

Trabajo Fin de Grado
Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Instalación Fotovoltaica Sobre Balsas

Autor: José Antonio Rodríguez Vázquez

Tutor: Domingo Borrero Govantes

**Dpto. de Ingeniería de la Construcción y
Proyectos de Ingeniería
Escuela Técnica Superior de Ingeniería**

Sevilla, 2023



Trabajo Fin de Grado
Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Instalación Fotovoltaica Sobre Balsas

Autor:

José Antonio Rodríguez Vázquez

Tutor:

Domingo Borrero Govantes

Dpto. de Ingeniería de la Construcción y Proyectos de Ingeniería

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2023

Proyecto Fin de Carrera: Instalación Fotovoltaica Sobre Balsas

Autor: José Antonio Rodríguez Vázquez

Tutor: Domingo Borrero Govantes

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2023

El Secretario del Tribunal

A Noelia

A mi familia

A mis amigos

Agradecimientos

Muchas gracias a Noelia, a mi familia y a mis amigos, por vuestro apoyo a lo largo de estos años, que no han sido fáciles. Vuestro ánimo y ayuda han sido fundamentales para terminar esta etapa en mi camino vocacional.

Muchas gracias a D. Domingo Borrero, cuya disponibilidad y buen hacer como tutor han hecho posible la realización de este trabajo.

José Antonio Rodríguez Vázquez

Sevilla, 2023

Debido a la incertidumbre en el mercado energético español, cada vez es más popular la idea de que los consumidores produzcan su propia energía, lo que les permite ahorrar en la factura final y vender los excedentes a la red eléctrica. Aunque la inversión económica requerida para la instalación y el mantenimiento de las instalaciones fotovoltaicas es una desventaja, el uso de fuentes de energía renovable se ha convertido en una prioridad global para reducir la emisión de gases de efecto invernadero y mitigar el cambio climático. En este contexto, las instalaciones fotovoltaicas flotantes en balsas de riego son una alternativa innovadora para aprovechar superficies acuáticas disponibles y generar energía solar de manera eficiente y sostenible, evitando la limitación de espacio y las limitaciones de uso del suelo. La tecnología de paneles solares fotovoltaicos ha experimentado una disminución significativa en sus costos, lo que ha aumentado la competitividad de esta fuente de energía en relación con las fuentes de energía convencionales. La instalación de paneles solares en una balsa no solo aprovecha la superficie del agua, sino que también resultará beneficiosa para un mejor aprovechamiento de esta, contribuyendo a la sostenibilidad de la actividad y la reducción de la huella de carbono. Todo esto promueve la diversificación de la matriz energética y contribuye a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la mitigación del cambio climático de una manera económicamente beneficiosa para el agricultor.

El presente trabajo se divide en dos partes bien diferenciadas. Una primera parte tratará de introducir y analizar las tecnologías fotovoltaicas de producción de energía, concretamente las instalaciones fotovoltaicas flotantes. Se tratará de hacer una resumida exposición de sus bases teóricas, análisis de sus características y se expondrán ejemplos de instalaciones que se desarrollan en esta industria. En la segunda parte se realizará un proyecto de ingeniería en cual consistirá en una instalación fotovoltaica flotante para una comunidad de regantes a instalar en su balsa de riego en Trigueros, Huelva.

Due to the uncertainty in the Spanish energy market, the idea of consumers producing their own energy is becoming increasingly popular, allowing them to save on their final bill and sell any excess to the electric grid. While the economic investment required for the installation and maintenance of photovoltaic facilities is a disadvantage, the use of renewable energy sources has become a global priority for reducing greenhouse gas emissions and mitigating climate change. In this context, floating photovoltaic installations on irrigation rafts are an innovative alternative for efficiently and sustainably harnessing available water surfaces to generate solar energy, avoiding space limitations and land use restrictions. The technology of photovoltaic solar panels has experienced a significant decrease in costs, which has increased the competitiveness of this energy source in relation to conventional sources. Installing solar panels on a raft not only utilizes the water surface, but will also result in beneficial usage of it, contributing to the sustainability of the activity and reducing the carbon footprint. All of this promotes the diversification of the energy matrix and contributes to the reduction of greenhouse gas emissions and the mitigation of climate change in an economically beneficial way for farmers.

The present work is divided into two well-differentiated parts. The first part will introduce and analyze photovoltaic energy production technologies, specifically floating photovoltaic installations. A brief exposition of their theoretical foundations, analysis of their characteristics, and examples of installations developed in this industry will be presented. In the second part, an engineering project will be carried out consisting of a floating photovoltaic installation for a community of irrigators to be installed in their irrigation raft in Trigueros, Huelva.

Índice

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xiii
Índice	xiv
Índice de Tablas	xvii
Índice de Figuras	xix
Notación	xxi
1 Introducción y Objetivos	1
2 Análisis de las tecnologías fotovoltaicas flotantes	3
2.1 <i>Tecnología fotovoltaica.</i>	3
2.1.1 Generalidades	3
2.1.2 Célula fotovoltaica	3
2.1.3 Tipos de células fotovoltaicas.	4
2.2 <i>Factores de pérdidas energéticas.</i>	5
2.2.1 Pérdidas por conexionado.	5
2.2.2 Pérdidas por polvo y suciedad.	5
2.2.3 Pérdidas angulares y espectrales.	5
2.2.4 Pérdidas por cableado.	5
2.2.5 Pérdidas por temperatura.	6
2.2.6 Pérdidas por sombreado de los paneles.	6
2.2.7 Pérdidas por el inversor.	6
2.3 <i>Medidas de corrección para pérdidas de eficiencia.</i>	6
2.3.1 2.3.1. Correcciones para pérdidas por conexionado.	6
2.3.2 Correcciones para pérdidas por suciedad y polvo.	7
2.3.3 Correcciones para pérdidas angulares y espectrales.	7
2.3.4 Correcciones para pérdidas por cableado.	7
2.3.5 Correcciones para pérdidas por temperatura.	7
2.3.6 Correcciones para pérdidas por sombreado.	7
2.3.7 Correcciones para pérdidas debidas al inversor.	7
2.4 <i>Instalaciones fotovoltaicas flotantes.</i>	8
2.4.1 Ventajas	8
2.4.2 Desventajas	8
2.4.3 Tipos de instalaciones	8
2.4.4 Ejemplos de instalaciones en el mercado.	9
2.4.5 Elección para el Proyecto	16
3 Memoria descriptiva	19
3.1 <i>Introducción.</i>	19
3.1.1 Objeto	19

3.1.2	Ubicación y descripción del emplazamiento.	19
3.1.3	Alcance	21
3.2	<i>Descripción técnica de la instalación.</i>	21
3.2.1	Placas solares.	21
3.2.2	Inversores.	22
3.2.3	Cableado.	23
3.2.4	Protecciones	23
3.2.5	Plataforma flotante	24
4	Memoria de cálculo	27
2.3.	<i>Número de paneles.</i>	27
4.1.1	Demanda energética.	27
4.1.2	Cálculo de producción e irradiación solar.	27
4.1.3	Potencia instalada.	27
4.1.4	Número de paneles.	28
4.2	<i>Cálculo de inversores.</i>	28
4.2.1	Generalidades y requisitos previos.	28
4.2.2	Capacidades del inversor.	29
4.3	<i>Distribución de los paneles e inversores.</i>	29
4.3.1	Distribución de módulos FV en Strings	29
4.3.2	Distribución de Strings por inversor	30
4.3.3	Consideraciones por temperatura	31
4.4	<i>Cálculo de sección del cableado</i>	32
4.4.1	Cableado CC entre módulos e inversor	32
4.4.2	Cableado de CA entre inversores y cuadro de BT	34
4.4.3	Resumen cálculos de cableado.	37
4.5	<i>Cálculo de protecciones eléctricas.</i>	37
4.5.1	Sección CC Módulos-Inversores	38
4.5.2	Sección CA inversores-Cuadro BT	38
5	Pliego de condiciones	39
5.1	<i>Introducción</i>	39
5.1.1	Condiciones de la instalación fotovoltaica.	39
5.1.2	Alcance.	39
5.2	<i>Obligaciones y responsabilidades de partes vinculantes</i>	40
5.2.1	Obligaciones y responsabilidades de la dirección técnica.	40
5.2.2	Obligaciones y responsabilidades del contratista.	40
5.2.3	Obligaciones y responsabilidades del coordinador de seguridad y salud.	41
5.2.4	Obligaciones y responsabilidades del propietario.	41
5.3	<i>Criterios administrativos</i>	42
5.3.1	Generalidades.	42
5.3.2	5.3.2. Criterios de medición.	42
5.3.3	Criterios de valoración.	42
5.3.4	Criterios para el acopio de materiales.	43
5.4	<i>Ejecución y control de obras</i>	43
5.4.1	Obras que comprende el proyecto.	43
5.4.2	Inicio de obras.	43
5.5	<i>Componentes y materiales</i>	44
5.5.1	Generalidades.	44
5.5.2	Generadores fotovoltaicos.	44
5.5.3	Inversores.	45
5.5.4	Cableado.	45
5.5.5	Protecciones y puesta a tierra.	46
5.6	<i>Términos, Recepción y Disposiciones</i>	46
5.6.1	Generalidades.	46

6	Análisis económico	47
6.1	<i>Análisis del ahorro anual</i>	47
6.1.1	Balance energético	47
6.1.2	Balance económico	49
6.2	<i>Análisis de la inversión</i>	51
7	Mediciones y presupuestos	53
8	Estudio de seguridad y salud	57
8.1	<i>Objeto del Estudio de Seguridad y Salud</i>	57
8.2	<i>Datos Generales del Proyecto</i>	57
8.2.1	Emplazamiento	57
8.2.2	Titular	57
8.2.3	Autor del proyecto	58
8.2.4	Presupuesto de Ejecución Material	58
8.2.5	Plazo de Ejecución	58
8.3	<i>Estudio de Seguridad y Salud</i>	58
8.3.1	Introducción y objeto del presente estudio	58
8.3.2	Derechos y obligaciones	58
8.3.3	Identificación de riesgo y prevención	61
9	Planos	63
	Anexos	69
	Bibliografía	81
	Referencias	85

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Ventajas y desventajas de las instalaciones FV flotantes.	9
Tabla 2: Detalle de los componentes del sistema de Ciel y Terre	12
Tabla 3: Características del módulo UN-JD550 de 550Wp en condiciones STC	22
Tabla 4: Características técnicas del inversor MAX 125KTL3-X LV	22
Tabla 5: Principales características del inversor	30
Tabla 6: Principales características del módulo FV	30
Tabla 7: Coeficientes de temperatura del módulo FV	31
Tabla 8: Secciones de cableado de la sección de corriente continua cable PV ZZ-F	33
Tabla 9: Ilustración 30 - Intensidades admisibles para cables con conductores de cobre. Temperatura ambiente 40oC en el aire. Modificado de RD 842/2002 ITCBT19.	35
Tabla 10: Datos técnicos de conductores según secciones.	36
Tabla 11: Listado de protecciones del inversor	38
Tabla 12: Tarifas mensuales en €/KWh	47
Tabla 13: Datos de balance energético conseguido con la instalación.	48
Tabla 14: Cálculo del VAN, TIR y parámetros económicos de interés.	52
Tabla 15: Riesgos y posibles soluciones en la instalación.	62

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Esquema de funcionamiento de una placa FV	4
Figura 2: Detalle del flotador con la placa solar en inclinación de 5°	10
Figura 3: Detalle de operarios montando una instalación de Isigenere	11
Figura 4: Instalación con sistema de anclaje al fondo en Don Sai, Tailandia	13
Figura 5: Instalación con sistema de anclaje a orilla, utilizando como orilla un pantalán en Anhui, China	13
Figura 6: Instalación con sistema de anclaje a orilla, utilizando unos pilares instalados para tal fin.	14
Figura 7: Panel unido mediante eje móvil a plataforma flotante.	15
Figura 8: Instalación completa.	15
Figura 9: Detalle de los elementos de una célula de la instalación.	16
Figura 10: Mediciones tomadas mediante imagen por satélite.	20
Figura 11: Imagen 3D de la balsa por satélite.	20
Figura 12: Esquema sistema flotador de Isifloating	24
Figura 13: Sistema flotante Isiflotaing	24
Figura 14: Sistemas de amarre Isifloating	25
Figura 15: Sistema de uniones Isifloating	25
Figura 16: Sistema de fijación de paneles Isifloating.	25
Figura 17: Plataformas dde mantenimiento de Isifloating	26
Figura 18: Plataformas de acceso Isifloating	26
Figura 19: Esquema de la instalación correspondiente por cada inversor	33
Figura 20: Cableado (amarillo) CA desde inversor más lejano hasta cuadro de BT	34
Figura 21: Cableado (amarillo) CA desde inversor más lejano hasta el nuevo cuadro de BT	37
Figura 22: Balance energético mensual con la instalación	48
Figura 23: Balance energético por horas	49
Figura 24: Factura mensual de la Red electrica	50
Figura 25: Ahorro mensual en la factura de la luz	50

Notación

FER	Fuentes de energía renovables
FV	Fotovoltaica
MPP	Punto de máxima potencia
CA	Corriente alterna
CC	Corriente continua
MT	Media tensión
BT	Baja tensión

1 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

Debido a la incertidumbre en el actual mercado energético español, cada vez se ha ido haciendo más popular la idea de que sea el consumidor final el que produzca su propia energía. Esto desde el punto de vista puramente económico tiene una gran ventaja y otra desventaja. La ventaja es lógicamente el ahorro en la factura final de la luz, sumando los ahorros por consumo propio al de las pequeñas ventas a la red eléctrica que hacemos cuando producimos con excedentes. El contra es inversión económica que requiere la instalación y mantenimiento de las instalaciones fotovoltaicas.

Pero la faceta económica no es la única que tiene en cuenta la sociedad hoy en día. El uso de fuentes de energía renovable se ha convertido en una prioridad global debido a la necesidad de reducir la emisión de gases de efecto invernadero y mitigar el cambio climático. La energía solar fotovoltaica es una de las tecnologías más desarrolladas y con mayor potencial de crecimiento en el sector de las energías renovables. Sin embargo, la instalación de paneles solares en tierra firme puede ser limitada debido a la falta de espacio disponible y las limitaciones de uso del suelo.

En este contexto, las instalaciones fotovoltaicas flotantes se presentan como una alternativa innovadora para aprovechar las superficies acuáticas disponibles, como lagos, embalses, ríos, mares, y en nuestro caso balsas, para la generación de energía solar. Las instalaciones fotovoltaicas flotantes tienen la ventaja de que no requieren espacio en tierra y pueden instalarse en lugares donde la irradiación solar es alta, lo que aumenta su eficiencia.

Además, la tecnología de paneles solares fotovoltaicos ha experimentado una disminución significativa en sus costos, lo que ha aumentado la competitividad de esta fuente de energía en relación con las fuentes de energía convencionales.

En este contexto, el presente proyecto de una instalación fotovoltaica flotante en una balsa se enfoca en diseñar y desarrollar una solución innovadora para aprovechar las superficies acuáticas disponibles y generar energía solar de manera eficiente y sostenible. La instalación de paneles solares en una balsa no solo aprovecha la superficie del agua, sino que también resultará beneficiosa para un mejor aprovechamiento de esta, ya que evitaremos el exceso de evaporación y la proliferación de algas, entre otros beneficios. Todo esto contribuye a la sostenibilidad de la actividad y la reducción de la huella de carbono.

En resumen, el contexto del proyecto radica en la necesidad de desarrollar soluciones innovadoras para la generación de energía solar, aprovechando las superficies acuáticas disponibles, y en la importancia de promover la diversificación de la matriz energética para contribuir a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la mitigación del cambio climático pero de una manera que resulte económicamente beneficiosa para el agricultor.

El trabajo consta de dos partes claramente diferenciadas. En la primera parte se realizará un análisis del estado del arte de las instalaciones fotovoltaicas, concretamente las instalaciones fotovoltaicas flotantes. Se abordarán los principios teóricos de funcionamiento de este tipo de instalaciones y se analizarán las distintas características de las instalaciones disponibles en el mercado, con el fin de conocer mejor esta tecnología y las diferentes opciones que existen en cuanto a su diseño y construcción.

En la segunda parte del trabajo se llevará a cabo un proyecto de ingeniería que consistirá en la realización de una instalación fotovoltaica flotante para una comunidad de regantes situada en Trigueros, Huelva. Se trata de una alternativa innovadora para aprovechar superficies acuáticas disponibles y generar energía solar de manera eficiente y sostenible, evitando la limitación de espacio y las limitaciones de uso del suelo.

En esta parte se diseñará una instalación fotovoltaica flotante adaptada a las necesidades de la comunidad de regantes y se llevará a cabo un análisis detallado de las características y requerimientos técnicos y económicos del proyecto. El objetivo final será la construcción de una instalación fotovoltaica flotante que permita a la comunidad de regantes generar su propia energía renovable y reducir los costos de su factura eléctrica, contribuyendo a su vez a la sostenibilidad de la actividad y a la reducción de su huella de carbono.

2 ANÁLISIS DE LAS TECNOLOGÍAS FOTVOLTAICAS FLOTANTES

2.1 Tecnología fotovoltaica.

2.1.1 Generalidades

La energía fotovoltaica es aquella que produce la transformación directa de radiación solar en energía eléctrica. Esta transformación se da en unos dispositivos compuestos de células FV en las que se produce el efecto fotoeléctrico. Estas tecnologías se descubrieron en el siglo XIX, pero fue en el albor de la carrera espacial, con la instalación en los primeros satélites donde se desarrolló [1].

La fotovoltaica es una de tantas fuentes de energía renovables que podemos encontrar hoy día, pero tiene ciertas cualidades que la diferencian del resto. Entre estas destaca la modularidad que permiten sus células, que al agruparse constituyen paneles de gran capacidad y adaptabilidad.

El clima en España también es un factor externo el cual resulta muy beneficioso para el aprovechamiento de estas tecnologías. Con una media de 2500 horas de sol al año [2], es un país con altas capacidades en el sector. Esto además se ve acompañado de diversos programas gubernamentales de apoyo al autoconsumo, con lo que optar por la energía fotovoltaica es una de las vías más recomendadas hoy en día si se quiere apostar por el autoconsumo energético.

Con el avance y desarrollo de estas tecnologías y su consiguiente abaratamiento ha hecho que se convierta en una de las soluciones más buscadas entre particulares y empresas para ahorrar costes de consumo eléctrico. La fácil instalación de los dispositivos y relativamente sencillo mantenimiento también son cualidades que la diferencian de otras fuentes de energía renovables.

La finalidad de las tecnologías FV son buscar el máximo aprovechamiento de la energía de los rayos solares para obtener el mayor rendimiento energético posible. Para esto, se desarrollan sus componentes lo cual va abaratando los dispositivos y mejorando sus capacidades.

2.1.2 Célula fotovoltaica

Como bien se ha dicho antes, la energía FV es aquella que produce energía eléctrica mediante el aprovechamiento de la radiación solar gracias al efecto fotovoltaico. Fue descubierto por el físico Alexandre-Edmond Becquerel en el año 1839 [3], aunque el creador de la primera célula fotovoltaica fue Charles Fritts [4]. Lo hizo con selenio y pan de oro que, aunque daba un resultado muy poco eficiente, demostró que obtener electricidad a partir de la luz era posible.

Explicado de manera esquemática, el funcionamiento de una célula fotovoltaica consiste en la absorción del fotón por la estructura. Dentro de la estructura de la célula encontramos una unión de dos capas, la P y la N. Al ser expuesto a la radiación solar produce la circulación de electrones entre las capas y al conectarle una carga se

produce una corriente continua. Esta corriente se da porque al ser el fotón simplemente un paquete de radiación electromagnética, esta al impactar sobre las células la energía del fotón se transfiere a un electrón del material semiconductor. Esto lo hace saltar a un estado de mayor energía, la banda de conducción. Cuando se encuentran así, el electrón puede viajar libremente por el material, creando con este movimiento la corriente de la célula.

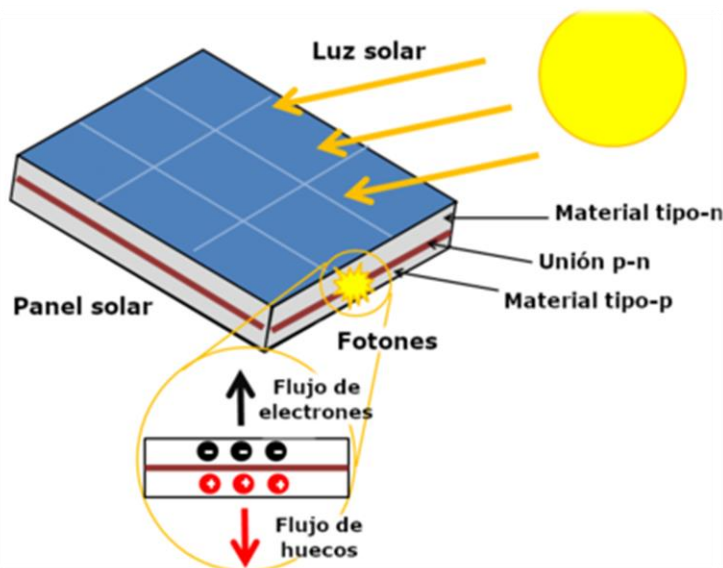


Figura 1: Esquema de funcionamiento de una placa FV. [A]

En función por tanto de la radiación el material tendrá mayor o menor cantidad de fotones que “absorber” para producir electricidad, aumentando o disminuyendo el voltaje. Estas células se agrupan en serie para alcanzar el voltaje deseado.

El material más utilizado para este tipo de células es el silicio, aunque existen más como los de telurio de cadmio, indio y galio, entre otros.

2.1.3 Tipos de células fotovoltaicas.

- **Células de silicio monocristalino.** (Rendimiento del 18-25%). Compuestas por un único cristal de silicio, con todos los átomos de silicio perfectamente alineados. Esto hace que tenga un rendimiento superior a las demás tecnologías, pero requiere unos costes de fabricación superiores. Aun así, es una tecnología que está llegando a cotas de madurez que permiten poco a poco el abaratamiento de los costes de producción, lo que abarata el producto. Destacan en estas células su mayor vida útil y que funcionan mejor con radiación baja, por lo que no son los más recomendados para todas las situaciones.
- **Células de silicio policristalino.** (Rendimiento del 16-20%). Es el tipo de célula de uso más extendido actualmente. Están compuestas de muchos cristales de silicio, los cuales se vierten en moldes cuadrados, lo que les confiere su característica forma. Se distinguen por la irregularidad de su superficie y color irregular. Su menor potencia requiere una superficie mayor para alcanzar la misma producción de energía que con los monocristalino, pero al ser un proceso de fabricación más sencillo y extendido el coste se reduce. También destaca su mejor coeficiente térmico, trabajando mejor con el incremento de temperatura.
- **Células de silicio amorfo.** (Rendimiento del 10-15%). Se produce depositando el silicio sobre una base de vidrio o plásticos. Su proceso de fabricación resulta el más barato, ya que tiene un mejor aprovechamiento del silicio y se requieren menores cantidades. La desventaja es su peor rendimiento y su peor vida útil. Pese a esto no está desfasado, ya que cuenta con características únicas como la maleabilidad lo que lo hace idóneo para su integración en la arquitectura. [5]

2.2 Factores de pérdidas energéticas.

Las pérdidas energéticas es uno de los factores más importantes a tener en cuenta, ya que deberán ser tenidas en cuenta a la hora de estimar la producción de energía. También por si fuera posible suplir estas pérdidas con medidas preventivas, lo que desarrollaremos más adelante.

La manera correcta de evaluar el rendimiento de un sistema generador fotovoltaico sería comparándolo con su potencia nominal. Esta potencia nominal es consiste en una potencia teórica que podría alcanzar nuestro SGF en unas condiciones ideales. Estas condiciones ideales, conocidas como condiciones de prueba estándar (STC) se especifican en estándares como el IEC 61215, IEC 61646 y UL 1703. Estas consisten en una intensidad de la luz de 1000 W/m^2 , con un espectro de luz parecido a aquel con el que incide la luz en la superficie a latitud 35° N en el verano, temperatura de las celdas a 25°C .

Bajo estas condiciones, una instalación que recibiera una irradiación de, por ejemplo, 1800 kWh/m^2 produciría 1800 kWh . Sin embargo, en la práctica estos números no se dan nunca, debido a las pérdidas de potencia por diversos factores, los cuales analizaremos a continuación. [6]

2.2.1 Pérdidas por conexionado.

Estas se producen por la conexión de paneles con ligeras diferencias de potencia. Cuando la conexión entre un grupo de paneles se haga en serie, el inconveniente que tendremos es que la corriente resultante de un grupo de paneles conectados en serie será la del panel de menor potencia. Cuando se conectan en paralelo también nos encontraremos con el problema de que la potencia resultante del grupo es ligeramente menor que la suma de los diferentes paneles que componen el grupo.

Estas pérdidas podrían reducirse mediante el previo ordenado de los paneles por potencias, conectando en los mismos grupos los de potencias más similares. También pueden reducirse mediante el uso de diodos de “bypass”. [6]

2.2.2 Pérdidas por polvo y suciedad.

Las pérdidas ocasionadas por el polvo y suciedad en general se sitúan entre una de las potencialmente más perjudiciales, junto a las de temperatura y conexionado. Esta puede presentar entre un 15-40%, dependiendo del clima, siendo menor en climas lluviosos. La suciedad sobre el panel hace que la cantidad de energía solar proyectada sobre las células sea menor, por lo que disminuye su rendimiento. Hay que diferenciar en este tipo de pérdidas entre cuando se trata de suciedad uniforme, de manera que la pérdida de energía se da en todos los paneles, o cuando es localizada lo que nos genera pérdidas mismatch y por formación de puntos calientes. [7]

2.2.3 Pérdidas angulares y espectrales.

Las pérdidas angulares se refieren a la disminución de la eficiencia de los paneles solares cuando la luz solar incide en el panel desde un ángulo oblicuo en lugar de perpendicular. Esto puede ocurrir cuando el sol está bajo en el horizonte, o cuando la instalación tiene limitado su ángulo de instalación. A medida que el ángulo de incidencia de la luz solar disminuye, la cantidad de luz que es absorbida y convertida en electricidad también disminuye, lo que reduce la eficiencia del panel. [6]

Las pérdidas espectrales se refieren a la disminución de la eficiencia de los paneles solares cuando la luz solar incide en el panel con longitudes de onda que no son ideales para la absorción del material del panel. Los paneles solares están diseñados para absorber longitudes de onda específicas de la luz solar, pero la luz solar natural contiene una amplia gama de longitudes de onda. Como resultado, algunos de los fotones de luz solar no son absorbidos por el panel solar, lo que reduce la eficiencia de conversión de energía. [6]

2.2.4 Pérdidas por cableado.

Las pérdidas por cableado en una instalación fotovoltaica son las pérdidas de energía que se producen cuando la electricidad generada por los paneles solares se transmite a través de los cables hasta el inversor y el punto de conexión a la red eléctrica. Estas pérdidas son el resultado de la resistencia eléctrica de los cables y aumentan

con la distancia entre los paneles solares y el punto de conexión. [6]

La resistencia eléctrica de los cables produce una caída de voltaje a lo largo de los cables, lo que significa que la energía generada por los paneles solares se reduce antes de llegar al inversor. Las pérdidas por cableado también pueden aumentar la temperatura de los cables, lo que reduce aún más la eficiencia de la instalación fotovoltaica. [6]

2.2.5 Pérdidas por temperatura.

Como se adelantó antes, las pérdidas de rendimiento de un panel solar por la temperatura son una de las principales causas de reducción de la eficiencia de una instalación fotovoltaica. Cuando la temperatura del panel solar aumenta, la eficiencia de conversión de la energía solar en electricidad disminuye. [6]

Esto se debe a que la temperatura elevada hace que aumente la resistencia eléctrica de los materiales semiconductores que componen el panel solar, lo que reduce la cantidad de corriente eléctrica que se puede generar. Además, el aumento de la temperatura también puede provocar una disminución en la tensión eléctrica del panel solar. [8]

2.2.6 Pérdidas por sombreado de los paneles.

Las pérdidas de eficiencia por sombreado de los paneles solares ocurren cuando parte del panel solar está cubierto por sombra, lo que reduce la cantidad de energía solar que puede ser convertida en electricidad. Esto puede ocurrir debido a la presencia de objetos cercanos, como árboles, edificios o estructuras cercanas, o debido a la inclinación de los paneles solares en relación con el sol.

