos, se puede introducir en Cropwat los datos climáticos necesarios para comenzar a determinar las necesidades de irrigación. Dada la ubicación de la parcela, se ha seleccionado la estación meteorológica de Palencia como referencia, dado que es la más próxima a aquella. Los datos son los siguientes:

Monthly ETo Penman-Monteith - C:\Program Files (x86)\CLIMWAT 2.0 for CROPWAT V2.0\My...

Country: España Station: PALENCIA

Altitude: 758 m. Latitude: 42.01 °N Longitude: 4.53 °W

Month	Min Temp	Max Temp	Humidity	Wind	Sun	Rad	ETo
	°C	°C	%	km/day	hours	MJ/m ² /day	mm/day
January	-1.3	7.3	84	216	2.0	5.0	0.76
February	-0.3	9.7	78	268	4.8	9.2	1.23
March	3.3	12.3	68	251	4.1	11.3	1.98
April	4.1	16.1	64	268	6.4	16.8	3.01
May	7.6	19.6	62	251	7.5	20.2	3.85
June	10.9	24.9	57	216	9.0	23.0	4.91
July	12.8	28.8	51	225	11.2	25.5	5.99
August	13.8	27.8	55	216	9.5	21.5	5.16
September	10.5	24.5	63	181	6.8	15.2	3.49
October	6.2	18.2	71	199	5.1	10.3	2.08
November	5.8	15.8	80	225	3.4	6.5	1.27
December	4.5	12.5	85	225	1.8	4.4	0.90
Average	6.5	18.1	68	228	6.0	14.1	2.89

Imagen 14: Datos climáticos en CropWat

Monthly rain - C:\Program Files (x86)\CLIMWAT 2.0 for CROPWAT V2.0\My_CLIMW...

Station: PALENCIA Eff. rain method: USDA S.C. Method

	Rain	Eff rain
	mm	mm
January	31.0	29.5
February	30.0	28.6
March	38.0	35.7
April	40.0	37.4
May	51.0	46.8
June	46.0	42.6
July	15.0	14.6
August	14.0	13.7
September	13.0	12.7
October	43.0	40.0
November	43.0	40.0
December	40.0	37.4
Total	404.0	379.2

Imagen 15: Datos de precipitaciones en CropWat

Posteriormente, se introduce en el programa el tipo de vegetal a cultivar, especificando la fecha de siembra y las etapas de crecimiento. En este caso, se va a plantar a mediados de mayo. Dado que el periodo de crecimiento es de 160 días, la cosecha se realizará en el mes de octubre.

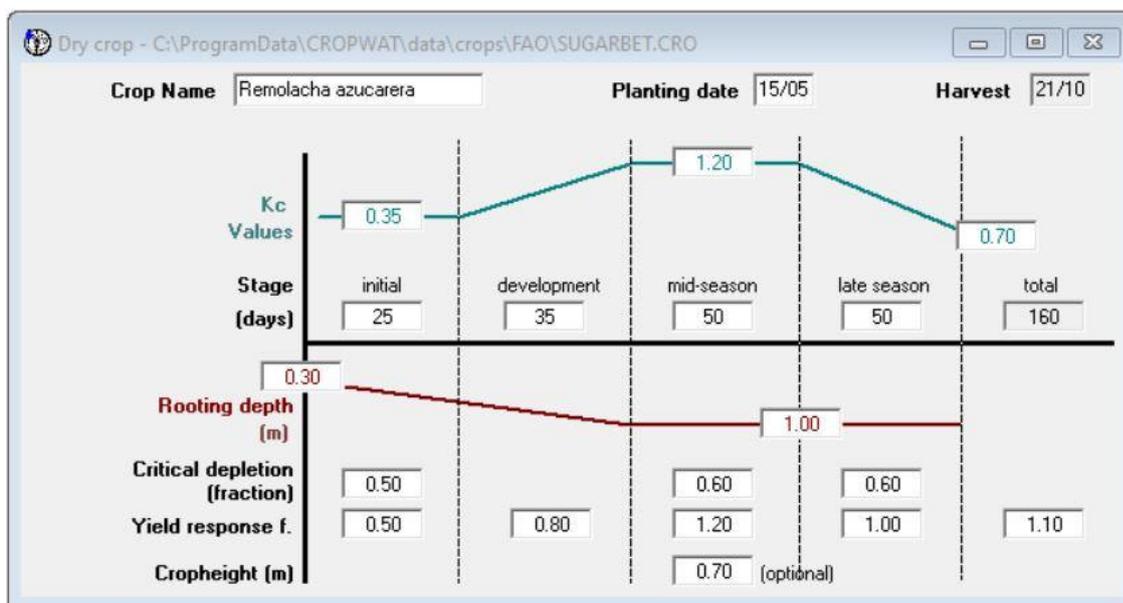


Imagen 16: etapas de crecimiento del cultivo en CropWat

Finalmente, se deben introducir los datos del suelo en el que se va a cultivar.

Soil name	RED SANDY LOAM	
General soil data		
Total available soil moisture (FC - WP)	140.0	mm/meter
Maximum rain infiltration rate	30	mm/day
Maximum rooting depth	900	centimeters
Initial soil moisture depletion (as % TAM)	0	%
Initial available soil moisture	140.0	mm/meter

Imagen 17: características del suelo en CropWat

Con todos estos datos, el programa nos indica la cantidad de agua que es necesario aportar mediante riego, en mm por década (entiéndase década por periodo de 10 días de duración).

Month	Decade	Stage	Kc	ETc	ETc	Eff rain	Irr. Req.
			coeff	mm/day	mm/dec	mm/dec	mm/dec
May	2	Init	0.35	1.35	8.1	9.7	0.0
May	3	Init	0.35	1.47	16.2	15.5	0.6
Jun	1	Deve	0.36	1.63	16.3	15.4	0.9
Jun	2	Deve	0.54	2.64	26.4	15.3	11.1
Jun	3	Deve	0.79	4.15	41.5	11.8	29.7
Jul	1	Deve	1.04	5.98	59.8	7.2	52.7
Jul	2	Mid	1.22	7.54	75.4	3.6	71.8
Jul	3	Mid	1.23	7.16	78.8	3.9	74.9
Aug	1	Mid	1.23	6.66	66.6	4.7	61.9
Aug	2	Mid	1.23	6.32	63.2	4.6	58.6
Aug	3	Mid	1.23	5.64	62.0	4.5	57.6
Sep	1	Late	1.18	4.77	47.7	3.5	44.2
Sep	2	Late	1.08	3.76	37.6	2.9	34.7
Sep	3	Late	0.97	2.94	29.4	6.4	23.0
Oct	1	Late	0.87	2.22	22.2	11.1	11.0
Oct	2	Late	0.77	1.59	15.9	14.6	1.3
Oct	3	Late	0.71	1.28	1.3	1.3	1.3
					668.5	136.1	535.3

Imagen 18: Necesidades de irrigación en CropWat

Convirtiendo estos valores a unas unidades más manejables, se obtienen los siguientes datos de irrigación en cada periodo.

Llegados a este punto, hay que destacar el papel que tiene el método de riego empleado en la determinación de las necesidades hídricas. Dado que se trata de un cultivo que se desarrolla en los meses de mayo a octubre, y que pasado este ciclo la tierra se puede emplear con otros fines (barbecho, rotación, etc.) el sistema seleccionado será **riego por aspersión**.

Esto es así porque este tipo de sistema permite un montaje y desmontaje estacional relativamente sencillo, además de poder adaptarse bien a diferentes terrenos, cultivos y necesidades. Dado que la eficiencia de este sistema (entendiendo eficiencia como la relación entre el agua que consume y el agua que se puede considerar como aportada realmente al cultivo) oscila entre el 65 y el 85 %, se ha optado por seleccionar un valor medio del **75%** para mayorar la cantidad de agua que debe circular por el sistema.

Month	Decade	Stage	Irrigación necesaria					Parcela 1,867 ha	Aspersión
			mm/dec	L/m ² /dec	L/m ² /día	L/ha/día	m ³ /ha/día	m ³ /día	m ³ /día
May	2	Init	0.0	0	0	0	0	0,00	0,00
May	3	Init	0.6	0,6	0,06	600	0,6	1,12	1,49
Jun	1	Deve	0.9	0,9	0,09	900	0,9	1,68	2,24
Jun	2	Deve	11.1	11,1	1,11	11100	11,1	20,72	27,63
Jun	3	Deve	29.7	29,7	2,97	29700	29,7	55,45	73,93
Jul	1	Deve	52.7	52,7	5,27	52700	52,7	98,39	131,19
Jul	2	Mid	71.8	71,8	7,18	71800	71,8	134,05	178,73
Jul	3	Mid	74.9	74,9	7,49	74900	74,9	139,84	186,45
Aug	1	Mid	61.9	61,9	6,19	61900	61,9	115,57	154,09
Aug	2	Mid	58.6	58,6	5,86	58600	58,6	109,41	145,87
Aug	3	Mid	57.6	57,6	5,76	57600	57,6	107,54	143,39
Sep	1	Late	44.2	44,2	4,42	44200	44,2	82,52	110,03
Sep	2	Late	34.7	34,7	3,47	34700	34,7	64,78	86,38
Sep	3	Late	23.0	23	2,3	23000	23	42,94	57,25
Oct	1	Late	11.0	11	1,1	11000	11	20,54	27,38
Oct	2	Late	1.3	1,3	0,13	1300	1,3	2,43	3,24
Oct	3	Late	1.3	1,3	0,13	1300	1,3	2,43	3,24

Tabla 2: Necesidades de irrigación diarias

3.2.2 NECESIDADES DE POTENCIA

Conociendo ya la cantidad de agua que hay que suministrar a la parcela diariamente, se puede calcular la energía eléctrica necesaria para extraer esa cantidad de agua en cada periodo.

No obstante, deben realizarse unas consideraciones previas, que afectarán a la hora de dimensionar adecuadamente la instalación.

3.2.2.1 Periodo de diseño

A la hora de dimensionar una instalación fotovoltaica, hay que tener en cuenta que no todos los meses presentan las mismas posibilidades de generación, a causa de las variaciones estacionales de la radiación solar que se puede aprovechar. Esto, junto con las diferencias de uso y requerimientos de potencia a lo largo del año, hacen que sea necesario dimensionar la instalación para garantizar que en el **periodo más crítico**.

Este periodo más crítico será aquel en el que la relación entre la generación de potencia (directamente relacionada con la radiación solar incidente en los paneles) con el consumo de potencia sea menor. Si se dimensiona la instalación para este periodo crítico, se garantiza que en el resto de periodos la demanda quede cubierta, bien porque disminuya el consumo de potencia o bien porque se genere más energía al aumentar la radiación solar.

Por ello, en este caso se va a establecer una relación entre la radiación solar incidente y el caudal a bombear en cada periodo. Los datos de radiación serán obtenidos de la base de datos **PVGIS** (Sistema de Información Geográfica FotoVoltaica), de la Comisión Europea.

Mes	Irradiación global (kWh/m ²)	Caudal (m ³ /día)	Relación Irradiación/Caudal
Enero	74		
Febrero	119,23		
Marzo	159,93		
Abril	158,13		
Mayo	187,93	1,49	125,82
Junio	217,9	73,93	2,95
Julio	236,71	186,45	1,27
Agosto	234,99	154,09	1,53
Septiembre	196,12	110,03	1,78
Octubre	163,98	27,38	5,99
Noviembre	111,71		
Diciembre	99,26		

Tabla 3: relación de criticidad

Como se puede apreciar, el mes más crítico para el diseño es **julio**, dado que durante este mes se recibe la mínima proporción de radiación respecto a los metros cúbicos de agua a bombear diariamente. Por tanto, julio será el mes para el que se dimensione la instalación, debiendo bombearse un caudal diario de **186,5 metros cúbicos** desde el pozo a la parcela.

3.2.2.2 Altura hidráulica

Hay que tener en cuenta que, para estimar el consumo del sistema de riego, es necesario conocer tanto el caudal como la altura hidráulica a la que hay que impulsar el agua, dado que ello determinará el tipo de bomba necesario y su consumo asociado.

Para ello, comenzamos por considerar la altura hidráulica de la tubería de aspiración de la bomba. Esta altura hidráulica se compone, como se muestra a continuación, por altura estática y dinámica.

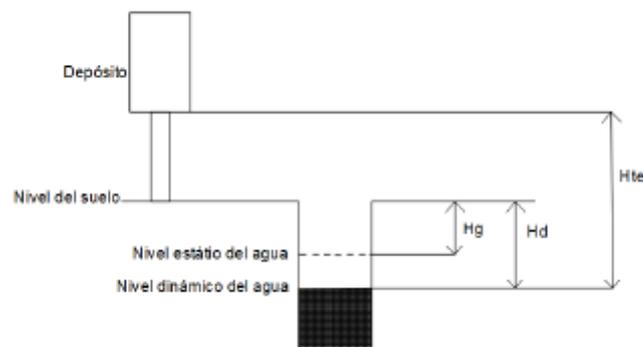


Imagen 19: relación de alturas hidráulicas [13]

La altura estática es la distancia entre el nivel del agua en el pozo hasta el punto en que se encuentra la bomba. Debe ser medido, y en este caso se va a considerar invariable a lo largo del año, con un valor de **8 metros**.

La altura dinámica no es una distancia como tal, sino que es una estimación en metros de altura equivalente a los obstáculos y fenómenos de rozamiento que debe vencer el agua al atravesar la tubería. Viene determinada por la siguiente expresión:

$$H_d = 10,665 \cdot \left(\frac{Q^{1,852}}{C^{1,852}} \right) \cdot d^{-4,869} \cdot L$$

$H_d =$ Altura dinámica (m)

$Q =$ Caudal (m^3/s)

$C =$ Coeficiente de Hazen – Williams

$d =$ diámetro interno de la tubería (m)

$L =$ Longitud de la tubería (m)

Material	Coeficiente
Asbesto-cemento (nuevo)	135
Cobre y Latón	130
Ladrillo de saneamiento	100
Hierro fundido, nuevo	130
Hierro fundido, 10 años de edad	107 – 113
Hierro fundido, 20 años de edad	89 – 100
Hierro fundido, 30 años de edad	75 – 90
Concreto, acabado liso	130
Concreto, acabado común	120
Acero galvanizado (nuevo y usado)	125
Acero remachado nuevo	110
Acero remachado usado	85
PVC	140
PE	150
Plomo	130 -140
Aluminio	130

Tabla 4: Coeficientes de Hazen-Williams para distintos materiales [13]

Con esto, considerando que se emplea una tubería de acero galvanizado de diámetro 10cm, se puede determinar la altura hidráulica total en la aspiración:

$$H_T = H_e + H_d = 8m + 0.078m = 8.078m$$

Además, dado que el sistema de riego mediante aspersores, habrá que tener en cuenta la presión necesaria para que éste funcione. Por norma general, estos sistemas no suelen funcionar con alrededor de 3 bares de presión, equivalentes a 30 metros de columna de agua. Por tanto:

$$H_T = H_{asp} + H_{imp} = 8.08m + 30m = 38.08m$$

3.2.2.3 Alternativas para garantizar el suministro: acumulación y sobredimensionamiento

Al dimensionar una instalación que se abastece de energía solar, hay que tener en cuenta la variabilidad de esta, no solo a nivel estacional sino también a lo largo de un día, a consecuencia del posible paso de nubes que interfieran en la trayectoria de la luz solar hasta los paneles.

Para amortiguar los efectos de la variabilidad estacional, en grandes instalaciones de riego se construyen balsas y depósitos para acumular agua en ellos y poder liberarla hacia los cultivos semanas e incluso meses más tarde, cuando disminuya la radiación solar incidente.

No obstante, dadas las reducidas dimensiones de la parcela del estudio, así como la propia naturaleza estacional de la cosecha, resulta inadecuada la construcción de una balsa para acumular grandes cantidades de agua.

Se puede considerar entonces la instalación de un depósito más reducido para amortiguar las variaciones de radiación a corto plazo, y poder liberar agua de manera ininterrumpida a lo largo del día (o la noche) al cultivo.

Sin embargo, un sistema de riego por aspersión promedio requiere, como se ha mencionado, una presión de 3 bares para funcionar correctamente. Para lograr esta presión mediante la instalación del depósito en altura, se requeriría una altura de 30 metros hasta el nivel del agua en el depósito, algo que resultaría complejo y caro de construir en un terreno llano como el que nos ocupa.

Si se empleara una bomba auxiliar para bombear el agua desde el depósito, esta debería tener unas características similares a la que se usa para la extracción de agua del pozo, por lo que los requerimientos de potencia de la instalación se multiplicarían prácticamente por dos.

Se podría considerar entonces el uso de baterías para acumular energía eléctrica y utilizarla en los periodos de descenso de la radiación incidente para mantener un flujo continuo de agua.

Por otra parte, existe la posibilidad de realizar un **sobredimensionamiento del sistema**. Esto consiste en, teniendo en cuenta que existirán breves periodos a lo largo del día en que no actuará la bomba, seleccionar un sistema que permita realizar un

aporte de agua al cultivo por hora mayor al estrictamente necesario si se considera un funcionamiento ininterrumpido. De esta forma, se bombea un caudal ligeramente mayor de agua en los periodos de funcionamiento, para que así el aporte neto de agua al final del día o de la década siga siendo el requerido.

Además, hay que tener en cuenta que la presencia de nubes afecta también al cultivo, no solo a los paneles, reduciendo la cantidad de agua que se evapora y transpira en la parcela y reduciendo así su necesidad de agua en ese periodo de ausencia de riego, lo que minimiza el impacto negativo que pueda tener la interrupción del riego sobre el cultivo.

Una instalación de estas características, frente a una que realice acumulación mediante baterías, presenta un aumento de los costes de la instalación en lo referente a paneles, inversor, y bomba, pero no obstante presenta un ahorro significativo en cuanto a que no es necesario la instalación de baterías ni regulador, que encarecen la instalación. A esto hay que añadirle que al prescindir de las baterías se simplifican mucho las labores y frecuencia de mantenimiento, así como sus costes asociados.

3.2.2.4 Estimación del sobredimensionamiento necesario

Para poder establecer en qué medida es necesario sobredimensionar el sistema, se debe partir de la base del fenómeno que lo hace necesario: la nubosidad. A partir de los datos históricos el clima, se puede realizar una estimación del tiempo promedio que los módulos solares están inoperativos a causa del bloqueo de la radiación solar por efecto de la **nubosidad**.

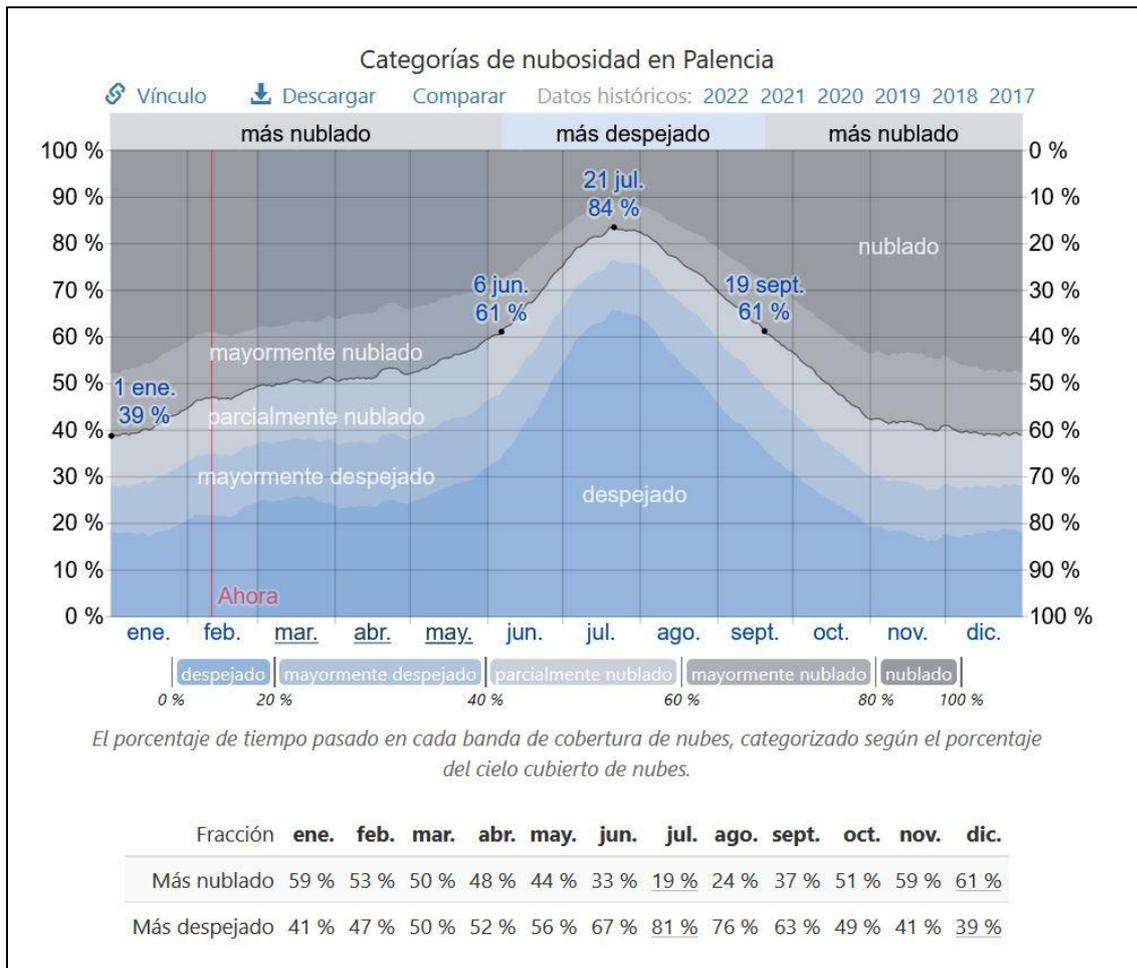


Imagen 20: Nubosidad media por mes [14]

En la ubicación escogida, y dimensionando para julio por ser el mes más crítico, se puede establecer siguiendo un criterio conservador que los paneles estarán inoperativos un **30%** del tiempo. Por lo tanto, para que la instalación cumpla el 100% de los requisitos de irrigación, tendrá que ser dimensionada de la siguiente manera:

$$Capacidad\ final\ del\ sistema = \frac{Capacidad\ nominal}{1 - \% \text{ pérdidas}} = \frac{186,45\ m^3/día}{1 - 0,3} = 266,35m^3/día$$

Considerando a su vez que durante el mes de julio será posible aprovechar la incidencia radiante para hacer funcionar el sistema durante 9 horas diarias, el caudal a portar será:

$$Q = \frac{Q_{diario}}{9 \text{ horas}} = 29,6 \text{ m}^3/\text{hora}$$

3.2.2.5 Selección de la bomba

Conocidos los datos de caudal a bombear y altura en metros de columna de agua para que la instalación funcione correctamente, se puede proceder a seleccionar la bomba adecuada para la instalación, y así estimar la potencia necesaria para accionarla.