El sombreado puede tener un impacto significativo en la producción de energía de una instalación fotovoltaica, ya que la generación de electricidad de los paneles solares está directamente relacionada con la cantidad de energía solar que recibe. [6]

2.2.7 Pérdidas por el inversor.

La pérdida de eficiencia de una instalación fotovoltaica debida al inversor se produce porque los inversores transforman la corriente continua (DC) generada por los paneles solares en corriente alterna (AC), que es la forma de electricidad que se utiliza en los hogares y en la red eléctrica. [6]

Durante este proceso de conversión, el inversor puede introducir ciertas pérdidas de eficiencia, ya sea debido a la resistencia eléctrica del propio inversor, a la conversión de voltaje o a la generación de calor en el proceso de conversión.

Además, la elección de un inversor inadecuado puede contribuir a mayores pérdidas de eficiencia. Un inversor de baja calidad o subdimensionado puede reducir la cantidad de energía que se genera en una instalación fotovoltaica.

2.3 Medidas de corrección para pérdidas de eficiencia.

Aunque las pérdidas de potencia son inevitables en este tipo de instalaciones, si se pueden minimizar. Para ello indagaremos ahora en las vías para minimizar las pérdidas anteriormente mencionadas: [9]

2.3.1 Correcciones para pérdidas por conexionado.

Para mitigar las pérdidas por efecto ‘mismatch’ lo primero sería agrupar los paneles por valores de tensión. El objetivo es que en un grupo de paneles conectados en serie no haya uno de menor tensión que los demás, ya que esta será la que marque la tensión del resto. Por tanto, un correcto agrupamiento previo de paneles por tensión ayudará a mitigar esta clase de pérdidas. [10]

2.3.2 Correcciones para pérdidas por suciedad y polvo.

Hoy en día existen cantidad de métodos de limpieza para los paneles solares. Estos se podrían dividir en manuales o automatizados. Los métodos manuales son los más baratos, y pueden ser desde pértiga con cepillo y agua a sofisticados sistemas motorizados. Dependerá de la cantidad de paneles y las necesidades de limpieza que haya en la instalación. Igual pasa con los sistemas automatizados, que aunque son más caros pueden ser la solución adecuada para lugares de difícil acceso o instalaciones cuya extensión sería imposible de abarcar de manera manual de una manera rentable.

2.3.3 Correcciones para pérdidas angulares y espectrales.

Las pérdidas angulares se pueden minimizar estudiando la correcta orientación de los paneles solares. En el caso de paneles fijos no será posible un seguimiento del sol de manera que los rayos de luz sean perpendiculares todo el día. Por lo tanto, se deberá realizar el estudio adecuado teniendo en cuenta la trayectoria del sol a lo largo del año, los consumos esperados a lo largo del año y la meteorología.

Para las pérdidas de componente espectral se deberá seleccionar los paneles adecuados para la climatología de donde se emplace la instalación.

2.3.4 Correcciones para pérdidas por cableado.

Para ayudar a mitigar las pérdidas por cableado, deberemos procurar seleccionar cableado adecuado y de alta calidad, que minimice la pérdida de voltaje entre los paneles y el inversor. Los cables de alta calidad tienen una menor resistencia eléctrica, lo que reduce la caída de tensión. Además, la instalación de dispositivos de protección contra sobretensiones y cortocircuitos en la línea de cableado también puede prevenir la pérdida de eficiencia y mejorar la seguridad del sistema.

Otra solución es la optimización de la disposición de los paneles solares, ya sea aumentando el número de paneles agrupados en serie, usando inversores de potencia fraccionaria etc.

2.3.5 Correcciones para pérdidas por temperatura.

Una forma común de corregir las pérdidas debido a la temperatura es mediante el uso de sistemas de refrigeración o enfriamiento de los paneles solares, lo que ayuda a mantener la temperatura de los paneles a niveles más bajos. Esto puede incluir el uso de ventiladores, sistemas de rociado de agua o sistemas de enfriamiento pasivo, que están diseñados para disipar el calor generado por los paneles solares.

Otras formas de reducir las pérdidas debido a la temperatura incluyen la elección de materiales de alta calidad para los paneles solares y la instalación de paneles en ángulos que permitan una mejor circulación del aire alrededor de ellos.

En nuestro caso, al tratarse de una instalación fotovoltaica cerca del agua, el factor temperatura ya tiene su corrección, ya que es un ambiente con menor temperatura.

2.3.6 Correcciones para pérdidas por sombreado.

Habitualmente este tipo de pérdidas se mitigan haciendo un estudio de que posición es óptima para minimizar las sombras entre paneles. Esto se tiene que hacer minimizando las sombras entre ellos y las no evitables planificando que sea a las horas de menor producción.

En nuestro caso, los paneles estarán situados con muy poca inclinación (casi horizontales), y cerca de la superficie, por lo que no se darán sombra entre ellos, por lo que solo habría que preocuparse por las sombras que pudiera ocasionar los elementos del entorno.

2.3.7 Correcciones para pérdidas debidas al inversor.

Para corregir estas pérdidas, se pueden tomar medidas como elegir un inversor de alta calidad y eficiencia, asegurarse de que el inversor esté correctamente dimensionado para el sistema de paneles solares, y realizar

mantenimiento regular para garantizar que el inversor esté funcionando de manera óptima.

También se pueden utilizar técnicas como el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés) para optimizar la conversión de energía de los paneles solares en condiciones cambiantes de irradiación solar, lo que puede ayudar a mejorar la eficiencia general del sistema.

2.4 Instalaciones fotovoltaicas flotantes.

Las instalaciones fotovoltaicas flotantes son una alternativa innovadora a las instalaciones solares convencionales. Estas instalaciones se caracterizan por estar construidas sobre cuerpos de agua, ya sean lagos, embalses, ríos, mares o estanques. La energía solar es capturada por los paneles fotovoltaicos, que flotan sobre el agua, y se convierte en energía eléctrica. Este tipo de instalaciones tiene ventajas y desventajas en comparación con las instalaciones solares convencionales.

2.4.1 Ventajas

Una de las principales ventajas de las instalaciones fotovoltaicas flotantes es que aprovechan terrenos que no son aptos para la agricultura o la construcción. Además, estas instalaciones pueden ser instaladas en zonas donde la radiación solar es intensa, lo que aumenta su eficiencia en la producción de energía eléctrica. Otra ventaja importante es que la superficie del agua actúa como un sistema de refrigeración natural para los paneles fotovoltaicos, lo que permite un mayor rendimiento y una mayor vida útil de los paneles.

Por otro lado, las instalaciones fotovoltaicas flotantes tienen un menor impacto ambiental que las instalaciones solares convencionales, ya que no causan la deforestación de áreas naturales y no requieren el uso intensivo de terrenos agrícolas. Además, al estar situados en cuerpos de agua, estas instalaciones pueden ser utilizadas para la conservación de la biodiversidad y la promoción de la vida acuática.

2.4.2 Desventajas

Una de las principales desventajas de las instalaciones fotovoltaicas flotantes es su costo. Estas instalaciones suelen ser más costosas que las instalaciones solares convencionales debido a la complejidad de su diseño y construcción. Además, estas instalaciones requieren un mantenimiento constante para mantener el rendimiento y la eficiencia de los paneles fotovoltaicos.

Otra desventaja importante es la limitación de la superficie disponible para la instalación de los paneles fotovoltaicos. Las instalaciones fotovoltaicas flotantes están limitadas por el tamaño del cuerpo de agua en el que se instalan, lo que puede limitar su capacidad de producción de energía.

2.4.3 Tipos de instalaciones

Existen dos tipos de instalaciones fotovoltaicas flotantes: fijas y móviles. Las instalaciones fijas están ancladas al fondo del cuerpo de agua y no se mueven, mientras que las instalaciones móviles pueden flotar libremente en el cuerpo de agua. Además, existen diferentes tipos de materiales para la construcción de las instalaciones, desde módulos fotovoltaicos flotantes convencionales hasta tecnologías más avanzadas como los paneles solares de película delgada.

En nuestro caso nos centraremos en las instalaciones de tipo móviles, ya que al trabajar nosotros en una balsa deberá ser así, al no haber posibilidad de fijarla al fondo, ni ser lo más adecuado por los materiales de las balsas y los costes de ese tipo de instalaciones.

En conclusión, las instalaciones fotovoltaicas flotantes ofrecen una alternativa innovadora y sostenible para la producción de energía eléctrica. A pesar de algunas desventajas, las ventajas de estas instalaciones son significativas, especialmente en términos de conservación ambiental y eficiencia en la producción de energía.

2.4.3.1 Ventajas y desventajas frente a las instalaciones tradicionales.

Anteriormente se han mencionado algunas ventajas y desventajas del proyecto. Estas se pueden agrupar respecto a las categorías de rendimiento, económicas y sociales, con el fin de comparar mejor en que aspectos destacan unas y otras instalaciones. En el siguiente cuadro presentaremos las ventajas y desventajas de las instalaciones FV flotantes Frente a las tradicionales en tierra.

Ventajas de las instalaciones fotovoltaicas flotantes	Desventajas de las instalaciones fotovoltaicas flotantes
- Eficiencia energética: las instalaciones flotantes son más eficientes que las terrestres debido a la mayor cantidad de luz solar y la temperatura más fresca en la superficie del agua.	- Costos de instalación y mantenimiento: las instalaciones flotantes pueden ser más costosas de instalar y mantener que las instalaciones terrestres debido a la necesidad de materiales resistentes al agua y al mayor riesgo de daño por las condiciones del agua.
- Ahorro de terreno: como las instalaciones flotantes se ubican en el agua, no ocupan terrenos que podrían destinarse para otros fines, como la agricultura o la construcción.	- Vulnerabilidad a los desastres naturales: las instalaciones flotantes pueden ser más vulnerables a los desastres naturales, como las tormentas y los tsunamis, que las instalaciones terrestres.
- Reducción de la evaporación del agua: las instalaciones flotantes pueden ayudar a reducir la evaporación del agua en los embalses y presas, conservando este recurso valioso.	- Restricciones de acceso: la ubicación en el agua puede dificultar el acceso a las instalaciones fotovoltaicas flotantes para su mantenimiento y reparación.
- Mejora de la calidad del agua: las instalaciones fotovoltaicas flotantes también pueden ayudar a mejorar la calidad del agua en los embalses y presas al reducir la cantidad de luz solar que llega al agua, lo que reduce el crecimiento de algas y otros organismos.	- Impacto ambiental: las instalaciones fotovoltaicas flotantes pueden tener un impacto ambiental en la vida acuática y en el ecosistema circundante, como la alteración de las corrientes de agua y la reducción de la calidad del agua debido a la sombra que proyectan.

Tabla 1: Ventajas y desventajas de las instalaciones FV flotantes.

2.4.4 Ejemplos de instalaciones en el mercado.

2.4.4.1 Isigener.

Se trata de una empresa española de ingeniería y desarrollo de producto. Cuentan con su sistema patentado llamado Isifloating, el cual ofertan desde 2008 en todo el mundo. Su sistema, según explican, permite la cobertura total o parcial de la superficie, ya sea en balsas de riego o uso industrial, embalses, plantas hidroeléctricas o lagos, entre otros. Su sistema se basa en unos flotadores cubiertos casi en su totalidad por paneles solare, con una inclinación respecto a la superficie de 5°.



Figura 2: Detalle del flotador con la placa solar en inclinación de 5°. [B]

La visión que tienen en esta empresa es la de preservar el mundo usando los cuerpos de agua que existen en nuestro planeta, para generar energía solar renovable de una manera más eficiente, mientras protegemos nuestra escasa agua y valiosa tierra. A continuación veremos los beneficios que nos presenta la empresa.

Beneficios:

- Aumentar entre un 10-15% el rendimiento de energía fotovoltaica respecto a los sistemas en tierra, gracias a la refrigeración del medio acuático.
- Reduce la evaporación del agua en un más del 80% ya que el sistema actúa como un techo de protección para el agua.
- Mejora la calidad del agua reduciendo costes de infraestructura en el tratamiento de estas (algas, microorganismos)
- Preserva tierra para la agricultura y ganadería.
- Reduce impacto visual.
- Aprovechamiento de superficies no productivas.
- Produce energía renovable cerca de donde se consume.
- Garantía de alta calidad gracias a la fabricación de los flotadores mediante inyección.
- Fácil accesibilidad por su diseño de zonas específicas para el mantenimiento.
- Mayor estabilidad de la instalación y flotabilidad (240 kg/panel)
- Mínima resistencia al viento por la inclinación de sus paneles a 5°
- Adaptabilidad al terreno pudiendo descansar los paneles en terraplenes si fuera necesario.
- Adaptabilidad a embalses pequeños por su alta potencia (138 Wp/m² con paneles de 350 Wp)
- Posibilidad de ampliación de la instalación si se requiriera.
- Alta velocidad de instalación, (1MW instalado en 17 días, con 4 trabajadores).
- Buena eficiencia logística por su diseño apilable y anidable.
- Instalación con pocas piezas y herramientas básicas.
- Fácil mantenimiento con personal no especializado y herramientas convencionales



Figura 3: Detalle de operarios montando una instalación de Isigenere. [C]

Isifloating es un sistema más que contrastado ya, con numerosas instalaciones a lo largo del mundo y con instalaciones de más de 10 años sin acarrear problemas de desgaste, mencionando los clientes también la facilidad para el mantenimiento de la instalación. La primera instalación Isifloating fue puesta en marcha en 2008, en una balsa de irrigación de una comunidad de regantes en España, la cual sigue operando sin ningún problema.

2.4.4.2 Ciel & Terre

La empresa francesa Ciel & Terre es una de las principales empresas en el desarrollo de estas instalaciones, y su tecnología única ha sido reconocida como una de las mejores en la industria. [11]

La tecnología de Ciel & Terre consiste en la instalación de paneles solares flotantes en cuerpos de agua, como lagos, embalses y depósitos de agua. Estos paneles flotantes son fáciles de instalar y no requieren ningún tipo de permiso o autorización especial, ya que se pueden instalar en cuerpos de agua que no están destinados a otros usos.

Además de ser una forma eficiente de generar energía solar, las instalaciones fotovoltaicas flotantes también tienen una serie de beneficios ambientales. Al instalar paneles solares en cuerpos de agua, se reduce la cantidad de agua que se evapora, lo que ayuda a conservar los recursos hídricos. Además, las instalaciones flotantes también proporcionan un hábitat para la vida acuática, lo que contribuye a la biodiversidad del área.

La tecnología de Ciel & Terre es especialmente útil en áreas donde el terreno es escaso o está siendo utilizado para otros fines, como la agricultura. Al instalar paneles solares en cuerpos de agua, se puede aprovechar el espacio disponible y generar energía limpia y renovable sin competir con otros usos del suelo.

Además, las instalaciones fotovoltaicas flotantes de Ciel & Terre son altamente eficientes. La tecnología de la empresa utiliza paneles solares de alta calidad y sistemas de seguimiento solar para maximizar la producción de energía. Además, los paneles flotantes están diseñados para ser resistentes y duraderos, lo que garantiza que puedan soportar las condiciones climáticas y ambientales más extremas.

En resumen, las instalaciones fotovoltaicas flotantes de Ciel & Terre son una tecnología innovadora y eficiente que ofrece una serie de beneficios ambientales y económicos. Con su capacidad para generar energía limpia y renovable en áreas donde el terreno es escaso, esta tecnología es una solución prometedora para abordar los desafíos energéticos del siglo XXI.

El sistema propio de Ciel & Terre es Hydrelío Air Range. Esta se basa en instalaciones flotantes compuestas por plataformas flotantes e las que se sitúan los paneles solares.

Como mencionaba anteriormente, en Ciel & Terre contemplan varias áreas de interés para la instalación de las plataformas:

- **Balsa de irrigación.** Este tipo de depósito de agua es muy común en todo el mundo, y es el que trataremos en este proyecto. Para este caso esta tecnología tiene también como objetivo preservar la calidad del agua para su uso en el riego, así como reducir evaporación.
- **Presa hidroeléctrica.** La instalación de paneles solares flotantes en una presa hidroeléctrica puede ofrecer una serie de beneficios, tanto para la generación de energía como para la conservación del medio ambiente. Esta tecnología permite aprovechar el espacio disponible, incrementar la producción de energía, reducir la evaporación del agua, mejorar la calidad del agua y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.
- **Tratamiento de aguas.** Para las compañías que tiene una balsa destinada al tratamiento de aguas residuales sería una opción viable la inversión en energía fotovoltaica flotante. De esta manera se alcanzaría ahorros significativos en el consumo eléctrico externo al invertir en el autoconsumo, reduciendo costes finales.
- **Cantera y mina.** Para las explotaciones mineras siempre es necesario el suministro de agua y electricidad, las cuales no siempre son de fácil acceso al ubicarse en zonas remotas habitualmente. Una balsa de agua con una instalación fotovoltaica flotante sería una herramienta útil para atajar ambas necesidades, al cubrir parte de las necesidades energéticas y evitar en gran medida la evaporación del agua.

El sistema consta de los siguientes componentes:

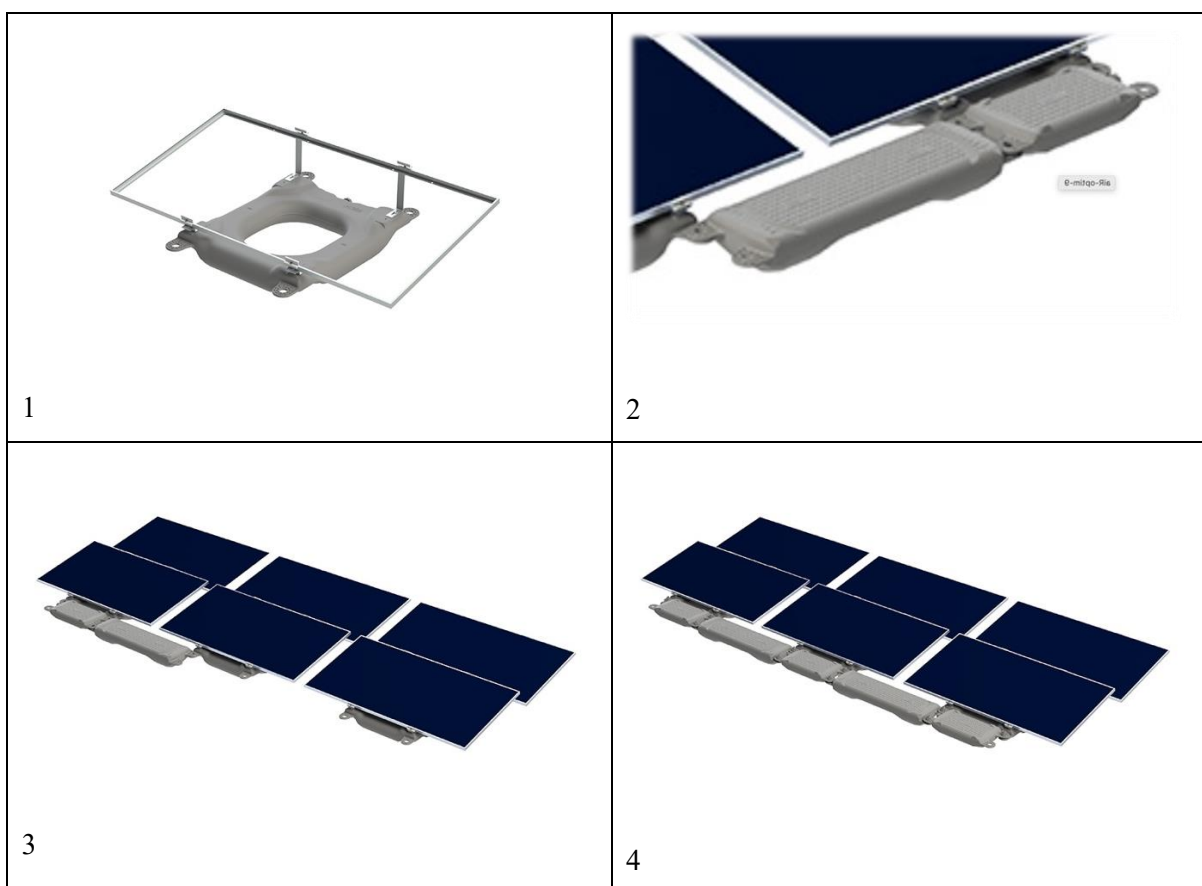


Tabla 2: Detalle de los componentes del sistema de Ciel y Terre. [D]

1. Flotador principal
2. Detalle de flotadores secundarios
3. Conexión entre plataformas
4. Pasarela para facilitar el mantenimiento

Para el anclaje de la instalación, Ciel & Terre tiene diversas soluciones adaptables a la situación del cliente:

- Anclaje al fondo. Esta solución es la más factible si la plataforma se encuentra lejos de la orilla y dispone de un fondo suficientemente compacto como para fijar el sistema de anclaje.



Figura 4: Instalación con sistema de anclaje al fondo en Don Sai, Tailandia. [E]

- Anclaje a la orilla. Esta solución es la adecuada cuando la naturaleza del fondo no permite el anclaje tradicional al fondo o no sea la solución más óptima. Para los amarres se requerirá un anclaje en la superficie o instalar unos puntos de amarre, como puedan ser pantalanes o pilares.



Figura 5: Instalación con sistema de anclaje a orilla, utilizando como orilla un pantalán en Anhui, China. [E]

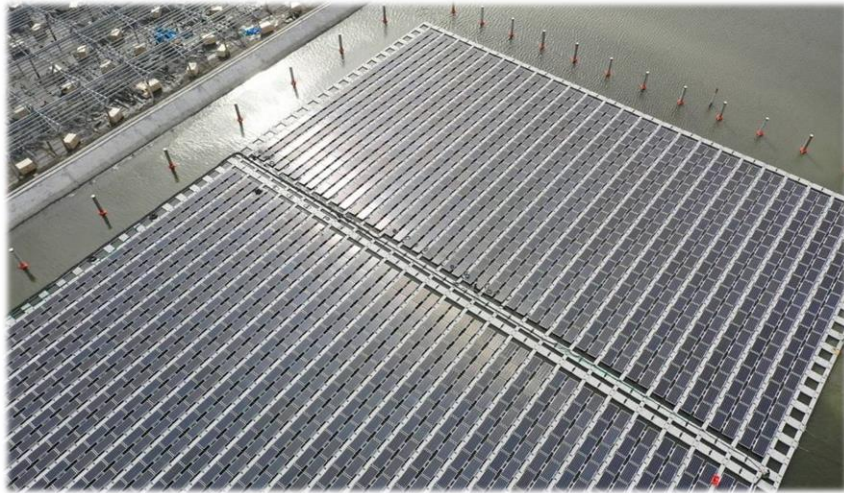


Figura 6: Instalación con sistema de anclaje a orilla, utilizando unos pilares instalados para tal fin. [E]

Ciel & Terre nos presenta una serie de servicios que consideran necesarios a la hora de realizar una instalación de energía fotovoltaica flotante:

- Estudios de viabilidad ofrecidos por el departamento de pre-proyecto, considerando su experiencia en el sector.
- Diseño preliminar de la plataforma y su sistema de anclaje personalizado.
- Asesoramiento de un project-manager dedicado al proyecto desde la etapa de diseño hasta el montaje final y anclaje de la instalación.
- Despliegue de un equipo experto en anclajes que desarrolle la mejor opción posible para el proyecto, adaptándose a las necesidades del cliente y entorno. Las tareas de anclaje consideran:
 - Selección del tipo de anclaje.
 - Dimensionado de los amarres.
 - Posicionamiento del anclaje ajustándose al entorno.
- Metodología de cálculo según la norma y regulaciones establecidas según Bureau Veritas, referencia NR 493.
- Diseño de la instalación a largo plazo, contemplando un funcionamiento de 25 años, incluyendo una garantía de 10 años.
- Desarrollo de relaciones con socios locales para facilitar el servicio postventas.
- Desarrollo de relaciones con fabricantes locales cerca del lugar del proyecto. Esto simplifica el proceso de fabricación, reduce tiempos y ahorra costes logísticos, beneficiando al empleo local y reduciendo contaminación.
- Optimización de la cadena de suministros para facilitar futuro mantenimiento.
- Aplicación de un plan de garantía de calidad con el fin de garantizar la fiabilidad de los productos.
- Planificación por etapas con todos los elementos implicados en la fabricación del proyecto.
- Diseño e implementación de protocolos y reglas de seguridad.

2.4.4.3 Solaris Float

Desde 2020, la joven empresa Solaris Float ofrece una solución alternativa a quienes buscan tener una instalación solar flotante. Para ello, han diseñado el sistema Protevs. Este sistema se basa en plataformas modulares flotantes, en las cuales se situarán los paneles solares. La mayor innovación de esta empresa respecto a su competencia es que plantean un sistema para el seguimiento solar mediante dos ejes.

El sistema está ideado para aguas relativamente tranquilas, como son los pantanos, balsas de irrigación, lagos, aunque podría instalarse en superficies con 1m de oleaje. El diámetro de estas islas artificiales de 38 m le permite ser instalado en superficies relativamente pequeñas, pudiéndose crear una granja de instalaciones solares

colocando varias.

Protevs es un sistema ideado sobre dos ejes. Uno de estos ejes es el de la unión entre el panel solar y la plataforma flotante, por el que puede variar su inclinación entre los 0° y los 45°. Este movimiento vertical permite al panel solar el seguimiento solar. El otro eje de seguimiento se trata en la rotación de la isla de paneles solares completa, respecto un eje central. Esto permite una rotación de 360° de la instalación, lo cual facilita el seguimiento del Sol los 365 días del año.



Figura 7: Panel unido mediante eje móvil a plataforma flotante. [F]

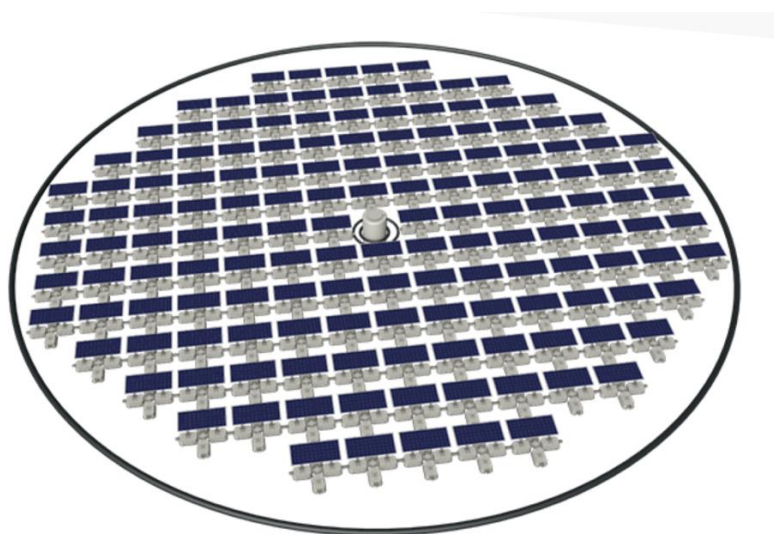


Figura 8: Instalación completa. [G]

En la figura 7 se aprecia que el panel solar se une al flotador mediante unas bisagras. Estas son las que permiten ese primer eje de movimiento. En la segunda figura observamos que hay un pilar central. Es en torno a este que gira el conjunto de la estructura, facilitando así el seguimiento más preciso del sol a lo largo del día.

La instalación diseñada por Solaris Float podría producir hasta un 40% más de energía en comparación a una instalación fotovoltaica flotante tradicional, con un consumo de la propia instalación para el seguimiento solar de menos del 0,5% del total de energía producida.

Como factores diferenciales que consideran en Solaris Float que debe contar una instalación de esta clase

mencionan las siguientes:

- Seguimiento de dos ejes para incrementar la producción de energía.
- Configuración modular de las plataformas que permita la escalabilidad de la instalación.
- Resistencias a las condiciones climática, destacando tormentas, agua salada y bruma marina.
- Optimización de la logística, tanto de producción como de mantenimiento. Esto se consigue mediante varias medidas:
 - Diseño modularizado y compacto de las piezas, que permiten almacenar una instalación de 1MW (7 islas) en un contenedor estándar de 40'.
 - Proceso de ensamblaje conceptualmente a prueba de fallos que pueda ser instalado por personal no especializado.
 - Subcontratación de los operarios encargados de la instalación, facilitando logísticas.
 - Simplificación de los elementos de unión para que solo sea necesario un tipo de herramienta de montaje.
 - Monitoreo de la instalación por parte de Solaris Float, que facilitará los datos a través de un portal web.