Los parámetros de funcionamiento son, como se ha mencionado:

- Caudal Q (m^3/h) = 29,6 m^3/hora
- Altura hidráulica (m.c.a.) = 38 m.c.a.

Por tanto, se ha seleccionado la electrobomba horizontal normalizada según norma DIN 24255 modelo GNI 40-16, del fabricante IDEAL. En el catálogo del fabricante se pueden encontrar sus curvas de funcionamiento, que nos confirma que es adecuada para los parámetros de la instalación. Además, el propio fabricante indica que es una bomba adecuada para elevación y trasiego de líquidos en aplicaciones de riego.

En este caso, el modelo concreto será **GNI 40-16/7'5**; con un diámetro de rodete de **175 mm**.

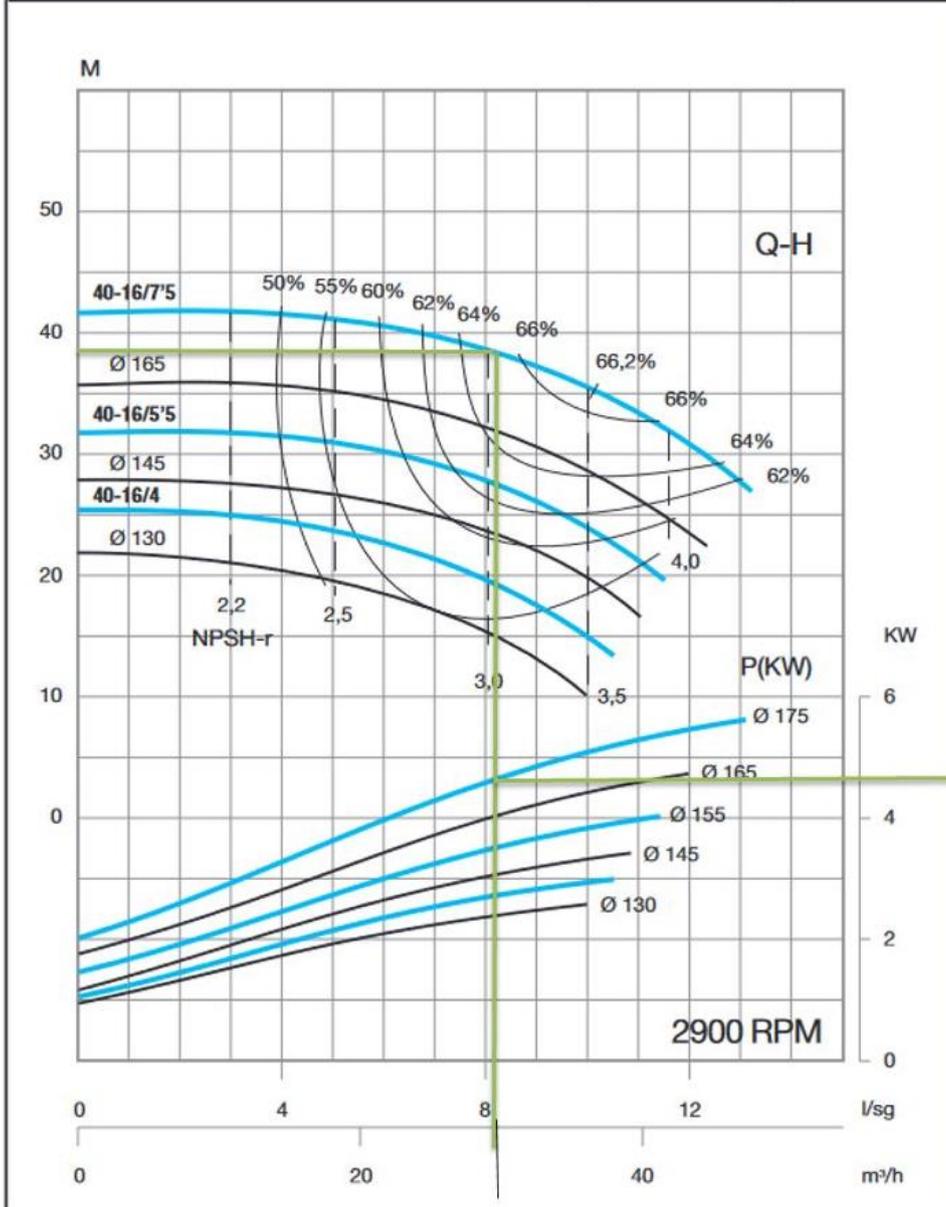


Imagen 21: Punto de funcionamiento de la bomba [15]

3.2.2.6 Estimación final de la potencia requerida

Haciendo uso de las curvas de funcionamiento de la bomba, se puede obtener además la potencia en kilowatios que consume en las condiciones de funcionamiento establecidas. En este caso, se puede comprobar que esta potencia es de 4,7KW.

No obstante, para asegurar un correcto funcionamiento de la instalación, se dimensionará el sistema fotovoltaico para que pueda aportar un total de **5KW** de potencia.

3.3 COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN

3.3.1 Bomba

Como ya se ha mencionado anteriormente, la bomba seleccionada es un modelo GNI 40-16 del fabricante IDEAL. Esta bomba funcionará a las condiciones fijas de caudal y altura manométrica establecidas para la instalación, mediante un sistema todo/nada: cuando el sistema fotovoltaico genere la potencia eléctrica suficiente, la bomba entrará en funcionamiento; y se detendrá en cuanto la potencia generada sea inferior a la necesaria para que la bomba funcione en las condiciones fijadas.

3.3.2 Estructura de soporte de los paneles

Para colocar y orientar los paneles con la inclinación correcta, se emplea una estructura metálica prefabricada, con una inclinación ya de **20°** que resulta adecuada, como se ha indicado, a la aplicación y necesidades de la instalación.

Dado que esta estructura soporta su propio peso y el de los paneles, será necesario realizar una cimentación en forma de zapatas en los puntos de apoyo de la estructura, para así garantizar una adecuada estabilidad y un correcto reparto del peso sobre el terreno.



Imagen 22: Estructura de soporte de los paneles fotovoltaicos [16]

3.3.3 Módulos fotovoltaicos

Para poder transformar la cantidad adecuada de radiación solar en energía eléctrica hay que establecer tanto el número como el tipo de módulos fotovoltaicos a instalar.

Para ello, y partiendo de que el mes más crítico para el que se dimensiona es julio, se establecerá que la inclinación de los paneles respecto a la horizontal es de 20° .

Esto es así por varios motivos. Principalmente, al tratarse de un mes del verano, los rayos solares inciden con una tendencia perpendicular a la superficie terrestre, por lo que minimizando la inclinación de los módulos se maximiza la energía radiante captada en estos meses. Además, se escogen los 20° porque se trata de un ángulo muy utilizado y disponible en estructuras de metal prefabricadas por muchos comerciantes, minimizando los costes de esta estructura y facilitando así su instalación.

Como no hay restricciones impuestas al respecto por ningún factor, los paneles se instalarán con orientación sur, a **0° de azimut**, para así maximizar su producción.

Se hace necesario, pues, conocer la energía radiante que llegará a los paneles en el periodo de diseño para poder establecer el tipo y la cantidad de estos que será necesario instalar. Para ello, se hace uso de la base de datos de radiación PVGIS, de la Comisión Europea. Para la ubicación, mes, e inclinación y azimut establecidos los resultados de radiación global son los siguientes:

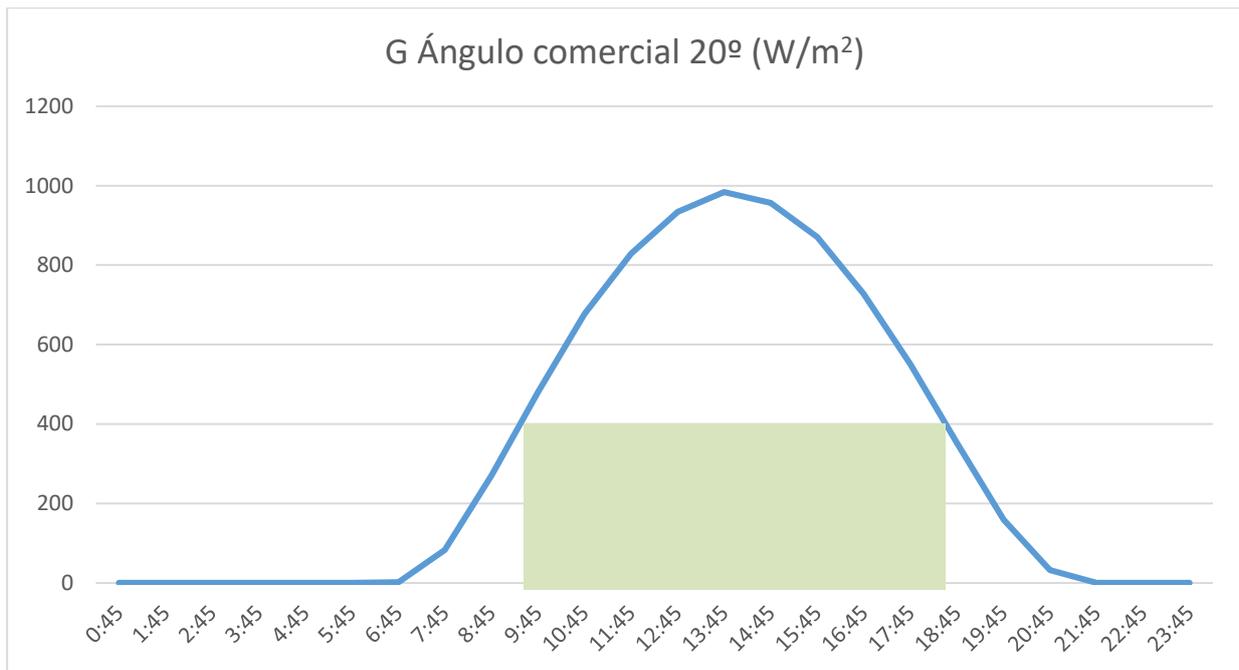


Imagen 23: energía radiante incidente por unidad de superficie

Teniendo en cuenta que el periodo de riego diario establecido era de 9 horas, se escoge la franja horaria de esa duración en la que la energía radiante recibida es mayor. En este caso, sería desde las 9:30 hasta las 18:30, con un valor mínimo de **400 W/m²**.

Dado que la bomba debe funcionar en sus condiciones establecidas durante todo este periodo, debe contar con un aporte de potencia suficiente para ello desde el primer momento. Por ello, la instalación fotovoltaica se dimensionará en base al mínimo de 400 W/m², de manera que se aprovecha la cantidad correspondiente de energía a lo largo de todo el periodo de funcionamiento de la bomba, sin importar el excedente que sería posible generar.

Considerando esto, se puede escoger como adecuado un modelo de panel **HiKu 450W del fabricante Canadian Solar**. Estos módulos son de silicio monocristalino, y el fabricante nos indica que esa potencia es la que generan con una irradiancia de 1000W/m², por lo que se puede calcular fácilmente la que generarán al recibir una irradiancia de 400 W/m²:

$$P_{generada} = 450W * \frac{400 W/m^2}{1000 W/m^2} = 180W$$

No obstante, esto no basta para establecer el número de módulos necesarios, ya que existen diversos factores que disminuirán la potencia que finalmente recibe la bomba. Los más importantes son:

- El deterioro de los módulos con el tiempo. En este caso, el fabricante garantiza que el rendimiento estará por encima del 83% al cabo de 25 años, por lo que se considerará de entrada ese valor para prever el deterioro de los módulos.
- Pérdidas por suciedad. Estas pueden presentar diferentes valores en función del entorno, frecuencia de la limpieza, etc.
- Pérdidas por temperatura. La temperatura a la que se encuentran los módulos puede disminuir su eficiencia, por lo que a lo largo del día presentarán una variación de esta.
- Pérdidas eléctricas. Por efecto Joule, se disipará parte de la energía eléctrica generada en forma de calor al calentarse los cables y otros elementos que presenten resistencia óhmica.

En el caso de sistemas con inversor y sin batería, el **IDEA** y diversos autores recomiendan utilizar un valor típico de 0,7 para minorar la cifra de energía generada al tener en cuenta estos fenómenos. De este modo, podemos proceder ya a calcular el número mínimo de módulos a instalar:

$$N^{\circ} \text{módulos} = \frac{\text{Potencia necesaria}}{0,7 * \text{Potencia 1 módulo}} = \frac{5000W}{0,7 * 180W} = 39,7 \rightarrow 40 \text{ módulos}$$

Los parámetros más relevantes del módulo son los que se muestran a continuación, tal como vienen indicados por el fabricante:

ELECTRICAL DATA STC*						
CS3W	425MS	430MS	435MS	440MS	445MS	450MS
Nominal Max. Power (Pmax)	425 W	430 W	435 W	440 W	445 W	450 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	39.5 V	39.7 V	39.9 V	40.1 V	40.3 V	40.5 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.76 A	10.84 A	10.91 A	10.98 A	11.05 A	11.12 A
Open Circuit Voltage (Voc)	47.7 V	47.9 V	48.1 V	48.3 V	48.5 V	48.7 V
Short Circuit Current (Isc)	11.37 A	11.42 A	11.47 A	11.53 A	11.59 A	11.65 A
Module Efficiency	19.24%	19.46%	19.69%	19.92%	20.14%	20.37%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)					
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	20 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0 ~ + 5 W					

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

Tabla 5: características técnicas principales del módulo solar [17]

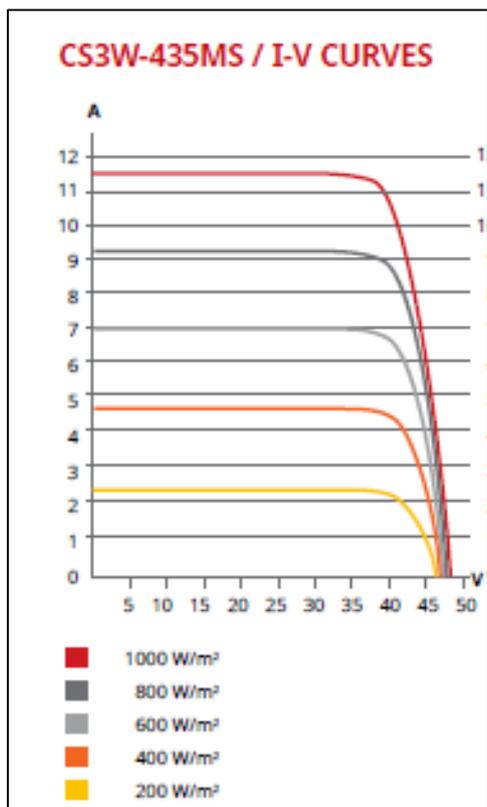


Imagen 23: curvas de potencia del módulo solar [17]

Es importante destacar la importancia de la disposición de los paneles en el terreno para evitar la proyección de sombras unos sobre otros. En este sentido, se

hace necesario calcular la distancia mínima a la que se deben colocar las filas de paneles a este efecto.

Para ello, se hace uso de una hoja de cálculo programa para la determinación de esta distancia, en el que introduciendo las dimensiones de los paneles, su ángulo de inclinación, y la latitud del lugar, resuelve el problema trigonométrico y devuelve como resultado la separación mínima entre las filas de paneles. El resultado es el que se muestra a continuación:

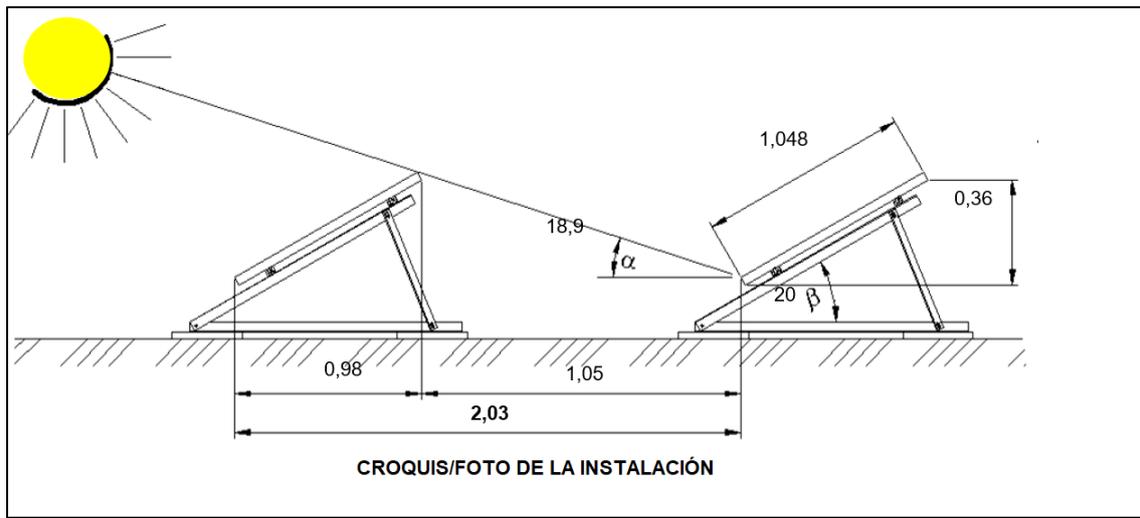


Imagen 24: separación necesaria entre módulos

Se puede observar que la distancia mínima entre las dos filas es de **1,05 metros**, que se corresponde con una distancia de 2,03 metros desde el punto más bajo de los paneles.

3.3.4 Inversor fotovoltaico

Como se ha mencionado, el inversor es un dispositivo que recibe la energía eléctrica en corriente continua generada por los paneles fotovoltaicos y la transforma en corriente alterna capaz de accionar el motor de la bomba.

De este modo, las características del inversor vienen determinadas tanto por el conjunto y la configuración de los paneles, como por las características de la carga a alimentar.

Dado que se trata de una aplicación de riego solar, es posible (y recomendable) seleccionar un inversor diseñado para esa función, de entre las muchas aplicaciones que existen en el mercado. Por ello, el modelo escogido es el **RSI** del fabricante **Grundfos**, con potencia nominal de **5,5 KW**.

Este inversor está especialmente diseñado para aplicaciones de riego solar. Está equipado con entradas capaces de recibir señales de dispositivos como válvulas y electroniveles, además de otras características interesantes para la aplicación como memoria de historial operativo y panel de control extraíble.

El modelo seleccionado permite la configuración en taller de manera que esté listo para funcionar en cuanto se realiza su instalación in situ (sistema plug and pump, conectar y bombear). Tiene la capacidad de realizar seguimiento en el punto de máxima potencia de los paneles (MPP) y cuenta con las protecciones necesarias.

A continuación se recogen en una tabla sus características más importantes, algunas de las cuales determinarán la configuración del sistema de paneles fotovoltaicos:

Potencia nominal	5,5 KW
Tensión MPP mínima (V CC)	450
Tensión MPP recomendada (V CC)	530-615
Tensión máxima de entrada (V CC)	800
Tensión nominal de salida (V CA)	380-440
Corriente nominal de salida (A)	12
Nº Fases	3
Frecuencia mínima (Hz)	5
Frecuencia máxima (Hz)	160
Clase de protección	IP66

Tabla 6: Características técnicas del inversor [18]

Deberá además, según las indicaciones del fabricante para la aplicación indicada, incorporar un filtro de salida accesorio de onda sinusoidal.

3.3.5 Cableado

Para realizar la conexión de los diferentes elementos de la instalación eléctrica será necesario disponer de un cableado adecuado para las necesidades de cada punto.

Hay que tener en cuenta que habrá que seleccionar un tipo distinto de cable para la parte de corriente continua que el necesario para la parte de corriente alterna, y a su vez en cada una de las dos partes pueden ser necesarios distintos requerimientos de sección y aislamiento.

Cuando se haya escogido la configuración adecuada para los módulos y el inversor será posible establecer los requerimientos que debe cumplir el cableado en cada punto.

3.3.6 Protecciones

Para garantizar la seguridad de la instalación, es necesario disponer de las protecciones y equipos adecuados en cada punto de esta.

Por este motivo, será necesario disponer de dispositivos de protección tanto en la parte de la instalación que opera en corriente continua (la parte de los módulos fotovoltaicos) como la que utiliza corriente alterna trifásica (desde el inversor a la bomba).

Esto es de vital importancia no solo para garantizar la seguridad de los elementos de la instalación frente a cortocircuitos y sobretensiones (como sería el caso de que un rayo callera sobre la instalación), sino para garantizar también la seguridad de las personas que puedan acceder a ella, evitando así potenciales riesgos para la salud de los encargados de operar la instalación.

También será necesario disponer, pues, de una puesta a tierra de la instalación, que asegure una correcta protección de dispositivos y personas.

3.4 CONFIGURACIÓN DE LOS STRINGS

Dadas las características de los módulos y el inversor seleccionados, se pasa a determinar cuál debe ser el esquema de conexión que debe realizarse para garantizar un correcto funcionamiento de todos los componentes.

Hay que tener en cuenta que los módulos se pueden asociar en serie, formando cadenas que se conocen como “string”. De esta manera, cada string presentará una tensión total igual a la de la suma de los módulos que lo componen. Se pueden asociar varios string en paralelo, lo que hace que la corriente total sea la de la suma de los string que están conectados en paralelo.

Es necesario, por tanto, adecuar la disposición de los strings de manera que a la entrada del inversor se cumplan los parámetros de funcionamiento indicados por el fabricante de este, vigilando además que no se superen tensiones máximas que puedan perjudicar o destruir el aparato.

Nótese que para que el inversor haga funcionar a los módulos en el punto de máxima potencia de las curvas I-V (MPP) la tensión de entrada en aquel debe superar un valor mínimo, y además estar contenida en un rango de valores concreto de manera preferente.

También hay que destacar que los valores de tensión y corriente MPP indicados por el fabricante del módulo se refieren a una situación ideal con una irradiancia de 1000 W/m^2 . No obstante, si se observan las curvas I-V se puede constatar que el valor de tensión MPP, que es relevante para establecer la configuración de los strings, apenas cambia de una a otra curva.

Es de especial importancia, además, considerar la tensión máxima admisible a la entrada del inversor. Esta tensión se alcanza cuando la intensidad es nula, es decir, se está en una situación de circuito abierto en los módulos. En este caso es de especial relevancia el dato de tensión V_{oc} suministrado por el fabricante.

Teniendo en cuenta que hay que utilizar 40 módulos, pero también el rango de valores de tensión de entrada al inversor para que pueda realizar el seguimiento MPP, se puede considerar como acertada una configuración en 3 strings con 14 módulos por string. De esta manera, y tal como se refleja en la siguiente tabla, se cumplen los parámetros estipulados por el fabricante del inversor para su funcionamiento,

introduciendo tan solo 2 módulos adicionales a los estrictamente necesarios; algo que por otro lado puede resultar de interés para realizar un pequeño sobredimensionamiento y cubrir posibles pérdidas de potencia:

Configuración 3 string x 14 módulos = 42 módulos totales						
	Módulo	String	Total entrada	Óptima MPP inesor	Máxima inesor	Cumple / No cumple
V_{MPP} (V)	40,5	567	567	530-615	800	Cumple
12,4I_{MPP} (A)	11,2	11,2	33,6	-	-	Cumple
Isc (A)	11,65	11,65	34,95	-	-	Cumple
Voc (V)	48,7	681,8	681,8	530-615	800	Cumple

Tabla 7: Configuración y parámetros de los strings

Por tanto, el esquema simplificado de la instalación sería a grandes rasgos como el que se muestra a continuación:

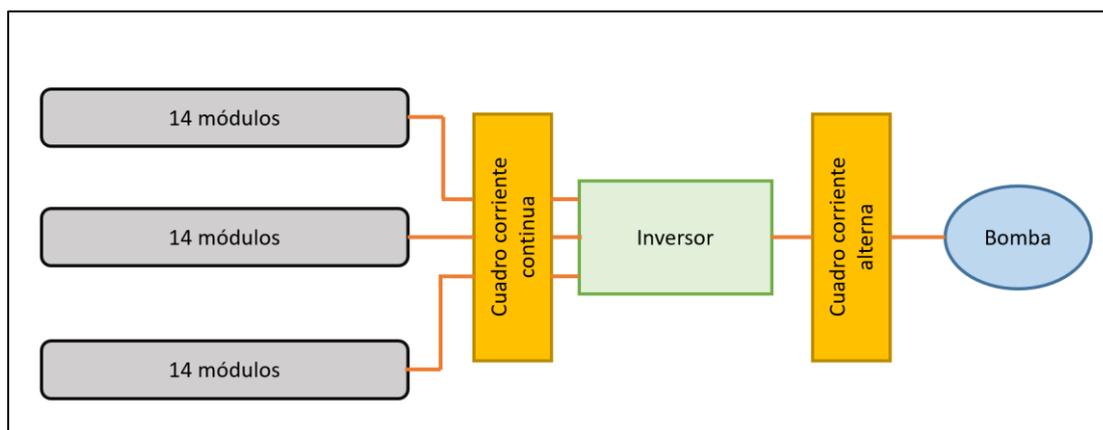


Imagen 25: croquis de la instalación

Con el fin de proteger los dispositivos de protección y el inesor de los elementos, así como para facilitar su acceso y mantenimiento, se colocarán todos ellos en un armario protector como el que se muestra en la imagen. Este armario dispondrá de las entradas y salidas necesarias para la conexión de los diferentes strings y de la bomba, y estará colocado sobre una cimentación de hormigón sencilla:



Imagen 26: armario para inversor y protecciones [19]

3.5 CÁLCULO DE PROTECCIONES

Habiendo determinado la disposición que van a tener los módulos formando los strings, y los elementos que deben ser conectados, se puede proceder a realizar un esquema unifilar preliminar de la instalación. En este esquema se incluirán todos los elementos que estarán presentes en la instalación, con el objeto de establecer los requerimientos que deberán cumplir los componentes de cableado y protección y poder proceder así a su cálculo.

También se determinará cómo ha de ser la puesta a tierra de la que es necesario disponer en la instalación.

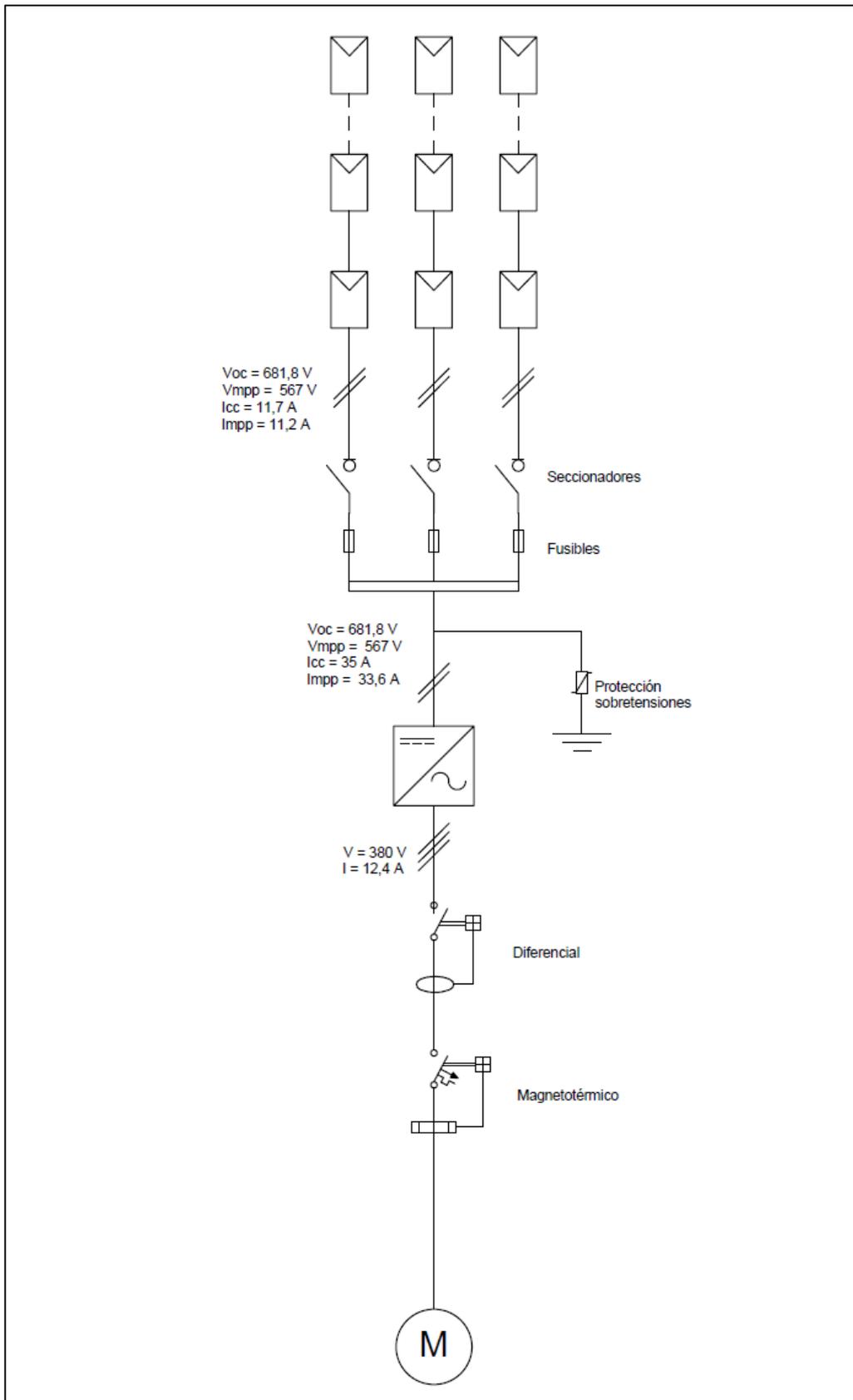


Imagen 27: Esquema unifilar preliminar de la instalación

3.5.1 Protecciones de corriente continua

En el lado de corriente continua, que incluye tanto los módulos fotovoltaicos como el cableado que los une con el inversor, será necesario disponer de protecciones contra sobreintensidades y sobretensiones. En este caso, hay que asegurarse de que la intensidad nominal de disparo del sistema de protección sea de un valor superior a la intensidad de cortocircuito de los módulos (que es la máxima que pueden alcanzar en sus condiciones normales de funcionamiento), para evitar disparos indeseados.

Además, la tensión de trabajo que debe soportar el sistema de protección sin averiarse deberá ser superior a la tensión a circuito abierto del conjunto de módulos del string a proteger, Voc (que es la máxima que se puede alcanzar un módulo en sus condiciones normales de funcionamiento).

A este efecto, en el mercado es posible encontrar soluciones especializadas en la protección de sistemas de este tipo, existiendo dispositivos que integran ambos tipos de protección e incluyen funcionalidades adicionales.

En este caso, se ha optado por seleccionar una **caja combinadora** del fabricante **BENY, modelo BHS-4/1**. Este es un dispositivo que incluye protecciones frente a sobreintensidades y sobretensiones, al que se conectan hasta 4 strings y que dispone de una salida única en continua para conectar a la entrada del inversor. [20]

La protección contra **sobreintensidades** está garantizada mediante el uso de un **fusible** cerámico reemplazable para cada string, de corriente máxima 15A (superior a los 11,65A de Isc de cada string).

La protección contra **sobretensiones** admite una conexión de strings con tensión máxima de 1000V (superior a los 681,8 de Voc de cada string).

Dispone, además de un **disyuntor** para desconectar eléctricamente la entrada de la salida, con una tensión máxima de 1000V y una intensidad máxima de 63A (superior a los 34,95A del conjunto de los 3 strings).

3.5.2 Protecciones de corriente alterna

A la hora de plantear las protecciones en el lado de corriente alterna (desde el inversor hasta la bomba) hay que tener en cuenta que se trata de una línea trifásica, de 380V de tensión.

Dado que en este lado de la instalación se alimenta un motor de corriente alterna para la bomba, además de la protección contra cortocircuitos y sobrecargas se incluirá una protección adicional con un diferencial. Como el inversor está preparado y configurado específicamente para la alimentación de motores y electrobombas, se puede considerar que es capaz de realizar un arranque del motor empleado sin incurrir en excesivas sobreintensidades. No obstante, como indica la ITC-BT-47, se dispondrán las protecciones de tal manera que no disparen teniendo en cuenta que se puede producir un pico de intensidad en el arranque de un valor del doble de la intensidad de funcionamiento normal del motor.

El uso de un diferencial permite que se abra el circuito en caso de que la corriente que vuelve al inversor sea distinta a la que sale de él, lo que podría ocurrir en caso de un fallo de aislamiento en el motor o un contacto humano accidental que derive la corriente a tierra. En este caso, se opta por un **diferencial tetrapolar** del fabricante **Schneider Electric modelo Acti 9 iID**, que permite la conexión de los 3 cables de fase y el neutro. [21]

Este dispositivo tiene una sensibilidad de 30mA, y una intensidad nominal de funcionamiento de 25A. Como el motor consume 4,7KW a una tensión de 380V, su intensidad de funcionamiento es de 12,4A, por lo que puede funcionar correctamente.

Para garantizar la protección frente a sobrecargas y cortocircuitos, se incluye un solo **dispositivo magnetotérmico**, también de **Schneider Electric, modelo Acti 9 iC60N**. Este dispositivo, también **tetrapolar**, abre el circuito cuando se detecta un incremento de tensión excesivo o una corriente elevada a consecuencia de un cortocircuito. Dado que su intensidad nominal de funcionamiento es de 25A, también funcionará correctamente en las condiciones normales del motor. Este elemento permite, además, desconectar eléctricamente el inversor del resto de elementos en CA de manera manual, para poder realizar cualquier labor de mantenimiento o modificación en la instalación de manera segura. [21]

3.5.3 Instalación de puesta a tierra

A la hora de garantizar la protección de las personas y los equipos, resulta fundamental incluir una toma de tierra adecuada en la instalación. Para la determinación de las características concretas que debe tener la puesta a tierra de la instalación de manera que resulte adecuada y segura, se siguen las indicaciones del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), en concreto las presentes en la instrucción **ITC-BT-18**. El cálculo de la puesta a tierra se realiza en base a la resistencia que debe tener para garantizar que no se superen unos valores de tensión de contacto e intensidad de defecto concretos.

En la ITC-BT-18 se establece que hay que distinguir entre locales secos y húmedos para establecer la máxima tensión de contacto admisible. En el caso de la presente instalación, al tratarse de una de riego solar en la que es posible que el agua rociada por los aspersores alcance el terreno en un radio de varios metros, se considerará que se trata de un local húmedo, por lo que la tensión de contacto será como máximo de 24V.

La intensidad de defecto tendrá el mismo valor que el de la sensibilidad de la protección diferencial que se dispone en la instalación, en este caso será de 30mA. Con esto, se puede proceder a calcular la resistencia de puesta a tierra máxima:

$$R_t = \frac{V_c}{I_{defecto}} = \frac{24V}{0,03A} = 800\Omega$$

Una vez hecho esto, hay que establecer qué tipo de electrodo de puesta a tierra será utilizado. En este caso, dadas las reducidas dimensiones de la instalación y la proximidad de todos los elementos, bastará con colocar un único electrodo en forma de pica de acero galvanizado hincada en el terreno, que servirá de puesta a tierra para toda la instalación. Es necesario, no obstante, determinar la longitud de dicha pica.

La ITC-BT-18 establece que la resistencia de tierra de una pica enterrada de manera vertical es:

$$R = \frac{\rho}{L} \longrightarrow L = \frac{\rho}{R}$$

Siendo R el valor de resistencia de tierra calculado previamente, y ρ la resistividad del terreno. La propia ITC-BT-18 recoge en una tabla los valores aproximados de esta resistividad para diferentes tipos de terreno. En este caso, al

tratarse de un terreno cultivable y fértil la resistividad es de $50 \Omega \cdot m$, pero como es posible dada las características del terreno y el cultivo que haya épocas en que se encuentre especialmente seco, se escogerá por seguridad una resistividad de $500 \Omega \cdot m$, correspondiente a terraplenes cultivables poco fértiles.

Con todo esto, se obtiene que la pica debe tener una longitud de:

$$L = \frac{\rho}{R} = \frac{500 \Omega \cdot m}{800 \Omega} = 0,625m$$

Para cumplir esto bastará la mínima longitud normalizada de las picas, que es de 1 metro. Además, se establece que el diámetro mínimo de la pica, al ser de acero galvanizado, debe ser de 20mm.

Como se ha mencionado, a esta misma pica de puesta a tierra se conectarán todos los conductores de puesta a tierra de la instalación. Esos serán los siguientes: el de protección contra sobretensiones de la parte de continua, la tierra de la parte de alterna trifásica, y todas las masas y elementos que deban conectarse a tierra.

3.6 CÁLCULO DEL CABLEADO

A la hora de dimensionar las secciones de cableado de una instalación de baja tensión como la que nos ocupa (corriente alterna con tensión inferior a 1000V y continua inferior a 1500V), si se siguen las normas del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión hay que considerar 3 condiciones o criterios de diseño:

1ª condición: criterio de caída de tensión. Para garantizar el correcto funcionamiento de las cargas alimentadas por la línea, la caída de tensión originada en los conductores por efecto de la circulación de corriente por ellos debe ser inferior a los límites tolerados por el REBT.

2ª condición: criterio de calentamiento. La temperatura máxima que alcanzan los conductores por efecto del calentamiento originado por la circulación de corriente por ellos en régimen permanente debe ser inferior a un límite admisible, función del aislamiento de que dispongan.

3ª condición: intensidad de cortocircuito. La temperatura máxima que pueden alcanzar los conductores por efecto de un cortocircuito no debe superar unos límites establecidos.

No obstante, la tercera condición no es de aplicación en instalaciones alimentadas por un generador fotovoltaico, dado que en este autolimita la intensidad máxima al valor de la intensidad de cortocircuito del generador. Por lo tanto, resultará suficiente realizar un dimensionado del cableado tal que cumpla las dos primeras condiciones.

3.6.1 Cableado de corriente continua

Para proceder con el dimensionamiento del cableado de la parte de corriente continua atendemos a la instrucción ITC-BT-40, que indica que en ella la intensidad de diseño debe ser al menos el 125% de la máxima, y además que la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión no será superior al 1,5% para la intensidad nominal.

Deberemos estudiar dos tramos de cableado, tal como recoge la siguiente tabla:

Tramo	Línea	Distancia (m)	Tensión nominal (V)	Intensidad (A)	Tipo instalación
1	Generador FV-caja protección CC	20	730,5 CC	11,7	B1
2	Caja protección-Inversor	2	730,5 CC	35	B1
3	Inversor-caja protección CA	1	380 CA	12,4	B1
4	Inversor-Bomba	15	380 CA	12,4	B1

Tabla 8: tramos de cableado de la instalación

Se ha considerado que todo el cableado se va a efectuar de manera que los cables estén ubicados en el interior de un conducto, sin considerar contacto con pared aislante (tipo B1).

Tramo 1: este tramo es el que corresponde a los tres cables que van desde cada uno de los strings hasta la caja de protección. Realizamos un primer cálculo de sección según la siguiente fórmula, que nos proporciona la sección en mm²:

$$S = \frac{2 * \rho * L * I * 1,25}{\Delta U * U} = \frac{2 * 0,0172 * 20 * 11,7 * 1,25}{0,015 * 730,5} = 0,92mm^2$$

Tramo 2: este tramo es el que va desde la caja de protección de CC hasta el inversor, una vez se han agrupado ya los 3 strings en un único circuito, con los dispositivos mencionados previamente. En este caso:

$$S = \frac{2 * \rho * L * I * 1,25}{\Delta U * U} = \frac{2 * 0,0172 * 2 * 35 * 1,25}{0,015 * 730,5} = 0,275mm^2$$

Estas serían las secciones teóricas de cable necesarias, por lo que el cable comercial seleccionado deberá tener una igual o mayor para garantizar que se cumple el criterio de caída de tensión.

En este caso, la mínima sección comercial de los cables es de 1,5mm², por lo que esa es la seleccionada para la parte de corriente continua según el criterio de caída de tensión.

Sería necesario pues, pasar a considerar el cumplimiento del requisito de máximo calentamiento para la sección seleccionada. Cabe destacar que existen dos tipos de aislamiento para los cables: de tipo PVC (termoplástico) o XLPE o EPR (termoestable). Dadas las mejores prestaciones y comportamiento que presentan estos últimos frente a la acción de la temperatura, en la instalación se dispondrán de conductores aislados con XLPE.