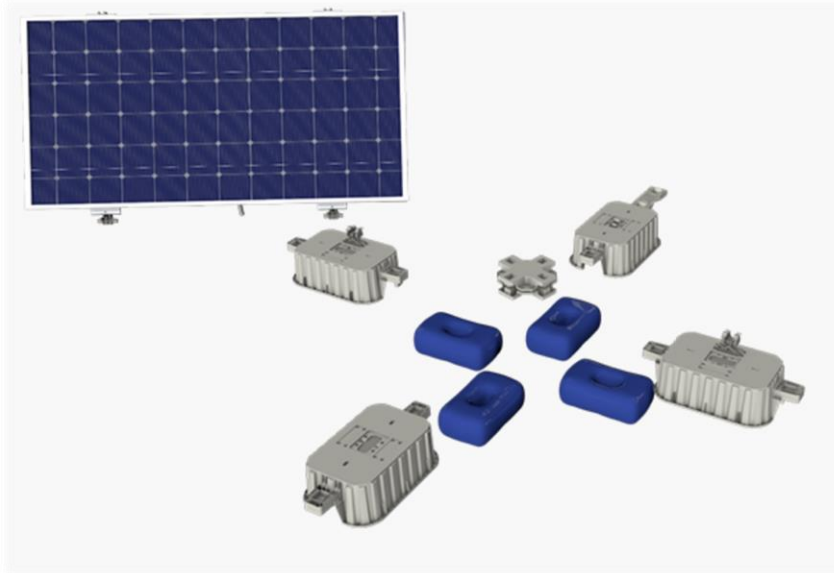


Figura 9: Detalle de los elementos de una célula de la instalación. [H]

Destacan los pocos tipos de elementos con los que se construye, lo que abarata la producción

En Solaris Float tiene como objetivo proveer de soluciones fotovoltaicas a sus clientes, pero siendo más competitivos y procurando un menor impacto ambiental.

2.4.5 Elección para el Proyecto

La elección de una de las empresas mencionadas para el proyecto será conveniente realizarla en este apartado del trabajo, ya que así resultará una comparación entre tres tipos de empresas en un caso realista de cliente como pudiera ser la comunidad de regantes para la que se planteará el proyecto.

La comunidad de regantes busca lograr el autoconsumo eléctrico para sus sistemas de riego en los cultivos aledaños a una balsa, o al menos lograr un ahorro significativo en el consumo de la luz. Para ello desean instalar una plataforma flotante con fotovoltaicas buscando dos objetivos: el ahorro en la factura de la luz y beneficiarse de las ventajas de estas plataformas para las balsas, como son la disminución de la evaporación, limitar la eutrofización del agua, entre otros.

Pero para ello, este cliente tiene una serie de requisitos, los cuales considera fundamentales para acometer la inversión:

- Precio de la instalación. Como es lógico, querrán gastar lo menos posible en la plataforma, ya que es la primera vez que se invierte en una tecnología tan novedosa y no se querrá arriesgar demasiado con esta inversión en un proyecto demasiado caro que luego no salga rentable.
- Costes de mantenimiento. Al trabajar en sus instalaciones un personal no cualificado para las labores de mantenimiento de una instalación de estas características, prefieren que se trate de un equipo lo más sencillo posible y que no requiera apenas mantenimiento a lo largo del año.
- Experiencia. Al tratarse de una tecnología novedosa a la cual muchas startups se están apuntando ofreciendo condiciones poco realistas en la práctica. Por ello el factor experiencia de la empresa que provea del sistema de flotación será de gran valor, teniéndose en cuenta proyectos de características similares que hayan realizado anteriormente.

Una vez vistos estos requisitos de un cliente-tipo para una instalación FV flotante de pequeño-mediano tamaño, analizaremos como se adecuan las empresas del sector analizadas anteriormente:

- Isigenere. Esta empresa valenciana cumple holgadamente con los requisitos que nos exigiría un cliente de esta clase de instalaciones. Ofrece un precio de 100 € por plataforma flotante, de la que se compondrá los pontones de la instalación. En este precio incluye todos los gastos de fabricación, instalación de la plataforma y el equipo eléctrico, así como anclaje, armaduras, tirantes, sujeciones etc. Sus flotadores están diseñados para una inclinación de los paneles solares de 5°, con lo que se logra un gran aprovechamiento de la superficie instalada, a que no hay problemas de sombreados de unos paneles con otros, lo cual en la práctica conlleva los flotadores justos y necesarios para la instalación, logrando también los beneficios de cubrir una gran cantidad de superficie, pero a un precio reducido. EL factor experiencia también lo cumplen, ya que llevan realizando este tipo de proyectos desde el 2008, con un mantenimiento necesario mínimo, ya que sus instalaciones no cuentan con signos de deterioro tras 10 años de la puesta en marcha.
- Ciel & Terre. Esta compañía francesa también cuenta con un sólido historial de instalaciones exitosas. Su principal ventaja frente a Isigenere es que trabajan con plataformas con inclinación de 30°. El principal beneficio de esto es el mayor rendimiento energético que ofrecen los paneles solares. La desventaja asociada es que con esta clase de plataformas ya si se tendrían que tener en cuenta las sombras que proyectan unos paneles sobre otros. Esto requerirá o un mayor número de paneles para compensar este sombreado, o un distanciamiento entre los paneles que empeorará al objetivo de reducir la evaporación del agua. También las células FV en esta instalación quedarían a una mayor altura respecto al agua, por lo que operarán a mayor temperatura que si estuvieran a 5°, lo que empeora su rendimiento. Ofrecen un coste de 200€ por panel, al igual que en Isigenere incluyendo todos los materiales e instalaciones necesarios para el completo despliegue e instalación de componentes. Respecto al mantenimiento, su similar tecnología y trayectoria permite comparar los gastos requeridos a la de una instalación de Isigenere.
- Solaris Float. Esta compañía es la más joven de las 3. Con tres años y medio de existencia, solo ha hecho una instalación prototipo, ya que la empresa se encuentra aún en un proceso de consolidación de tecnología. Sus características permiten el máximo rendimiento de entre las opciones disponibles, aunque asumiendo un muy superior coste de mantenimiento, ya que hay múltiples componentes móviles, dispositivos electrónicos, de control etc. Esta falta de experiencia y coste elevado de mantenimiento, sumado a un coste de 200 € por panel la hacen la opción menos viable de las expuestas para acometer el proyecto.

En conclusión, se decide que la empresa elegida para acometer el proyecto será Isigenere. Solaris Flat se plantea como una muy buena opción en un futuro, aunque aun tiene mucho que demostrar y adquirir experiencia que les avale sus altos costes.

Ciel y Terre se plantea como un sólido candidato, pero siendo su coste el doble de el de Isigenere y no tener ventajas significativas se opta por la solución de Isigenere, que además cuenta con el factor de ser una empresa nacional, lo cual siempre agilizará los trámites y gestiones necesarias.

3 MEMORIA DESCRIPTIVA

En este capítulo comenzamos la elaboración del proyecto de la instalación fotovoltaica basándonos en la instalación escogida en el capítulo anterior que es la de la empresa Isigénere. En este capítulo procederemos a la descripción de los antecedentes del proyecto, así como los elementos que lo compondrán

3.1 Introducción.

3.1.1 Objeto

En el siguiente proyecto, trataremos de calcular la viabilidad y rendimiento económico de una planta fotovoltaica flotante en una balsa de riego, de una comunidad de regantes en Trigueros, Huelva.

La energía solar fotovoltaica se ha convertido en una de las fuentes de energía renovable más utilizadas en todo el mundo, debido a sus múltiples ventajas ambientales y económicas. La ubicación de esta planta en una balsa de riego permitirá aprovechar un recurso ya existente y generar energía limpia, reduciendo así la huella de carbono y los costos de energía para la comunidad de regantes. Además, las plantas fotovoltaicas flotantes ofrecen ventajas adicionales, como la reducción de la evaporación de agua y la protección de la calidad del agua en la balsa, los cuales resultan especialmente atractivos para los regantes interesados en esta clase de proyectos.

3.1.2 Ubicación y descripción del emplazamiento.

La planta fotovoltaica flotante se encontraría en Trigueros, en la provincia de Huelva, España, en unas coordenadas geográficas de 37.367746, -6.774152. Se encuentra a menos de 5 kilómetros de la autovía A-49, a la altura del kilómetro 68.



Figura 10: Mediciones tomadas mediante imagen por satélite. [I]

El terreno donde se ubica la balsa está es llano y sin obstáculos alrededor que puedan afectar su rendimiento, con una superficie total de 6.712 hectáreas aproximadas. Se pretenderá cubrir toda el área posible de la balsa con la instalación, para reducir la evaporación del agua. Tiene forma rectangular, con una longitud de la balsa de unos 274x253 metros, con la esquina sureste redondeada debido a un cultivo colindante. En cuanto a la radiación solar, la zona cuenta con un promedio de los más altos de Europa, lo que la hace idónea para la generación de energía solar.



Figura 11: Imagen 3D de la balsa por satélite. [I]

Con una ubicación privilegiada y una superficie amplia, la planta fotovoltaica flotante tiene el potencial de ser una fuente importante de energía limpia y renovable. La radiación solar en la región de Huelva es una de las más altas en España, lo que la hace una ubicación atractiva para la energía solar.

3.1.3 Alcance

La implementación de una planta fotovoltaica flotante sobre balsas puede resultar más económica que su instalación convencional, ofreciendo la posibilidad de autoabastecer el campo de manera eficiente. En este proyecto, llevaremos a cabo un análisis exhaustivo del funcionamiento y dimensionado del sistema fotovoltaico, así como de los componentes necesarios para su instalación y las normativas a cumplir.

Para ello, se presentará una memoria descriptiva que detallará el desarrollo técnico del proyecto, así como los cálculos, mediciones y presupuesto necesarios para su puesta en marcha. Esta documentación permitirá tener una visión completa del proyecto y su viabilidad, con el objetivo de garantizar un correcto funcionamiento y un rendimiento óptimo en todo momento.

3.2 Descripción técnica de la instalación.

3.2.1 Placas solares.

Los módulos fotovoltaicos son el elemento principal de la instalación. Estos se componen de grupos de células que forman todo el panel. Estas células están conectadas entre sí. Como ya sabemos estas placas aportan una fuente de corriente continua que posteriormente será transformada en corriente alterna, teniendo su tensión de salida definida en valores muy específicos.

Los paneles están formados por un soporte que conforma su estructura, el cableado necesario ubicado en la parte trasera de la placa, el marco y el encapsulado necesario para proteger el módulo.

Para cubrir las necesidades energéticas de la comunidad de regantes contaremos con módulos fotovoltaicos de 550W. Este tipo de paneles son están ya consolidados en el mercado frente a los de 500W, con un incremento del costo de un 15% aproximadamente obtenemos un 10% más de potencia, lo que requerirá menos unidades. Esto tiene una serie de ventajas:

- Menor espacio requerido: Al utilizar paneles solares de mayor potencia, se requiere menos espacio para instalarlos, con lo que será más fácil que la instalación quepa en la balsa
- Menos cableado: Al reducir el número de paneles solares, también se reduce la cantidad de cableado necesario para conectarlos todos. Esto ahorra tiempo y dinero en la instalación y puede reducir la cantidad de mantenimiento necesario.
- Menor costo de instalación: Al reducir el número de paneles solares necesarios, también se reduce el costo de instalación, lo que puede hacer que la instalación de paneles solares sea más asequible.
- Menor costo de mantenimiento: Al tener menos paneles solares, se reduce el costo de mantenimiento, ya que hay menos piezas para mantener y reparar. Esto puede hacer que la instalación de paneles solares sea más atractiva a largo plazo.

Según la demanda energética de la comunidad de regantes, necesitaremos una instalación de 456 kWp. Para ello harán falta 816 paneles, que sumarán una capacidad de 448,8 kWp, tal como se detallará con mayor profundidad en la memoria de cálculo.

De los múltiples y variados módulos fotovoltaicos que existen en el mercado se escogerá el modelo NU-JD550 de 550Wp de la marca Sharp. No podríamos escoger otros módulos más baratos y de menor potencia porque entonces tendríamos demasiados y podrían no caber en la balsa.

Las características del módulo escogido son:

Datos eléctricos (STC)		NU-JD545		NU-JD550	
Potencia máxima	P_{max}	545	550	W_p	
Tensión de circuito abierto	V_{oc}	50,54	50,70	V	
Corriente de cortocircuito	I_{sc}	13,73	13,81	A	
Tensión en el punto de máxima potencia	V_{mpp}	41,83	42,02	V	
Corriente en el punto de máxima potencia	I_{mpp}	13,03	13,09	A	
Eficiencia del módulo	η_m	21,1	21,3	%	

Tabla 3: Características del módulo UN-JD550 de 550Wp en condiciones STC

3.2.2 Inversores.

El inversor será el dispositivo encargado de transformar la corriente continua de los paneles solares en la corriente alterna necesaria para la instalación eléctrica. Resulta fundamental tener un inversor en una instalación fotovoltaica, ya que las instalaciones eléctricas de uso habitual están diseñadas para corriente alterna.

Según las características de nuestra instalación y como se detallará en la memoria e cálculo, requeriremos 3 inversores con capacidad de 125 kWn. Estos sumarán una capacidad total de la instalación de 375 kWn.

Nuestro inversor escogido será el MAX 125KTL3-X LV de la marca Growatt, con una potencia nominal de 125 kWn. A continuación, sus especificaciones técnicas:

Datasheet	MAX 100KTL3-X LV	MAX 110KTL3-X LV	MAX 120KTL3-X LV	MAX 125KTL3-X LV
Input data (DC)				
Max. DC voltage		1100V		
Start voltage		195V		
Nominal voltage		600V		
MPP voltage range		180V-1000V		
No. of MPP trackers		10		
No. of PV strings per MPP tracker		2		
Max. input current per MPP tracker		32A		
Max. short-circuit current per MPP tracker		40A		
Output data (AC)				
AC nominal power	100000W	110000W	120000W	125000W
Max. AC apparent power	110000VA	121000VA	132000VA	137500VA
Nominal AC voltage (range*)	230V/400V(340-440VAC)			
AC grid frequency (range*)	50/60 Hz(45-55Hz/55-65 Hz)			
Max. output current	158.8A	174.6A	190.5A	198.5A
Adjustable power factor	0.8leading ...0.8lagging			
THDi	<3%			
AC grid connection type	3W/N/PE			
Efficiency				
Max. efficiency			98.8%	
European efficiency	98.4%	98.5%	98.5%	98.5%
MPPF efficiency	99.9%			

Tabla 4: Características técnicas del inversor MAX 125KTL3-X LV

Los inversores se instalarán en un armario (uno por cada uno de los 3 inversores) fijado a la plataforma de mantenimiento indicada en la Figura 19. El armario escogido es el EVIS121205SA de la empresa E Vis, o similar, especialmente diseñado para la interperie con grado de protección IP56 , resistencia a impactos

IK10 entre otros, así como un diseño que favorece la correcta ventilación del mismo para una correcta gestión térmica, aclarados en su ficha técnica en el anexo. Utilizará los montantes necesarios proporcionados para este armario de la misma empresa,

3.2.3 Cableado.

El cableado de la instalación se dividirá en el cableado de CC, entre los strings de paneles solares y los inversores, y el de CA, entre los inversores y el cuadro de baja tensión.

3.2.3.1 Cableado para CC

Para el cableado de CC se deberá contar con el cableado entre las diferentes células para formar los strings, y con el necesario para conectar los strings a los inversores. Para el cálculo de las cantidades requeridas, se encargarán un 10% sobrante para futuras reparaciones, imprevistos, etc. Para las conexiones entre los paneles en serie para los hacer los strings se usará cable negro, y para las conexiones entre strings e inversor cable rojo para el positivo y cable negro para el negativo, quedándonos los siguientes componentes:

- 400 metros de cable negro de 6 mm² de sección. El cable escogido es el TopSolar PV H1Z2Z2-K, del fabricante Top Cable
- 300 metros de cable rojo de 6 mm² de sección. El cable escogido es el TopSolar PV H1Z2Z2-K, del fabricante Top Cable

Para las conexiones necesarias se utilizarán conectores del tipo MC4 para cables de 6mm².

3.2.3.2 Cableado para AC

El cableado necesario entre los inversores y la caja de BT será de 5 hilos, 3 para las fases, 1 para el neutro y otro para la conexión a tierra.

- 200 metros manguera de 5 hilos de 95 mm². El cable escogido es el RV-K 5 G 95 mm², del fabricante Helupower.

3.2.4 Protecciones

Igual que para el cableado, se distinguirán entre las instalaciones de CC y CA.

La caja de combinación para el lado de CC se albergarán en armarios instalados junto al armario del inversor correspondiente, fijado a plataforma de mantenimiento por Isigenere. El armario escogido es el EVIS081205SA de la marca E Vis, o similar.

Las protecciones de la rama de CA se albergarán en el mismo armario donde está el inversor justo a la conexión de salida de estos.

3.2.4.1 Protecciones para CC

Como se detalla en la memoria de cálculo la intensidad máxima que circulará por cada pareja de strings es de 28 A. El inversor admite en cada uno de sus puertos un máximo de 32 amperios. El inversor viene provisto de todas las protecciones necesarias para esta clase de instalación, pero se dotará de sistemas de seguridad alternativos con el fin de proveer de una seguridad alternativa al equipo más sensible que son los inversores.

- Por cada inversor, se utilizarán **4 cajas de combinación modelo BHS-4/2 de la marca Beny**. Esta dispone de una arquitectura 4 entradas 2 salidas, de manera que hace las conexiones en paralelo dando 2 de salida. Ya que se necesitan 8 strings dobles para las conexiones al inversor, se utilizarán 4 cajas de este modelo. Incluye protecciones contra sobretensiones de tipo II, interruptor y portafusibles.
- Fusible de 32 A, dimensiones 10x38 mm, marca Tekka o similares, instalado en el portafusibles de la caja de conexiones.

3.2.4.2 Protecciones para CA

Igual que en el caso de CC, el inversor ya cuenta con las protecciones exigidas por el REBT, pero a fin de garantizar la protección de la instalación en caso de falla del inversor, se ha decidido poner 4 fusibles de cuchilla por cable tetrapolar, de intensidad nominal de 250 A. El modelo elegido será el NH 250A Un 400V, de Siemens, o similar. También se le instalará un interruptor automático de In 250 A con sensibilidad ajustada a 30mA, modelo HGE250-L4P250 fabricado por Hyundai Electric.

3.2.5 Plataforma flotante

Tal como se aclaró al final de punto 2 de este TFG, la tecnología de flotación que se usará será la de la empresa Isigénere. Esta será la encargada de proporcionar todos los elementos necesarios para la plataforma flotante, su sujeción, sujeción de los paneles solares, inverores, cables y cajas de combinación.



Figura 12: Esquema sistema flotador de Isifloating. [J]

- Sistema flotante: Pontón el cual albergará los paneles solares. Está compuesto de la unión rígida de los diferentes flotadores, ya sean de células o de servicio



Figura 13: Sistema flotante Isifloating. [K]

- Sistema de amarre: Sistema diseñado para la inmovilización de la estructura para evitar su movimiento por el agua. Fijará los pontones sin necesidad de estar atornillados a la orilla.



Figura 14: Sistemas de amarre Isifloating. [L]

- Uniones: Elementos para que los diferentes flotadores que componen un ponton se fijen entre sí.

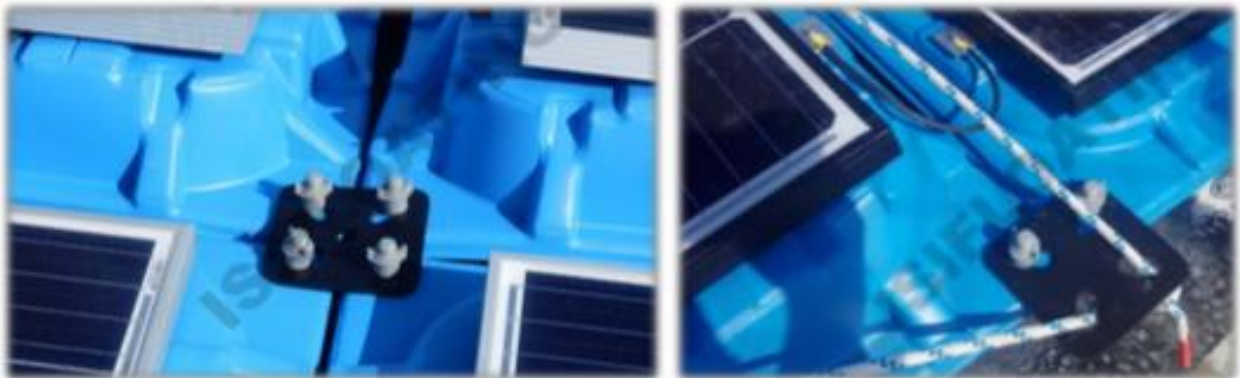


Figura 15: Sistema de uniones Isifloating. [L]

- Fijación de paneles: Para poder fijar solidamente los paneles a los flotadores



Figura 16: Sistema de fijación de paneles Isifloating. [L]

- Plataforma de mantenimiento: se utiliza para acceder a las células FV



Figura 17: Plataformas de mantenimiento de Isifloating. [L]

- Plataforma de acceso: plataforma de mantenimiento que nos permitirá acceder a los pontones.

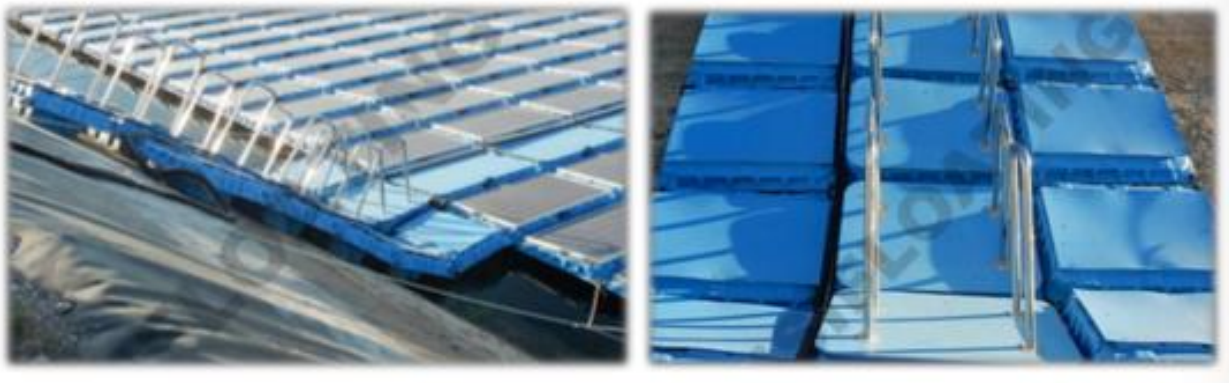


Figura 18: Plataformas de acceso Isifloating. [L]

4 MEMORIA DE CÁLCULO

En este apartado se agruparán los cálculos necesarios para dimensionar y escoger los componentes y su distribución. Se argumentarán también estos cálculos con las distintas decisiones que se tomen para el correcto diseño de la instalación.

2.3. Número de paneles.

4.1.1 Demanda energética.

El principal dato a tener en cuenta para hacer los cálculos de nuestra instalación será la energía que debe proporcionar a la comunidad de regantes a lo largo del año. Gracias a los datos proporcionados, sabemos que la comunidad de regantes tiene un consumo anual de 1102721,4 kWh, de los que el 49 % se consumen durante horas de luz en las que los paneles solares están operativos.

Tras consultar con la comunidad de regantes nos comunican que podrían pasar un 30% de su consumo nocturno a horas de sol, de manera que se puedan explotar mejor las bondades de la nueva instalación. De esta manera el consumo energético diurno total a lo largo del año sería de 708282,18 kWh, que representan el 64% de su consumo anual total.

4.1.2 Cálculo de producción e irradiación solar.

Para saber la producción energética que podemos llegar a tener en el área de estudio usaremos la herramienta PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System). Es una herramienta desarrollada por el Centro Común de Investigación de la Comisión Europea para ayudar en la planificación y evaluación de proyectos de energía solar fotovoltaica. Gracias a ella podemos estimar la producción fotovoltaica por kilovatio pico instalado en la ubicación que deseemos, así como características técnicas importantes y recomendaciones útiles, como son la inclinación y la orientación de los paneles solares.

Para la ubicación de la balsa haremos la simulación con 5° de inclinación, ya que es la de las plataformas flotantes que usaremos para la instalación. Esta simulación nos da como resultado la energía generada en cada hora de cada día del año simulado, concretamente tomando como referencia el año 2019. Sumando todas estas nos sale el resultado de 1551,69 kWh por kW instalado.

4.1.3 Potencia instalada.

Tal y como se dijo anteriormente, se necesita una instalación capaz de compensar anualmente 708282,18 kWh.

Para dimensionar apropiadamente nuestra instalación y no caer en sobrecostes, dividiremos la potencia entre las horas de sol con los 5° de inclinación de la plataforma del fabricante. De esta manera nos quedaría:

$$708282 \text{ kWh} \div 1552 \text{ h} \approx 456 \text{ kWp}$$

Se decide por tanto redondear esta cifra a 450 kWp la capacidad de la instalación, ya que resulta más práctico a la hora de dimensionar los componentes y posteriores requerimientos administrativos.

Como más adelante se explicará, la producción nominal (real) de la planta luego resulta ser el 80% de su capacidad pico, aproximadamente. En nuestro caso al ser entonces una planta de 450 kWp hablaremos de 360 kWn. Podría pensarse entonces idear una planta cuya capacidad nominal sean los 450 kW que requiere la comunidad de regantes, pero esta no se llevará a cabo por dos razones:

Primero porque hablaríamos entonces de una planta de aproximados 560 kWp. Con esta habría muchas ocasiones a lo largo del año en la que habría excedentes de energía. Este sobredimensionamiento es importante evitarlo, ya que el precio de venta a la red de esta energía sobrante es muy insignificante en comparación de los costes de fabricación e instalación de potencia extra en la planta fotovoltaica.

El segundo motivo es la agilidad en los procesos administrativos. Aunque tanto una instalación de 450 kWp como una de 560 kWp están en el mismo grupo de instalaciones de más de 100 kW según el Real Decreto 244/2019, del 5 de abril, habría que considerar que las autorizaciones necesarias, ya sean relacionadas con la protección ambiental, la seguridad y salud en el trabajo, compatibilidad electromagnética, etc, serán más costosas de conseguir, y más fácil de que se produzca un cambio administrativo adverso para la instalación en un futuro.

Por tanto, se considerará la instalación de 450 kWp.

4.1.4 Número de paneles.

Buscamos una instalación con capacidad de 450 kWp a base de paneles de 550 W. Para averiguar este número se divide la potencia total a suministrar entre la potencia individual de los paneles solares:

$$450000 \text{ W} \div 550 \text{ W/panel} = 818,18 \approx 818 \text{ paneles}$$

Estos paneles luego habrá que agruparlos para alimentar los inversores y con ello a la red eléctrica. Para ayudar a esta posterior tarea, se decide que el número final de paneles será de 816 paneles de 550 W, con lo que la instalación tendrá una capacidad pico de 448,8 kWp.

4.2 Cálculo de inversores.

4.2.1 Generalidades y requisitos previos.

Para poder calcular el número de inversores necesarios para la instalación primero deberá comprenderse el concepto de capacidad pico de la instalación. Cuando hablamos de capacidad pico hablamos de la capacidad máxima de producción que podría tener nuestra instalación, siendo en la práctica poco realista. La producción final de las instalaciones en condiciones normales resultará ser aproximadamente un 80% de la capacidad pico, lo cual deberemos tener en cuenta más adelante.

Otro factor a tener en cuenta para dimensionar correctamente los inversores de la instalación es un breve análisis de la situación de funcionamiento. A nivel de costes podría pensarse a primera instancia escoger un solo inversor con capacidad suficiente para gestionar toda la producción de la planta, ya que ahorraríamos en cantidad de inversores, cantidad de cable necesario para la instalación, centralización de la instalación lo que también podría ser beneficioso para el mantenimiento, entre otros motivos.

Sin embargo, el riesgo de un solo inversor es que, en caso de falla de este, la planta quedaría totalmente inoperativa. Además, hablamos de equipos muy sofisticados y caros, por lo que su reparación o sustitución requiere tiempo para que un especialista se encargue de analizar el problema, encargar los repuestos, etc.

Esto finalmente incrementaría los costes finales en energía de la comunidad de regantes ya que sería un periodo en el que deberían recurrir enteramente al suministro de la red eléctrica.

Con el fin de evitar esta situación, se planteará que la instalación cuente con 3 inversores, al considerarse que con solo 2 inversores también podría darse esta situación en la que la mayor parte de la planta fotovoltaica quedará inutilizada durante un largo periodo.