Para proceder, se debe primero considerar los efectos de agrupamiento o efecto de la temperatura, para poder así aplicar factores de corrección a la intensidad (ya corregida por un factor de 1,25 según ITC-BT-40) según indica la norma **HD-60364-5-52**, que sustituye a UNE 20460-5-523, de la siguiente manera:

El criterio de corrección por temperatura se aplica en el caso de que la temperatura ambiente vaya a ser diferente de 40°C. Dado que los cables de CC del tramo 1 van a estar recogidos en el interior de una conducción y esta se encuentra en el exterior en verano, por seguridad se va a considerar que la temperatura de operación será de 50°C, por lo que el factor de corrección correspondiente con aislamiento de **XLPE** será de 0,90. En el caso del tramo 2, como se van a encontrar en el cuadro de protección y protegidos del sol, se puede considerar que estarán a 35° como máximo, por lo que el factor será de 1,05.

A continuación, el criterio de agrupamiento se aplica si hay más de un circuito por la misma canalización. Este es el caso de los cables que van de los strings al cuadro de CC, dado que los tres circuitos estarán agrupados en la misma canalización. En este caso, el coeficiente es de 0,7.

Con estos datos, podemos pasar a calcular la intensidad corregida:

$$I_{\text{corregida tramo 1}} = \frac{I * 1,25}{0,9} = \frac{11,7A * 1,25}{0,9} = 16,25A$$

$$I_{\text{corregida tramo 2}} = \frac{I * 1,25}{1,05 * 0,7} = \frac{35A * 1,25}{1,05 * 0,7} = 59,5A$$

Con estos datos, acudimos a las tablas de la norma HD-60364-5-52 y comprobamos si para un aislamiento de XLPE como el indicado, y la sección preliminar obtenida mediante el criterio de caída de tensión, la intensidad máxima admisible es mayor que la intensidad corregida calculada:

Instalaciones al aire (40 °C). UNE-HD 60364-5-52.																		
Método de instalación de la tabla 52-B1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento																	
		PVC3	PVC2				XLPE3		XLPE2									
A1		PVC3	PVC2				XLPE3		XLPE2									
A2	PVC3	PVC2			XLPE3		XLPE2											
B1				PVC3		PVC2					XLPE3		XLPE2					
B2			PVC3	PVC2					XLPE3		XLPE2							
C						PVC3				PVC2			XLPE3		XLPE2			
E								PVC3				PVC2		XLPE3		XLPE2		
F										PVC3				PVC2		XLPE2		
1 (1)	2 (2)	3 (3)	4(4)	5a (5)	5b (5)	6a (6)	6b (6)	7a (7)	7b (7)	8a (8)	8b (8)	9a (9)	9b (9)	10a (10)	10b (10)	11 (11)	12 (12)	13 (13)
Sección mm2 Cobre																		
1,5	11	11,5	12,5 (+0,5)	13,5	14 (-0,5)	14,5 (+0,5)	15,5 (-0,5)	16	16,5 (-0,5)	17 (-0,5)	17,5 (-1)	19	20 (-1)	20	20	21	23 (+1)	
2,5	15	15,5 (+0,5)	17 (+0,5)	18 (+0,5)	19 (-0,5)	20 (+1)	20 (+1)	21 (+1)	22	23	24 (-1)	26	27 (-1)	27 (-0,5)	28 (-1,5)	30 (-1)	32 (+1)	
4	20	20 (+1)	22 (+1)	24	25 (-1)	26 (+1)	27 (-1)	29 (+1)	30	31	32 (-1)	34	36 (-2)	36	38 (-2)	40 (-2)	44 (+1)	
6	25	26 (+1)	29 (+1)	31 (+1)	32	34 (+2)	36	37	39 (-2)	40	41 (-1)	44	46 (-2)	46	49 (-3)	52 (-3)	57	
10	33 (+1)	36 (+1)	40	43 (+1)	45 (-1)	46 (+4)	49 (+1)	52	54 (-2)	54	57 (-3)	60	63 (-3)	65	68 (-3)	72 (-4)	78 (-2)	
16	45	48 (+1)	53 (+1)	59	61 (-2)	63 (+3)	66	69 (+1)	72 (-2)	73	77 (-4)	81	85 (-4)	87	91 (-4)	97 (-6)	104 (+1)	
25	59	63 (+1)	69 (+1)	77	80 (-3)	82 (+2)	86 (-2)	87 (+1)	91 (-3)	95	100 (-5)	103	108 (-5)	110	115 (-5)	122 (-6)	135 (-12)	146 (-6)
35				95 (+1)	100 (-4)	101 (+3)	106 (-2)	109 (+1)	114 (-4)	119	124 (-5)	127	133 (-6)	137	143 (-6)	153 (-9)	168 (-14)	182 (-8)
50				116 (+1)	121 (-4)	122 (+3)	128 (-3)	133	139 (-6)	145	151 (-6)	155	162 (-7)	167	174 (-7)	188 (-13)	204 (-16)	220 (-10)
70				148 (+1)	155 (-6)	155 (+5)	162 (-2)	170 (+1)	178 (-7)	185	193 (-8)	199	208 (-9)	214	223 (-9)	243 (-19)	262 (-18)	282 (-13)
95				180	188 (-8)	187 (+7)	198 (-4)	207	216 (-9)	224	234 (-10)	241	252 (-11)	259	271 (-12)	298 (-27)	320 (-24)	343 (-16)
120				207 (+1)	217 (-9)	216 (+9)	226 (-1)	240	251 (-11)	260	272 (-12)	280	293 (-13)	301	314 (-13)	346 (-36)	373 (-25)	397 (-17)
150						247 (+13)	259 (+1)	276 (+2)	287 (-9)	299	313 (-14)	322	337 (-15)	343	359 (-16)	401 (-38)	430 (-26)	458 (-20)
185						281 (+16)	294 (+3)	314 (+3)	329 (-12)	341	356 (-15)	368	385 (-17)	391	409 (-18)	460 (-45)	493 (-29)	523 (-23)
240						330 (+20)	345 (+5)	368 (+6)	385 (-11)	401	419 (-18)	435	455 (-20)	468	489 (-21)	545 (-55)	583 (-31)	617 (-27)

Tabla 9: Intensidades máximas admisibles en conductores [22]

Podemos comprobar que una sección de 1,5mm² soporta una intensidad máxima de 20A, suficiente para el tramo 1. No obstante, para el tramo 2 deberemos seleccionar una sección de 10mm² para que se cumplan los dos criterios, considerando la intensidad corregida calculada.

3.6.2 Cableado de corriente alterna trifásica

En cuanto al cálculo del cableado para la parte de corriente alterna de la instalación, se siguen los mismos criterios y consideraciones que en el caso de corriente continua. No obstante, la fórmula en este caso para el cálculo de la sección por caída de tensión difiere del caso de continua, como se muestra a continuación:

$$S = \sqrt{3} * \frac{\rho}{\Delta V_{max}} * L * I * 1,25$$

Por tanto, dado que los siguientes tramos presentan las mismas características eléctricas, se puede calcular la sección considerando un único tramo cuya longitud sea la suma de los otros dos, de manera que:

$$S_{tramo\ 3-4} = \sqrt{3} * \frac{0,0172}{1,5 * 380} * 16 * 12,4 = 0,011mm^2$$

Dado que la mínima sección disponible es de 6mm², esa será la seleccionada según criterio de caída de tensión.

Haciendo uso de las tablas de la ITC-BT-07 se obtiene que para una temperatura de terreno de 25°C a una profundidad de 0,7m, un cable tetrapolar de cobre de 6mm² de sección con aislamiento de XLPE puede alcanzar una intensidad máxima admisible de hasta 66A, por lo que resulta esta adecuada para la instalación.

A modo de resumen, la siguiente tabla recoge las secciones finales de los cables necesarios en la instalación, recordando que todos ellos deben ser de cobre y con aislamiento de XLPE:

Tramo	Línea	Sección por caída de tensión (mm ²)	Sección por calentamiento (mm ²)	Sección comercial seleccionada (mm ²)
1	Generador FV-caja protección CC	0,92	1,5	1,5
2	Caja protección-Inversor	0,275	10	10
3	Inversor-caja protección CA	0,013	6	6
4	Inversor-Bomba	0,013	6	6

Tabla 10: Secciones de cableado de la instalación

3.6.3 Cableado de puesta a tierra

Siguiendo la norma UNE HD 60364-5-54, se procede a seleccionar el cableado de los conductores de puesta a tierra, encargados de conectar la instalación con la toma de tierra presente.

La norma establece la sección mínima de estos conductores de protección en función de la sección de los conductores de fase de la instalación, según la siguiente tabla:

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm ²)	Sección mínima de los conductores de protección S_p (mm ²)
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Tabla 11: Sección de los conductores de protección

En este caso, dado que la mayor sección de cableado presente en la instalación es de 10mm², la sección del conductor de puesta a tierra será también de 10mm², a excepción del conductor de puesta a tierra que conectará los marcos y estructuras de los módulos fotovoltaicos, que será de 1,5mm².

3.7 MANTENIMIENTO

Para garantizar un correcto funcionamiento de la instalación, así como para prevenir la aparición de defectos que puedan degenerar en fallos o accidentes, será necesaria la aplicación de un programa de mantenimiento.

Dadas las características de la instalación, en este caso será suficiente realizar una inspección de mantenimiento con periodicidad anual.

Durante esta inspección se deberán verificar y realizar, principalmente, las siguientes acciones:

- Realizar una limpieza de los módulos para evitar la acumulación de polvo que pueda disminuir su rendimiento.
- Realizar una inspección visual de los módulos y sus conexiones, prestando atención a posibles corrosiones, deformaciones, o fallos en el aislamiento.
- Realizar una medición eléctrica del correcto funcionamiento de los módulos.
- Realizar una comprobación de la estructura de soporte, prestando atención a posibles corrosiones, deformaciones, o falta de apriete de tornillos y elementos de fijación.
- Realizar una inspección visual de los cables y conductores, prestando atención a posibles defectos de aislamiento, deformaciones o deterioro de los materiales y las conexiones.
- Realizar una inspección visual y eléctrica del inversor, verificando su correcto funcionamiento y la ausencia de alarmas o indicadores de avería o fallo.
- Realizar una inspección visual del armario de protección, verificando su estanqueidad y prestando atención a posibles corrosiones.
- Realizar una inspección visual de los elementos de protección.
- Realizar una inspección visual y eléctrica de la puesta a tierra, comprobando su resistencia.
- Realizar una inspección visual del motor y la bomba, prestando atención a ruidos, corrosiones, deformaciones o vibraciones anormales.

4. ANÁLISIS ECONÓMICO

A continuación se va a proceder a realizar un análisis económico de la instalación planteada. Esto es una parte vital del diseño de dicha instalación, pues determinará la viabilidad económica del proyecto y la factibilidad de su ejecución.

Para ello, primero se estudiará la inversión necesaria para instalar y mantener el sistema planteado. Posteriormente, se analizarán opciones de suministro eléctrico alternativas a la instalación diseñada, para finalmente poder realizar una comparativa entre todas ellas.

Es importante tener en cuenta que la instalación se plantea con un periodo de **vida útil de 25 años**, que es el periodo de garantía de rendimiento de los módulos fotovoltaicos garantizado por el fabricante.

4.1 COSTE DE LA INSTALACIÓN PLANTEADA

Al realizar un estudio del coste de ejecutar la instalación tal cual ha sido planteada, surgen multitud de variables a tener en consideración y que pueden afectar al resultado global.

Es por esto que se ha planteado, por una parte, el coste inicial de realizar la instalación. Para ello se han tenido en cuenta exclusivamente el valor en el mercado de los diferentes componentes por un lado, y una estimación del coste de mano de obra e instalación por otro. Esto es así porque el coste de mano de obra puede variar en gran medida en función del instalador que ejecute el montaje y la puesta en servicio de la instalación, porque pueden existir subvenciones de diferente tipo que puedan o no aplicarse a la instalación, porque las condiciones de financiación pueden cambiar la manera en que se efectúa el desembolso, etc.

Así, se recoge en la siguiente tabla el coste aproximado de adquirir los componentes necesarios y realizar el montaje de la instalación, incluido el coste de adquisición de la bomba:

Concepto	Cantidad	Precio unitario (€)	Importe (€)
Módulo fotovoltaico Canadian Solar HiKu 450W	42	260,95	10959,90
Estructura de soporte de acero 20° inclinación	21	130,95	2749,95
Inversor Grundfos RSI 5,5 KW	1	2719	2719,00
Caja combinadora BENY BHS-4/1	1	233,66	233,66
Diferencial tetrapolar Schenider Electric Acti 9 iID	1	53,09	53,09
Magnetotérmico tetrapolar Schneider Electric Acti 9 iC60N	1	21,94	21,94
Cable monofásico aislado con XLPE sección 1,5 mm ²	120	0,37	44,40
Cable tetrapolar aislado con XLPE sección 6 mm ²	16	4,48	71,68
Cable monofásico aislado con XLPE sección 10 mm ²	4	1,74	6,96
Armario protector y cimentación	1	350	350,00
Bomba Ideal GNI 40-16	1	3238	3238,00
Mano de obra e instalación			2044,86
TOTAL INSTALACIÓN			22493,44

Tabla 12: Coste de instalación planteada

Se ha excluido del cálculo de la inversión inicial el coste del sistema de riego, dado que no corresponde al sistema de abastecimiento de energía eléctrica y bombeo de agua.

A continuación se ha de realizar el estudio de costes en el periodo de vida útil establecido para la instalación, que en este caso, y como se ha mencionado previamente, es de 25 años.

Para ello es necesario tener en cuenta diferentes gastos asociados a la operación y mantenimiento de la instalación a lo largo de su periodo de vida útil.

Por un lado, el desgaste de los elementos hace necesario contar con ciertas **reservas** para reponer componentes averiados o deteriorados, y realizar las reparaciones oportunas. Un inversor fotovoltaico tiene una vida media de 10-12 años, y aunque en la instalación planteada solamente estará operativo la mitad del año, se va a considerar a modo de criterio conservador que será necesario sustituir el inversor al menos una vez en el transcurso de los 25 años del horizonte temporal planteado. Por tanto:

$$Reserva inversor (\text{€}) = \frac{\text{Coste inversor (\text{€})}}{\text{Horizonte temporal (años)}} = \frac{1 * 2719\text{€}}{25 \text{ años}} = 108,76\text{€/año}$$

Dado que puede que sea necesario sustituir algún otro elemento, se establece una reserva anual de 140€ al año. Además se incluye un gasto de mantenimiento anual de 100€, que englobaría la limpieza y revisión de los módulos, el inversor y la bomba principalmente. Los resultados se recogen en la siguiente tabla:

Año	Coste mantenimiento (€)	Reservas (€)	Coste acumulado (€)
0	0	0	22493,44
1	100	140	22733,44
2	100	140	22973,44
3	100	140	23213,44
4	100	140	23453,44
5	100	140	23693,44
6	100	140	23933,44
7	100	140	24173,44
8	100	140	24413,44
9	100	140	24653,44
10	100	140	24893,44
11	100	140	25133,44
12	100	140	25373,44
13	100	140	25613,44
14	100	140	25853,44
15	100	140	26093,44
16	100	140	26333,44
17	100	140	26573,44
18	100	140	26813,44
19	100	140	27053,44
20	100	140	27293,44
21	100	140	27533,44
22	100	140	27773,44
23	100	140	28013,44
24	100	140	28253,44
25	100	140	28493,44

Tabla 13: Coste acumulado de la instalación planteada

A continuación se muestra una gráfica que recoge la evolución del coste acumulado de esta alternativa a lo largo del periodo de vida útil de la instalación:

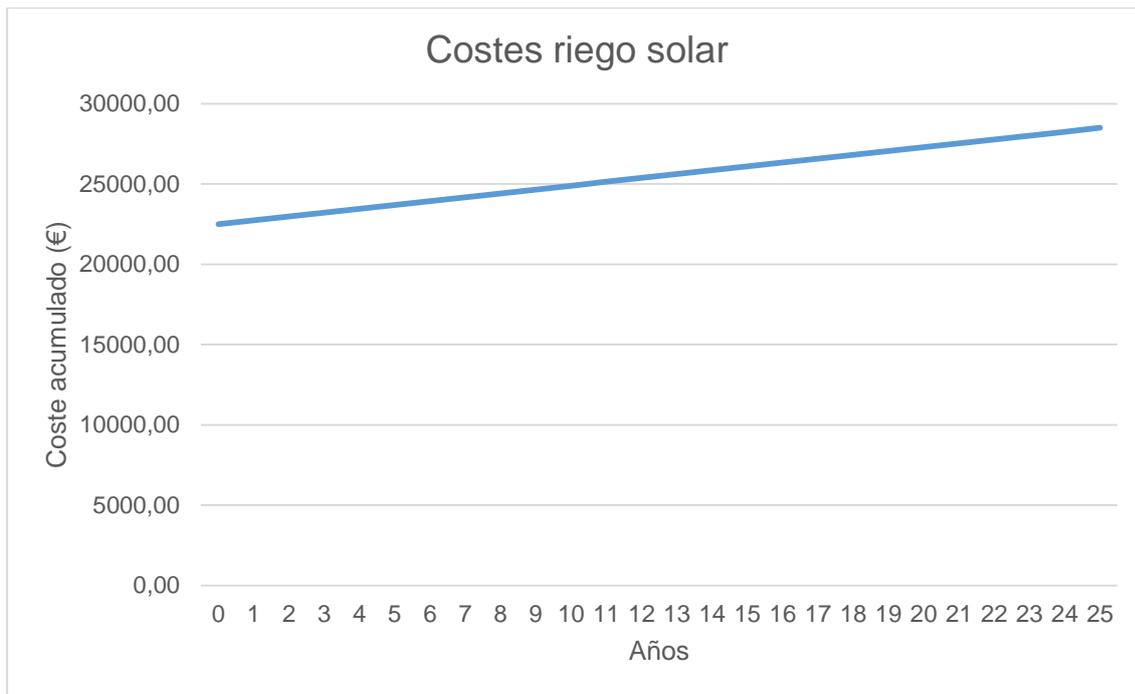


Gráfico 1: Evolución del coste acumulado de la instalación planteada

4.2 EVALUACIÓN DE COSTE DE ALTERNATIVA Nº1: GRUPO ELECTRÓGENO

Se va a proceder a estudiar el coste que tendría la primera alternativa: suministrar energía eléctrica para el sistema de riego mediante un grupo electrógeno.

Un grupo electrógeno es una máquina que acciona un generador eléctrico para generar electricidad, mediante la energía mecánica que se obtiene con un motor de combustión interna, que consume combustible para su funcionamiento.

Actualmente, existe en el mercado una gran diversidad de grupos electrógenos, destinados a cubrir un amplio espectro de tipos de instalaciones y demandas de potencia. No obstante, dado el caso que nos ocupa, se seleccionará un grupo electrógeno orientado a aplicaciones agrícolas, y que lógicamente deberá ser capaz de suministrar energía eléctrica en las condiciones adecuadas para el accionamiento de la bomba presente en la instalación.

Con estos requisitos, el grupo seleccionado es un modelo **DHY8600SE-T**, del fabricante **Hyundai**, que cuenta con un regulador AVR. AVR son las siglas de Automatic Voltage Regulator, que indican que el grupo electrógeno dispone de un regulador automático que mantiene la tensión constante a pesar de las variaciones que puedan darse a consecuencia del régimen de giro del motor o de cambios en la carga. [22]

Este grupo electrógeno tiene una potencia nominal de funcionamiento de 5,5 KW, por lo que resulta adecuado a los requisitos de potencia de la bomba. El motor es diésel en 4 tiempos, con un consumo al 100% de carga de 2,4 litros/hora, lo que con su depósito de 12 litros le confiere una autonomía de 5 horas funcionando a plena carga.

Esto último supone un inconveniente en cuanto a autonomía y operación, dado que sería necesaria una elevada frecuencia de repostaje, o bien la disposición de un tanque de combustible adicional para garantizar un período de funcionamiento más prolongado antes de tener que repostar.

El precio de este grupo electrógeno es de 2313,52€. Sumando a esto el coste de la bomba se obtiene el coste de la inversión inicial, pero a esto hay que sumarle los costes que tiene asociado a su funcionamiento, fundamentalmente en cuanto a su consumo de combustible.

$Inversión\ inicial = Coste\ generador + Coste\ bomba = 2312,52€ + 3238€ = 5551,52€$

Este cálculo se puede realizar de manera sencilla, de la manera que sigue:

Se parte de que las necesidades de irrigación del cultivo son de 13325,4 m³ de agua, desde el momento de la siembra hasta el de la cosecha. Teniendo en cuenta que la bomba es capaz de hacer circular 29,6 m³/hora, las horas de funcionamiento de la bomba y por tanto del grupo electrógeno (puesto que este suministra la energía necesaria para accionarla en sus condiciones nominales) será de:

$$N^{\circ}\ horas = \frac{13325,4m^3}{29,6m^3/hora} = 450,2\ horas$$

Con este dato se puede calcular el consumo de combustible que será necesario suministrar durante todo el ciclo de cultivo:

$$Consumo\ (l\ de\ gasolina) = 450,2\ horas * 2,4\ \frac{l}{hora} = 1080,5\ litros\ de\ gasoil$$

A la hora de calcular el coste del combustible, hay que tener en cuenta que al tratarse de un aplicación agrícola se consumiría gasóleo de tipo B, que cuenta con un precio reducido respecto al del gasóleo A que es el comúnmente utilizado para automoción, o el C que se usa para calefacción.

En marzo de 2022 el precio del **gasóleo B** se sitúa en torno a 1,4€/L. Para realizar el análisis, se van a plantear dos escenarios: **[23]**

En un primer escenario se considera un precio constante del precio del gasóleo, mantenido durante los 25 años de horizonte temporal para el que se plantea el proyecto.

El segundo escenario se considera un incremento anual del precio del gasóleo, para dar una medida estimada del aumento del precio del litro de gasoil en los años que abarca el horizonte temporal del proyecto. Esto es más realista, ya que el precio de los carburantes tiene una tendencia al alza en el largo plazo. Para dar una aproximación del incremento, se considera que este está asociado al **IPC**, con un valor promedio y constante del **2%** anual. **[24]**

Los resultados aparecen recogidos en la siguiente tabla. Se ha incluido un “año 0”, que viene a indicar el coste inicial de la inversión (la adquisición del generador). A rasgos generales, se estima que un generador eléctrico de estas características puede tener una vida útil de 25000 horas de funcionamiento, por lo que se considera que el

mismo generador es capaz de prestar servicio durante el horizonte temporal previsto de 25 años, ya que en total funcionaría 11250 horas en este periodo.

Además, se ha incluido en el coste de mantenimiento de la instalación, al igual que en el caso anterior. Se ha excluido de nuevo el coste del sistema de riego, dado que no pertenece a la instalación de abastecimiento de energía y bombeo de agua.

Año	Coste mantenimiento (€)	Precio Gasoil (€/L)	Coste Gasoil (€)	Coste acumulado (€)	Precio con IPC (€/L)	Coste con IPC (€)	Coste acumulado con IPC (€)
0	0	0,0	0,0	5551,52	0,00	0,00	5551,52
1	100	1,4	1512,7	7164,22	1,43	1542,95	7194,47
2	100	1,4	1512,7	8776,92	1,46	1573,81	8868,29
3	100	1,4	1512,7	10389,62	1,49	1605,29	10573,58
4	100	1,4	1512,7	12002,32	1,52	1637,40	12310,97
5	100	1,4	1512,7	13615,02	1,55	1670,14	14081,11
6	100	1,4	1512,7	15227,72	1,58	1703,55	15884,66
7	100	1,4	1512,7	16840,42	1,61	1737,62	17722,28
8	100	1,4	1512,7	18453,12	1,64	1772,37	19594,65
9	100	1,4	1512,7	20065,82	1,67	1807,82	21502,46
10	100	1,4	1512,7	21678,52	1,71	1843,97	23446,44
11	100	1,4	1512,7	23291,22	1,74	1880,85	25427,29
12	100	1,4	1512,7	24903,92	1,78	1918,47	27445,76
13	100	1,4	1512,7	26516,62	1,81	1956,84	29502,60
14	100	1,4	1512,7	28129,32	1,85	1995,98	31598,57
15	100	1,4	1512,7	29742,02	1,88	2035,90	33734,47
16	100	1,4	1512,7	31354,72	1,92	2076,61	35911,08
17	100	1,4	1512,7	32967,42	1,96	2118,15	38129,22
18	100	1,4	1512,7	34580,12	2,00	2160,51	40389,73
19	100	1,4	1512,7	36192,82	2,04	2203,72	42693,45
20	100	1,4	1512,7	37805,52	2,08	2247,79	45041,24
21	100	1,4	1512,7	39418,22	2,12	2292,75	47433,99
22	100	1,4	1512,7	41030,92	2,16	2338,60	49872,60
23	100	1,4	1512,7	42643,62	2,21	2385,38	52357,97
24	100	1,4	1512,7	44256,32	2,25	2433,08	54891,05
25	100	1,4	1512,7	45869,02	2,30	2481,74	57472,80

Tabla 14: Coste acumulado de la alternativa con generador diésel

Los resultados se muestran también en la siguiente gráfica, que permite analizar la evolución temporal del coste acumulado de esta alternativa a lo largo del horizonte temporal establecido de 25 años:

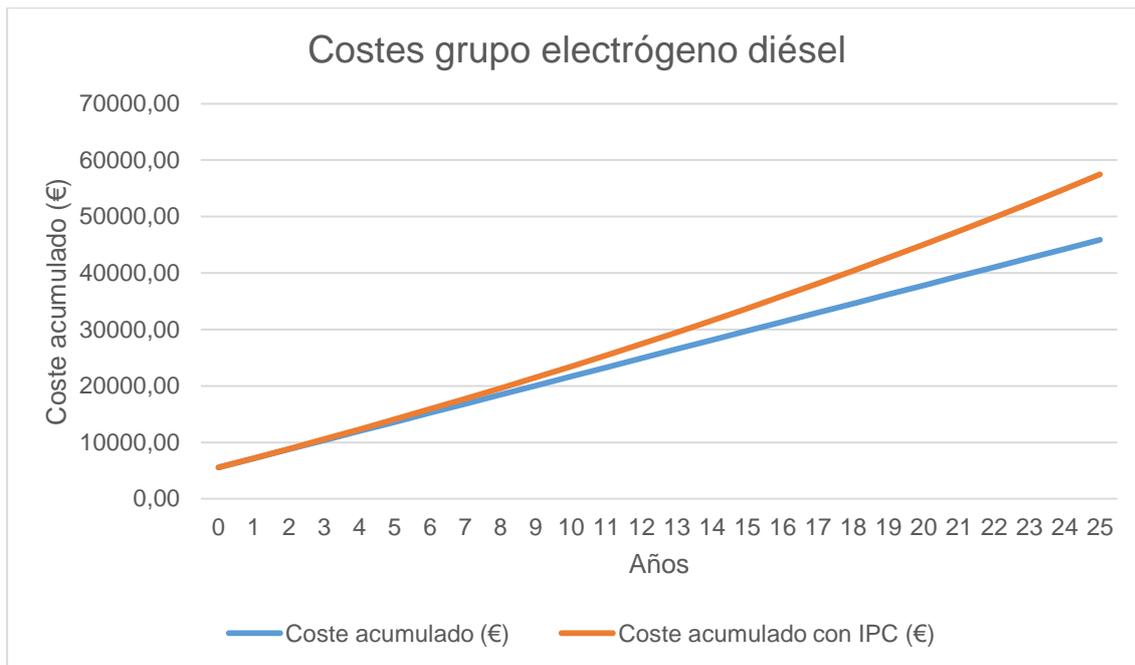


Gráfico 2: Evolución del coste acumulado de la alternativa con generador diésel

4.3 EVALUACIÓN DE COSTE DE ALTERNATIVA N°2: CONEXIÓN A RED ELÉCTRICA

La siguiente alternativa estudiada es abastecerse de energía mediante conexión a la red eléctrica, como si se tratara de una vivienda o industria.

Dado que la instalación utiliza energía eléctrica en régimen de baja tensión, se podría conectar a la red de distribución en baja tensión. No obstante, no hay que perder de vista que el caso de estudio está referido a una tierra de cultivo, para la que presumiblemente no existe una posibilidad inmediata de conexión a red.

Por tanto, habría que considerar el coste de ejecutar la acometida para poder efectuar la conexión a red del sistema de bombeo y riego. Este punto resulta complejo, dado que este coste puede variar enormemente, en función de la compañía, el grado de aislamiento del terreno, la obra que sería necesaria para ejecutarla, la distancia a cubrir con postes y línea aérea, permisos, etc.

Dado que se trata de una instalación geográficamente próxima a una población, se va a estimar que el coste de realizar la acometida necesaria para el abastecimiento de energía eléctrica a través de la red sería de unos **8000€**, entendiéndose así este coste como el de la inversión inicial una vez se le suma el coste adquisición de la bomba.

$$\text{Inversión inicial} = \text{Coste acometida} + \text{Coste bomba} = 8000\text{€} + 3238\text{€} = 11238\text{€}$$

A continuación se pasaría a evaluar el coste derivado del consumo de energía eléctrica a lo largo del horizonte temporal previsto para el proyecto. Para ello, primero resulta necesario calcular el consumo energético del sistema. Tal como se ha considerado este, se estima que operaría con una potencia constante de 5KW en todo momento en que esté funcionando, y previamente ya se ha establecido que el tiempo de funcionamiento del sistema de riego es de 450,2 horas. Por tanto:

$$\text{Consumo energético anual} = 5\text{KW} * 450,2 \text{ horas/año} = 2251 \text{ KWh/año}$$

En este caso, calcular los costes de operación requiere realizar ciertas aproximaciones. Esto es así dada la alta horquilla en la que se puede establecer el precio de un KWh de energía eléctrica, en función de la comercializadora, la hora de consumo, el término de potencia, etc. Por tanto, se plantean de nuevo dos escenarios para realizar la estimación:

En un primer caso, se considera que el precio de la energía en marzo de 2022 se mantienen constante a lo largo de los 25 años de horizonte temporal, considerando tanto término de energía como de potencia para una instalación de 5 KW. Se considera el mejor de los precios, es decir, el precio valle (en este caso el riego se realizaría por la noche). De manera aproximada, el coste sería: **[25]**

$$\text{Precio energía} = \text{Término fijo} + \text{Término variable}$$

$$\text{Precio energía} = 0.012 \frac{\text{€}}{\text{KW} * \text{día}} * 5\text{KW} * 180 \text{ días} + \frac{0.21\text{€}}{\text{KWh}} * 2251\text{KWh} = 483.51\text{€ al año}$$

En el segundo escenario, se vuelve a considerar un incremento anual del coste de la energía eléctrica. Este se dará en un escenario relativamente optimista dadas las variaciones e incrementos recientes del precio de la electricidad, en el que se considera un incremento anual del **2% del IPC** y un incremento **del precio de la electricidad** del **3%**. Se incluye además un gasto de mantenimiento anual de la instalación, como en los casos anteriores. [26]

Ambos escenarios aparecen recogidos en la siguiente tabla:

Año	Coste mantenimiento (€)	Coste electricidad (€)	Coste acumulado (€)	Coste con incrementos (€)	Coste acumulado con incrementos (€)
0	0	0,0	11238,00	0,00	11238,00
1	100	483,5	11821,51	483,51	11821,51
2	100	483,5	12405,02	507,69	12429,20
3	100	483,5	12988,53	533,07	13062,27
4	100	483,5	13572,04	559,72	13721,99
5	100	483,5	14155,55	587,71	14409,70
6	100	483,5	14739,06	617,09	15126,79
7	100	483,5	15322,57	647,95	15874,74
8	100	483,5	15906,08	680,35	16655,09
9	100	483,5	16489,59	714,36	17469,45
10	100	483,5	17073,10	750,08	18319,54
11	100	483,5	17656,61	787,59	19207,12
12	100	483,5	18240,12	826,97	20134,09
13	100	483,5	18823,63	868,31	21102,40
14	100	483,5	19407,14	911,73	22114,13
15	100	483,5	19990,65	957,32	23171,45
16	100	483,5	20574,16	1005,18	24276,63
17	100	483,5	21157,67	1055,44	25432,08
18	100	483,5	21741,18	1108,21	26640,29
19	100	483,5	22324,69	1163,62	27903,91
20	100	483,5	22908,20	1221,81	29225,72
21	100	483,5	23491,71	1282,90	30608,62
22	100	483,5	24075,22	1347,04	32055,66
23	100	483,5	24658,73	1414,39	33570,05
24	100	483,5	25242,24	1485,11	35155,16
25	100	483,51	25825,75	1559,37	36814,53

Tabla 15: Coste acumulado de la alternativa de conexión a red

A continuación se muestra una gráfica que recoge la evolución del coste acumulado de esta alternativa a lo largo de los años:

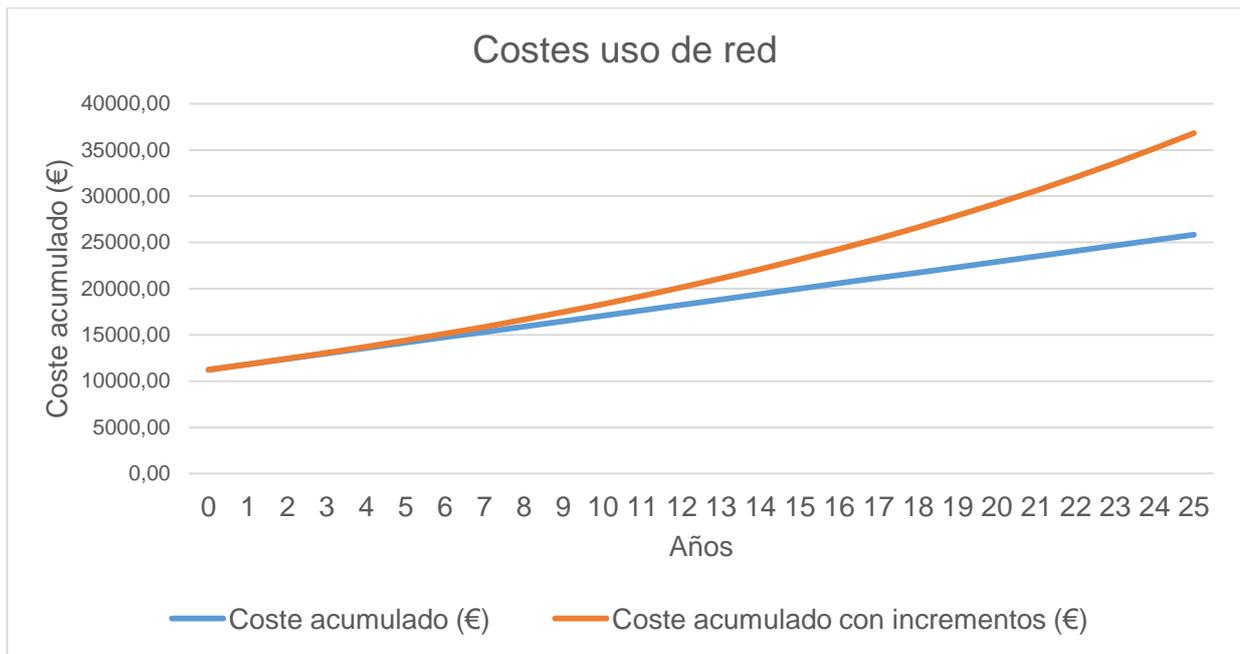


Gráfico 3: Evolución del coste acumulado de la alternativa de conexión a red

5. CONCLUSIONES

Una vez realizado el diseño de la instalación, y concluido el análisis económico de esta y de las posibles alternativas, procede extraer las conclusiones acerca de su viabilidad.

5.1 DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DE COSTES

Para ello, primeramente se va a proceder a realizar una comparativa del peso que representa cada uno de los elementos de la instalación en el coste final de esta. Esto se puede hacer en base a la gráfica que se muestra a continuación:

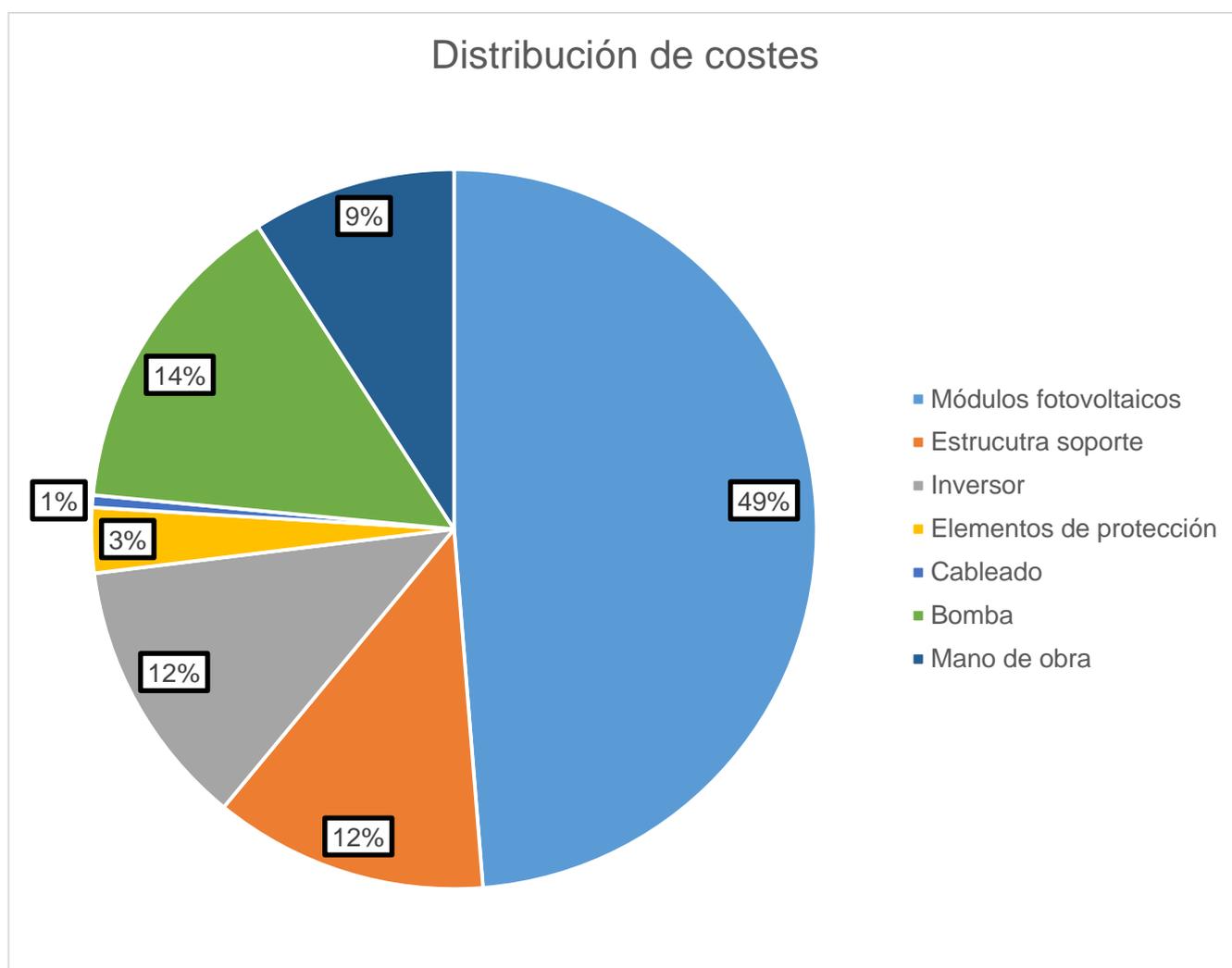


Gráfico 4: Desglose de costes de la instalación planteada

Como se puede apreciar, la partida de presupuesto que más peso representa en el total son los **módulos fotovoltaicos**, con aproximadamente la mitad del coste total de la instalación destinada a ellos.

Esto es algo común en todas las instalaciones fotovoltaicas, dado que aunque el precio de estos elementos ha ido descendiendo con el tiempo en las últimas décadas, sigue siendo un elemento caro tanto por su precio unitario como por el número de módulos que es necesario disponer en cualquier instalación.

Siguiendo a los módulos fotovoltaicos, se encuentran la bomba, el inversor y la estructura de soporte.

Cabe destacar que el peso que tiene la **bomba** en el coste resulta relevante, y se considera importante incluirlo en el análisis del coste de la instalación de generación dado que si se efectuaran variaciones en la potencia de la instalación fotovoltaica variaría la bomba necesaria y por tanto su coste, estando estos elementos interrelacionados.

El coste de la **estructura** puede variar en función del tipo de instalación, en este caso adquiere un peso similar al del inversor dado que al tener inclinación y colocarse sobre el suelo resulta más cara que otras soluciones del mercado, como podría ser la instalación coplanar con un tejado ya inclinado, pero que no resultan adecuadas para la instalación estudiada.

El coste del **inversor** es función de su potencia, y esta a su vez función de la potencia necesaria para consumo y por tanto la instalada en paneles fotovoltaicos. Por tanto, el coste del inversor puede variar en valor monetario, pero su peso proporcional en los costes de la instalación será aproximadamente constante.

Tanto los **elementos de protección** como el **cableado**, para una instalación de estas características, representan una proporción marginal de los costes totales, sobre todo si se lo compara con la siguiente partida de presupuesto en proporción sobre el total, como es la **mano de obra**. Esta última, al igual que sucede con el inversor, representará siempre el mismo peso porcentual aproximado, independientemente de las dimensiones de la instalación.

En definitiva, se puede concluir que la distribución porcentual de los costes es coherente con lo esperado para una instalación de riego solar con las características de la que se ha planteado en el trabajo.

5.2 COMPARATIVA Y VIABILIDAD DE ALTERNATIVAS

Por último, resulta acertado establecer un análisis comparativo entre las diferentes alternativas planteadas.