Otro inconveniente que encontramos al

4.2.2 Capacidades del inversor.

Ya decidido que serán 3 inversores, el siguiente paso será dividir la potencia total de la planta entre estos. Como se dijo previamente, la capacidad pico es una capacidad de producción que luego la planta no alcanzará, por lo que si dividiésemos esos 450 kWp entre los 3 inversores nos daría que la capacidad de estos es de 150 kW. El problema es que la producción real de la planta será de aproximadamente el 80% de la capacidad pico, por lo que para el cálculo de las necesidades de los inversores utilizaremos la capacidad nominal de la instalación, en este caso:

$$450 \text{ kWp} * 0,8 = 360 \text{ kWn}$$

Si dividimos estos 360 kWn entre los 3 inversores nos daría que cada uno deberá soportar 120 kWn.

Utilizar inversores de esta capacidad tendría una clara ventaja económica frente a inversores de mayor capacidad, ya que el coste de estos incrementa con la potencia que soportan. También sería correcta su capacidad, ya que como hemos calculado:

$$3 * 120 \text{ kWn} = 360 \text{ kWn} \div 0,8$$

Con esta configuración encontramos dos problemas. Lo primero es que, aunque el dato de que la capacidad nominal será el 80 % de la capacidad pico es muy aproximado y aceptado en esta industria, resulta prudente dar algo de margen dotando a los inversores de algo más de capacidad.

El segundo motivo para instalar inversor de más capacidad es poder así asumir las pequeñas ampliaciones que la comunidad de regantes quisiera hacer en un futuro.

Si escogemos finalmente inversores con capacidad de 125 kWn la instalación sería compatible con los dos requisitos anteriores, por lo que se escogerán finalmente 3 inversores de 125 kWn, dotando a la planta FV de una capacidad de 375 kWn.

4.3 Distribución de los paneles e inversores.

4.3.1 Distribución de módulos FV en Strings

Para los cálculos de distribución y asignación de los paneles solares en la instalación dividiremos esta en 3 pequeñas plantas que la compondrán, una por cada inversor.

Siendo 816 paneles los escogidos, los dividiremos entre las 3 plantas que tenemos, resultando que cada planta contará de un inversor y 272 paneles, con sus respectivos flotadores.

A continuación, se deberán agrupar los paneles solares en grupos, llamados strings, y estos serán los que se conecten a los inversores. Dado que los inversores tienen una capacidad nominal de 125 kWn, los conjuntos de strings que depende del inversor deberán sumar dicha capacidad para aprovechar al máximo la eficiencia del inversor.

Los datos relevantes a tener en cuenta del inversor para realizar estos cálculos los podemos encontrar en la ficha técnica del mismo, que se encuentran en la Tabla 4: Características técnicas del inversor MAX 125KTL3-X LV; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** Por resumir los que usaremos a continuación:

Tensión máxima de CC (V_{\max})	1100 V
Tensión mínima de entrada ($V_{DC\min}$)	600 V
Nº de seguidores de punto de máxima potencia (MPPT)	10
Corriente de entrada máxima por punto MPPT	32 A

Tabla 5: Principales características del inversor

También deberemos obtener los siguientes datos relevantes de la ficha técnica de los paneles solares vista en la Tabla 3: Características del módulo UN-JD550 de 550Wp en condiciones STC:

Tensión de circuito abierto (V_{OC})	50,7 V
Corriente de cortocircuito (I_{SC})	13,81 A
Tensión en punto de máxima potencia (V_{mpp})	42,02 V
Corriente en el punto de máxima potencia (I_{mpp})	13,09 A

Tabla 6: Principales características del módulo FV

Con estas características primero veremos cuantos paneles deberemos conectar en serie para que sumen una tensión adecuada para el inversor, entre V_{\max} y $V_{DC\min}$. Empezaremos proponiendo strings de 16 paneles, ya que al ser divisor de los 272 módulos que corresponden por inversor conseguimos strings iguales.

$$V_{DC\min} < N^{\circ} \text{ de Módulos} * V_{mpp} < V_{DC\min}$$

$$600V < 16 * 42,02V \approx 672V < 1100V$$

Podemos comprobar que estas condiciones se cumplen, por lo que es una disposición válida de módulos para nuestro inversor. Nos quedarán entonces 17 strings de 16 módulos cada uno por cada inversor.

4.3.2 Distribución de Strings por inversor

Según los datos que proporciona la ficha técnica cada inversor cuenta con 10 puntos MPPT, lo que quiere decir resumidamente que admite 10 conexiones diferentes. Al corresponderle a cada inversor 17 strings deberemos agruparlos en paralelo para que mantengan el voltaje deseado.

Al agrupar strings en paralelo deberemos tener en cuenta la intensidad máxima que admite cada punto MPPT. La ficha de características nos acara que el máximo es de 32 amperios. Ante esto proponemos que por cada inversor se hagan 8 grupos de 2 strings que se conectarán a sus correspondientes puntos MPPT, y un string individual que también se conectará, de manera que se ocuparán 9 puertos de los 10 disponibles en el inversor. Comprobaremos si la corriente de los grupos de strings la admite el inversor al ser inferior al máximo permitido por puerto MPPT. Para esto tomaremos como corriente de un string la más desfavorable posible señalada en la

ficha de características del módulo, que en este caso es la corriente de cortocircuito:

$$\begin{aligned} \text{N}^\circ \text{ Strings Paralelo} * \text{Corriente del String} &< \text{Corriente Max. Entrada MPPT} \\ 2 * 13,81\text{A} &= 27,62 \text{ A} < 32\text{A} \end{aligned}$$

4.3.3 Consideraciones por temperatura

La temperatura afecta directamente la eficiencia y el rendimiento de los paneles solares fotovoltaicos, lo que puede tener un impacto en la tensión y la corriente de los módulos. En general, cuando la temperatura aumenta, la tensión del módulo disminuye mientras que la corriente aumenta. Esto se debe a que el aumento de la temperatura disminuye la capacidad de los electrones para fluir a través del material semiconductor del panel solar, lo que resulta en una reducción de la tensión de salida.

Esto se ha de tener en cuenta ya que no se deberán sobrepasar los límites que impone el inversor. Para realizar estos cálculos la ficha de características del módulo aporta los siguientes datos:

Coeficiente de temperatura	
P_{max}	-0,341 %/°C
V_{oc}	-0,262 %/°C
I_{sc}	0,054 %/°C

Tabla 7: Coeficientes de temperatura del módulo FV

Las temperaturas sobre las que habría que aplicar estos coeficientes son las de las condiciones STC, las cuales se definen como una irradiación solar de 1000 W/m², una temperatura de célula (la temperatura de la superficie del panel) de 25°C y una masa de aire de AM 1.5. La diferencia de temperatura entre la superficie de una célula y el ambiente suele ser de 30°C, lo que indicaría una temperatura ambiente para las condiciones STC de -5°C. La temperatura máxima que suponer en el lugar de la instalación es de 45°C. Supondremos entonces un incremento de 50°C sobre la temperatura ambiente de las condiciones STC. Con esto calculamos la variación de voltaje de los módulos.

$$50^\circ\text{C} * (-0,262 \text{ \%/}^\circ\text{C}) = -13,1 \%$$

Aplicando esta variación a la tensión de los strings:

$$(100-13,1) \% * 672 \text{ V} \approx 584 \text{ V} < 600 \text{ V}$$

Vemos que, bajo estas condiciones extremas, la tensión de un string bajaría del límite inferior del inversor. Este cálculo podría no ser del todo exacto, ya que la temperatura ambiente, al tratarse de una superficie de agua en la que se emplaza la instalación, no permitiría que se llegara a esos 45°C, pero se preferirá ser conservador y utilizar strings de 17 módulos, para subir la tensión de cada string. Comprobaremos que la tensión resultante sea apta tanto para el funcionamiento en condiciones STC como en el caso de la máxima temperatura ambiente posible:

$$600V < 17 * 42,02V \approx 714V < 1100V$$

$$(100-13,1) \% * 714 V \approx 620,47 V > 600 V$$

Podemos confirmar que con strings de 17 módulo ahora si se cumplirán las condiciones de tensión marcadas por el inversor.

Debido a este cambio también, ahora tendremos 16 string de 17 módulos por cada inversor. Se propone agruparlos por parejas de manera que se ocupen 8 de los 10 puertos MTTP que posee el inversor. Ya que la corriente que circula por un string de 17 módulos es la misma que aquella que circula por un string de 16 módulos, no hará falta comprobar que se cumple la condición de umbral de corriente que marca el inversor.

Lo que si se deberá comprobar es si bajo las condiciones de temperatura límite que hemos planteado se sigue respetando el límite marcado por el inversor, ya que la corriente sube con el aumento de temperatura en un módulo:

$$50^{\circ}\text{C} * (0,054 \%/^{\circ}\text{C}) = 2,7 \%$$

Aplicando esta variación a la corriente de los conjuntos de strings:

$$(100+2,7)\% * 27,62 A = 28,37 A < 32 A$$

Se cumple con las condiciones que impone el inversor.

4.4 Cálculo de sección del cableado

Se procederá a seleccionar un cable que cumpla los criterios admisibles en lo que se refiere a máxima caída de tensión y máxima intensidad admisible

La caída máxima de tensión admisible en un cable para una “Instalación Generadora de Baja Tensión” viene regulada por la norma ITC 40. En esta se aclara que esta caída máxima no será mayor del 1,5%.

En nuestra instalación contaremos con dos etapas diferentes de cableado: la primera de corriente continua entre los strings y los inversores, y otra segunda desde los inversores hasta el cuadro de BT.

4.4.1 Cableado CC entre módulos e inversor

El primer requisito para saber la máxima caída de tensión entre los módulos y los inversores será ver cual será el cable más largo necesario, es decir, el del caso más desfavorable.

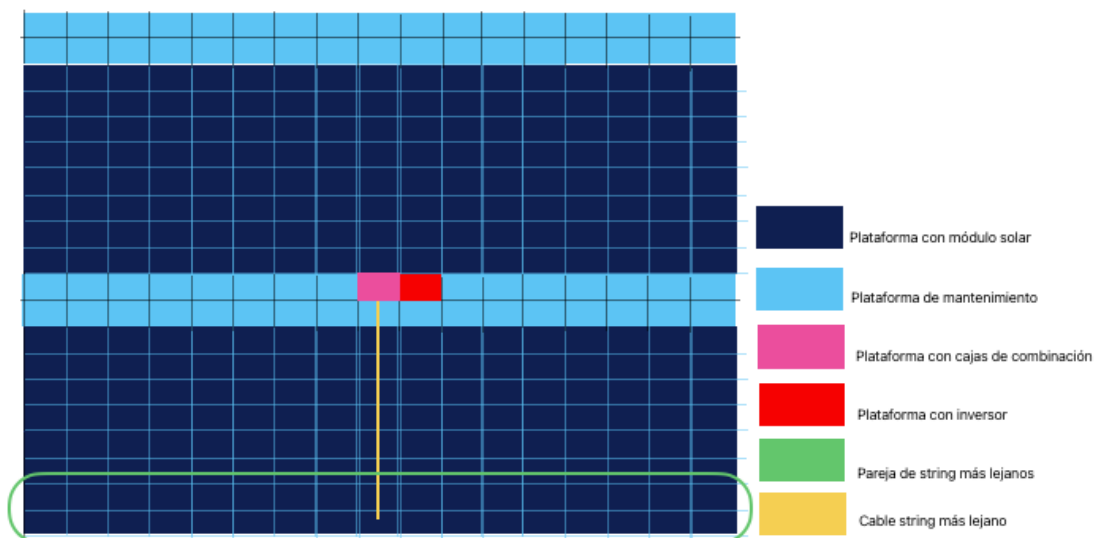


Figura 19: Esquema de la instalación correspondiente por cada inversor. Producción propia

En la Figura 15 podemos visionar un esquema de como se distribuirá la instalación. Representa una tercera parte de la instalación total, la correspondiente a un inversor. En esta, cada string es una de las 16 filas de plataformas con módulo solar, encontrando en cada una los 17 módulos que corresponden a un string. Como podemos apreciar en el esquema, el cable que conecta la pareja de strings más lejanos al inversor (rodeados en verde) están a una distancia de 10,34 metros de su correspondiente inversor. Para hacer un estudio más precavido, tomaremos que la distancia del cable entre dicha pareja de strings y el inversor es de 15 metros.

La intensidad máxima que puede circular por uno de estos cables ya la vimos en el apartado de temperaturas, la cual es de 28,37 A, que se daría en los días de temperaturas más extremas.

TOPSOLAR PV ZZ-F						
DIMENSIONES						
Sección (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Aire libre (A)	Int. Sobre Superficie (A)	Int. Adyacente a Superficie (A)	Caída tensión (V/A · km)
1 x 2,5	4,8	42	41	39	33	23,0
1 x 4	5,3	57	55	52	44	14,3
1 x 6	5,9	76	70	67	57	9,49
1 x 10	7,0	120	98	93	79	5,46
1 x 16	8,2	179	132	125	107	3,47
1 x 25	10,8	294	176	167	142	2,23
1 x 35	11,9	390	218	207	176	1,58

Tabla 8: Secciones de cableado de la sección de corriente continua cable PV ZZ-F

En el catálogo se muestra que todas las secciones admitirían la intensidad máxima de las parejas de strings.

Se escoge el cable de sección de 6mm², al cual ahora habrá que calcularle la caída de tensión a lo largo de sus 15 metros. Para ello usaremos el dato que encontramos en la columna “Caída. De tensión”. En el caso del cable de 4mm², esta será de 14,3 V/A por kilómetro:

$$9,49 \text{ V/A/km} * 0,015 \text{ km} * 28,37 \text{ A} = 4,085 \text{ V}$$

La máxima caída de tensión en el cable de 6mm² será de 4,085 V. Esta caída representa un 0,57 % de los 620 V que tienen la pareja de string en estas condiciones de calor extremo. Por tanto, el cable de 6mm² será apto para la instalación.

Hay que aclarar que se ha usado el cable de 6mm² y no el de 4mm², que también sería apto, para facilitar posibles futuras ampliaciones de la instalación.

4.4.2 Cableado de CA entre inversores y cuadro de BT

Igual que con el caso anterior, lo primero deberá ser calcular que distancia tendrá este cable desde el inversor más lejano hasta el cuadro de BT en este caso.



Figura 20: Cableado (amarillo) CA desde inversor más lejano hasta cuadro de BT. Producción propia

Gracias a la herramienta que nos proporciona Google Maps, podemos saber que la distancia a cubrir por este cable es de 1300 metros.

Este cableado deberá soportar el 125% de la intensidad nominal del inversor, para que se cumpla el criterio de máxima intensidad admisible. Esta intensidad viene dada por la fórmula:

$$I_{INV} = P_{INV} \div (\sqrt{3} * V_{INV}) = 125000 \div (\sqrt{3} * 400) = 180,42 \text{ A}$$

Siendo 225,53 A la intensidad que deberá admitir el cable.

Este cable estará al aire libre, siendo el recubrimiento 3Xlpe, tipo F. Sabiendo esto se consultará que exista un cable capaz de soportar esta corriente.

Intensidades máximas admisibles (A) en instalaciones interiores, conductores de **COBRE, temperatura ambiente 40 °C**

Norma UNE 20 460-5-523:2004

		PVC3	PVC2			XLPE3	XLPE2						
Conductores aislados en tubos empotrados en paredes térmicamente aislantes. Método A1 .													
Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes térmicamente aislantes. Método A2 .	PVC3	PVC2				XLPE3	XLPE2						
Conductores aislados en tubos (incluyendo canaletas y conductos de sección circular) en montaje superficial o empotrados en obra. Método B1 .					PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2			
Cables multiconductores en tubos (incluyendo canaletas y conductos de sección circular) en montaje superficial o empotrados en obra. Método B2 .			PVC3	PVC2			XLPE3	XLPE2					
Cables multiconductores directamente sobre la pared o en bandeja no perforada. Método C .						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
Cables multiconductores al aire libre o en bandeja perforada. Distancia a la pared no inferior a 0,3 D (diámetro del cable). Método E .							PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
Cables unipolares en contacto mutuo o en bandeja perforada. Distancia a la pared no inferior a D. Método F .								PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Condutor	mm²												
Cobre	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35		77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50		94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70				149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95				180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120				208	225	240	260	280	301	314	348	380
	150				236	260	278	299	322	343	363	404	438
185				268	297	317	341	368	391	415	464	500	
240				315	350	374	401	435	468	490	552	590	

Tabla 9: Ilustración 30 - Intensidades admisibles para cables con conductores de cobre. Temperatura ambiente 40oC en el aire. Modificado de RD 842/2002 ITCBT19.

Observando la tabla vemos que el cable de 95mm² soporta hasta 271 A, por lo que se escogerá este.

Como en el caso anterior, deberemos comprobar ahora que el cable tiene una caída de tensión admisible con lo que dicta la ya mencionada norma ITC 40.

DATOS TÉCNICOS									
NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm ²	ESPESOR DE AISLAMIENTO mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR mm (1)	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 20 °C Ω /km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE ENTERRADO (3) A	CAÍDA DE TENSIÓN V/A km (2)		
							cos φ = 1	cos φ = 0,8	
1 x 1,5	0,7	7	67	13,3	21	21	26,5	21,36	
1 x 2,5	0,7	7,5	79	7,98	30	27	15,92	12,88	
1 x 4	0,7	8	97	4,95	40	35	9,96	8,1	
1 x 6	0,7	8,5	120	3,3	52	44	6,74	5,51	
1 x 10	0,7	9,6	167	1,91	72	58	4	3,31	
1 x 16	0,7	10,6	226	1,21	97	75	2,51	2,12	
1 x 25	0,9	12,3	321	0,78	122	96	1,59	1,37	
1 x 35	0,9	13,8	421	0,55	153	117	1,15	1,01	
1 x 50	1	15,4	579	0,38	188	138	0,85	0,77	
1 x 70	1,1	17,3	780	0,27	243	170	0,59	0,56	
1 x 95	1,1	19,2	995	0,20	298	202	0,42	0,43	

Tabla 10: Datos técnicos de conductores según secciones.

Para el cable con sección de 95mm² nos quedarán los siguientes cálculos:

$$0,42 \text{ (V/A/Km)} * 180,42 \text{ A} * 1,3 \text{ Km} = 98,51 \text{ V}$$

Esta caída de tensión no es admisible, ya que representa el 24,62 % de la tensión, lo cual. Sobrepasa ampliamente el 1,5% admisible.

Planteado este problema a la comunidad de regantes, estos os comunican que la instalación contará con un nuevo cuadro de baja tensión en la orilla de la balsa, junto a la instalación FV flotante. LA comunidad de regantes ha decidido esto ya que, si se mantuviera el cuadro original, los costes de un cable de una sección mayor a 95mm² serían mucho mayores, a parte de los inconvenientes a la hora de conectar posteriormente las bombas de riego en un punto tan lejano. De esta manera la máxima distancia entre un inversor y el cuadro de BT quedará a 60 metros.



Figura 21: Cableado (amarillo) CA desde inversor más lejano hasta el nuevo cuadro de BT. Producción propia

Calculamos que la nueva caída de tensión si resulte admisible:

$$0,42 \text{ (V/A/Km)} * 180,42 \text{ A} * 0,06 \text{ Km} = 4,55\text{V}$$

Esta caída de tensión representa el 1,1375 % de la tensión de salida, por lo que si es admisible

4.4.3 Resumen cálculos de cableado.

Para resumir esta sección, recordar las decisiones tomadas a partir de los cálculos previamente realizados:

- Cable Módulos-Inversor: PV ZZ-F con sección de 6mm²
- Cable Inversor-Cuadro BT: Manguera eléctrica 3 x 95 mm² RV-K 0.6/1KV

4.5 Cálculo de protecciones eléctricas.

En este apartado, realizaremos el cálculo de las protecciones eléctricas necesarias para salvaguardar la integridad de las personas, los entornos, los bienes y los componentes eléctricos de la instalación.

Para cumplir con las normativas, se deben tener en cuenta varias protecciones, como sobreintensidades, cortocircuitos, contactos directos e indirectos, sobretensiones, tensión mínima, funcionamiento en isla, frecuencia máxima y mínima y derivaciones. Es importante mencionar que algunas de estas protecciones ya se encuentran integradas en el inversor por exigencias normativas y certificadas por el fabricante.

Además, para garantizar la seguridad de la instalación eléctrica, algunas de estas protecciones se deben implementar de manera redundante y accesible.

En consecuencia, se procederá a incluir en la instalación eléctrica las protecciones que se encuentran integradas en el propio inversor, cumpliendo así con los requisitos normativos para asegurar la protección de las personas, los entornos, los bienes y los componentes eléctricos.

Contra descargas atmosféricas, es importante mencionar que los inversores cuentan con protección contra

sobrecargas de tipo II, por lo que son capaces de desviar estas sobretensiones al sistema de puesta a tierra.

Protection devices	
DC reverse polarity protection	Yes
DC switch	Yes
AC/DC surge protection	Type II / Type II
Insulation resistance monitoring	Yes
AC short-circuit protection	Yes
Ground fault monitoring	Yes
String detection	Yes
Anti PID function	Opt
Acc fault detection (AFCI)	Opt

Tabla 11: Listado de protecciones del inversor

4.5.1 Sección CC Módulos-Inversores

En la ficha de características técnicas del inversor, como se ve en la Tabla 11, se indica que el Inversor cuenta con protecciones.

En las características de seguridad de los módulos, que se adjunta en el anexo, también contamos con medidas de protección contra la formación de puntos calientes.

Aun con las protecciones que cuenta el inversor, se decide añadir una caja combinadora para proteger el inversor, ya que el coste de unas protecciones extra es insignificante en comparación con el coste del inversor.

Estas cajas combinadoras se situarán junto en un armario junto al armario que alberga al inversor.

La instalación, como hemos visto anteriormente, está diseñada de manera que en las peores circunstancias posibles circularán 28,37 A. Se decide por tanto buscar fusible de 32 A, que es la intensidad de entrada máxima admitida por los inversores.

Se utilizarán 4 cajas por cada inversor, cada una con 4 entradas de strings y 2 salidas, de manera que salen las conexiones de los 4 strings en 2 conjuntos de 2 strings conectados en paralelo. La caja combinadora contará con protección contra descargas de tipo II, interruptor para detener el paso de corriente y portafusibles para albergar fusibles de 32 A.

4.5.2 Sección CA inversores-Cuadro BT

Para cumplir con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, REBT, se deberá contar con equipos de protección frente a sobrecargas, cortocircuitos, sobretensiones y contra descargas atmosféricas. El inversor ya cuenta con todas estas protecciones requeridas por el REBT, pero con el fin de albergar un sistema de seguridad alternativo se instalará un fusible y un interruptor automático a la salida del inversor.

El fusible será del tipo cuchilla, con una intensidad nominal de 250 A, de manera que proteja al cable seleccionado, que tiene un límite de intensidad máxima admitida de 260 A en las condiciones más desfavorables.

También se conectará un interruptor automático de 250 A de intensidad nominal, con una sensibilidad ante variaciones de corriente de 300 mA.

5 PLIEGO DE CONDICIONES

Este Pliego de Condiciones determina las condiciones mínimas aceptables para la ejecución de las obras de instalación fotovoltaica flotante tanto en Corriente Continua como Alterna en baja tensión.

5.1 Introducción

5.1.1 Condiciones de la instalación fotovoltaica.

Los materiales situados a intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad

Se deberá tener particular precaución en la protección de equipos y materiales que pueden estar expuestos a agentes exteriores especialmente agresivos producidos por procesos industriales cercanos.

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación, como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de c.c. reales, referidas a las condiciones estándar, deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 10\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

5.1.2 Alcance.

El Propietario deberá suministrar todos los equipos y materiales indicados en los planos de acuerdo al número, características, tipos y dimensiones definidos en las mediciones y en los cuadros de características de los planos.

En caso de discrepancias de cantidades entre planos y mediciones, prevalecerá lo que esté indicado en los planos. En caso de discrepancias de calidades, este documento tendrá prelación sobre cualquier otro.

Los materiales y equipos suministrados deberán ser nuevos y la oferta incluirá el transporte material al lugar de la obra.

El Propietario suministrará también los servicios de un técnico competente que estará a cargo de la instalación y será responsable ante la dirección facultativa de la actuación de los técnicos y/u operarios que llevarán a cabo la obra en cuestión

5.2 Obligaciones y responsabilidades de partes vinculantes

5.2.1 Obligaciones y responsabilidades de la dirección técnica.

5.2.1.1 Trabajos defectuosos.

En el caso de que el director de la obra encontrase razones fundadas para creer en la existencia de defectos en la obra ejecutada, ordenará efectuar, en cualquier momento y previo a la recepción definitiva, las demoliciones que crea necesarias para el reconocimiento de aquellos.

5.2.1.2 Inalterabilidad del proyecto.

El proyecto (y anexos) será inalterable salvo que la dirección técnica renuncie expresamente a dicho proyecto, o fuera rescindido el convenio de prestación de servicios, en los términos y condiciones legalmente establecidos.

5.2.1.3 Inspección y medidas previas al montaje.

Antes de comenzar los trabajos de montaje, la empresa instaladora deberá efectuar el replanteo de todos y cada uno de los elementos de la instalación, equipos, aparatos y conductores. En caso de discrepancias entre las medidas realizadas en obra y las que aparecen en los planos, que impidan la correcta realización de los trabajos de acuerdo a la normativa vigente, la empresa instaladora deberá notificar las anomalías a la dirección de obra para las oportunas rectificaciones.

5.2.2 Obligaciones y responsabilidades del contratista.

5.2.2.1 Definición.

Se entiende por contratista la parte contratada obligada a ejecutar la obra. El Contratista estará obligado a redactar un plan completo de Seguridad e Higiene específico para la presente obra, conformado y que cumpla las disposiciones vigentes, no eximiéndose el incumplimiento o los defectos del mismo de las responsabilidades de todo género que se deriven. Dicho plan será acordado por el Coordinador de Seguridad y Salud.

En caso de accidentes ocurridos a los operarios, en el transcurso de ejecución de los trabajos de la obra, el Contratista se atenderá a lo dispuesto a este respecto en la legislación vigente, siendo en todo caso, único responsable de su incumplimiento y sin que por ningún concepto pueda quedar afectada la Propiedad ni la Dirección Facultativa, por responsabilidad en cualquier aspecto.

El Contratista será responsable de todos los accidentes que por inexperiencia o descuido sobrevinieran, tanto en la propia obra como en las edificaciones contiguas. Será por tanto de su cuenta el abono de las indemnizaciones a quien corresponda y, de todos los daños y perjuicios que puedan causarse en los trabajos de ejecución de la obra, cuando a ello hubiera lugar (todo ello en base a la legislación vigente).

La Normativa de obligado cumplimiento para el Contratista queda contemplada en la memoria del proyecto.

5.2.2.2 Personal.

El nivel técnico y la experiencia del personal aportado por el contratista serán adecuados, en cada caso, a las funciones que le hayan sido encomendadas.

5.2.2.3 Conocimiento y modificación del proyecto.

El contratista deberá conocer el Proyecto en todos sus documentos, solicitando en caso necesario todas las aclaraciones que estime oportunas para la correcta interpretación de los mismos en la ejecución de la obra. Podrá proponer todas las modificaciones constructivas que crea adecuadas a la consideración del director de obra, pudiendo llevarlas a cabo con la autorización por escrito de éste.

5.2.2.4 Replanteo.

El Constructor (u otro) iniciará las obras con el replanteo de las mismas en el terreno, señalando las referencias principales que mantendrá como base de posteriores replanteos parciales. Dichos trabajos se incluirán dentro de la oferta del contratista.

El constructor someterá el replanteo a la aprobación del director técnico, una vez que este haya dado su conformidad, éste preparará un acta acompañada de un plano que deberá ser aprobado por el director técnico.

5.2.2.5 Responsabilidades.

El contratista es el único responsable de la ejecución de los trabajos que ha contratado y, por consiguiente, de los defectos que, bien por la mala ejecución o por la deficiente calidad de los materiales empleados, pudieran existir. También será responsable de aquellas partes de la obra que subcontrate, siempre con constructores legalmente capacitados.

5.2.2.6 Materiales y equipos.

El contratista aportará los materiales y medios auxiliares necesarios para la ejecución de la obra en su debido orden de trabajo. Estará obligado a realizar con sus medios, materiales y personal, cuanto disponga la Dirección Facultativa en orden a la seguridad y buena marcha de la obra.

5.2.2.7 Limpieza de la obra.

Es obligación del Constructor u otro mantener limpias las obras y sus alrededores, tanto de escombros como de materiales sobrantes, hacer desaparecer las instalaciones provisionales que no sean necesarias, así como adoptar las medidas y ejecutar todos los trabajos que sean necesarios para que la obra ofrezca un buen aspecto.

5.2.3 Obligaciones y responsabilidades del coordinador de seguridad y salud.

5.2.3.1 Seguridad e higiene en la obra.

El Contratista asumirá las responsabilidades de Coordinador de Seguridad y Salud, cuidando que las obras se realicen de acuerdo a las prescripciones establecidas en la Ley 31/95 y reglamentos que la desarrollan.

Asimismo, el Contratista será el responsable de los accidentes que pudieran producirse en el desarrollo de la obra por impericia o descuido, y de los daños que por la misma causa pueda ocasionar a terceros.

En el caso de que por simplicidad de la obra no aparezca la figura del Contratista, asumirá el citado cargo el director de la obra.

5.2.4 Obligaciones y responsabilidades del propietario.

5.2.4.1 Desarrollo técnico.

La Propiedad podrá exigir de la Dirección Facultativa el desarrollo técnico adecuado del Proyecto y de su ejecución material, dentro de las limitaciones legales existentes.

5.2.4.2 Personal.

El nivel técnico y la experiencia del personal aportado por el contratista serán adecuados, en cada caso, a las funciones que le hayan sido encomendadas.

5.2.4.3 Interrupción de las obras.

La Propiedad podrá desistir en cualquier momento de la ejecución de las obras de acuerdo con lo que establece el Código Civil, sin perjuicio de las indemnizaciones que, en su caso, deba satisfacer.

5.2.4.4 Cumplimiento de la normativa urbanística.

De acuerdo con lo establecido por la ley sobre Régimen del Suelo y Ordenación Urbana, la propiedad estará obligada al cumplimiento de todas las disposiciones sobre ordenación urbana vigentes, no pudiendo comenzar las obras sin tener concedida la correspondiente licencia de los organismos competentes. Deberá comunicar a la Dirección Facultativa dicha concesión, pues de lo contrario ésta podrá paralizar las obras, siendo la Propiedad la única responsable de los perjuicios que pudieran derivarse.

5.2.4.5 Actuación en la ejecución de la obra.

La Propiedad se abstendrá de ordenar la ejecución de obra alguna o la introducción de modificaciones sin la autorización de la Dirección Facultativa, así como a dar a la Obra un uso distinto para el que fue proyectada, dado que dicha modificación pudiera afectar a la seguridad del edificio por no estar prevista en las condiciones de encargo del Proyecto

5.2.4.6 Honorarios

El propietario está obligado a satisfacer en el momento oportuno todos los honorarios que se hayan contratado con la Dirección Facultativa.

5.3 Criterios administrativos

5.3.1 Generalidades.

Se exigirá al Propietario una fianza del 15% del presupuesto de ejecución de las obras contratadas que se fije en el Contrato, que le será devuelto una vez finalizado el plazo de garantía, previo informe favorable de la Dirección Facultativa.

Toda la obra se ejecutará con estricta sujeción al proyecto que sirve de base a la Contrata, a este Pliego de Condiciones y a las órdenes e instrucciones que se dicten por el director de obra. El orden de los trabajos será fijado por ellos, señalando los plazos prudenciales para la buena marcha de las obras.

El Propietario deberá abonar el importe de todos los trabajos ejecutados, previa medición realizada conjuntamente por éste y la Dirección Facultativa, siempre que aquellos se hayan realizado de acuerdo con el Proyecto y las Condiciones Generales y Particulares que rijan en la ejecución de la obra.

El precio de contratación es el que comprende el coste total de obra.

5.3.2 5.3.2. Criterios de medición.

5.3.2.1 Partidas.

Se seguirán los mismos criterios que figuran en las hojas de estado de mediciones.

5.3.2.2 Partidas no contenidas

Se efectuará su medición, salvo pacto en contrario, según figura en el Pliego General de Condiciones.

5.3.2.3 Partidas alzadas.

Su precio se fijará a partir de la medición correspondiente y precio contratado o con la justificación de mano de obra y materiales utilizados.

5.3.3 Criterios de valoración.

Se ajustarán a los proporcionados por el Contratista en la oferta

5.3.3.2. Precios contradictorios.

Aquellos precios de trabajos que no figuren entre los contratados, se fijarán contradictoriamente entre la Dirección Facultativa y el Propietario, presentando éste de modo descompuesto y siendo necesaria su aprobación para la posterior ejecución en obra.

5.3.3.1 Indemnizaciones por retraso.

El importe de la indemnización por retraso no justificado en el plazo de terminación de la obra se establecerá en un tanto por mil del importe total de los trabajos contratados, por cada día natural de retraso, contados a partir del día de terminación fijado en el calendario de obra. Este tanto por mil será aprobado entre las partes del Propietario, Dirección Facultativa y Contrata.

5.3.3.2 Revisiones de precios.

Habrà lugar a revisión de precios cuando así lo contemple el contrato suscrito entre la Propiedad y el Contratista.

5.3.3.3 Valoración y abono de trabajos.

Según la modalidad elegida para la contratación de la obra y salvo que el pliego particular de condiciones económicas se acuerde otra cosa, pudiéndose efectuar dicho abono de la siguiente forma:

- Tipo fijo o tanto alzado total. Se abonará la cantidad previamente fijada como base de la adjudicación, disminuida en su caso en el importe de la baja ejecutada por el adjudicatario.
- Tipo fijo o tanto alzado por unidad de obra. Se abonará la cantidad fijada de antemano, pudiendo variar únicamente el número de unidades de obra.
- Tanto variable por unidad de obra, según las condiciones en que se realice y los materiales empleados en su ejecución de acuerdo con las órdenes del director técnico.
- Por lista de jornales y recibos de materiales, autorizados en la forma que el presente pliego de condiciones determina.
- Por horas de trabajo, ejecutado en las condiciones determinadas en el contrato.

El criterio elegido será redactado y firmado entre el Propietario, Dirección Facultativa y Contrata.

5.3.4 Criterios para el acopio de materiales.

Todos los materiales y, en general, todas las unidades de obra que intervengan en la construcción del presente proyecto, habrán de reunir las condiciones exigidas por el Pliego de Condiciones y demás Normativa vigente que serán interpretadas en cualquier caso por el director de la obra, por lo que el mismo podrá rechazar material o unidad de obra que no reúna las condiciones exigidas.

5.4 Ejecución y control de obras

5.4.1 Obras que comprende el proyecto.

Las Obras regladas por el presente Pliego están descritas en la Memoria y definidas en los Planos y demás documentos del Proyecto.

Las disposiciones de carácter general de este Pliego quedarán asimismo vigentes para las unidades de obra que, como consecuencia de nuevas necesidades, imprevistos o modificaciones del Proyecto, fuese necesario ejecutar y no estuvieran incluidas en los documentos del mismo.

5.4.2 Inicio de obras.

El adjudicatario deberá dar comienzo a las obras dentro de los quince días siguientes a la fecha de la adjudicación definitiva a su favor, dando cuenta de oficio a la Dirección Técnica, del día que se propone inaugurar los trabajos, quien acusará recibo.

Las obras deberán quedar total y absolutamente terminadas en el plazo que se fije en la adjudicación a contar

desde igual fecha que en el caso anterior. No se considerará motivo de demora de las obras la posible falta de mano de obra o dificultades en la entrega de los materiales.

5.5 Componentes y materiales

5.5.1 Generalidades.

Todas las instalaciones deberán cumplir con las exigencias de protecciones y seguridad de las personas, y entre ellas las dispuestas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión o legislación posterior vigente.

Como principio general, se tiene que asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico (clase I) para equipos y materiales.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos, especialmente en instalaciones con tensiones de operación superiores a 50 VRMS o 120 VCC. Se recomienda la utilización de equipos y materiales de aislamiento eléctrico de clase II.

Se incluirán todas las protecciones necesarias para proteger a la instalación frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones.

Los equipos electrónicos de la instalación cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas podrán ser certificadas por el fabricante).

En el apartado PLANOS Y FICHAS TÉCNICAS de este documento, se incluirán las especificaciones técnicas, proporcionadas por el fabricante, de todos los elementos de la instalación.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en castellano.

5.5.2 Generadores fotovoltaicos.

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos de capa delgada, o UNE-EN 62108 para módulos de concentración, así como la especificación UNE-EN 61730-1 y 2 sobre seguridad en módulos FV, Este requisito se justificará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente emitido por algún laboratorio acreditado.

El módulo llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo, nombre o logotipo del fabricante, y el número de serie, trazable a la fecha de fabricación, que permita su identificación individual.

Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación. En caso de variaciones respecto de estas características, con carácter excepcional, deberá presentarse en la Memoria justificación de su utilización.

Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales, y tendrán un grado de protección IP65.

Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales, referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 5\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación, como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células, o burbujas en el encapsulante.

Cuando las tensiones nominales en continua sean superiores a 48 V, la estructura del generador y los marcos metálicos de los módulos estarán conectados a una toma de tierra, que será la misma que la del resto de la instalación.

Se instalarán los elementos necesarios para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del generador.

En aquellos casos en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar

documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, todo producto que no cumpla alguna de las especificaciones anteriores deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

5.5.3 Inversores.

Los requisitos técnicos de este apartado se aplican a inversores monofásicos o trifásicos que funcionan como fuente de tensión fija (valor eficaz de la tensión y frecuencia de salida fija). Para otros tipos de inversores se asegurará requisitos de calidad equivalentes.

Los inversores serán de onda senoidal pura. Se permitirá el uso de inversores de onda no senoidal, si su potencia nominal es inferior a 1 kVA, no producen daño a las cargas y aseguran una correcta operación de éstas.

El inversor debe asegurar una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada permitidas por el sistema.

La regulación del inversor debe asegurar que la tensión y la frecuencia de salida estén en los siguientes márgenes, en cualquier condición de operación:

$V_{NOM} \pm 5 \%$, siendo $V_{NOM} = 220 \text{ VRMS}$ o 230 VRMS $50 \text{ Hz} \pm 2 \%$

El inversor será capaz de entregar la potencia nominal de forma continuada, en el margen de temperatura ambiente especificado por el fabricante.

El inversor debe arrancar y operar todas las cargas especificadas en la instalación, especialmente aquellas que requieren elevadas corrientes de arranque (TV, motores, etc.), sin interferir en su correcta operación ni en el resto de las cargas.

Los inversores estarán protegidos frente a las siguientes situaciones:

- Tensión de entrada fuera del margen de operación.
- Desconexión del acumulador.
- Cortocircuito en la salida de corriente alterna.
- Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.

El autoconsumo del inversor sin carga conectada será menor o igual al 2 % de la potencia nominal de salida.

Las pérdidas de energía diaria ocasionadas por el autoconsumo del inversor serán inferiores al 5 % del consumo diario de energía. Se recomienda que el inversor tenga un sistema de “stand-by” para reducir estas pérdidas cuando el inversor trabaja en vacío (sin carga).

Los inversores deberán estar etiquetados con, al menos, la siguiente información:

- Potencia nominal (VA).
- Tensión nominal de entrada (V).
- Tensión (VRMS) y frecuencia (Hz) nominales de salida.
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie.
- Polaridad y terminales.

5.5.4 Cableado.

Todo el cableado cumplirá con lo establecido en la legislación vigente.

Los conductores necesarios tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior, incluyendo cualquier terminal intermedio, al 3 % a la tensión nominal continua del sistema.

Se incluirá toda la longitud de cables necesaria (parte continua y/o alterna) para cada aplicación concreta, evitando esfuerzos sobre los elementos de la instalación y sobre los propios cables.

Los positivos y negativos de la parte continua de la instalación se conducirán separados, protegidos y señalizados (códigos de colores, etiquetas, etc.) de acuerdo a la normativa vigente.

Los cables de exterior estarán protegidos contra la intemperie.

5.5.5 Protecciones y puesta a tierra.

Todas las instalaciones con tensiones nominales superiores a 48 voltios contarán con una toma de tierra a la que estará conectada, como mínimo, la estructura soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos.

El sistema de protecciones asegurará la protección de las personas frente a contactos directos e indirectos. En caso de existir una instalación previa no se alterarán las condiciones de seguridad de la misma.

La instalación estará protegida frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones.

5.6 Términos, Recepción y Disposiciones

5.6.1 Generalidades.

El director de la obra comunicará a la propiedad de la proximidad de su terminación, para acordar la fecha para el acto de recepción provisional. Ésta se realizará con la intervención de un técnico designado por la propiedad del constructor y del director de la obra. También se convocará a los restantes técnicos que, en su caso, hubiesen intervenido en la dirección con función propia en aspectos parciales o unidades especializadas. Desde esta fecha comenzará el plazo de garantía si la obra se hallase en estado de ser admitida, y seguidamente con los técnicos de la dirección facultativa extenderán el correspondiente Certificado Final de Obra. Al realizarse la recepción provisional de la obra, deberá presentar el contratista las pertinentes autorizaciones de los organismos oficiales de la provincia para el uso y puesta en marcha de la instalación que así lo requiera.

Si se encuentran las obras ejecutadas en buen estado y con arreglo a las prescripciones previstas, la Dirección Facultativa las dará por recibidas y se entregarán al uso de la propiedad, tras la firma de la correspondiente acta. Cuando las obras no se hallen en estado de ser recibidas se hará constar así en el acta y el director de las mismas señalará los defectos observados y detallará las instrucciones precisas, fijando un plazo para remediar aquéllos. Si transcurrido dicho plazo el contratista no lo hubiera efectuado, podrá concederle otro nuevo plazo improrrogable o declarar resuelto el contrato.

6 ANÁLISIS ECONÓMICO

Para poder evaluar correctamente si la instalación planteada resultaría conveniente o no para el cliente resultará fundamental llevar a cabo un correcto análisis del balance económico que dejará la instalación con los años, atendiendo la inversión inicial realizada, así como el ahorro anual en la factura de la electricidad. Y el tiempo de amortización de la instalación.

Antes de abordar los números que implica esta instalación, aclarar que la tarifa aplicada al coste de la luz ha sido obtenida de los datos del año 2022, a la cual se le ha aplicado la actual tendencia de precios e inflación para aproximar precios futuros, quedando las siguientes tarifas mensuales:

Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
0,14 €	0,21 €	0,16 €	0,14 €	0,14 €	0,15 €	0,17 €	0,20 €	0,16 €	0,12 €	0,10 €	0,11 €

Tabla 12: Tarifas mensuales en €/KWh

6.1 Análisis del ahorro anual

Resulta de interés para este proyecto el análisis a lo largo del año de los distintos consumos de energía antes y después de la instalación, la producción energética de esta y como repercute esto en la factura de la electricidad.

6.1.1 Balance energético

En la siguiente tabla podremos ver la demanda energética mensual de la comunidad de regantes, la cual suma un total de 1102721,4 KWh, tal y como se dijo en la memoria de cálculo. Para comparar, se utilizará. La producción calculada con los 816 paneles instalados, lo cual nos servirá para calcular el balance energético resultante entre la situación antes y después de la instalación:

	Demanda energética (KWh)	Energía producida (KWh)	Balance energético (kWh)
Enero	92528,4	64244,73264	28283,66736
Febrero	82716	82176,78144	539,21856
Marzo	90947,6	111.832,17	-20884,57168
Abril	97100,6	114930,6869	-17830,08688
Mayo	90100,8	150529,0296	-60428,2296
Junio	89455,6	148650,3528	-59194,7528
Julio	94255,4	149111,0174	-54855,61744
Agosto	96450,4	137507,6525	-41057,25248
Septiembre	88357	108544,3445	-20187,34448
Octubre	92968,8	87065,21712	5903,58288
Noviembre	93965,4	58919,6472	35045,7528
Diciembre	93875,4	52670,95584	41204,44416
Total	1102721,4	1266182,59	<u>-163461,1896</u>

Tabla 13: Datos de balance energético conseguido con la instalación.

La producción de la planta fotovoltaica cubre el 115% de la demanda de la comunidad de regantes, en otras palabras, hay un 15% de excedentes de energía anualmente. Al observar la tabla se aprecia que gracias a la instalación fotovoltaica, la comunidad se encuentra en una situación en la que la producción de energía mensual supera a los consumos en algunos meses, especialmente, y como resulta lógico, en los meses de verano. Esto suma un balance anual en el que se ha producido más energía que la que se ha consumido.

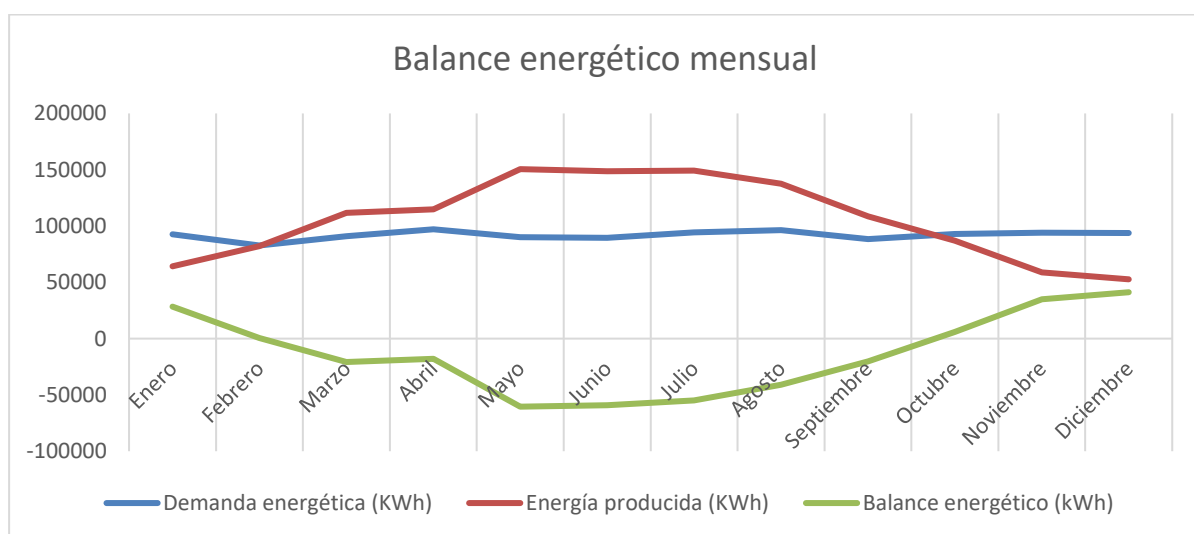


Figura 22: Balance energético mensual con la instalación. Producción propia

A primera instancia pudiera pensarse que esto significaría un coste cero de la electricidad a lo largo del año, o incluso beneficios resultantes de vender la producción excedente. Pero esto no resultará así, ya que se ha de tener en cuenta que a lo largo del día hay muchas horas en las que la demanda de energía es mayor que la producción (noche, amanecer, atardecer, días nublados, etc), y que cuando la producción al fin alcanza la demanda, los excedentes tienen un precio de venta inferior al precio de compra de la electricidad.

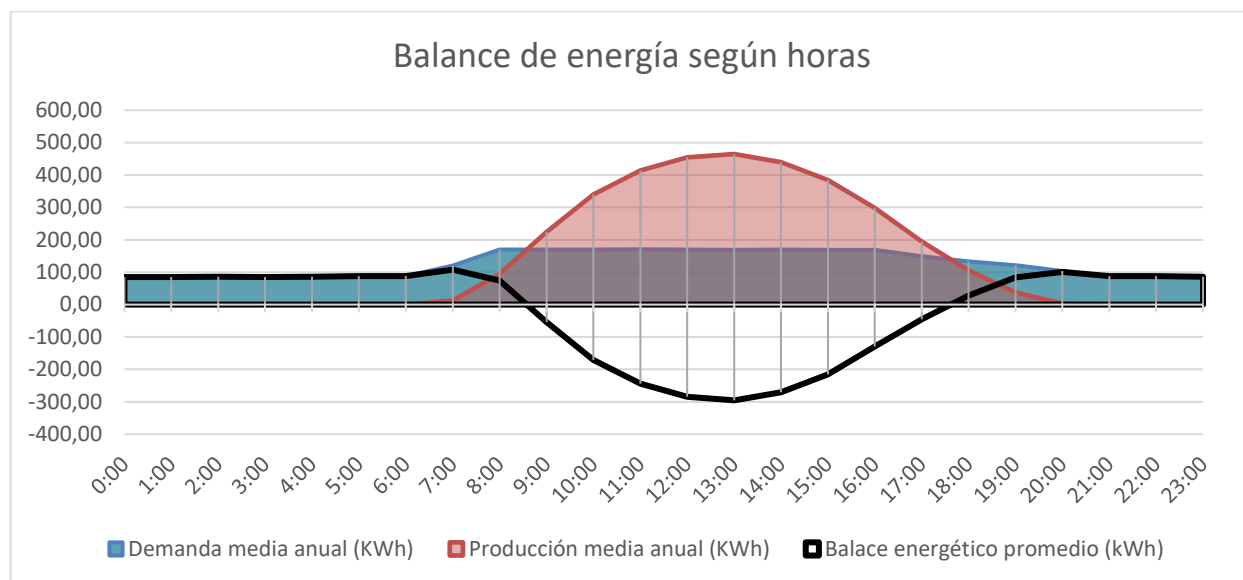


Figura 23: Balance energético por horas. Producción propia

En el gráfico podemos observar lo mencionado anteriormente: en unas horas que hay demanda y cero producción y en otras hay excedente de producción. Esto se observa perfectamente en la línea que representa el balance energético, diferenciando tres zonas diferentes:

- Balance igual que la demanda. Son las horas en las que no hay producción de energía ya que no hay sol.
- Balance inferior a la demanda pero mayor que 0. Representa que aunque sigue habiendo necesidad de consumo de la red eléctrica, esta es menor que la demanda ya que parte de esta se obtiene mediante la instalación. El resultado de esto es un abaratamiento de la factura de la luz durante estos tramos.
- Balance negativo. El que la energía requerida sea negativa significa excedentes en la producción de energía. Es durante estas horas en las que se venderá estos excedentes, produciendo beneficios

6.1.2 Balance económico

Habrà entonces que estudiar como estos distitos tramos de demanda y excedentes de energía. Repercuten en la factura final de la luz, ya que los tramos de demanda positiva de energía se cobrarán significativamente más caros que la venta de energía que ocurre en perioros con excedentes.

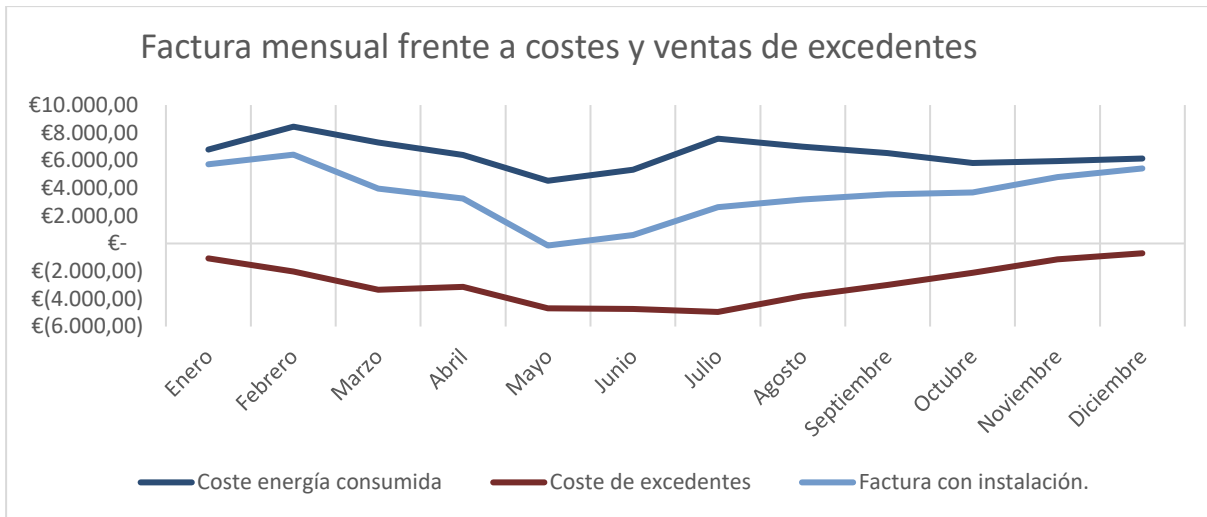


Figura 24: Factura mensual de la Red electrica. Producción propia

En la Figura 24 observamos que la factura final mensual es inferior al coste de la energía adquirida desde la red. Esto es gracias a la venta de excedentes de energía que se producen a lo largo del día. Aun así es destacable que en meses que, aunque vimos en la Figura 22 que en los meses centrales del año había excedentes de energía, aún así hay costes en la factura final mensual. Esto es debido a la diferencia entre el precio de la luz y el precio de venta de excedentes que se mencionó anteriormente.

Con todos estos datos, habrá que comparar la situación económica antes de realizar la instalación y ya con esta en marcha, para apreciar los ahorros que se producen a lo largo de un año.

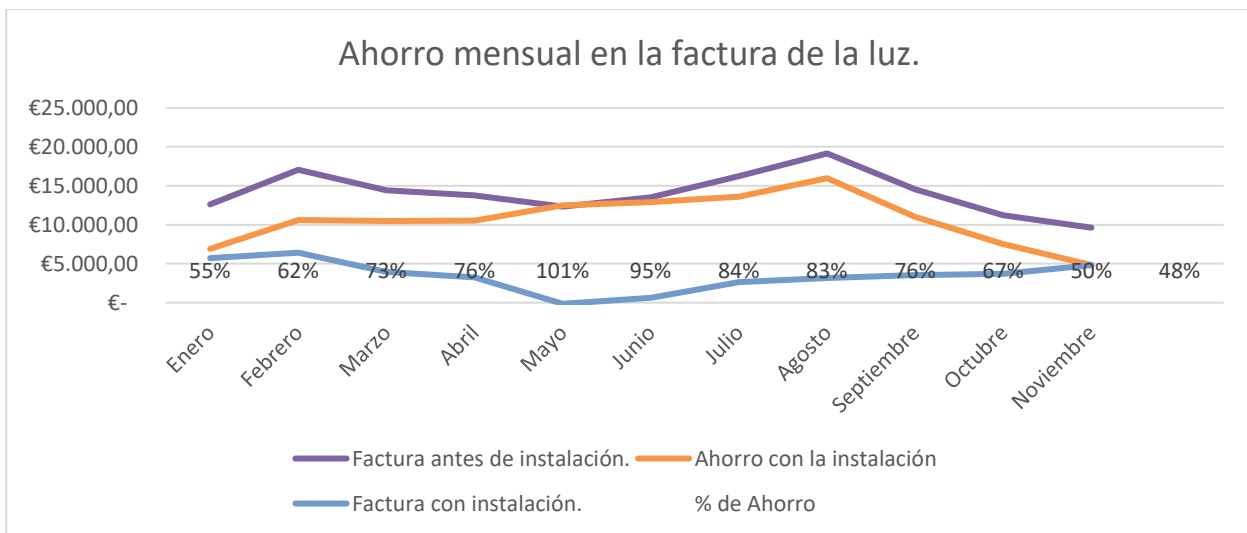


Figura 25: Ahorro mensual en la factura de la luz. Producción propia

Como era de esperar, la instalación logra un ahorro mas que notable a lo largo del año. Es destacable que durante los meses centrales del año, el buen clima para la producción de energía permite reducir sensiblemente más la factura de la luz, logrando durante los meses de mayor incluso beneficios netos de la venta de excedentes.

En resumen, la factura anual antes de la instalación era de 164.931,50 € al año, y con la instalación podemos predecir una factura de 121.848,41 €, lo que supone un ahorro del 74 % del coste anual.

6.2 Análisis de la inversión

Aunque el ahorro analizado en el anterior apartado es notable, habrá que analizarlos frente al coste de la inversión requerida para llevar a cabo la inversión y sus costes de mantenimiento.

Una instalación de estas características deberá ser plenamente operativa durante 25-30 años, de manera que habrá. Que estudiar los flujos de caja esperados durante esos años para valorar objetivamente la inversión. Sin este estudio, el cliente, la comunidad de regantes en este caso, podría no valorar adecuadamente la inversión, ya que aunque represente un gran ahorro en sus gastos, podría darle un mejor uso al dinero de la inversión durante ese tiempo.

Por ello, la amortización de la instalación se planteará a 10 años, y no destinando el 100% del ahorro en la factura de la luz a amortizar el equipo, ya que así el cliente dispondrá de su dinero para sacarle rentabilidad de otras maneras sin sacrificar demasiado en un año con el fin de amortizar rápido el equipo.