Para ello, es de especial utilidad comparar la evolución del coste acumulado de cada una de las alternativas a lo largo de los **25 años** de horizonte temporal establecido en el diseño de la instalación. Esto se muestra en la siguiente gráfica:

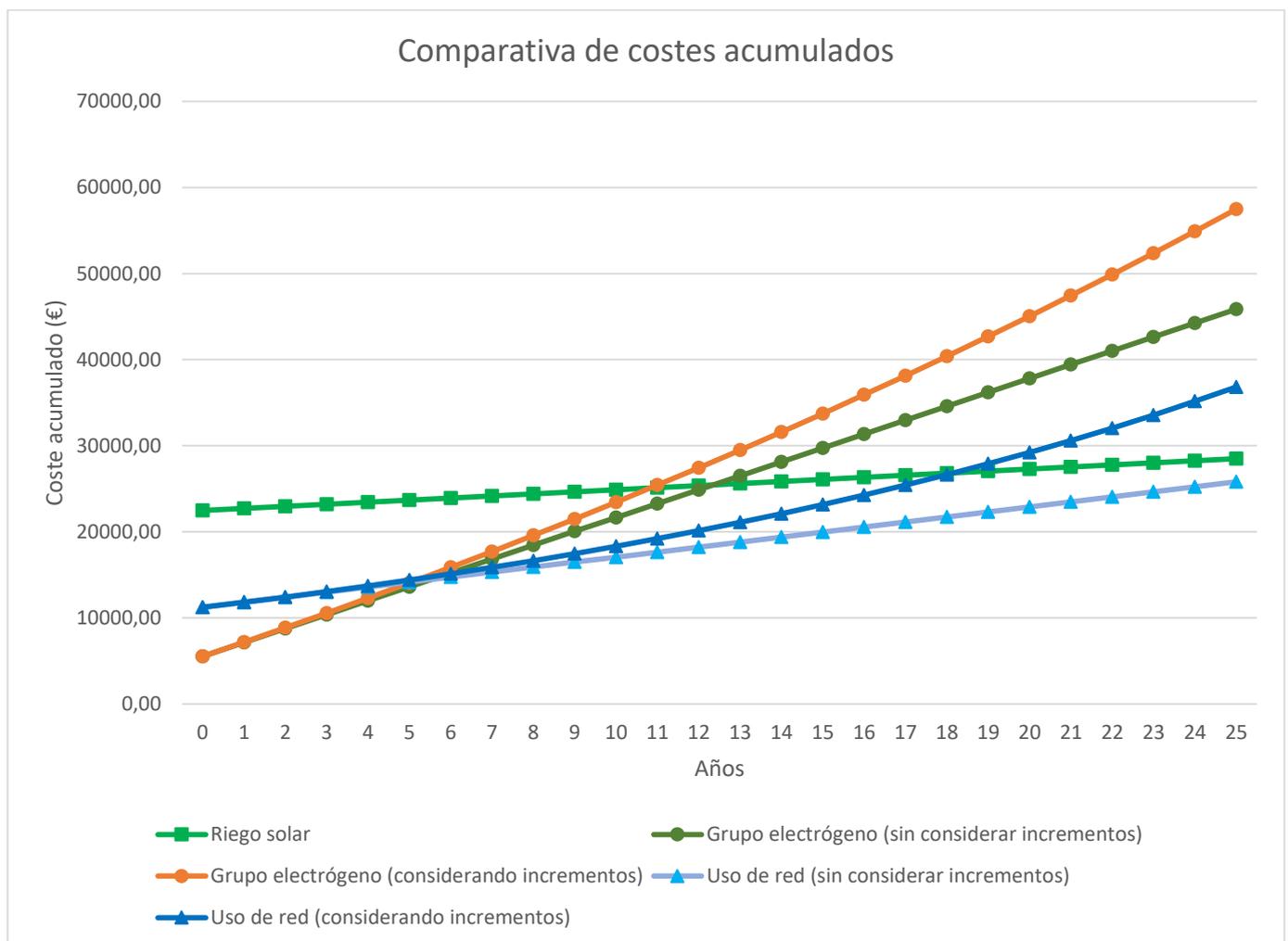


Gráfico 5: Comparativa de costes entre las alternativas planteadas

Como se puede apreciar, la instalación de **riego solar** es la alternativa que requiere un mayor desembolso a la hora de realizar la inversión inicial, con un total de **22.493,44 euros**.

La alternativa más barata de implantar es el uso de un **grupo electrógeno**, con **5.551,42 euros**, lo que supone una diferencia de **16.942,02 euros** con respecto al riego solar.

En un punto intermedio se encuentra el abastecimiento de energía eléctrica a través de la **red** de distribución, que requiere una inversión inicial de **11.238 euros**.

No obstante, a pesar de que optar por una instalación de riego solar sea más caro en cuanto a inversión inicial, con el paso de los años redonda en importantes ventajas en materia económica con respecto a las otras alternativas.

Esto es así porque, tal y como puede observarse en la gráfica, al cabo de los 25 años establecidos como horizonte temporal, el coste acumulado es muy inferior al del uso del grupo electrógeno diésel, e inferior al del uso de la red eléctrica.

Si bien es cierto que en el escenario planteado en que el precio de la energía eléctrica se mantenga constante en el tiempo la instalación de riego solar no resulta más rentable que el abastecimiento a través de la red eléctrica, este es un caso hipotético que muy difícilmente tendría cabida en la situación de mercado real.

El ahorro en caso de darse las subidas estimadas de precio de electricidad y combustible propuestas es:

- En el caso de usar riego solar frente a grupo electrógeno diésel, el **ahorro** al cabo de 25 años es de **28.979,76 euros**.
- En el caso de usar riego solar frente a abastecerse de energía eléctrica de la red, el **ahorro** al cabo de 25 años es de **8.321,09 euros**.

En ambos casos, resulta patente que resulta económicamente más rentable el autoabastecerse de energía mediante una instalación de riego solar.

Finalmente, es importante destacar que además del ahorro esperado que supone el instalar y aprovechar una instalación fotovoltaica de riego solar, es de especial importancia el hecho de que el coste de realizar dicha instalación es **fijo** y conocido a priori. El coste del proyecto viene dado únicamente por el coste de los materiales y por el coste de instalación y mantenimiento.

Esto es relevante si contraponemos este hecho a la **gran variabilidad e incertidumbre** que afecta a los precios de la energía. Tanto si hablamos de energía eléctrica como combustibles fósiles, existe una gran diversidad de factores que

pueden afectar al precio de la energía final consumida, y que pueden incrementar los costes de operación del sistema de riego de manera impredecible.

Si se opta por una instalación de autoconsumo como la planteada, se puede tener la certeza de que una vez realizado el desembolso inicial, el precio de la energía que se consume no va a experimentar fuertes e imprevisibles variaciones, lo que puede resultar de especial relevancia en el medio y largo plazo.

6. BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

- [1] Instituto Geográfico Nacional, «Precipitación media anual,» [En línea]. Available: https://www.ign.es/espmmap/mapas_clima_bach/Mapa_clima_05.htm. [Último acceso: 16/ 01/ 2022].
- [2] WWF, «España es el país con mayor sobreexplotación de agua de Europa,» 22/ 03/ 2019. [En línea].
- [3] INE, «Encuesta sobre el uso del agua en el sector agrario,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.ine.es>. [Último acceso: 20/ 01/ 2022].
- [4] OMIE, «Precio del mercado mayorista,» 2022. [En línea]. Available: www.omie.es.
- [5] Interempresas, «El consumo de energía primaria se desplomó en España en 2020,» 13/ 07/ 2021. [En línea]. Available: www.interempresas.net.
- [6] MITERD, «Estructura del sector de Energía Eléctrica,» Gobierno de España, [En línea]. Available: <https://energia.gob.es/electricidad>.
- [7] D. Gearino, «Inside Climate News,» 21/ 06/ 2021. [En línea]. Available: <https://insideclimatenews.org>.
- [8] DeMaquinasYHerramientas, «Bombas de agua. Una introducción para conocer sus tipos y funciones,» 12/ 07/ 2016. [En línea]. Available: <https://www.demaquinasyherramientas.com/herramientas-electricas-y-accesorios>.
- [9] P. S. Mínguez, *Impacto de las tecnologías de Energías Renovables en la UVa para la descarbonización ambiental (TFG)*, Universidad de Valladolid, 2020.
- [10] J. A. P. Estapé, «La célula solar más eficiente del mundo,» 18/ 04/ 2020. [En línea]. Available: <https://computerhoy.com/noticias/>.
- [11] AutoSolar, «La curva intensidad-voltaje y la de potencia-voltaje de un panel solar,» 09/ 08/ 2018. [En línea]. Available: <https://autosolar.es/blog/>.
- [12] Energías-Renovables, «Baterías renovables a tiempo completo,» 23/ 02/ 2021. [En línea]. Available: <https://www.energias-renovables.com/almacenamiento/>.
- [13] A. C. Agut, *Instalación de riego con bombeo solar fotovoltaico en Benlloch (TFG)*, Universitat Jaume I, 2017.
- [14] Weatherspark, «El clima y el tiempo promedio en todo el año en Palencia,» [En línea]. Available: <https://es.weatherspark.com/>.
- [15] Bombas Ideal, *catálogo serie RNI-GNI*, Bombas Ideal.
- [16] rebacas, «Estructura regulable panel solar,» [En línea]. Available: <https://www.rebacas.com/estructuras-paneles-solares/>.
- [17] Suministros del sol, «Canadian solar HiKu 450w mono,» [En línea]. Available: <https://suministrodelsol.com/es/paneles-solares>.

- [18] helioesfera, «Inversor solar renovable Grundfos RSI 5,5kW,» [En línea]. Available: https://www.helioesfera.com/shop/bombeo_solar/inversor-solar-renovable-grundfos-rsi-55-kw-75-c-v/.
- [19] conectrónica, «Armarios para instalaciones solares,» [En línea]. Available: <https://www.conectronica.com/envolventes/rack-armario-fibra-optica/>.
- [20] Technosun, «Caja combinadora BENY con protecciones 4 strings,» [En línea]. Available: <https://b2b.technosun.com/>.
- [21] Adajusa, «Diferencial 4 polos 25A Schneider Electric,» [En línea]. Available: <https://adajusa.es/>.
- [22] materialesdefabrica, «Generador Diésel 6000V Silent Pro Hyundai,» [En línea]. Available: <https://materialesdefabrica.com/generadores-electricos/>.
- [23] Diesel o gasolina, «Precio del gasóleo B o agrícola en España,» [En línea]. Available: <https://www.dieselogasolina.com/>.
- [24] INE, «Índice de Precios de Consumo (IPC) Base 2021,» 15/ 02/ 2022. [En línea]. Available: <https://www.ine.es/daco/daco42/daco421/ipc0122.pdf>.
- [25] Tarifas gas luz, «Consulta del precio de la luz: tarifas y comparativa,» [En línea]. Available: <https://tarifasgasluz.com/comparador/precio-kwh>. [Último acceso: 15/ 03/ 2022].
- [26] EPdata, «Precio de la factura de la luz, datos y estadísticas,» [En línea]. Available: <https://www.epdata.es/datos/precio-factura-luz-datos-estadisticas/594>. [Último acceso: 15/ 03/ 2022].
- [27] R. A. López, *Análisis de los períodos de sequías en las llanuras de Castilla y León de 1988 a 2015 (TFG)*, Universidad de Valladolid.
- [28] AEMET, «Valores climatológicos normales. Valladolid Aeropuerto,» [En línea]. Available: <https://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/>.
- [29] Ministerio de Ciencia y Tecnología, «ITC-BT-18: Instalaciones de puesta a tierra».
- [30] Ministerio de Ciencia y Tecnología, «ITC-BT-07: Redes subterráneas para distribución en baja tensión».
- [31] Ministerio de Ciencia y Tecnología, «ITC-BT-40: Instalaciones generadoras de baja tensión».
- [32] AENOR, «UNE-HD 60364-5-52:2014,» 2014.

ANEXO I: PLANOS



GOBIERNO DE ESPAÑA

MINISTERIO DE HACIENDA Y FUNCIÓN PÚBLICA

SECRETARÍA DE ESTADO DE HACIENDA



DIRECCIÓN GENERAL DEL CATASTRO

Sede Electrónica del Catastro

Provincia de PALENCIA

Municipio de DUEÑAS

Coordenadas U.T.M. Huso: 30 ETRS89

ESCALA 1:25,000

500m 0 500 1000m

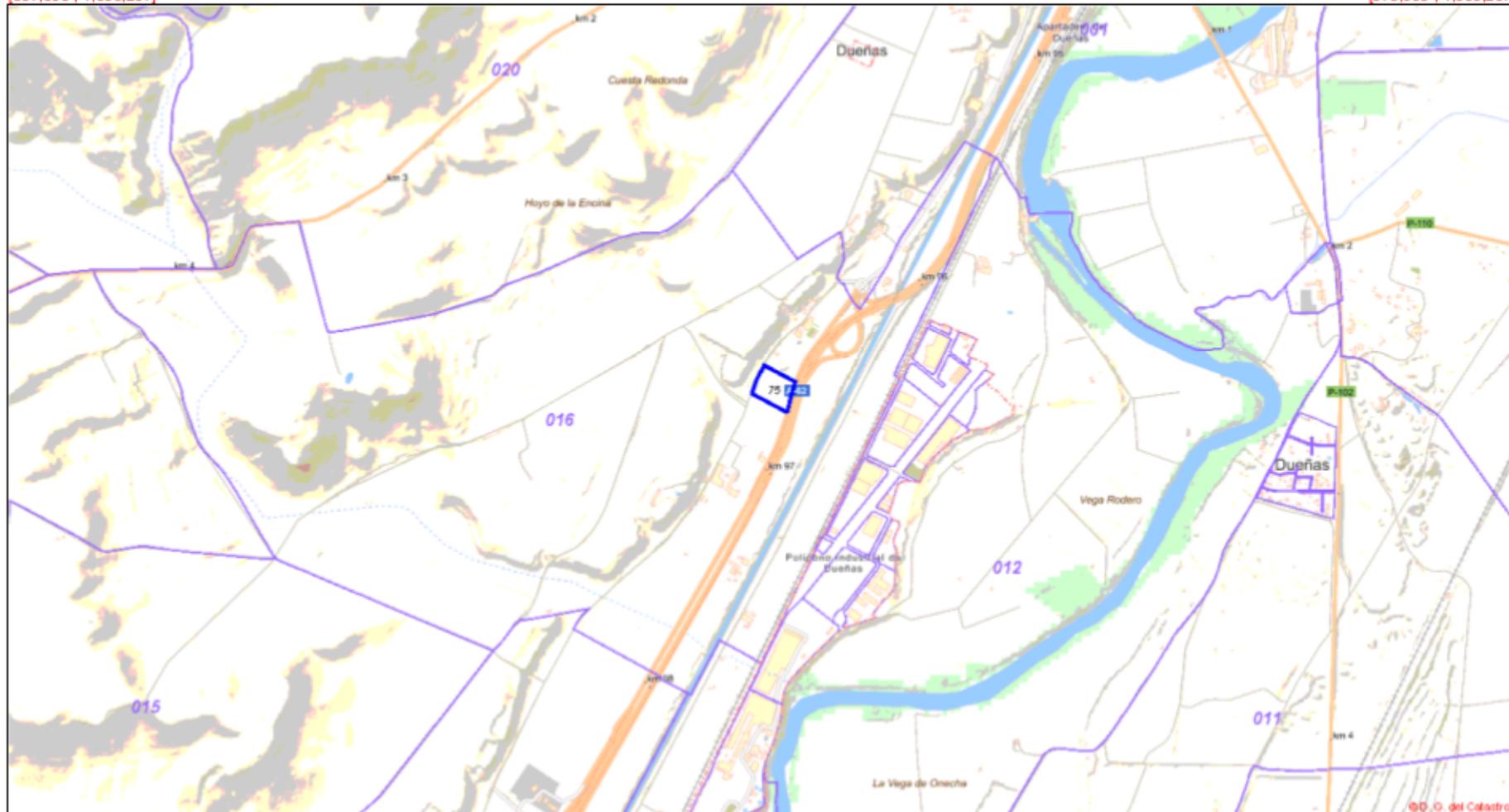


CARTOGRAFÍA CATASTRAL

Parcela Catastral: 34069A01600075

[367,695 ; 4,636,267]

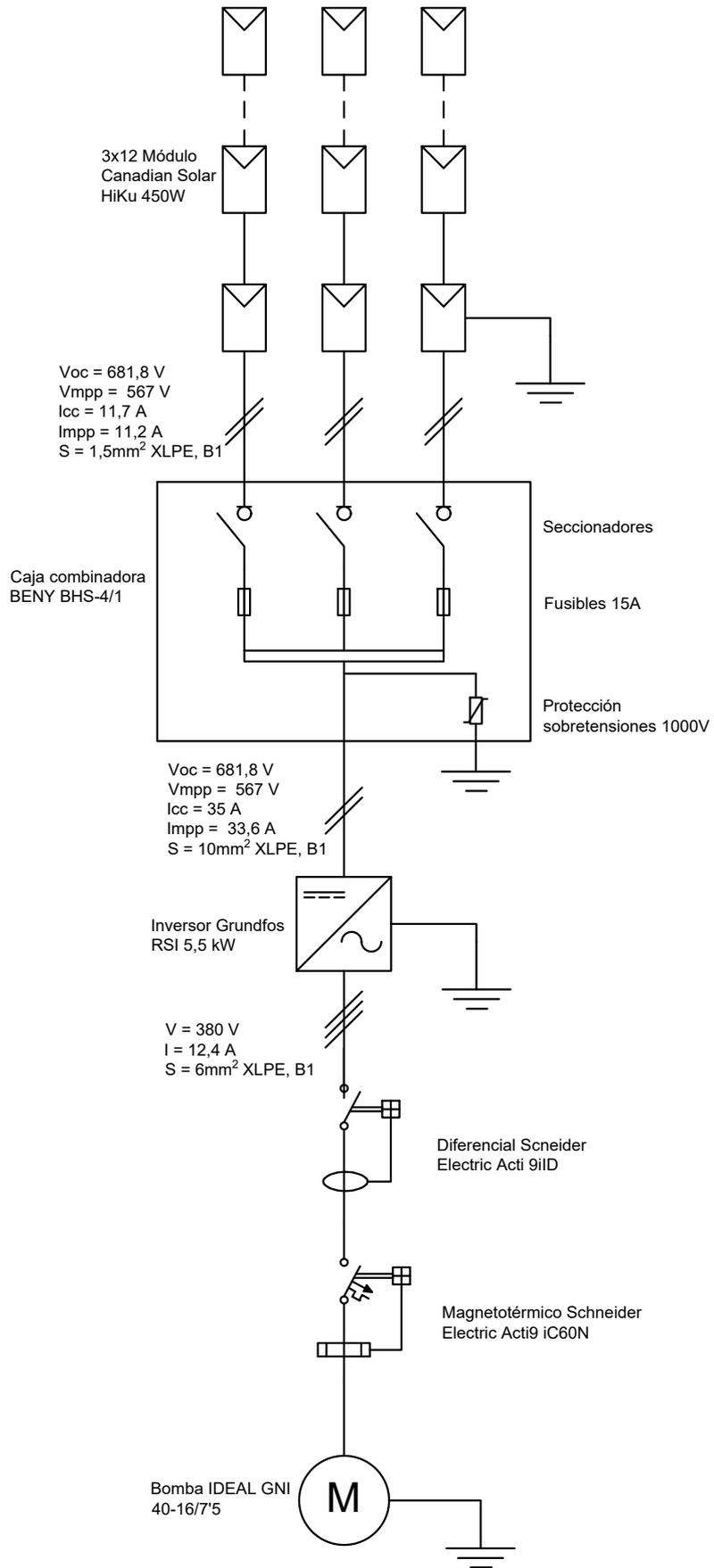
[373,695 ; 4,636,267]



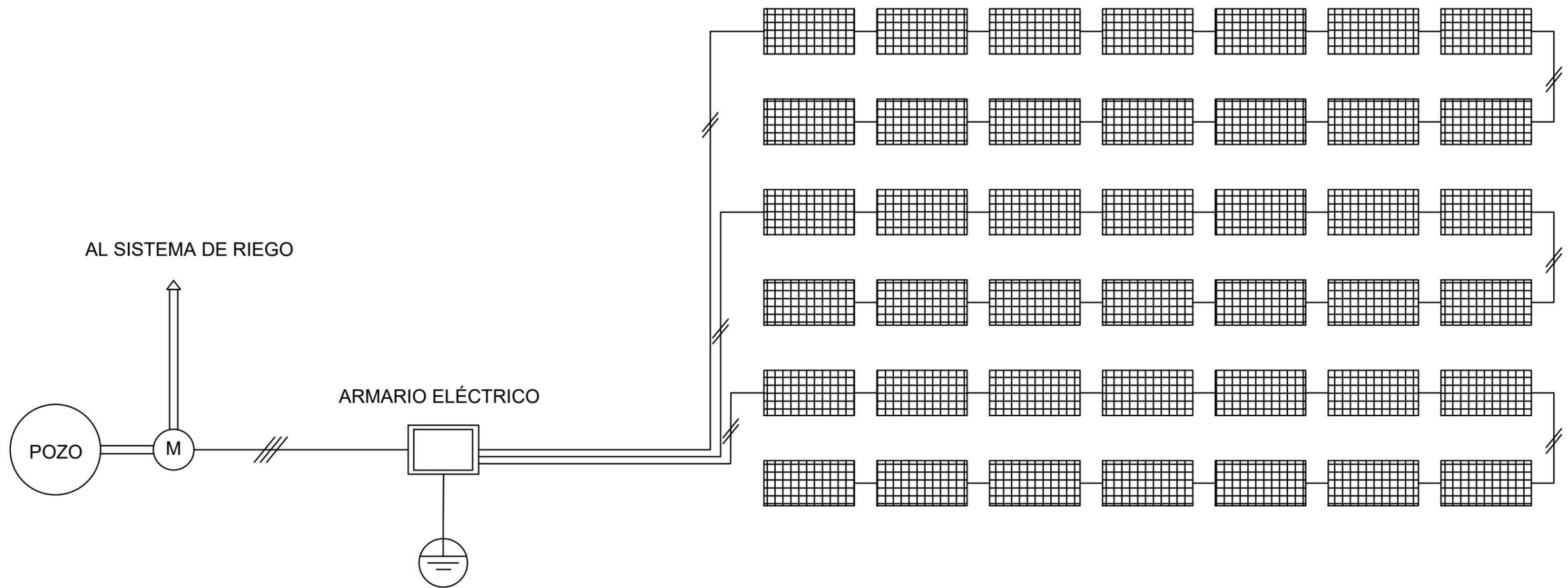
[367,695 ; 4,633,017]

Coordenadas del centro: X = 370,695 Y = 4,634,642

TÍTULO: EMPLAZAMIENTO		FECHA: 22/03/2022	FIRMA:
ESCALA: 1:25000	AUTOR: PABLO SALDAÑA MINGUEZ		Nº DE PLANO 1



TÍTULO: ESQUEMA UNIFILAR		FECHA: 22/03/2022	FIRMA:
ESCALA: S/E	AUTOR: PABLO SALDAÑA MÍNGUEZ		Nº DE PLANO 2



TÍTULO:	ESQUEMA PLANTA	FECHA:	22/03/2022	FIRMA:
ESCALA:	1:100	AUTOR:	PABLO SALDAÑA MÍNGUEZ	Nº DE PLANO
				3

ANEXO II: HOJAS DE ESPECIFICACIONES



bombas
IDEAL

SERIE **RNI - GNI**



50Hz

60Hz

UNE 166.002

BUREAU VERITAS
Certification



ISO 9001

BUREAU VERITAS
Certification



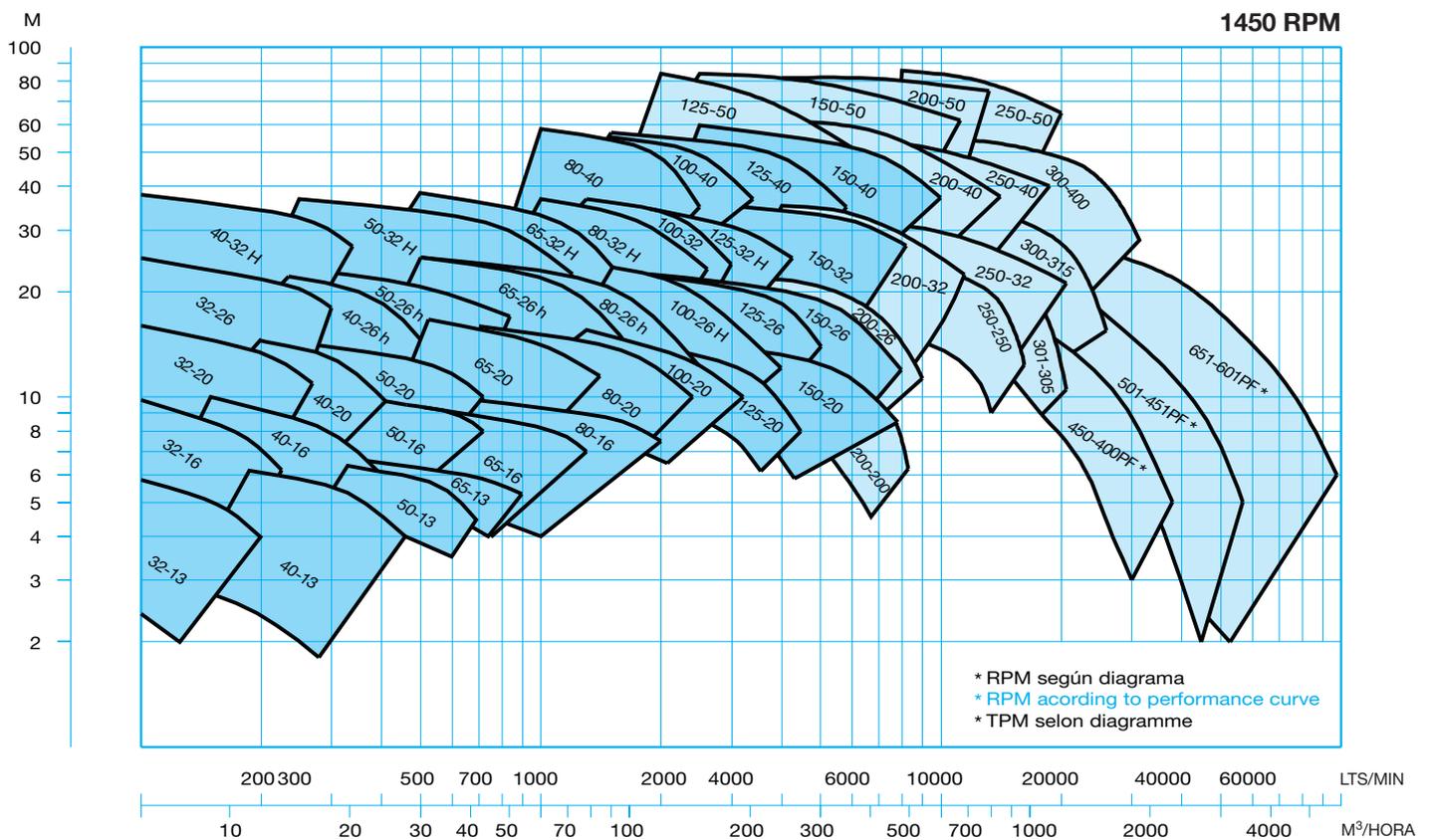
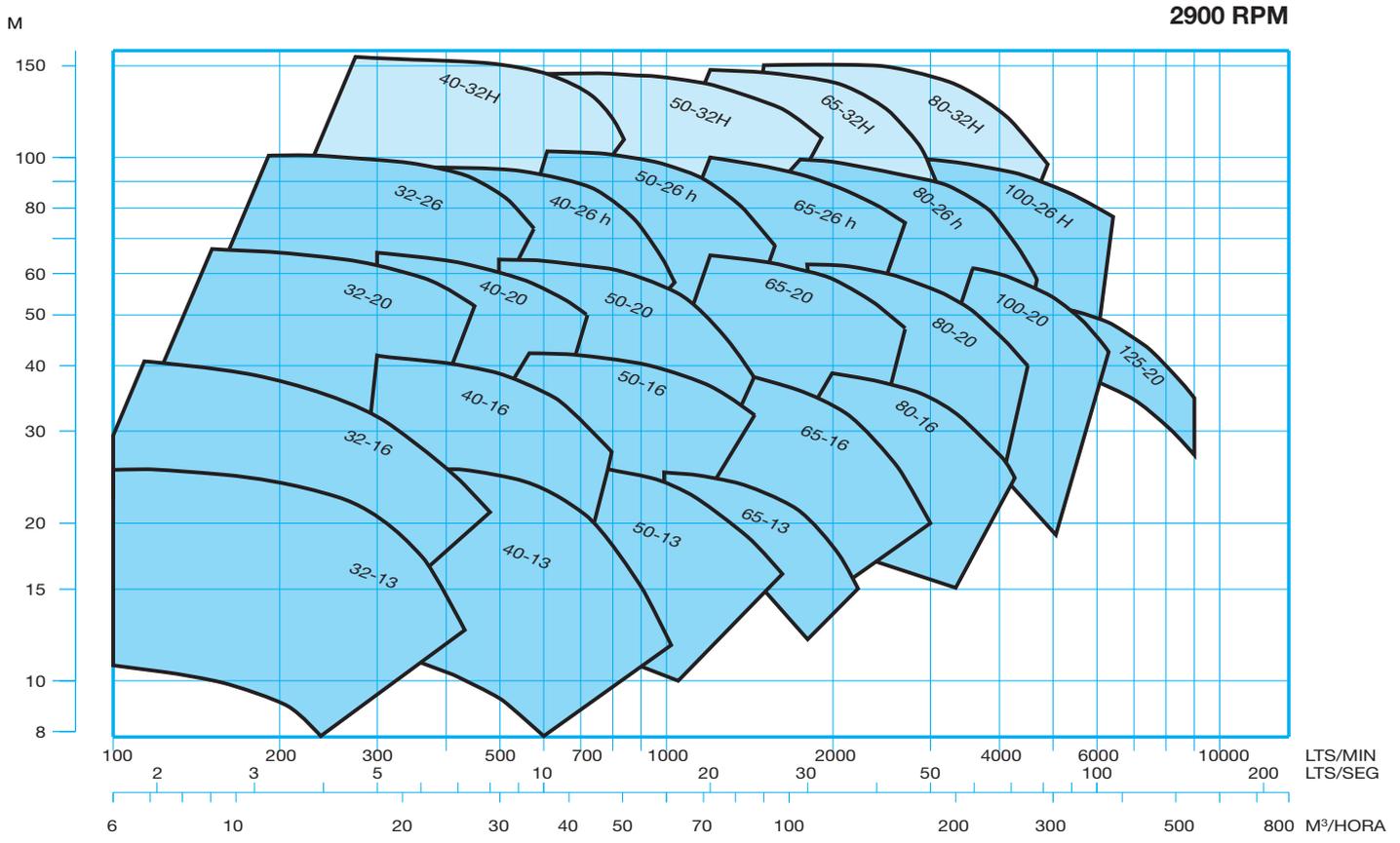
ISO 14001

BUREAU VERITAS
Certification



RNI-GNI 1056

CAMPOS DE TRABAJO / PERFORMANCE CHARTS / CHAMPS DE TRAVAIL





TIPO TYPE	KW	CV	m3/h l/min	0	6	9	12	15	18	21	24	27	30	36	42	48	54	60	72
				0	100	150	200	250	300	350	400	450	500	600	700	800	900	1000	1200
GNI 32-13	1450	0,55	0,75	6,4	5,8	5,2	4												
GNI 32-16	1450	0,55	0,75	10,2	9,8	9,2	7,2												
GNI 32-20	1450	0,55	0,75	10	9,2	8,2	6												
GNI 32-20	1450	0,75	1	13,8	13,1	12,2	10,6												
GNI 32-20	1450	1,1	1,5	16,8	16,2	15,4	13,8	11,9											
GNI 32-26	1450	1,5	2	17,5	17,4	16,7	15,4	13											
GNI 32-26	1450	2,2	3	25,5	25	24,5	23	21,5	17,5										
GNI 40-13	1450	0,55	0,75	6,6	6,6	6,5	6,5	6,3	5,9	5,5	4,9	4,4							
GNI 40-16	1450	0,55	0,75	8	7,8	7,5	7	6,4	5,5	4,5									
GNI 40-16	1450	0,75	1	9,3	9,1	8,8	8,4	7,8	7	6	4,5								
GNI 40-16	1450	1,1	1,5	10,8	10,6	10,4	10,1	9,5	8,8	7,8	6,6								
GNI 40-20	1450	1,1	1,5	13,6	13,4	13	12,5	11,7	10,8	9,4									
GNI 40-20	1450	1,5	2	16,6	16,5	16,3	16	15,1	14	12,3	10,8								
GNI 40-26	1450	1,5	2	14,8	14,5	14,2	13,8	13,2	12,5	11	9,2								
GNI 40-26	1450	2,2	3	19	19	18,8	18,5	18	17,5	16	14,5	12,8							
GNI 40-26	1450	3	4	25	24,7	24,5	24,2	23,8	23	22	20,6	19	16,5						
GNI 40-32	1450	2,2	3	22,5	21,5	20,8	18												
GNI 40-32	1450	3	4	28,5	28	27,5	25,7	22,5											
GNI 40-32	1450	4	5,5	35,5	35,2	34	32,7	30,2	26										
GNI 40-32	1450	5,5	7,5	38,5	38,2	37,8	36,5	34,5	31										
GNI 50-13	1450	0,55	0,75	5,5	5,5	5,4	5,4	5,3	5,2	5,1	5	4,7	4						
GNI 50-13	1450	0,75	1	6,8	6,8	6,7	6,7	6,7	6,6	6,5	6,4	6,4	6,3	5,7	4,1				
GNI 50-16	1450	1,1	1,5	9,7	9,6	9,5	9,4	9,3	9,2	9,1	9	8,8	8,6	8					
GNI 50-16	1450	1,5	2	10,8	10,6	10,5	10,4	10,3	10,2	10,1	10	9,9	9,8	9,6	8,8				
GNI 50-20	1450	1,1	1,5	10,8	10,7	10,7	10,5	10,4	10,2	9,6	9,5	8,4	7,6						
GNI 50-20	1450	1,5	2	13,2	13,2	13	12,9	12,8	12,6	12,4	12	11,8	10,7	8,8					
GNI 50-20	1450	2,2	3	16,2	16,2	16	15,9	15,8	15,6	15,3	14,8	14,3	13,7	12,2	10,2				
GNI 50-26	1450	3	4	20,2	20	19,8	19,7	19,5	19,3	19	18,5	18	17	15	11,7				
GNI 50-26	1450	4	5,5	26	25,8	25,6	25,5	25,3	25,2	25	24,7	24,2	23,5	23	21	18,5			
GNI 50-32	1450	5,5	7,5	26,9	26,9	26,9	26,8	26,7	26,6	26,4	26,4	26,3	26	25,3	24,4	22,5	20,6		
GNI 50-32	1450	7,5	10	33,6	33,6	33,6	33,5	33,5	33,4	33,4	33,3	33,3	32,8	32,5	31,4	29,4	27,6	25	
GNI 50-32	1450	11	15	37,5	37,5	37,5	37,5	37,4	37,4	37,3	37,3	37,1	36,9	36,2	35,7	34,2	32,5	30,6	23

TIPO TYPE	KW	CV	m3/h l/min	0	9	15	24	27	30	36	42	48	54	72	84	96	108	132	144
				0	150	250	400	450	500	600	700	800	900	1200	1400	1600	1800	2200	2400
GNI 65-13	1450	0,75	1	5,5	5,5	5,4	5,3	5,2	5,1	4,7	4,6								
GNI 65-13	1450	1,1	1,5	6,8	6,8	6,8	6,7	6,65	6,6	6,4	6,2	5,7	5,4						
GNI 65-16	1450	1,1	1,5	7,4	7,2	7	6,7	6,6	6,5	6,3	6,1	5,6	5,3						
GNI 65-16	1450	1,5	2	9	8,8	8,6	8,5	8,4	8,3	8	7,8	7,5	7,2						
GNI 65-16	1450	2,2	3	10,5	10,3	10,3	10,2	10,1	10	9,8	9,6	9,4	9,2	7,6					
GNI 65-20	1450	2,2	3	12,7				12,2	12	11,8	11,5	11,2	10,7	8,7					
GNI 65-20	1450	3	4	14,6				14,2	14	13,8	13,6	13,4	13	11					
GNI 65-20	1450	4	5,5	16,8				16,4	16,3	16,2	16	15,6	15,2	13,2	11,7				
GNI 65-26	1450	5,5	7,5	20				19,6	19,5	19	18,9	18,8	16	12,5	10				
GNI 65-26	1450	7,5	10	25,5				25	25	24	23,8	23,5	21,5	19	17	12,5			
GNI 65-32	1450	5,5	7,5	22,8				22,2	22	21,5	20	19,2	13,5						
GNI 65-32	1450	7,5	10	30				29,5	29,4	29,2	28,5	28	22,5	17					
GNI 65-32	1450	11	15	36				35,4	35,3	35,2	34,9	34,5	31	26	21,5				
GNI 65-32	1450	15	20	38				37,6	37,5	37,3	37,1	37	33,5	28,5	23				
GNI 80-16	1450	2,2	3	9,2					8,8	8,7	8,7	8,6	8,2	8	7,4	7			
GNI 80-16	1450	3	4	10,3					10,2	10,1	10	9,9	9,6	9,2	8,8	8,2			
GNI 80-20	1450	3	4	11,4					11,2	11	10,9	10,8	10,2	9,4	8,5	7,3			
GNI 80-20	1450	4	5,5	14,4					14,3	14,2	14,1	14	11,4	12,7	12	11	8,8		
GNI 80-20	1450	5,5	7,5	16,3					16,1	16	15,9	15,8	15,5	15	14,1	13,4	11,2	9,8	
GNI 80-26	1450	5,5	7,5	19,5								19,1	18	16,7	15	13,2			
GNI 80-26	1450	7,5	10	21,3								20,8	19,6	18,6	17,5	16	12		
GNI 80-26	1450	11	15	25,2								24,7	24	23	22	21	17,2	14	
GNI 80-32	1450	7,5	10	22								21,5	20	19	17,5	15			
GNI 80-32	1450	11	15	32								31,5	31	30,2	29	27	22,5		
GNI 80-32	1450	15	20	36								35	34	33	32,5	31	27	23,5	
GNI 80-32	1450	18,5	25	38								37	36,5	36	35	33	30	26,5	
GNI 80-40	1450	11	15	34,5									32,5	30	27,5	22			
GNI 80-40	1450	15	20	37,5									36	34	31,8	26			
GNI 80-40	1450	18,5	25	45									44,5	43	41,5	37			
GNI 80-40	1450	22	30	53									53	52	51	48	42	33	
GNI 80-40	1450	30	40	59									58,6	58	57	55	50	43	

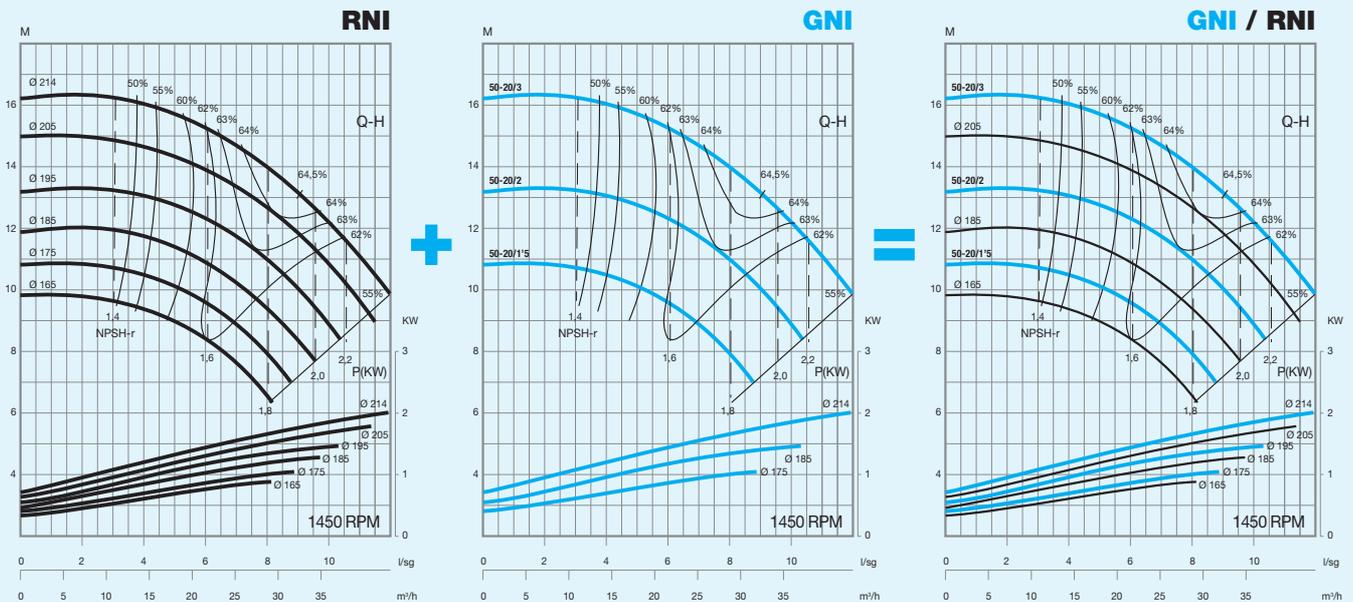


Diagrama RNI

Se puede seleccionar un punto de trabajo entre el diámetro máximo y mínimo de la curva. La potencia del motor será según la potencia consumida en ese punto.

Performance curve RNI

The impeller can be trimmed to any diameter between max and min to optimise performance at the duty point. The most suitable motor size will then be chosen.

Diagramme RNI

Rognage de la roue entre le diam maximum et minimum pour le point de travail souhaité. Sélection du moteur suivant la puissance absorbée.

Diagrama GNI

Lo diámetros de impulsor predefinidos para dar los máximos datos hidráulicos para la potencia del motor preseleccionado. La potencia del motor cubre toda la curva. No pudiendo ser seleccionados otros retornados.

Performance curve GNI

Impellers can not be trimmed and are available only in the diameters shown on the curve. Motor sizes are pre-selected to offer best performance for impeller size.

Diagramme GNI

Les roues ne peuvent pas être rognées. Les diamètres des roues sont standards suivant courbe. Les moteurs définis couvrent toute la courbe.

Curva combinada

Posibilidad de selección a medida para RNI o como GNI con potencias preestablecida, curva en azul.