Para el analizar el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR), tomaremos un 10% de tasa de descuento y un 21% de tasa impositiva.

Año	Ahorro neto en la factura	Ventas de excedentes	Coste de mantenimiento	Amortización anual	Flujo neto de caja descontado
0	- €	- €	- €	- €	-415.020,29 €
1	87.145,26 €	34.529,63 €	5.000,00 €	41.502,03 €	106.068,08 €
2	86.273,81 €	34.184,33 €	5.000,00 €	41.502,03 €	95.419,95 €
3	85.838,09 €	34.011,68 €	5.000,00 €	41.502,03 €	86.288,33 €
4	85.402,36 €	33.839,04 €	5.000,00 €	41.502,03 €	78.028,41 €
5	84.966,63 €	33.666,39 €	5.000,00 €	41.502,03 €	70.557,17 €
6	84.530,91 €	33.493,74 €	5.000,00 €	41.502,03 €	63.799,47 €
7	84.095,18 €	33.321,09 €	5.000,00 €	41.502,03 €	57.687,32 €
8	83.659,45 €	33.148,44 €	5.000,00 €	41.502,03 €	52.159,21 €
9	83.223,73 €	32.975,79 €	5.000,00 €	41.502,03 €	47.159,45 €
10	82.788,00 €	32.803,15 €	5.000,00 €	41.502,03 €	42.637,67 €
11	82.352,28 €	32.630,50 €	5.000,00 €	0,00 €	36.514,58 €
12	81.916,55 €	32.457,85 €	5.000,00 €	0,00 €	33.012,78 €
13	81.480,82 €	32.285,20 €	5.000,00 €	0,00 €	29.845,90 €
14	81.045,10 €	32.112,55 €	5.000,00 €	0,00 €	26.981,98 €
15	80.609,37 €	31.939,91 €	5.000,00 €	0,00 €	24.392,11 €
16	80.173,64 €	31.767,26 €	5.000,00 €	0,00 €	22.050,14 €

17	79.737,92 €	31.594,61 €	5.000,00 €	0,00 €	19.932,39 €
18	79.302,19 €	31.421,96 €	5.000,00 €	0,00 €	18.017,45 €
19	78.866,46 €	31.249,31 €	5.000,00 €	0,00 €	16.285,96 €
20	78.430,74 €	31.076,67 €	5.000,00 €	0,00 €	14.720,37 €
21	77.995,01 €	30.904,02 €	5.000,00 €	0,00 €	13.304,85 €
22	77.559,29 €	30.731,37 €	5.000,00 €	0,00 €	12.025,03 €
23	77.123,56 €	30.558,72 €	5.000,00 €	0,00 €	10.867,95 €
24	76.687,83 €	30.386,07 €	5.000,00 €	0,00 €	9.821,87 €
25	76.252,11 €	30.213,42 €	5.000,00 €	0,00 €	8.876,17 €
	VAN			581.434,31 €	
	TIR			27%	

Tabla 14: Cálculo del VAN, TIR y parámetros económicos de interés.

Los parámetros de VAN y TIR resultan esenciales para el correcto análisis de un proyecto. Tras calcularlo podemos sacar dos conclusiones:

- Tenemos un VAN mayor que cero, lo cual implica una rentabilidad positiva del proyecto, más teniendo en cuenta el prácticamente nulo riesgo de un proyecto de estas características.
- El TIR es mayor que la tasa de descuento aplicada, lo que implica una mayor rentabilidad del dinero invertido.

Vistas estas conclusiones, consideramos que el proyecto es recomendable llevarlo a cabo desde el punto de vista económico, dada su buena rentabilidad.

7 MEDICIONES Y PRESUPUESTOS

Código	Resumen	Cantidad	Precio	Importe
CAPITULO 1 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA FLOTANTE				
1.1	<p>EQUIPOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA</p> <p>Módulos fotovoltaicos de alta calidad con conexión a red de 550Wp. Vmax 50,7 V. Imax: 13,81 A, eficiencia del módulo: 21,3%. Incluidos accesorios necesarios para su correcta instalación.</p>	816	300,00 €	224.800,00 €
1.2	<p>REGULADORES, INVERSORES Y CONMUTADORES</p> <p>Inversor central trifásico para conexión a red, potencia nominal de salida: 125 kW, voltaje de entrada máximo 1100 Vcc, eficiencia máxima: 98,8 %, rango de voltaje entrada de 180-1000 V, Intensidad máxima de cada punto MPPT: 32 A. Diseño sin fusible de 10 MPPT, monitorización inteligente por string, protección Tipo II en CC y CA, protección IP66 y C5, dispositivo de escaneo y diagnóstico inteligente. Incluidos accesorios necesarios para su correcta instalación</p>	3	3.380,00 €	10.140,00 €
1.3	<p>SISTEMA DE PROTECCIÓN</p> <p>Sistema de protección de la parte de CC, así como de la parte de CA. Esta protección incluye cajas de combinación con interruptor de corte, protección contra sobretensiones de tipo II y portafusibles; fusibles e In= 32 A para las cajas de combinación. Interruptores automáticos de protección diferencial, con In=250 A y sensibilidad ajustable a 30mA. Portafusibles de tipo cuchilla y fusibles de tipo cuchilla de In=250 A</p>	3	2.239,53 €	6.718,59 €
1.4	<p>SISTEMA DE CABLEADO DE CC</p> <p>Cable necesario para la conectar los paneles solares entre sí, y los strings de paneles solares a las cajas de combinación, así como los conectores MC4 necesarios.</p>	3	2.649,68 €	7.949,04 €

Código	Resumen	Cantidad	Precio	Importe
CAPITULO 1 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA FLOTANTE				
1.5	SISTEMA DE CABLEADO DE CA Cable necesario para conectar los inversores al cuadro de BT	3	5.429,34 €	16.288,00 €
1.6	CASSETAS PARA INSTALACIÓN ELECTRICA Casetas con protección IP56 según norma IEC EN62208, para albergar las cajas de combinación. Inversores y protecciones de CA, con los montantes y sujecciones necesarios para albergarlos	6	150,00 €	900,00 €
1.7	SISTEMA DE CONTROL Cada y sistema de monitorización para la instalación descrita donde se monitorizará en tiempo real los principales parámetros de la instalación como son: voltaje e intensidad por string, producción, funcionamiento de seguridad en modo isla y similar. Totalmente instalado, comprobado. Se incluye formación.	1	4.500,00 €	4.500,00 €
1.8	INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA Y DE CONSUMO Contador bidireccional para monitorizar la producción eléctrica de origen renovable, homologado y certificado por E-Distribución.	1	3.500,00 €	3.500,00 €
1.9	OTRAS INSTALACIONES * Sistema de flotación de la instalación completa formado por flotador modular para balsa apilable y encajable hueco con diseño cóncavo, fabricado por inyección. Dimensiones unitarias: 1160x935x370 mm. Flotabilidad: 2,4kN (240kg) por panel fotovoltaico. Resistencia al viento: 180 km/h. Material HDPE. ** Estructura para los módulos de inclinación compuesta por acero galvanizado.	1	103.124,66 €	103.124,66 €
TOTAL CAPÍTULO 1				397.920,29 €

Código	Resumen	Cantidad	Precio	Importe
CAPÍTULO 2 OTROS CONCEPTOS DE OBRA				
2.1	ESTUDIO, CONCEPCIÓN, REDACCIÓN DEL PROYECTO	1	4.500,00 €	4.500,00 €
2.2	REALIZACIÓN DE LA DIRECCIÓN DE OBRAS Y EMISIÓN DE CERTIFICADO FINAL DE OBRA.	1	3.000,00 €	3.000,00 €
2.3	GESTIÓN CON COMPAÑÍAS ELÉCTRICAS, AYUNTAMIENTO, INDUSTRIA, INSCRIPCIÓN	1	3.000,00 €	3.000,00 €
2.4	SEGURIDAD Y SALUD Incluyendo Plan de Seguridad y Salud y Coordinación de Seguridad y Salud y obtención de libro de Seguridad y Salud.	1	3.000,00 €	3.000,00 €
2.5	CONTROL DE CALIDAD	1	1.000,00 €	1.000,00 €
2.6	GESTIÓN DE RESIDUOS	1	600,00 €	600,00 €
2.7	OTROS	1	2.000,00 €	2.000,00 €
TOTAL CAPÍTULO 2				17.100,00 €
TOTAL				415.020,29 €

Asciende el coste de ejecución de la instalación fotovoltaica flotante a CUATROCIENTOS QUINCE MIL VEINTE EUROS CON VEINTINUEVE CÉNTIMOS DE EURO.

8 ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

8.1 Objeto del Estudio de Seguridad y Salud

El presente Estudio de Seguridad y Salud tiene por objeto servir de base para que las Empresas Contratistas y cualesquiera otras que participen en la ejecución de las obras a que hace referencia el proyecto en el que se encuentra incluido este Estudio las lleven a efecto en las condiciones que puedan alcanzarse respecto a garantizar el mantenimiento de la salud, la integridad física y la vida de los trabajadores de las mismas, cumpliendo así lo que prescribe el R.D. 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción, y el resto de la normativa complementaria y de aplicación.

8.2 Datos Generales del Proyecto

8.2.1 Emplazamiento

Polígono 26 Parcela 191
CORTIJO SAN BENITO. TRIGUEROS (HUELVA)
Nº de Referencia Catastro: 21069A026001910000OY

8.2.2 Titular

Nº	Nombre	C.I.F.	Potencia pico (kWp)	Potencia nominal (kW)
1	José Antonio Rodríguez Vázquez	49137736F	448,8	375

A efectos de notificaciones se contemplan los siguientes datos:

José Antonio Rodríguez Vázquez, 49137736F

Calle Américo Vespucio, 41092. Sevilla.

Persona física: José Antonio Rodríguez Vázquez

8.2.3 Autor del proyecto

El autor de este proyecto es José Antonio Rodríguez Vázquez.

8.2.4 Presupuesto de Ejecución Material

415.020,29 €

8.2.5 Plazo de Ejecución

Se estima que el plazo de ejecución de esta actuación asciende a 3 meses.

8.3 Estudio de Seguridad y Salud

Basándonos en el R.D 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción la instalación que se proyecta precisa de un estudio completo de Seguridad y Salud, según su artículo 4: "Obligatoriedad del estudio de seguridad y salud o del estudio básico de seguridad y salud en las obras" ya que:

1. El presupuesto de ejecución por contrata superará los
2. La duración estimada será superior 30 días laborables, y en sí habrá más 20 trabajadores simultáneamente.
3. El volumen de mano de obra estimada será superior a 500.
4. No sea ninguna obra de túneles, galerías, conducciones subterráneas y presas.

No obstante, se realizará un estudio básico de seguridad y salud.

8.3.1 Introducción y objeto del presente estudio

El objeto del presente estudio es establecer las previsiones respecto a la prevención de riesgos de accidentes y enfermedades provisionales, así como daños que puedan derivarse de trabajos de reparación y mantenimiento y que además las instalaciones estén obligadas a mantener una higiene y con ello bienestar en los trabajadores.

Según la ley 31/1995, de 8 de noviembre de 1995, de prevención de riesgos laborales tiene por objeto la determinación del cuerpo básico de garantías y responsabilidades precisas para establecer un adecuado nivel de protección de la salud de los trabajadores frente a los riesgos derivados.

Como ley, establece un marco legal a partir del cual las normas reglamentarias irán fijando y concretando los aspectos más técnicos de las medidas preventivas.

Las normas complementarias quedan resumidas a continuación:

- Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual y complementos necesarios.
- Disposiciones mínimas de seguridad en cuanto a formación básica auxiliar.

8.3.2 Derechos y obligaciones

8.3.2.1 Derecho a la protección frente a los riesgos laborales

Los trabajadores tienen derecho a una protección eficaz en materia de seguridad y salud en el trabajo.

Por ello, el empresario realizará la prevención de Riesgos Laborales mediante la adopción de cuantas medidas sean necesarias para la protección de la seguridad y la salud de los trabajadores, con las especialidades que se recogen en los artículos siguientes en materia de evaluación de riesgos, información, consulta, participación y

formación de los trabajadores, actuación en caso de emergencia o riesgo grave.

8.3.2.2 Evaluación de los riesgos

La acción preventiva en la empresa se planificará por el empresario a partir de una evaluación inicial de los riesgos para la seguridad y la salud de los trabajadores, que se realizará, con carácter general, teniendo en cuenta la naturaleza de la actividad, y en relación con aquellos que estén expuestos a riesgos especiales. Igual evaluación deberá hacerse con la ocasión de la elección de los equipos de trabajo, de las sustancias o preparados químicos y del acondicionamiento de los lugares de trabajo.

De alguna manera se podrían clasificar las causas de los riesgos en las categorías siguientes:

- Insuficiente calificación profesional del personal dirigente, jefes de equipos y obreros.
- Empleo de maquinaria y equipos en trabajos que no corresponden a la finalidad para la que fueron concebidos.
- Negligencia en el manejo y conservación de las máquinas e instalaciones. Control deficiente de la zona.
- Insuficiente instrucción del personal en materia de seguridad.
- Referente a las máquinas y herramienta, los riesgos que pueden surgir al manejarlas se pueden resumir en los siguientes puntos:
 - Se puede producir un accidente o deterioro de una máquina si se pone en funcionamiento sin conocer su modo de operación.
 - La lubricación deficiente conduce a un desgaste prematuro por lo que los puntos de engrase manual deben ser engrasados regularmente.
 - Puede haber ciertos riesgos si alguna palanca de la máquina no está en su posición correcta.
 - El resultado de un trabajo puede ser poco exacto si las guías de las máquinas se desgastan, por ello hay que protegerlas contra la inundación de virutas.
 - Puede haber riesgos mecánicos que se deriven fundamentalmente de los diversos movimientos que realicen las distintas partes de una máquina y que pueden provocar que el operario:
 - o Entre en contacto con alguna parte de la máquina o ser atrapado entre ella y cualquier estructura fija o material.
 - o Sea golpeado o arrastrado por cualquier parte en movimiento de la máquina.
 - o Sea golpeado por elementos de la máquina que resulten proyectados.
 - o Sea golpeado por otros materiales proyectados por la máquina.
- Puede haber riesgos no mecánicos tales como los derivados de la utilización de la energía eléctrica, productos químicos, generación de ruido, vibraciones, radiaciones, ahogamientos, etc.

8.3.2.3 Principios de la acción preventiva

El empresario aplicará las medidas preventivas pertinentes, con arreglo a los siguientes principios generales:

- Evitar los riesgos.
- Evaluar los riesgos que no se puedan evitar.
- Combatir los riesgos en su origen.
- Adaptar el trabajo a la persona, en particular en lo que respecta a la concepción de los puestos de trabajo, la organización del trabajo, las condiciones de trabajo, las relaciones sociales y la influencia de los factores ambientales en el trabajo.
- Adoptar medidas que antepongan la protección colectiva a la individual.
- Dar las debidas instrucciones a los trabajadores.

- - Adoptar las medidas necesarias a fin de garantizar que sólo los trabajadores que hayan recibido información suficiente y adecuada puedan acceder a las zonas de riesgo grave y específico.
- Prever las distracciones o imprudencias no temerarias que pudiera cometer el trabajador.

8.3.2.4 Equipos de trabajo

Cuando la utilización de un equipo de trabajo pueda presentar un riesgo específico para la seguridad y la salud de los trabajadores, el empresario adoptará las medidas necesarias con el fin de que:

- La utilización del equipo de trabajo quede reservada a los encargados de dicha utilización.
- Los trabajos de reparación, transformación, mantenimiento o conservación serán realizados por los trabajadores específicamente capacitados para ello.

El empresario deberá proporcionar a sus trabajadores equipos de protección individual adecuados para el desempeño de sus funciones y velar por el uso efectivo de los mismos, así como asegurarse de que todos los implicados hayan cursado la formación necesaria sobre primeros auxilios.

8.3.2.5 Información, consulta y participación de los trabajadores

El empresario adoptará las medidas adecuadas para que los trabajadores reciban todas las informaciones necesarias en relación con:

- Los Riesgos para la Seguridad y la Salud de los trabajadores en el trabajo.
- Las medidas y actividades de protección y prevención aplicables a los riesgos.
- Curso primeros auxilios.

Los trabajadores tendrán derecho a efectuar propuestas al empresario, así como a los órganos competentes en esta materia, dirigidas a la mejora de los niveles de la protección de la seguridad y la salud en los lugares de trabajo, en materia de la señalización en dichos lugares, en cuanto a la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo y en referencia al uso de los equipos individuales de protección.

8.3.2.6 Formación de los trabajadores

El empresario deberá garantizar que cada trabajador reciba una formación teórica previa y práctica, suficiente y adecuada, en manera preventiva.

8.3.2.7 Riesgo grave e inminente

Cuando los trabajadores estén expuestos a un riesgo grave e inminente en la realización de su trabajo, el empresario estará obligado a:

- Informar lo antes posible a todos los trabajadores afectados acerca de la existencia de dicho riesgo y de las medidas adoptadas en materia de protección.
- Dar las instrucciones necesarias para que, en caso de peligro grave, inminente e inevitable, los trabajadores puedan interrumpir su actividad y además estar en condiciones, de adoptar las medidas necesarias para evitar las consecuencias de dicho peligro.

8.3.2.8 Medidas de emergencia

El empresario, teniendo en cuanto el tamaño y la actividad de la empresa, así como la posible presencia de personas ajenas a la misma, deberá analizar las posibles situaciones de emergencia y adoptar las medidas necesarias en materia de primeros auxilios y evacuación de los trabajadores, designando para ello al personal encargado de poner en práctica estas medidas y comprobando periódicamente, en cualquier caso, su correcta implantación.

8.3.2.9 Documentación

El empresario deberá elaborar y conservar a disposición de la autoridad laboral la siguiente documentación:

- Evaluación de los riesgos para la seguridad y salud en el trabajo, y planificación de la acción preventiva.
- Medidas de protección y prevención a adoptar.
- Resultado de los controles periódicos de las condiciones de trabajo.
- Práctica de los controles del estado de salud de los trabajadores.
- Relación de accidentes de trabajo y enfermedades profesionales que hayan causado al trabajador una incapacidad laboral superior a un día de trabajo.

8.3.2.10 Formación de los trabajadores

El empresario deberá garantizar que cada trabajador reciba una formación teórica previa y práctica, suficiente y adecuada, en manera preventiva.

8.3.3 Identificación de riesgo y prevención

Riesgos más frecuentes	Medidas Preventivas	Protecciones individuales
Caídas de operarios al agua	Más de un trabajador a la vez	Pequeño flotador incorporado al uniforme
Caídas de operarios al agua	Curso primeros auxilios obligatorios para todo el personal	Ropa y calzado adaptado y herramientas en maletines aparte.
Caídas de objetos sobre operarios	Limpieza de bolos y viseras	Botas o calzado de seguridad (para fuera de la estructura flotante)
Choques o golpes contra objetos	Distancia de seguridad	Guantes de lona y piel
Atrapamientos y aplastamientos por partes móviles de maquinaria	Separación tránsito de vehículos y operarios	Guantes impermeables
Lesiones y/o cortes en manos y pies	No permanecer en el radio de acción de máquinas	Gafas de seguridad, guantes y calzado adecuado.

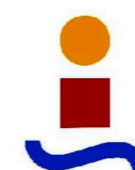
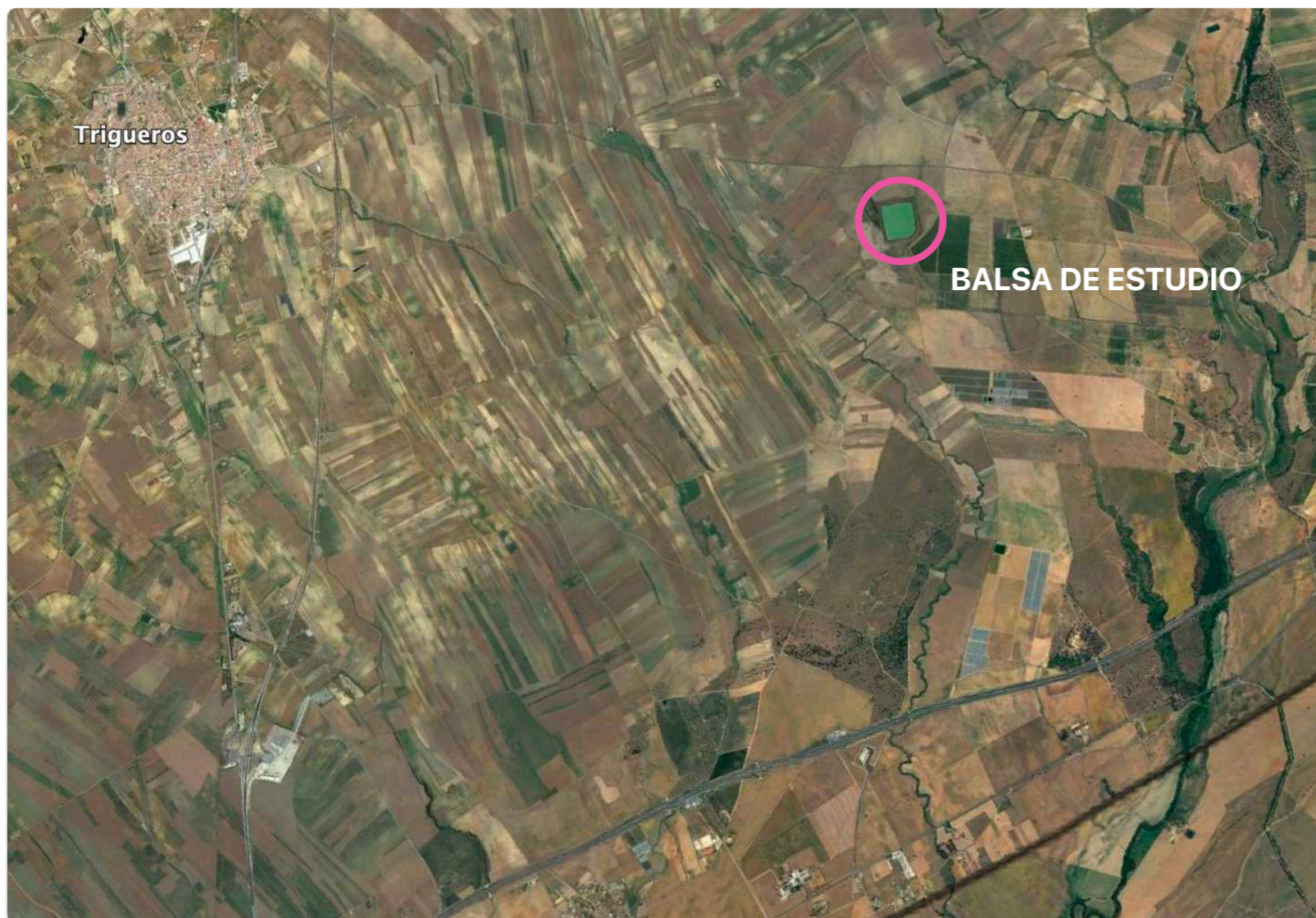
Riesgos más frecuentes	Medidas Preventivas	Protecciones individuales
Sobreesfuerzos	Avisadores ópticos y acústicos de maquinaria	Protectores auditivos
Ruido y contaminación acústica	Protección de las partes móviles de la maquinaria	Cinturón de seguridad
Cuerpos extraños en los ojos		Gafas de seguridad
Contactos eléctricos directos e indirectos		Guantes de seguridad

Tabla 15: Riesgos y posibles soluciones en la instalación.

9 PLANOS

ÍNDICE

- Plano 1: Ubicación
- Plano 2: Implantación
- Plano 3: Esquema unifilar
- Plano 4: Plataforma flotante



INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE BALSAS

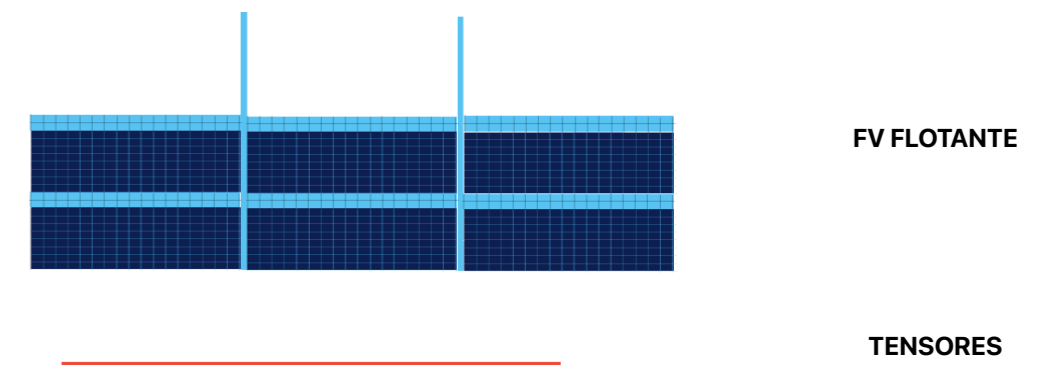
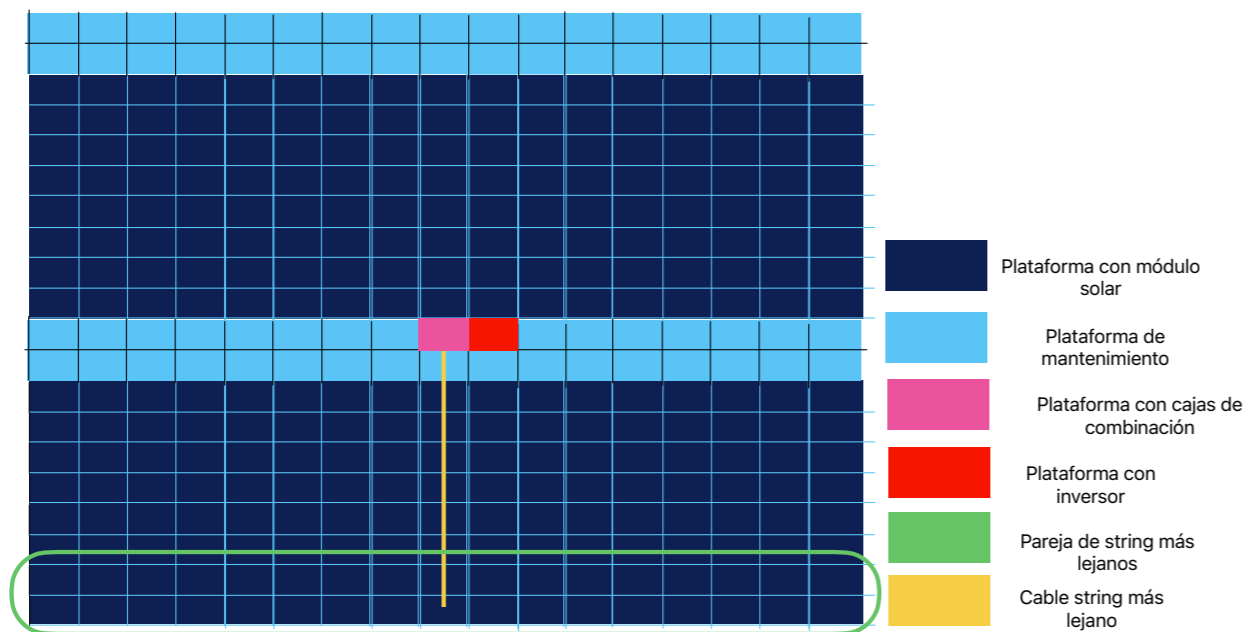
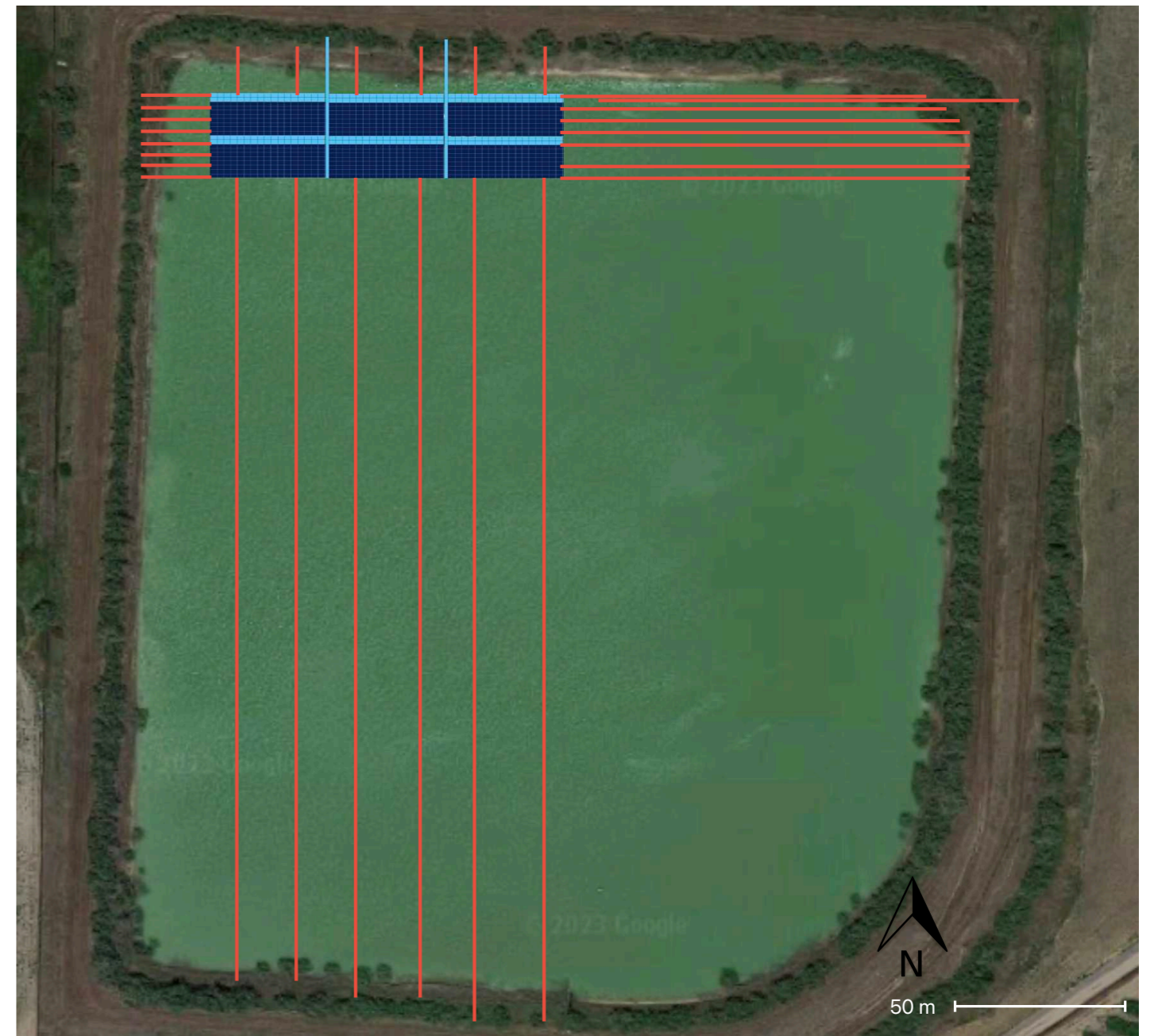
UNIVERSIDAD DE SEVILLA
 ESCUELA TÉCNICA
 SUPERIOR DE INGENIERÍA