Combine performance curve

RNI is available with any impeller diameter between max and min. GNI is only available with pre-selected impeller diameters as highlighted in blue.

Courbe combinée

Pompes RNI avec roues diamètres entre max et min. GNI seulement disponibles avec les diamètres de roues prédéterminés en bleu.



HiKu

SUPER HIGH POWER MONO PERC MODULE

425 W ~ 450 W

CS3W-425 | 430 | 435 | 440 | 445 | 450MS

MORE POWER



26 % more power than conventional modules



Up to 4.5 % lower LCOE
Up to 2.7 % lower system cost



Low NMOT: 42 ± 3 °C
Low temperature coefficient (Pmax):
 -0.36 % / °C



Better shading tolerance

MORE RELIABLE



Lower internal current,
lower hot spot temperature



Cell crack risk limited in small region,
enhance the module reliability



Heavy snow load up to 5400 Pa,
wind load up to 3600 Pa*



linear power output warranty*



enhanced product warranty on materials and workmanship*

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE (Expected in December, 2019)

* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 36 GW deployed around the world since 2001.

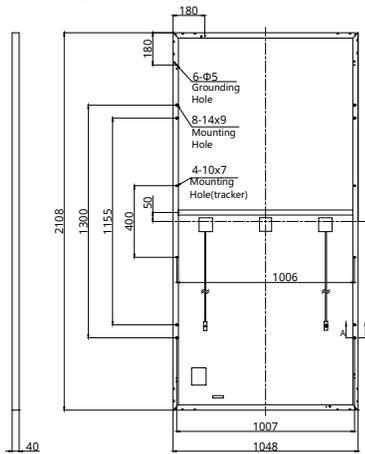
* For detail information, please refer to Installation Manual.

CANADIAN SOLAR INC.

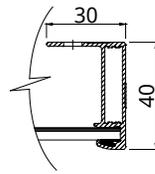
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)

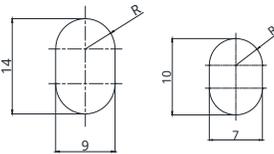
Rear View



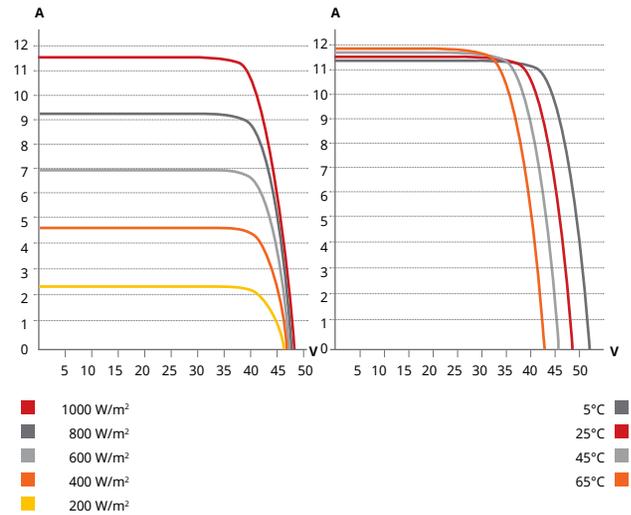
Frame Cross Section A-A



Mounting Hole



CS3W-435MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS3W	425MS	430MS	435MS	440MS	445MS	450MS
Nominal Max. Power (Pmax)	425 W	430 W	435 W	440 W	445 W	450 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	39.5 V	39.7 V	39.9 V	40.1 V	40.3 V	40.5 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.76 A	10.84 A	10.91 A	10.98 A	11.05 A	11.12 A
Open Circuit Voltage (Voc)	47.7 V	47.9 V	48.1 V	48.3 V	48.5 V	48.7 V
Short Circuit Current (Isc)	11.37 A	11.42 A	11.47 A	11.53 A	11.59 A	11.65 A
Module Efficiency	19.24%	19.46%	19.69%	19.92%	20.14%	20.37%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)					
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	20 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0 ~ + 5 W					

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS3W	425MS	430MS	435MS	440MS	445MS	450MS
Nominal Max. Power (Pmax)	316 W	320 W	324 W	328 W	331 W	335 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.8 V	36.9 V	37.1 V	37.3 V	37.5 V	37.7 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.60 A	8.67 A	8.73 A	8.79 A	8.84 A	8.89 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.7 V	44.9 V	45.1 V	45.3 V	45.5 V	45.6 V
Short Circuit Current (Isc)	9.17 A	9.21 A	9.25 A	9.30 A	9.35 A	9.40 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m²-spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2108 X 1048 X 40 mm (83.0 X 41.3 X 1.57 in)
Weight	24.9 kg (54.9 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 500 mm (19.7 in) (+) / 350 mm (13.8 in) (-); landscape: 1400 mm (55.1 in); leap-frog connection: 1670 mm (65.7 in)*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	27 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.36 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

RSI, 1.5-250 kW (2-350 hp)

Instrucciones de instalación y funcionamiento



RSI
Installation and operating instructions
(all available languages)
<http://net.grundfos.com/qr/i/98464145>



RSI, advanced
Installation and operating instructions
(all available languages)
<http://net.grundfos.com/qr/i/99116147>

3.2 Datos técnicos

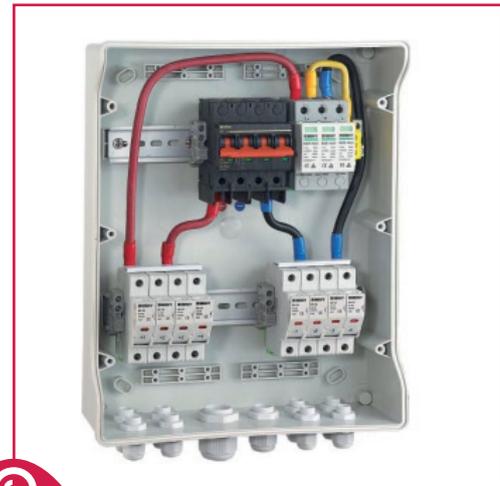
Tensión			3 × 208-240 V	3 × 380-440 V
Entorno de instalación	Temperatura ambiente mínima	[°C (°F)]	-10 (14)	-10 (14)
	Temperatura ambiente máxima	[°C (°F)]	60 (140)	60 (140)
	Humedad relativa máxima	[%]	100	100
Datos eléctricos	Tensión MPP mínima	[V CC]	230	450
	Tensión MPP recomendada	[V CC]	290-336	530-615
	Tensión máxima de entrada	[V CC]	400	800
	Tensión de entrada	[V CA]	208-240	380-480
	Tensión nominal de salida	[V CA]	208-240	380-440
	Frecuencia mínima	[Hz]	5	5
	Frecuencia máxima	[Hz]	160	160
	Fases		3	3
	Clase de protección		IP66	IP54, IP66

3.2.1 Rango de baja tensión (3 × 208-240 V)

Potencia [kW (HP)]	Referencia	Datos eléctricos		Tamaño de bastidor
		P2 máx. [kW (HP)]	Corriente nominal de salida [A]	
1.5 (2)	99090622	1.5 (2)	8	A
2.2 (3)	99090633	2.2 (3)	11	A
3.0 (4)	99090634	3.0 (4)	12,5	A
4.0 (5)	99090635	4.0 (5)	18	B
5.5 (7.5)	99090636	5.5 (7.5)	24,2	B
7.5 (10)	99090637	7.5 (10)	31	B
11 (15)	99090638	11 (15)	48	C
15 (20)	99090639	15 (20)	62	C

3.2.2 Rango de alta tensión (3 × 380-440 V)

Potencia [kW]	Referencia	Datos eléctricos		Tamaño de bastidor
		P2 máx. [kW (HP)]	Corriente nominal de salida [A]	
2.2 (3)	99044348	2.2 (3)	5.6	A
3.0 (4)	99044349	3.0 (4)	8	A
4.0 (5)	99044350	4.0 (5)	9.6	A
5.5 (7.5)	99044351	5.5 (7.5)	12	A
7.5 (10)	99044352	7.5 (10)	16	B
11 (15)	99044363	11 (15)	23	B
15 (20)	99044364	15 (20)	31	B
18.5 (25)	99044365	18.5 (25)	38	C
22 (30)	99044366	22 (30)	46	C
30 (40)	99044367	30 (40)	61	C
37 (50)	99044368	37 (50)	72	C
45 (60)	99648886	45 (60)	87	MR7
55 (74)	99648887	55 (74)	105	MR7
110 (148)	99648888	110 (148)	205	MR8
132 (177)	99648889	132 (177)	261	MR9
160 (215)	99648890	160 (215)	310	MR9
200 (268)	99648891	200 (268)	385	ED
250 (335)	99648892	250 (335)	460	ED



CAJA COMBINADORA CON PROTECCIONES 4 STRINGS

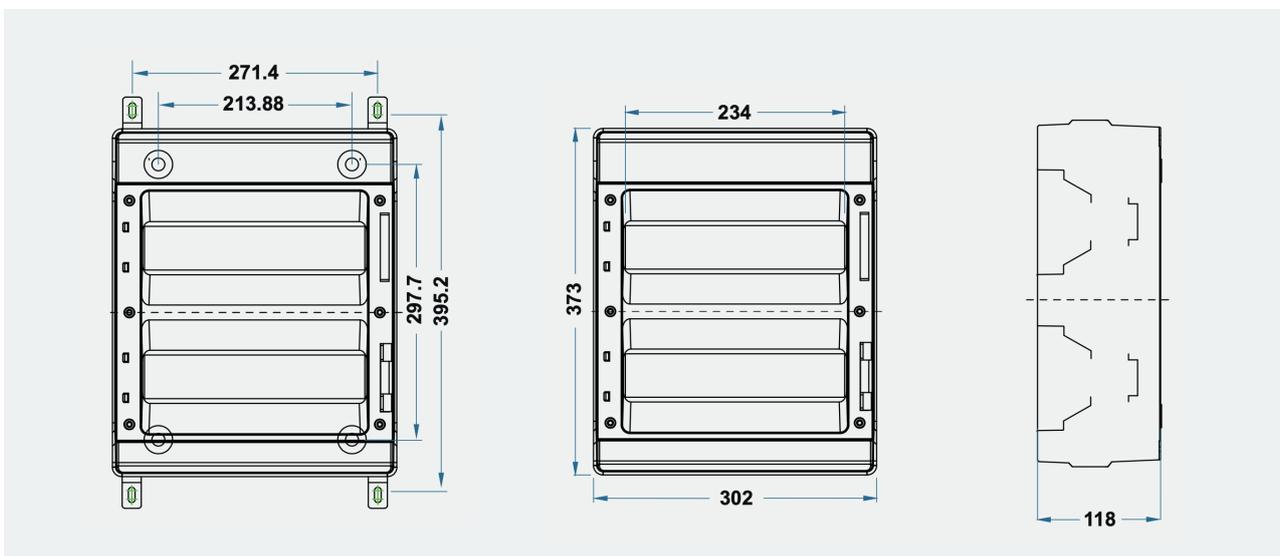
ELE264 | **253,00€**

La caja de strings BHS 4/1, es para la protección de 4 strings. Con 4 entradas de paneles 4 cadenas de salida al inversor. Portafusibles táctil de 63A para positivo y negativo. Con protección de sobretensión tipo 2 SPD. Interruptor seccionador de 1000V 63A DC a la salida de 2 inversores MPPT.

Este modelo es uno de los más utilizados en muchos sistemas solares comerciales.

ZBENY ha desarrollado una gama completa de cajas de cadenas solares para todos los tamaños de proyectos de energía solar fotovoltaica.

Con 5 años de garantía y el mejor servicio post-venta, el EPC solar y los distribuidores no tienen que preocuparse por la calidad y los problemas de las instalaciones.



Información Techno Sun

Producto	Caja combinadora con protecciones 4 strings
Referencia	ELE264
PVP	253,00€ *
Marca	ZJBENY

*Consultar presupuestos con nuestros comerciales.

Datos técnicos

Número de modelo	BHS-4/1
Entrada	4
Salida	1
Tensión máxima	1000 V
Corriente de cortocircuito de CC máxima por entrada (ISC)	15A (editable)
Corriente de salida máxima	63 A
Vivienda	BX-26
Tipo de material	Polycarbonato/ABS
Grado de protección	IP65
Grado de resistencia al impacto	IK10
Dimensiones	292x370x132mm
Entrada de cable	PG09 Cable Gland, 2.5-16mm ²
Racor de cable de salida	PG21 2.5-16mm ²
Interruptor/Desconectador de CC	BB1H-63
Tensión de aislamiento nominal	1000V
Corriente nominal	63A
Categoría	DC21B
Cumplimiento de la norma	IEC 60947-3
Certificado	CB, CE
Limitador de sobretensiones de CC	BUD-40/3
Tensión máxima de funcionamiento	1000V
Cumplimiento de la norma	EN 50539 tipo 2
Corriente de descarga máxima	40KA
Certificado	TUV CE
Portafusibles de CC	BR-30
LED	Sí
Tensión nominal de funcionamiento	1000V
Enlace de fusible	10x38mm LITTEL 15A
Certificado	UL,CB,CE
Ambiente	
Temperatura de funcionamiento	-20°C + 60°C
Humedad	99,00%
Altitud	2000M
Configuración	Montaje en pared

Hoja de características del producto

A9R61425

iID 4P 25A 30mA A-SI

Características



Principal

Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 iID
Tipo de producto o componente	Interruptor diferencial (RCCB)
Nombre corto del dispositivo	iID
Número de polos	4P
Posición de neutro	Izquierda
[In] Corriente nominal	25 A
Tipo de red	CA
Sensibilidad de fuga a tierra	30 mA
Retardo de la protección contra fugas a tierra	Instantáneo
Clase de protección contra fugas a tierra	Tipo A-SI

Complementario

Ubicación del dispositivo en el sistema	Salida
Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ue] Tensión nominal de empleo	380...415 V AC 50/60 Hz
Tecnología de disparo corriente residual	Independiente de la tensión
Poder de conexión y de corte	Idm 1500 A Im 1500 A
Corriente condicional de cortocircuito	10 kA
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	500 V AC 50/60 Hz
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	6 kV
Corriente de sobretensión	3000 A
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Maneta
Tipo de montaje	Ajustable en clip

Soporte de montaje	Carril DIN
Pasos de 9 mm	8
Altura	91 mm
Anchura	72 mm
Profundidad	73,5 mm
Peso del producto	0,37 kg
Color	Blanco
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	AC-1, estado 1 15000 ciclos
Descripción de las opciones de bloqueo	Dispositivo de cierre con candado
Conexiones - terminales	Single terminal top or bottom 1...35 mm ² rigid Single terminal top or bottom 1...25 mm ² flexible Single terminal top or bottom 1...25 mm ² flexible with ferrule
Longitud de cable pelado para conectar bornas	14 mm para arriba o abajo conexión
Par de apriete	3,5 N.m arriba o abajo

Entorno

Normas	EN/IEC 61008-1
Grado de protección IP	IP20 conforming to IEC 60529 IP40 (modular enclosure) conforming to IEC 60529
Grado de contaminación	3
Compatibilidad electromagnética	8/20 µs impulse withstand, 3000 A conforming to EN/IEC 61008-1
Temperatura ambiente de funcionamiento	-25...60 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

Unidades de embalaje

Tipo de unidad del paquete 1	PCE
Número de unidades en empaque	1
Peso del empaque (Lbs)	0,399 kg
Paquete 1 Altura	0,820 dm
Paquete 1 ancho	0,760 dm
Paquete 1 Longitud	1,000 dm
Tipo de unidad del paquete 2	S03
Número de unidades en el paquete 2	27
Peso del paquete 2	11,26 kg
Paquete 2 Altura	30 cm
Ancho del paquete 2	30 cm
Longitud del paquete 2	40 cm

Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACH	Declaración de REACH
Directiva RoHS UE	Conforme Declaración RoHS UE
Sin mercurio	Sí
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Normativa de RoHS China	Declaración RoHS China Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias
Comunicación ambiental	Perfil ambiental del producto

RAEE	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.
Presencia de halógenos	Producto con contenido plástico sin halógenos

Información Logística

País de Origen	ES
----------------	----

Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months
---------------------	-----------

Hoja de características del producto

Características

A9F79416

Magnetotérmico, Acti9 iC60N, 4P, 16 A, C curva, 6000 A (IEC 60898-1), 10 kA (IEC 60947-2)



Principal

Aplicación del dispositivo	Distribución
Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 iC60
Tipo de producto o componente	Interruptor automático en miniatura
Nombre corto del dispositivo	IC60N
Número de polos	4P
Número de polos protegidos	4
[In] Corriente nominal	16 A
Tipo de red	CC CA
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Código de curva	C
Capacidad de corte	6000 A Icn en 400 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60898-1 36 kA Icu en 12...60 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2 10 kA Icu en 380...415 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2 20 kA Icu en 220...240 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2 6 kA Icu en 440 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2 36 kA Icu en 100...133 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2 10 kA Icu en <= 250 V CC acorde a EN/IEC 60947-2
Categoría de empleo	Categoría A acorde a EN 60947-2 Categoría A acorde a IEC 60947-2
Poder de seccionamiento	Sí acorde a EN 60898-1 Sí acorde a EN 60947-2 Sí acorde a IEC 60898-1 Sí acorde a IEC 60947-2
Normas	IEC 60947-2 EN 60898-1 EN 60947-2 IEC 60898-1

Aviso Legal: Esta documentación no pretende sustituir ni debe utilizarse para determinar la adecuación o la fiabilidad de estos productos para aplicaciones específicas de los usuarios

Complementario

Frecuencia de red	50/60 Hz
Límite de enlace magnético	8 x In +/- 20%
[Ics] poder de corte en servicio	15 kA 75 % acorde a EN 60947-2 - 220...240 V CA 50/60 Hz 7,5 kA 75 % acorde a EN 60947-2 - 380...415 V CA 50/60 Hz 4,5 kA 75 % acorde a EN 60947-2 - 440 V CA 50/60 Hz 15 kA 75 % acorde a IEC 60947-2 - 220...240 V CA 50/60 Hz 7,5 kA 75 % acorde a IEC 60947-2 - 380...415 V CA 50/60 Hz 4,5 kA 75 % acorde a IEC 60947-2 - 440 V CA 50/60 Hz 27 kA 75 % acorde a IEC 60947-2 - 12...133 V CA 50/60 Hz 27 kA 75 % acorde a EN 60947-2 - 12...133 V CA 50/60 Hz 6000 A 100 % acorde a EN 60898-1 - 400 V CA 50/60 Hz 6000 A 100 % acorde a IEC 60898-1 - 400 V CA 50/60 Hz 10 kA 100 % acorde a IEC 60947-2 - 180...250 V CC 10 kA 100 % acorde a EN 60947-2 - 180...250 V CC
Clase de limitación	3 acorde a EN 60898-1 3 acorde a IEC 60898-1
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	500 V CA 50/60 Hz acorde a EN 60947-2 500 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	6 kV acorde a EN 60947-2 6 kV acorde a IEC 60947-2
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Maneta
Señalizaciones en local	Indicador de disparo
Tipo de montaje	Fijo
Soporte de montaje	Carril DIN
Compatibilidad de bloque de distribución y embarrado tipo peine	Arriba o abajo, estado 1 Sí
Pasos de 9 mm	8
Altura	85 mm
Anchura	72 mm
Profundidad	78,5 mm
Peso del producto	0,5 kg
Color	Blanco
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	10000 cycles
Conexiones - terminales	Single terminal (top or bottom) 1...25 mm ² rigid Single terminal (top or bottom) 1...16 mm ² flexible
Longitud de cable pelado para conectar bornas	14 mm for top or bottom connection
Par de apriete	2 N.m top or bottom
Protección contra fugas a tierra	Bloque independiente

Entorno

Grado de protección IP	IP20 acorde a IEC 60529 IP20 conforming to EN 60529
Grado de contaminación	3 acorde a EN 60947-2 3 acorde a IEC 60947-2
Categoría de sobretensión	IV
Tropicalización	2 conforming to IEC 60068-1
Humedad relativa	95 % en 55 °C
Altitud máxima de funcionamiento	0...2000 m
Temperatura ambiente de funcionamiento	-35...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

Unidades de embalaje

Tipo de unidad del paquete 1	PCE
Número de unidades en empaque	1
Peso del empaque (Lbs)	0,433 kg
Paquete 1 Altura	0,750 dm
Paquete 1 ancho	0,700 dm
Paquete 1 Longitud	0,950 dm
Tipo de unidad del paquete 2	BB1
Número de unidades en el paquete 2	3
Peso del paquete 2	1,352 kg
Paquete 2 Altura	8,5 cm
Ancho del paquete 2	10 cm
Longitud del paquete 2	22 cm
Tipo de unidad del paquete 3	S03
Número de unidades en el paquete 3	33
Paquete 3 Peso	15,364 kg
Paquete 3 Altura	30 cm
Ancho del paquete 3	30 cm
Paquete 3 Longitud	40 cm

Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACH	Declaración de REACH
Directiva RoHS UE	Conforme Declaración RoHS UE
Sin mercurio	Sí
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Normativa de RoHS China	Declaración RoHS China Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias
Comunicación ambiental	Perfil ambiental del producto
RAEE	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.
Presencia de halógenos	Producto libre de halógenos

Información Logística

País de Origen	ES
----------------	----

Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months
---------------------	-----------