AUTOR: JOSÉ ANTONIO RODRÍGUEZ VÁZQUEZ
 TUTOR: DOMINGO BORRERO GOVANTES
 PLANO: UBICACIÓN

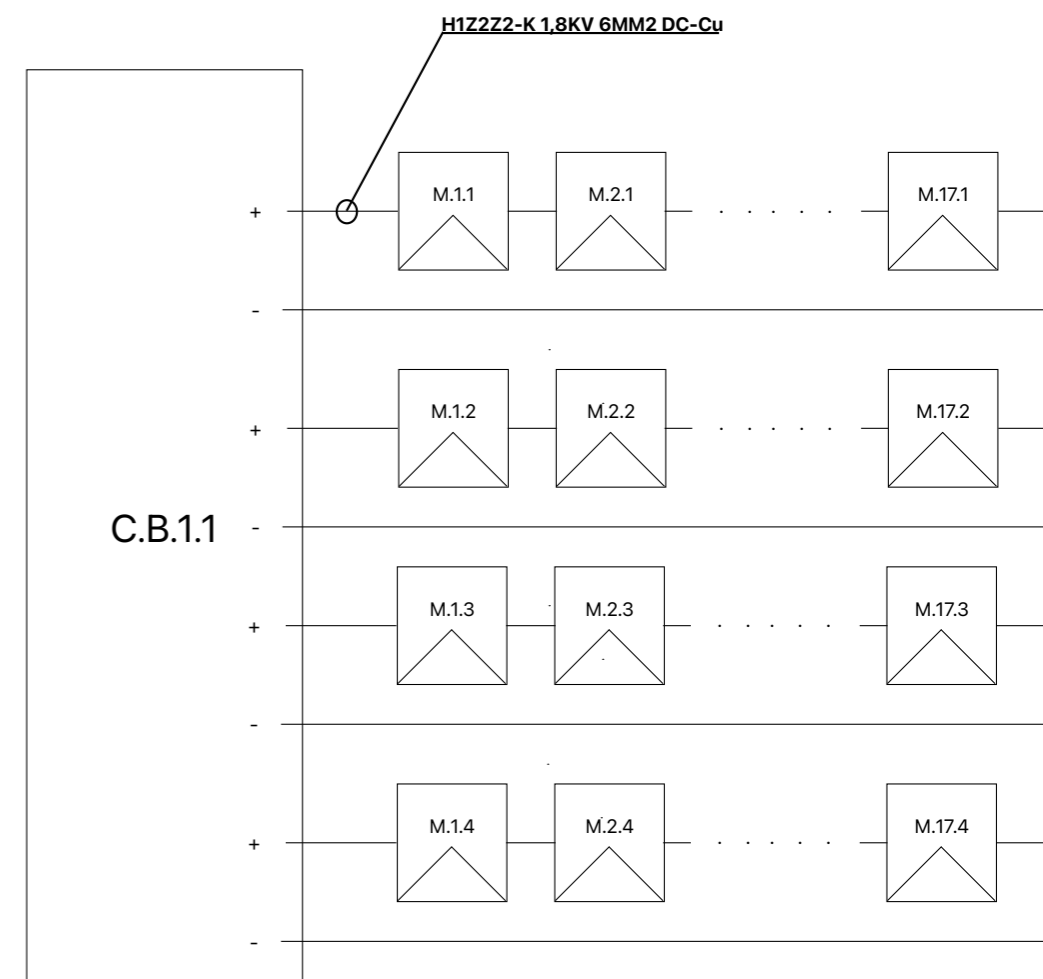
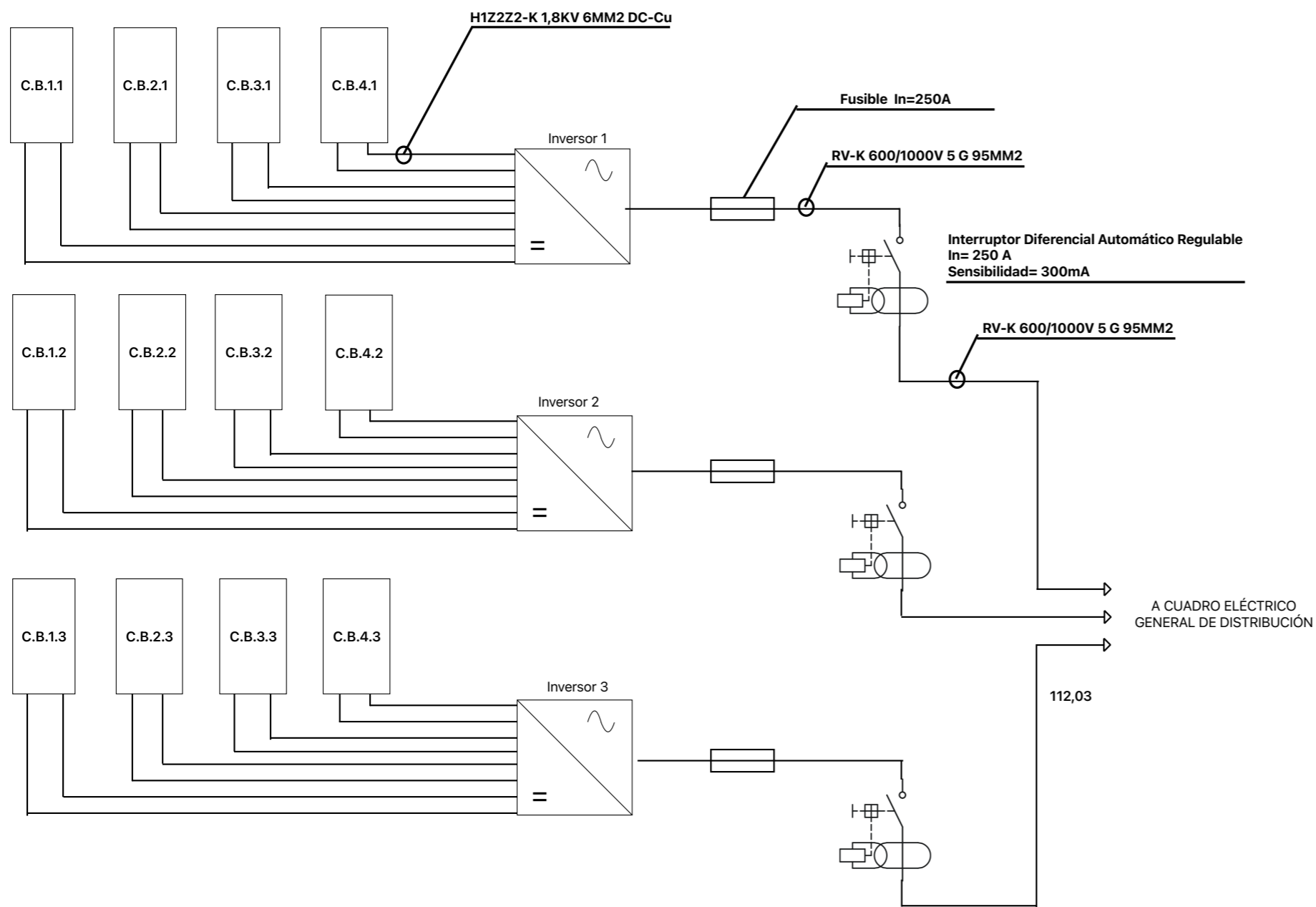
ANTES DE LA IMPLANTACIÓN

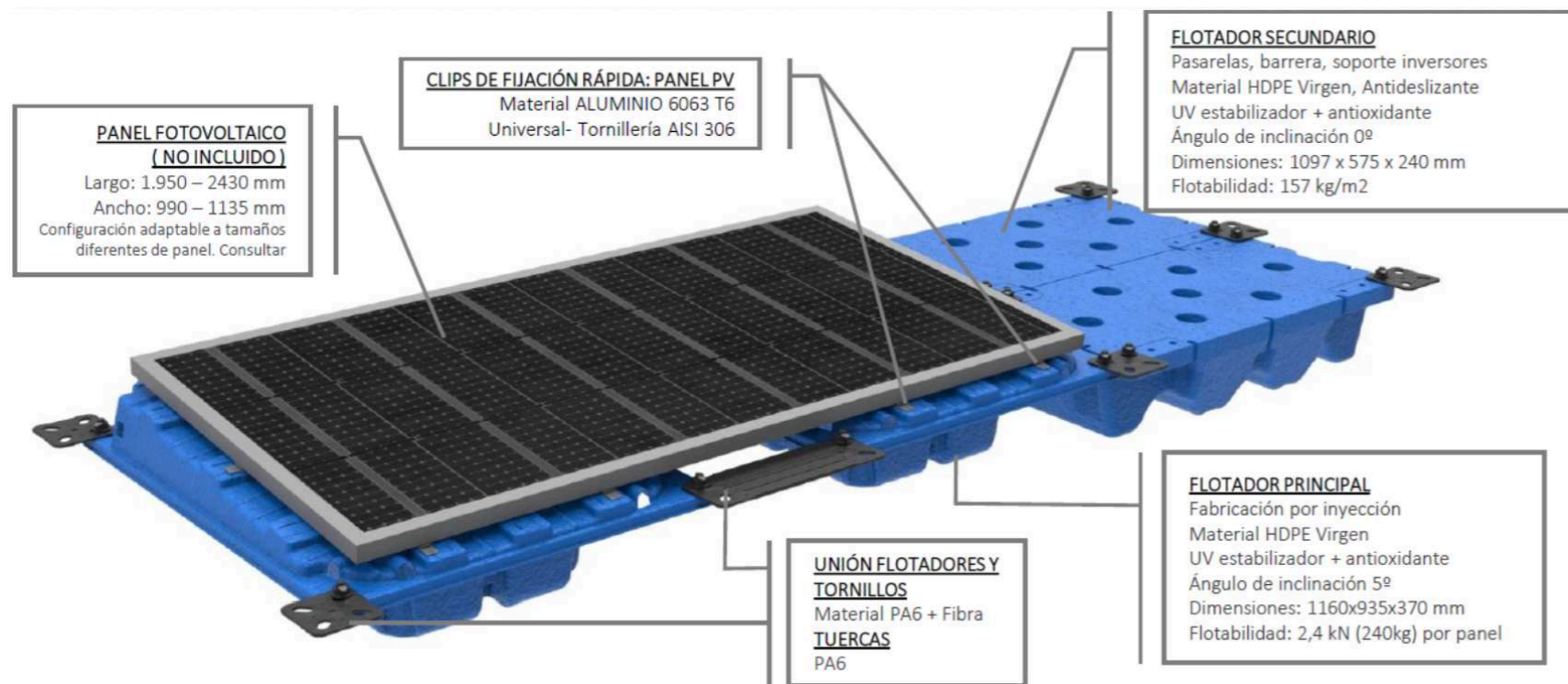


DESPUÉS DE LA IMPLANTACIÓN



	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE BALSAS		2
	UNIVERSIDAD DE SEVILLA ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA	AUTOR: JOSÉ ANTONIO RODRÍGUEZ VÁZQUEZ TUTOR: DOMINGO BORRERO GOVANTES PLANO: IMPLANTACIÓN	





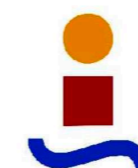
MONTAJE DE LA PLATAFORMA FLOTANTE



MONTAJE FINAL (EJEMPLO)



COMPONENTES DE LA PLATAFORMA FLOTANTE



INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE BALSAS

UNIVERSIDAD DE SEVILLA
 ESCUELA TÉCNICA
 SUPERIOR DE INGENIERÍA

AUTOR: JOSÉ ANTONIO RODRÍGUEZ VÁZQUEZ
 TUTOR: DOMINGO BORRERO GOVANTES

PLANO: PLATAFORMA FLOTANTE

- ANEXO A: Ficha técnica del panel fotovoltaico. Obtenido en junio de 2023 en: <https://www.sharp.es/monocrystalline-solar-panels/545wp-nujd545>

Serie NU-JD

NU-JD545 / 550

545 / 550 W

La solución de proyecto



Potentes características

<p>+% Tolerancia de potencia positiva garantizada (0/+5 %)</p> <p>↻ Eficiencia del módulo 21,1 / 21,3 % Módulos fotovoltaicos PERC de silicio monocristalino</p> <p>⚡ Voltaje máximo del sistema 1.500 V Menores costes de equilibrio del sistema gracias a cadenas más largas</p>	<p>MBS Tecnología de barras múltiples Fiabilidad mejorada Mayor eficiencia Menor resistencia en serie</p> <p>≡ Half-cut cell Rendimiento mejorado en condiciones de sombra Menores pérdidas internas Menor riesgo de hot spots o puntos calientes</p>	<p>🏠 Probado y certificado VDE, IEC/EN61215, IEC/EN61730 Clase de seguridad II, CE Grado de resistencia al fuego: clase C</p> <p>🛡️ Diseño robusto Probado para resistencia PID Probado para niebla salina (IEC61701) Probado para amoníaco (IEC62716) Probado para polvo y arena (IEC60058)</p>
---	---	--

Su socio solar para toda la vida

<p>60 60 años de experiencia solar</p> <p>🌍 Equipo de asistencia local en Europa</p>	<p>25 Garantía de potencia lineal</p> <p>50 50 millones de módulos fotovoltaicos instalados</p>	<p>10* Garantía de producto</p> <p>1 Tier 1 - BloombergNEF</p>
--	---	--



Energy Solutions

SHARP

Be Original.

* Aplicable a los módulos instalados en los países recogidos en las condiciones de garantía.

69

Datos eléctricos (STC)

		NU-JD545	NU-JD550	
Potencia máxima	P_{max}	545	590	W_p
Tensión de circuito abierto	V_{oc}	50,54	50,70	V
Corriente de cortocircuito	I_{sc}	13,73	13,81	A
Tensión en el punto de máxima potencia	V_{mppt}	41,83	42,02	V
Corriente en el punto de máxima potencia	I_{mppt}	13,03	13,09	A
Eficiencia del módulo	η_p	21,1	21,3	%

STC = Condiciones de prueba estándar: irradiancia 1.000 W/m², AM 1,5, temperatura de las células 25 °C.
 Las características eléctricas nominales se sitúan en un margen de ±10 % de los valores indicados de V_{oc} , V_{mppt} y de 0 a +5 % de P_{max} .
 Reducción de la eficiencia de un cambio de irradiancia de 1.000 W/m² a 200 W/m² ($T_{células} = 25 °C$) es inferior a 5 %.

Datos eléctricos (NMOT)

		NU-JD545	NU-JD550	
Potencia máxima	P_{max}	408,72	412,46	W_p
Tensión de circuito abierto	V_{oc}	47,90	48,06	V
Corriente de cortocircuito	I_{sc}	11,13	11,20	A
Tensión en el punto de máxima potencia	V_{mppt}	39,00	39,17	V
Corriente en el punto de máxima potencia	I_{mppt}	10,48	10,53	A

NMOT = Temperatura de funcionamiento del módulo: 40,5 °C, irradiancia de 800 W/m², temperatura del aire de 26 °C, velocidad del viento de 1 m/s.

Datos mecánicos

Longitud	2.278 mm
Anchura	1.134 mm
Profundidad	35 mm
Peso	27,5 kg

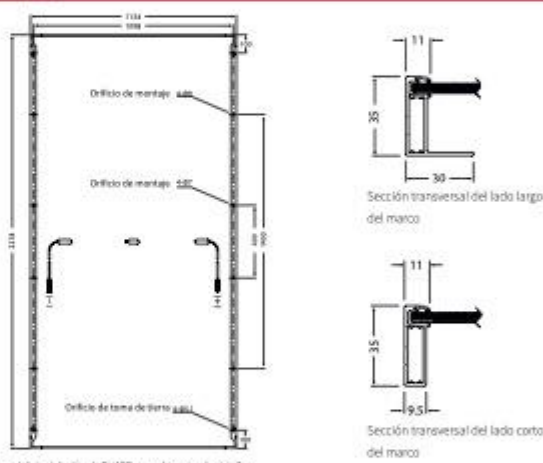
Coefficiente de temperatura

P_{max}	-0,341 %/°C
V_{oc}	-0,262 %/°C
I_{sc}	0,054 %/°C

Valores límite

Voltaje máximo del sistema	1.500 V CC
Protección de sobrecorriente	25A
Intervalo de temperaturas	De -40 a 85 °C
Carga mecánica máxima (nieve/viento)	2.400 Pa
Carga de nieve probada (prueba IEC61215*)	5.400 Pa

Dimensiones (mm)



*Consulte el manual de instalación de SHARP para obtener más detalles.

Datos de embalaje

Módulos por palet	31 unidades
Tamaño del palet (L x A x P)	2,31 m x 1,13 m x 1,25 m
Peso del palet	Aprox. 945 kg

**Requisitos especiales para la descarga, consulte el código QR o: www.sharp.eu/NUJ0-offloading



Datos generales

Células	Célula cortada mono, 182 mm x 91 mm, MBB, 144 medias células en serie
Vidrio frontal	Vidrio templado con bajo contenido de hierro, antirreflejante y altamente transmisor de 3,2 mm
Lámina posterior	Blanca
Marco	Aleación de aluminio anodizado, plateado
Cable	Ø 4,0 mm ² , longitud 1.750 mm (o +1 397 mm, -) 50 mm bajo demanda)
Caja de conexión	Clasificación IP68, 3 diodos de bypass
Conector	CL, IP68

Nota: Los datos eléctricos están sujetos a cambios sin previo aviso. Antes de utilizar los productos de SHARP, consulte las especificaciones técnicas de SHARP. SHARP no acepta ninguna responsabilidad por daños en los dispositivos que se hagan en su posesión. No se garantiza el rendimiento de los productos en condiciones de instalación no autorizadas. Las especificaciones pueden variar ligeramente y no están garantizadas. Los valores de referencia pueden variar sin previo aviso. Consulte el manual de instalación de SHARP para obtener más detalles. Este manual no debe considerarse un documento de SHARP.

NUJ05451UE52208

SHARP Electronics GmbH
 Energy Solutions
 Nagelsweg 33 - 35
 20097 Hamburg, Alemania
 T: +49 40 2376 2436
 E: SolarInfo.Europe@sharp.eu

www.sharp.es/energia-solar | @SHARPSolarEMEA

SHARP
 Be Original.

- ANEXO B: Ficha técnica del inversor. Obtenido en junio de 2023 en: <https://www.sharp.es/monocrystalline-solar-panels/545wp-nujd545>

MAX 100~125KTL3-X LV

- 10 MPPTs fusefree design
- Smart IV scan and diagnosis
- Intelligent string monitoring
- AC&DC type II SPD
- IP66 and C5 protection

Topology Diagram

The topology diagram illustrates the internal circuitry of the inverter. It starts with 10 MPPT (Maximum Power Point Tracking) inputs, labeled MPPT 1 through MPPT 10. Each input is connected to a Current Sensor and a DC Switch. The outputs of these switches are connected to a DC EMF (Electromagnetic Interference) Filter. This is followed by a DC Link, which contains a DC/AC converter. The output of the DC/AC converter goes through an Output Filter, then an AC EMI Filter, and finally an AC SPD (Surge Protection Device). The final output is connected to the AC lines L1, L2, L3, N (Neutral), and PE (Protective Earth).

Primary Specification

Datasheet	MAX 100KTL3-X LV	MAX 110KTL3-X LV	MAX 120KTL3-X LV	MAX 125KTL3-X LV
Input data (DC)				
Max. DC voltage			1100V	
Start voltage			780V	
Nominal voltage			600V	
MPP voltage range			380V-1000V	
No. of MPP trackers			10	
No. of PV strings per MPP tracker			2	
Max. input current per MPP tracker			32A	
Max. short-circuit current per MPP tracker			40A	
Output data (AC)				
AC nominal power	100000W	110000W	120000W	125000W
Max. AC apparent power	110000VA	121000VA	132000VA	137500VA
Nominal AC voltage(range*)	230V/400V(340-440VAC)			
AC grid frequency (range*)	50/60 Hz(45-55Hz/55-65 Hz)			
Max. output current	158.6A	174.6A	190.5A	198.5A
Adjustable power factor	0.8leading...0.8lagging			
THD	<3%			
AC grid connection type	3W/PE			
Efficiency				
Max efficiency			98.8%	
European efficiency	98.4%	98.5%	98.5%	98.5%
MPP efficiency			99.9%	
Protection devices				
DC reverse polarity protection			Yes	
DC switch			Yes	
AC/DC surge protection			Type I / Type II	
Insulation resistance monitoring			Yes	
AC short-circuit protection			Yes	
Ground fault monitoring			Yes	
String detection			Yes	
Anti PID function			Opt	
Arc fault detection (AFCI)			Opt	
General data				
Dimensions (W / H / D)	970x640x345mm			
Weight	8kg			
Operating temperature range	-30°C ... +60°C			
Nighttime power consumption	< 1W			
Topology	Transformerless			
Cooling	Smart Cooling			
Protection degree	IP66			
Relative humidity	0-100%			
Altitude	4000m			
DC connection	H4/MC4 (Max.6mm ²)			
AC connection	CJ Terminal (Max. 240mm ²)			
Display	LED/RFI+APP			
Interfaces: RS485 / USB / PLC/GPRS/4G/WIFI	Yes/Yes/Optional/Optional/Optional/Optional			
Warranty: 5 years / 10 years	Yes /Optional			
CE,IEC62116, IEC61727, CQC, VDE0126, VFR2019, EN50549-1/2, C10/C11, UNE206007, G99 CEI 0-21/0-16, N4105&N4110, UNE206006, MEA, PEA, KSC8545				

* The AC voltage range and frequency range may vary depending on specific country grid standard.
All specifications are subject to change without notice.

SHENZHEN GROWATT NEW ENERGY CO., LTD. A: 2nd & 3rd Floor Building 4, Jilayu Industrial Zone, Xibianling Shangwu Village, Shiyun, Baoan District, Shenzhen.
T: + 86 755 2747 1900 P: + 86 755 2749 1460 E: info@growatt.com

- ANEXO C: Ficha técnica de la caja de conexiones (Combiner Box). Obtenido en junio de 2023, página 32, en: <https://www.beny.com/wp-content/uploads/2021/09/Solar-DC-AC-Box-BENY-Electric-202207-2.pdf>

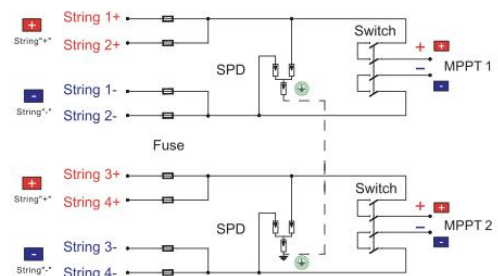


Solar Combiner Box
4 in 2 out DC 1000V



General Data		DC Surge Arrester		BUD-40/3	
Model No.	BHS-4/2	Max Operation Voltage (Ucpv)	1000V		
Input	4 strings	Standard Compliance with	EN 50539 Type 2		
Output	2 strings	Maximum Discharge Current	40 KA		
Maximum Voltage	1000V	Certification	TUV CE		
Max DC Short Circuit Current Per Input (Isc)	15A (Changeable)				
Maximum Current Output	32A				
Enclosure		DC fuse holder		BR-30	
Material Type	Polycarbonate/ABS	LED Indicator	Yes		
Degree of Protection	IP65	Rated Working Voltage	1000V		
Degree of Resistance to Impacts	IK10	Fuse Link	10x38mm LITTEL 15A		
Dimension (WxHxD)	292 x370 x 132mm	Certification	UL, CB, CE		
Cable input Entry	PG09 Cable Gland, 2.5-16mm ²				
Output Cable Gland	PG21 2.5-16mm ²				
DC Switch Disconnecter		BYT.2-32		Environment	
Rated Insulation Voltage (Ui)	1000V	Operating Temperature	-20°C~+60°C		
Rated Current (Ie)	32A	Humidity	99%		
Category	DC21B/PV2	Altitude	2000M		
Standard Compliance with	IEC 60947-3	Installation	Wall Mounting		
Certification	UL, TUV, KEMA, SAA, CE				

Solar Combiner Box



BHS-4/2

- ANEXO D: Ficha técnica de cable de CC. Consultado en junio de 2023 en: <https://atersa.shop/app/uploads/2019/03/CABLE-SOLAR.pdf>

TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K



TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K

Cable para instalaciones solares fotovoltaicas TÜV y EN.

EN 50618 / TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502

DISEÑO

Conductor

Cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible)

según UNE-EN 60228
e IEC 60228.

Aislamiento

Goma libre de halógenos

Cubierta

Goma libre de halógenos de color negro o rojo.



D_{ca} - s2, d2, a2

APLICACIONES

El cable Topsolar H1Z2Z2-K, certificado TÜV y EN, es apto para instalaciones fotovoltaicas, tanto en servicio móvil como en instalación fija. Cable muy flexible especialmente indicado para la conexión entre paneles fotovoltaicos, y desde los paneles al inversor de corriente continua o alterna. Compatible con la mayoría de conectores. Gracias al diseño de sus materiales, puede ser instalado a la intemperie en plenas garantías.



www.topcable.com

113

SOLAR

TOPSOLAR PV H12222-K



CARACTERÍSTICAS



Características eléctricas

BAJA TENSIÓN 1,5/1,5 · 1kV · (1,8) kV DC



Norma de referencia

EN 50618 / TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502



Certificaciones

Certificados

CE
TÜV
EN
RoHS



D_{ca}-s2, d2, a2



Características térmicas

Temp. máxima del conductor: 120°C.
Temp. máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s).
Temp. mínima de servicio: -40°C



Características frente al fuego

No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1 e IEC 60332-1.
Libre de halógenos según UNE-EN 60754 e IEC 60754
Baja emisión de humos según UNE-EN 61034 e IEC 61034. Transmitancia luminosa > 60%.
Baja emisión de gases corrosivos UNE-EN 60754-2 e IEC 60754-2.
Reacción al fuego CPR: D_{ca}-s2, d2, a2 según la norma EN 50575.



Características mecánicas

Radio de curvatura: 3 x diámetro exterior.
Resistencia a los impactos: AG2 Medio.



Características químicas

Resistencia a grasas y aceites: excelente.
Resistencia a los ataques químicos: excelente.



Resistencia a Los rayos Ultravioleta

Resistencia a los rayos ultravioleta: EN 50618 y TÜV 2Pfg 1169-08.



Presencia de agua

Presencia de agua: ADB sumergida.



Vida útil

Vida útil 30 años: Según UNE-EN 60216-2



Otros

Marcaje: metro a metro.



Condiciones de instalación

Al aire.
Enterrado.



Aplicaciones

Instalaciones solares fotovoltaicas.

- ANEXO E: Ficha técnica de cable para CA. Obtenido en junio de 2023, páginas 2 y 3, en: https://www.helukabel.com/publication/de/flyer/cw/helukabel_cw_helupower1000_rv-k-rz1-k_mx_0720.pdf

HELUPOWER® 1000 RV-K

HELUPOWER® 1000 RV-K 600/1000V

BREVE Y CONCISO:

- Cable flexible de alimentación
- Aislamiento en XLPE
- Resistente a los rayos UV
- Resistente al aceite
- Para instalaciones de CA y CC
- Para instalaciones en tierra
- Resistente a la torsión
- Certificado por AENOR

DATOS TÉCNICOS

Cables de alimentación XLPE/PVC según la norma IEC 60502-1, UNE 21123-2

Rango de temperatura:	en movimiento de -5°C a +90°C instalación fija de -40°C a +90°C
Temperatura de cortocircuito:	durante 5 segundos +250°C
Tensión nominal (AC):	U ₀ /U 600/1000 V
Tensión nominal (CC):	U ₀ /U 900/1800 V
Voltaje de prueba conductor-conductor:	4000 V
Radio de curvatura mínimo:	en movimiento 10 x Ø externo instalación fija < 25 mm: 4 x Ø externo 25 - 50 mm: 5 x Ø externo > 50 mm: 6 x Ø externo

Retardante de llama según
DIN 0482-332-1-2 / DIN EN 60332-1-2 / IEC 60332-1-2

CONSTRUCCIÓN

- Conductor: Filamento de cobre trenzado, desnudo, finamente trenzado según DIN VDE 0295 cl. 5 / IEC 60228 cl. 5
- Aislamiento del conductor: XLPE según UNE-HD 603-1 (tipo de mezcla DIX 3)
- Identificación de los conductores
≤ 5 conductores: hasta HD 308 S2, coloreado
≥ 6 conductores: según DIN EN 50334, negro con números blancos consecutivos
- VE/AM con sección transversal reducida para los tipos de 3+1/2 hilos
- a partir de 10 mm² con compuesto de relleno
- Cubierta exterior: PVC según UNE-HD 603-1 (tipo compuesto DMV 18)
- Color de cubierta: negro (RAL 9005)
- Marca de longitud: en metros

INDICACIONES

- G = con conductor de protección (VE/AM), x = sin conductor de protección
- R: Aislamiento de XLPE, V: Cubierta de PVC, K: Conductor flexible
- Secciones transversales con conductor protector reducido según AENOR

APLICACIÓN

El cable está diseñado como un cable de alimentación flexible y versátil que, con un movimiento libre, puede resistir una tensión mecánica media es adecuado para su uso en ambientes secos, húmedos y mojados. También es adecuado para la instalación enterrada, instalación en tuberías y áreas de instalación subterráneas. Las aplicaciones típicas van desde la maquinaria de producción general hasta el utillaje, los sistemas de cintas transportadoras, el aire acondicionado, las acerías y la automatización de fábricas en general. Ideal como cables de alimentación o control, especialmente cuando se requiere un aumento de la temperatura y/o del voltaje. Resistente a los rayos UV debido a su compuesto especial de revestimiento de PVC y, por lo tanto, también ideal como cable de alimentación para equipos y máquinas móviles y portátiles en el exterior. También puede utilizarse en la tecnología de escenarios e iluminación y en el campo de las energías renovables.

CE = El producto cumple con la Directiva de Bajo Voltaje 2014/95/EU.

Referencia	N° conductores x Sección nominal mm ²	Ø exterior aprox. mm	Índice de cobre kg / km	Peso aprox. kg / km	Referencia	N° conductores x Sección nominal mm ²	Ø exterior aprox. mm	Índice de cobre kg / km	Peso aprox. kg / km
11003798	1 x 1,5	4,9	14,4	50	11003832	10 G 2,5	14,8	240,0	520
11003799	2 x 1,5	8,5	28,8	145	11003833	10 x 2,5	14,8	240,0	520
11003800	3 G 1,5	9,0	43,2	165	11003834	12 G 2,5	16,3	288,0	290
11003801	3 x 1,5	9,0	43,2	165	11003835	12 x 2,5	16,3	288,0	290
11003802	4 G 1,5	9,7	57,6	190	11003836	16 G 2,5	18,5	384,0	750
11003803	4 x 1,5	9,7	57,6	190	11003837	16 x 2,5	18,5	384,0	750
11003804	5 G 1,5	10,5	72,0	215	11003840	19 G 2,5	19,3	456,0	850
11003805	5 x 1,5	10,5	72,0	215	11003841	19 x 2,5	19,3	456,0	850
11003806	7 G 1,5	11,5	100,8	300	11003842	24 G 2,5	22,5	576,0	1040
11003807	7 x 1,5	11,5	100,8	300	11003843	24 x 2,5	22,5	576,0	1040
11003808	10 G 1,5	13,2	144,0	390	11003846	1 x 4	5,9	38,4	80
11003809	10 x 1,5	13,2	144,0	390	11003847	2 x 4	10,5	76,8	235
11003810	12 G 1,5	14,6	172,8	440	11003848	3 G 4	11,1	115,2	275
11003811	12 x 1,5	14,6	172,8	440	11003849	3 x 4	11,1	115,2	275
11003812	16 G 1,5	16,3	230,4	550	11003850	4 G 4	12,1	153,6	325
11003813	16 x 1,5	16,3	230,4	550	11003851	4 x 4	12,1	153,6	325
11003816	19 G 1,5	17,5	273,6	620	11003852	5 G 4	13,2	192,0	390
11003817	19 x 1,5	17,2	273,6	620	11003853	5 x 4	13,2	192,0	390
11003818	24 G 1,5	20,1	345,6	760	11003854	1 x 6	6,4	57,6	105
11003819	24 x 1,5	20,1	345,6	760	11003855	2 x 6	11,5	115,2	300
11003822	1 x 2,5	5,3	24,0	65	11003856	3 G 6	12,2	172,8	355
11003823	2 x 2,5	9,3	48,0	195	11003857	3 x 6	12,2	172,8	355
11003824	3 G 2,5	9,8	72,0	210	11003858	4 G 6	13,3	230,4	445
11003825	3 x 2,5	9,8	72,0	210	11003859	4 x 6	13,3	230,4	445

HELUKABEL®

Referencia	N° conductores x Sección nominal mm²	Ø exterior aprox. mm	Índice de cobre kg / km	Peso aprox. kg / km	Referencia	N° conductores x Sección nominal mm²	Ø exterior aprox. mm	Índice de cobre kg / km	Peso aprox. kg / km
11003826	4 G 2,5	10,7	96,0	250	11003860	5 G 6	14,7	288,0	515
11003827	4 x 2,5	10,7	96,0	250	11003861	5 x 6	14,7	288,0	515
11003828	5 G 2,5	11,6	120,0	285	11003862	1 x 10	7,4	96,0	155
11003829	5 x 2,5	11,6	120,0	285	11003863	2 x 10	13,2	192,0	460
11003830	7 G 2,5	12,8	168,0	390	11003864	3 G 10	14,6	288,0	560
11003831	7 x 2,5	12,8	168,0	390	11003865	3 x 10	14,6	288,0	560
11003866	4 G 10	15,9	384,0	685	11003913	3 x 95	35,8	2736,0	3925
11003867	4 x 10	15,9	384,0	685	11003914	4 G 95	39,7	3648,0	4985
11003868	5 G 10	17,5	480,0	810	11003915	4 x 95	39,7	3648,0	4985
11003869	5 x 10	17,5	480,0	810	11003916	5 G 95	44,7	4560,0	6035
11003870	1 x 16	8,4	153,6	220	11003917	5 x 95	44,7	4560,0	6035
11003871	2 x 16	16,6	307,2	435	11003918	1 x 120	18,6	1152,0	1305
11003872	3 G 16	17,6	460,8	780	11003919	2 x 120	37,4	2304,0	3845
11003873	3 x 16	17,6	460,8	780	11003920	3 G 120	40,3	3856,0	4905
11003874	4 G 16	19,5	614,4	970	11003921	3 x 120	40,3	3856,0	4905
11003875	4 x 16	19,5	614,4	970	11003922	4 G 120	45,0	4608,0	6255
11003876	5 G 16	21,4	768,0	1150	11003923	4 x 120	45,0	4608,0	6255
11003877	5 x 16	21,4	768,0	1150	11003924	1 x 150	20,4	1440,0	1610
11003878	1 x 25	10,2	240,0	320	11003925	2 x 150	41,6	2880,0	4720
11003879	2 x 25	20,2	480,0	630	11003926	3 G 150	44,6	4320,0	6055
11003880	3 G 25	21,5	720,0	1160	11003927	3 x 150	44,6	4320,0	6055
11003881	3 x 25	21,5	720,0	1160	11003928	4 G 150	49,6	5760,0	7735
11003882	4 G 25	23,5	960,0	1450	11003929	4 x 150	49,6	5760,0	7735
11003883	4 x 25	23,5	960,0	1450	11003930	1 x 185	22,3	1776,0	1985
11003884	5 G 25	26,0	1200,0	1760	11003931	2 x 185	45,6	3552,0	5910
11003885	5 x 25	26,0	1200,0	1760	11003932	3 G 185	49,0	5328,0	7570
11003886	1 x 35	11,6	336,0	420	11003933	3 x 185	49,0	5328,0	7570
11003887	2 x 35	23,0	672,0	1220	11003934	4 G 185	55,0	7104,0	9640
11003888	3 G 35	24,7	1008,0	1535	11003935	4 x 185	55,0	7104,0	9640
11003889	3 x 35	24,7	1008,0	1535	11003936	1 x 240	25,7	2304,0	2610
11003890	4 G 35	27,1	1344,0	1960	11003937	2 x 240	53,0	4608,0	7665
11003891	4 x 35	27,1	1344,0	1960	11003938	3 G 240	56,8	6912,0	9865
11003892	5 G 35	30,0	1680,0	2345	11003939	3 x 240	56,8	6912,0	9865
11003893	5 x 35	30,0	1680,0	2345	11003940	4 G 240	63,5	9216,0	12585
11003894	1 x 50	13,1	480,0	560	11003941	4 x 240	63,5	9216,0	12585
11003895	2 x 50	26,2	960,0	1665	11003942	1 x 300	29,2	2880,0	3225
11003896	3 G 50	27,9	1440,0	2090	11003944	3 G 300	64,7	8640,0	12120
11003897	3 x 50	27,9	1440,0	2090	11003945	3 x 300	64,7	8640,0	12120
11003898	4 G 50	31,2	1920,0	2640	11003946	4 G 300	71,0	11520,0	15475
11003899	4 x 50	31,2	1920,0	2640	11003947	4 x 300	71,0	11520,0	15475
11003900	5 G 50	34,7	2400,0	3175	11003948	1 x 400	32,4	3840,0	3500
11003901	5 x 50	34,7	2400,0	3175	11003949	1 x 500	36,9	4800,0	5060
11003902	1 x 70	14,9	672,0	785	11003950	1 x 630	42,0	6048,0	6760
11003903	2 x 70	30,0	1344,0	2320	11007951	3x35 + 1G16	25,0	1162,0	1425
11003904	3 G 70	32,3	2016,0	2945	11007952	3x50 + 1G25	28,9	1680,0	2045
11003905	3 x 70	32,3	2016,0	2945	11007953	3x70 + 1G35	34,1	2352,0	2832
11003906	4 G 70	36,0	2688,0	3790	11007954	3x95 + 1G50	37,6	3216,0	3628
11003907	4 x 70	36,0	2688,0	3790	11007955	3x120 + 1G70	43,0	4128,0	4706
11003908	5 G 70	39,5	3360,0	4560	11007956	3x150 + 1G70	46,8	4992,0	5747
11003909	5 x 70	39,5	3360,0	4560	11007957	3x185 + 1G95	51,3	6240,0	7174
11003910	1 x 95	16,5	912,0	1050	11007958	3x240 + 1G120	58,6	8064,0	9300
11003911	2 x 95	33,4	1824,0	3025	11007959	3x300 + 1G150	65,7	10080,0	11945
11003912	3 G 95	35,8	2736,0	3925					



- ANEXO F: Ficha técnica del interruptor automático. Obtenido en junio de 2023, páginas 38, 39 y 41 en: <https://adajusa.es/es/interruptores-automaticos-en-caja-moldeada/5316-interruptor-automatico-caja-moldeada-4-polos-4x250a-proteccion-diferencial-hyundai-8435532853169.html>

Protección industrial
www.hyundai-electric.es

HGE - Caja moldeada con protección dif.

Características técnicas

Tensión de empleo máx., Ue	220/460 V	Idoneidad para el aislamiento	SI
Tensión nom. de resistencia al impulso, Uimp	6 kV	Categoría utilizada	A
Función protección	Sobrecarga, cortocircuito y protección instantánea	Grado de polución	3
		Norma internacional	IEC 60947-2

Modelo		HOE100	HGE125
Marco	(AF)	100	125
Polos	(P)	2 ¹⁾ , 3, 4 ¹⁾	2 ¹⁾ , 3, 4 ¹⁾
Corriente nominal, a 40	(A)	20, 25, 32, 40, 50, 63, 75, 80, 100	20, 25, 32, 40, 50, 63, 75, 80, 100, 125
Instantáneo	Sensibilidad (mA)	30	30
	Max. retardo a la desconexión (s)	0.1	0.1
Con retardo	Sensibilidad (mA)	100 - 300 - 500 - 1.000 Regulable	100 - 300 - 500 - 1.000 Regulable
	Max. retardo a la desconexión (s)	0.1 - 0.4 - 1.0 - 2.0	0.1 - 0.4 - 1.0 - 2.0
	Retardo (ms)	0 - 200 - 500 - 1.000 Regulable	0 - 200 - 500 - 1.000 Regulable
Poder de corte [Icu] (kA ms)	Código para pedido	E S H L	E S H L
	AC440/460 V	16 20 26 30	20 26 30 38 55
	AC380/415 V	16 20 26 30	20 26 30 38 55
	AC220/240 V	30 50 50 50	50 65 85 100
Capac. de corte en servicio [Ics = % Icu]		100 100 75	100 100 100 100
Endurancia (maniobras)	Retardo tiempo inverso [t]		30.000
	Tiempo intervención mínimo [t]		10.000
Dispositivo de disparo			
Magnetotérmico	LTD	(1.0) x In	(1.0) x In
	Instantáneo [INST]	16 - 32 A; 400 A; 63 - 100 A; 10 x In	16 - 32 A; 400 A; 40 - 125 A; 10 x In
Accesorios			
Internos	Contacto auxiliar AUX	●	●
	Señalización alarma ALT	●	●
	Bobina de emisión SHT	-	-
	Bobina de mínima tensión UVT	-	-
	Externos	Mando Directo TFG	●
rotativo Extendido TFH	●	●	
Mando motorizada MOT	●	●	
Enclavamiento mecánico MIF	●	●	
Bloqueo candado PLO	●	●	
Plug-in	TDM (Linea/Carga)	● (3P sólo)	● (3P sólo)
	TDM (sólo Linea)	● (3P sólo)	● (3P sólo)
	TDF (sólo Linea)	● (3P sólo)	● (3P sólo)
	TDA (1 fila)	● (3P sólo)	● (3P sólo)
	TDA (2 fila)	● (2, 3P sólo)	● (3P sólo)
	Bloque prensacables CEB	●	●
Cubrebornes TCF	●	●	
Separador de fases TQQ	●	●	
Pletina espaciadora TBB	-	-	
Instalación y dimensiones			
Conexión/instalación	Conexión frontal		Terminal de tornillo
	Conexión trasera		Horizontal/Vertical
	Plug-in		CCM (Ambos lados); Cuadro distribución ¹⁾
	Instalación en carril DIN	Posible con adaptador DRA	-
Dimensiones (mm)	a (2/3/4P)	75/75/100	90/90/120
	b	130	155
	c	68	68
	Peso (kg)	2/3/4P	0.8/0.9/1.3

1) 4 polos: Disposición tipo R-S-T-N (neutro lado derecho).
 2) Plug-in: Sólo disponible en 3P.
 3) Productos de 2P: eliminan el uso del polo central respecto al producto en 3P. Es decir, las dimensiones del producto 2P son iguales a las de los 3P.



HGE160				HGE250				HGE400			
160				250				400			
2 ¹ , 3, 4 ¹				2 ¹ , 3, 4 ¹				2 ¹ , 3, 4 ¹			
100, 125, 150, 160				100, 125, 150, 160, 175, 200, 225, 250				250, 300, 350, 400			
30				30				30			
0.1				0.1				0.1			
100 - 300 - 500 - 1,000 Regulable				100 - 300 - 500 - 1,000 Regulable				100 - 300 - 500 - 1,000 Regulable			
0.1 - 0.4 - 1.0 - 2.0				0.1 - 0.4 - 1.0 - 2.0				0.1 - 0.4 - 1.0 - 2.0			
0 - 200 - 500 - 1,000 Regulable				0 - 200 - 500 - 1,000 Regulable				0 - 200 - 500 - 1,000 Regulable			
E	S	H	L	E	S	H	L	E	S	H	L
20	26	38	55	20	26	38	55	38	50	70	85
20	26	38	55	20	26	38	55	45	65	85	100
50	65	85	100	50	65	85	100	50	75	100	125
100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
25,000				25,000				4,000			
10,000				10,000				1,000			
(1.0) x In				(1.0) x In				(1.0) x In			
10 x In				10 x In				10 x In			
●				●				●			
●				●				●			
-				-				●			
-				-				●			
●				●				●			
●				●				●			
●				●				●			
●				●				●			
●				●				●			
●				●				●			
● (3P sólo)				● (3P sólo)				● (3P sólo)			
● (3P sólo)				● (3P sólo)				● (3P sólo)			
-				-				-			
-				-				-			
●				●				●			
●				●				●			
●				●				●			
●				●				●			
Terminal de tornillo				Terminal de tornillo				Terminal de tornillo			
Horizontal/Vertical				Horizontal/Vertical				Horizontal/Vertical/Frontal			
CCM (Ambos lados) ¹⁾				CCM (Ambos lados) ¹⁾				CCM (Ambos lados) ¹⁾			
-				-				-			
105/105/140				105/105/140				140/140/184			
165				165				257			
68				68				110			
1.3/1.5/1.9				1.3/1.5/1.9				4/4.5/5.4			

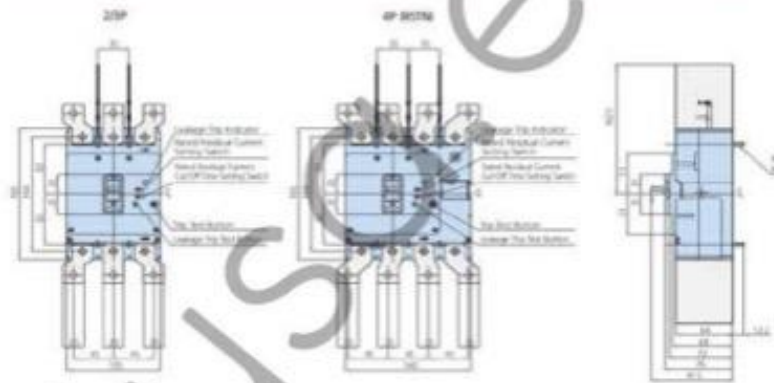
HGE

Disposición 4P RSTN Neutro derecha
Regulable en tiempo (0 a 1000ms) y sensibilidad (100 a 1.000ms)
Sin regulación de la prot. térmica y magnética

HGE 160/250



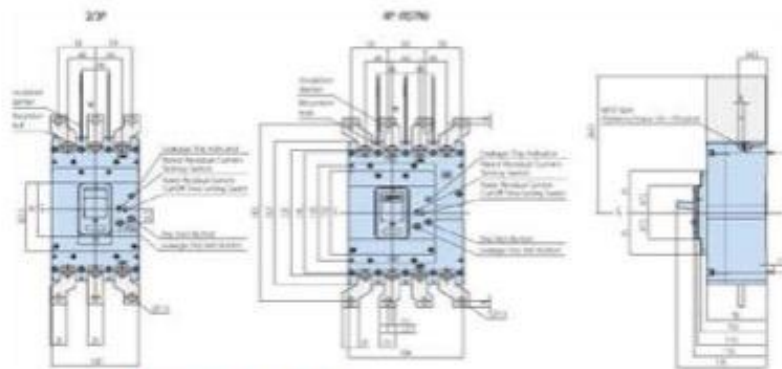
P.O.C.	Intensidad (A)	Polos	Referencia	Clase	PVR (k)	Polos	Referencia	Clase	PVR (k)
L 55 kA	160A	3P	HGE160-L3P160	C	1.067,00	4P	HGE160-L4P160	A	1.267,00
L 55 kA	200A	3P	HGE250-L3P200	C	1261,13	4P	HGE250-L4P200	A	1511,13
L 55 kA	250A	3P	HGE250-L3P250	C	1261,13	4P	HGE250-L4P250	A	1511,13



HGE 400



P.O.C.	Intensidad (A)	Polos	Referencia	Clase	PVR (k)	Polos	Referencia	Clase	PVR (k)
S 65 kA	400A	3P	HGE400-S3P400	C	2.954,50	4P	HGE400-S4P400	A	3.544,50



BIBLIOGRAFÍA

- «El Gobierno refuerza los programas de ayuda para el autoconsumo, el almacenamiento y las instalaciones térmicas con renovables». (2022). [En línea]. Avalible: <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/el-gobierno-refuerza-los-programas-de-ayuda-para-el-autoconsumo-el-almacenamiento-y-las-instalaciones-termicas-con-renovables/tcm:30-540440>
- Tobajas, M. (2018). «Energía Solar Fotovoltaica. Cano Pina.».
- Lorenzo, E. (2005). «Buenas prácticas en la implantación de sistemas fotovoltaicos de bombeo». Fundación Rogelio Segovia para el Desarrollo de las Telecomunicaciones. [En línea]. Avalible: https://www.todostuslibros.com/libros/buenas-practicas-en-la-implantacion-de-sistemas-fotovoltaicos-de-bombeo_978-84-7402-326-8
- Shkauron Ramos, A.E. (2021) «Diseño de una instalación fotovoltaica flotante de 1 MW en el embalse superior del complejo hidroeléctrico de bombeo Cortes- La Muela». Universidad Politécnica de Valencia.
- Abellán Guallarte, A. (2020). «Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica flotante de 2,5 MW en el embalse de San Bartolomé. Universidad de Zaragoza»
- López Moreno, J.I. (2008). «Estimación de pérdidas de agua por evaporación en embalses del Pirineo». Universidad de La Rioja.
- Perpiñán Lamingueiro, Ó., Colmenar Santos, A & Castro Gil, M.A. (2009). «Diseño de sistemas fotovoltaicos». Creative Commons

BANCO DE IMÁGENES

[A] Figura 1. Consultada en junio de 2023: <https://www.mikitsolar.es/blog/como-se-convierte-la-energia-solar-en-electricidad-n226>

[B] Figura 2. Consultada en junio de 2023: <https://www.facebook.com/isifloating/photos/pb.100053262415844.-2207520000./1908101279500827/?type=3>

[C] Figura 3. Consultado en junio de 2023: <https://www.pv-magazine.es/2021/03/08/una-alianza-de-la-comunidad-valenciana-para-instalar-350-mw-en-canteras-minas-vertederos-y-balsas-de-riego/>

[D] Tabla 2. Consultado en junio de 2023: <https://ciel-et-terre.net/test-2/>

[E] Figuras 4,5 y 6. Consultado en junio de 2023: <https://ciel-et-terre.net/projects/>

[F] Figura 7. Consultado en junio de 2023: <https://www.pv-magazine.es/2022/11/16/islas-solares-flotantes-con-seguimiento-del-sol-en-portugal/>

[G] Figura 8. Consultado en junio e 2023: <https://www.solarisfloat.com/installation/>

[H] Figura 9: <https://www.solarisfloat.com/installation/>

[I] Figuras 10 y 11. Consultado en junio de 2023: <https://goo.gl/maps/1QNGqfknAA4qWX6W6>

[J] Figura 12. Consultado en junio de 2023: <https://www.isifloating.com/wp-content/uploads/2021/11/Brochure-Ficha-Tecnica-ESP-ISI211103.pdf>

[K] Figura 13. Consultado en junio de 2023: <https://www.isifloating.com/wp-content/uploads/2021/11/Brochure-Ficha-Tecnica-ESP-ISI211103.pdf>

[L] Figuras 14,15,16,17 y 18.Consultadas en junio de 2020: <https://www.isifloating.com>

REFERENCIAS

- [1] J. Perlin, From Space to Earth: The Story of Solar Electricity, 1999.
- [2] Greening-e, «¿Cuántas horas solares tenemos en España por provincia?,» 2022. [En línea]. Available: <https://greening-e.com/cuantas-horas-de-sol-tenemos-en-espana-por-provincias/>.
- [3] mrsolar.com, «What is the photovoltaic effect?,» [En línea]. Available: <https://www.mrsolar.com/photovoltaic-effect/>. [Último acceso: 2023].
- [4] efcsolar.com, «Charles Fritts inventor de los paneles solares,» [En línea]. Available: <https://www.efcsolar.com/blog/charles-fritts-inventor-de-los-paneles-solares/>. [Último acceso: 2023].
- [5] heliesfera.com, «tipos de células fotovoltaicas y sus paneles,» [En línea]. Available: <https://www.implicat.com/tipos-de-paneles-solares/>. [Último acceso: 2023].
- [6] yubasolar.net, «FACTORES DE PÉRDIDAS ENERGÉTICAS FOTOVOLTAICAS,» [En línea]. Available: <http://www.yubasolar.net/2015/03/factores-de-perdidas-energeticas.html>.
- [7] J. C. Martínez, Trabajo de fin de Master: Análisis de pérdidas por suciedad en plantas fotovoltaicas, Universidad Carlos III de Madrid, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2019.
- [8] heliesfera.com, «Dependencia de la temperatura y la irradiancia sobre el módulo fotovoltaico,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.heliosfera.com/dependencia-de-la-temperatura-y-la-irradiancia-sobre-el-modulo-fotovoltaico/>.
- [9] I. I. Cerezo, Trabajo de Fin de Grado: Instalación fotovoltaica sobre balsas, Universidad de Huelva, 202.
- [10] quintoarmonico.es, «El efecto Mismatching o de acoplamiento en fotovoltaica,» 11 2010. [En línea]. Available: <https://www.heliosfera.com/dependencia-de-la-temperatura-y-la-irradiancia-sobre-el-modulo-fotovoltaico/>. [Último acceso: 2023].
- [11] Ciel et Terre, [En línea]. Available: <https://ciel-et-terre.net/>. [Último acceso: 2023].
- [12] Isifloating, «Solar Flotante by Isigenere,» 10 2021. [En línea]. Available: <https://www.isifloating.com/>. [Último acceso: 2023].
- [13] Isifloating, «ISIFLOATING by ISIGENERE,» 10 2021. [En línea]. Available: <https://www.isifloating.com/>. [Último acceso: 2023].
- [14] J. L. Ferrer, «Mayor parque solar flotante de europa,» 2 2023. [En línea]. Available: <https://www.informacion.es/medio-ambiente/2023/02/20/mayor-parque-solar-flotante-europa-83268194.html>. [Último acceso: 2023].

[15] B. Santos, «Islas solares flotantes con seguimiento del sol en Portugal,» 11 2022. [En línea]. Available: <https://www.pv-magazine.es/2022/11/16/islas-solares-flotantes-con-seguimiento-del-sol-en-portugal/>. [Último acceso: 2023].

[16] SolarisFloat, [En línea]. Available: <https://www.solarisfloat.com/>. [Último acceso: 2023].