



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

PLANTAS FOTOVOLTAICAS FLOTANTES

Autor: Guillermo Santos Piñas

Director: Luis Rouco Rodríguez

Madrid

JULIO de 2023

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
PLANTAS FOTOVOLTAICAS FLOTANTES en la ETS de Ingeniería - ICAI de la
Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2022/2023 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Guillermo Santos Piñas

Fecha: 11/ 07/ 2023

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Luis Rouco Rodríguez

Fecha: 11/ 07/ 2023

Agradecimientos

Quiero aprovechar para expresar mi gratitud a todas las personas que han contribuido en mi trayectoria académica y personal durante estos cuatro años de camino.

En primer lugar, estoy realmente agradecido a mis padres por haberme dado la oportunidad de estudiar en una escuela de ingeniería tan prestigiosa como lo es ICAI. Su apoyo incondicional y sacrificio han sido fundamentales en mi formación y en el logro de mis metas. Asimismo, quiero expresar mi reconocimiento a la escuela y a todos los excelentes docentes que han compartido sus conocimientos conmigo a lo largo de estos años. En particular, deseo agradecer a mi tutor, Luis, por acoger mi trabajo.

Quiero extender mi agradecimiento a IGNIS Energía, y especialmente a David, mi tutor en el ámbito profesional. Su constante apoyo y disposición para ayudarme en todo momento han sido de ayuda para el éxito de mi trabajo.

No puedo dejar de mencionar a mis amigos de toda la vida. Vuestra amistad ha sido un verdadero regalo, y me ha dado fuerzas para seguir adelante incluso en los momentos más difíciles.

Quiero agradecer de manera especial a Isabel, quien ha estado a mi lado en cada paso de esta travesía. Gracias por formar parte de mi vida.

PLANTAS FOTOVOLTAICAS FLOTANTES.

Autor: Santos Piñas, Guillermo.

Director: Rouco Rodríguez, Luis.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este trabajo de fin de grado aborda una revisión de la tecnología fotovoltaica flotante y el diseño conceptual de una planta fotovoltaica flotante de 18,98 Mwp en el embalse de La Serena. Se han realizado simulaciones con el software PVsyst con las adaptaciones necesarias y posteriormente se ha comparado esta instalación con una instalación terrestre convencional, tanto en términos de generación de energía como de aspectos económicos.

Palabras clave: Fotovoltaica, refrigeración, economía.

1. Introducción

La transición hacia un modelo energético sostenible es crucial para hacer frente al cambio climático. La energía solar se posiciona como una fuente limpia y renovable que contribuye a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Su uso en la generación de electricidad, a través de módulos solares que captan la radiación solar, ha experimentado avances tecnológicos significativos, lo que ha permitido reducir los costos de producción y mejorar la eficiencia de los paneles solares. Las energías renovables, en general, se destacan por su versatilidad y capacidad para ofrecer soluciones innovadoras. Es por ello que, en el año 2007 nacen las centrales fotovoltaicas flotantes bajo el precepto de proyecto de innovación a fin de encontrar una forma de optimizar y aumentar la producción energética de las planta fotovoltaicas convencionales.

2. Definición del proyecto

El presente proyecto tiene como objetivo principal el diseño conceptual de una central fotovoltaica flotante con una capacidad de 18,98 MWp y 16,5 MVA nominales, ubicada en el embalse de La Serena, situado en la provincia de Badajoz. Para lograrlo, se ha llevado a cabo una exhaustiva revisión tecnológica de las centrales fotovoltaicas flotantes, identificando sus ventajas y desventajas en comparación con las instalaciones convencionales en tierra firme. A partir de este análisis, se procedió con el diseño conceptual de la planta fotovoltaica flotante, considerando aspectos como la selección de los materiales y componentes adecuados, la distribución espacial de los paneles solares y la estructura de soporte.

Posteriormente, se realizó una simulación detallada de la planta utilizando herramientas especializadas, como PVsyst, para evaluar su rendimiento y eficiencia en diferentes condiciones. Además, se llevó a cabo una comparación con una central fotovoltaica convencional, tanto en términos de generación de energía como de aspectos económicos.

3. Descripción de las herramientas utilizadas

En este proyecto, se utilizaron varios softwares para llevar a cabo simulaciones lo más precisas posible. En primer lugar, se empleó PVsyst para transferir el diseño realizado y simular la planta fotovoltaica flotante. Se tuvieron en cuenta las condiciones ambientales, como el albedo, utilizando la base de datos SolarGIS. Además, se realizaron adaptaciones específicas, como ajustar las pérdidas térmicas en el software para simular el efecto de refrigeración adicional. Posteriormente, se realizó un mapeo del embalse utilizando QGIS y se trasladó a AutoCAD para ubicar gráficamente la balsa flotante. Se utilizó Sketchup para crear un modelo 3D del embalse y se exportó a PVsyst para simular las posibles sombras que podrían afectar a los módulos solares.

Finalmente, se plasmó el diseño gráfico del layout utilizando SolarEDGE para representar visualmente la disposición de los componentes de la planta fotovoltaica flotante.

4. Resultados

Los hallazgos encontrados en este estudio revelan varios aspectos importantes sobre la instalación de plantas fotovoltaicas flotantes en España. En primer lugar, se destaca que España ofrece un entorno propicio para este tipo de instalaciones debido a la presencia de numerosos embalses y una alta irradiación solar. Las elevadas temperaturas sobre todo en los meses de verano provocan una elevación de la temperatura de operación de las células del módulo. Es por ello que, la refrigeración de los módulos fotovoltaicos con agua conlleva una mejora significativa en la generación de electricidad. Respecto a este tema, se encuentra que es difícil estimar el coeficiente de refrigeración de forma no experimental, por tanto, se propone que para simulaciones más precisas se mida “in-situ” el valor del coeficiente. Para este estudio se tomó un valor de $52,5 \text{ W/m}^2\text{K}$ realizando una media entre los valores propuestos por diversos estudios. El aumento de producción de energía eléctrica frente a una instalación convencional fue superior al 7%. Sin embargo, pese a que el aumento de producción de energía entre un respecto una instalación terrestre es tangente, el elevado precio de la estructura de flotación hace que siga siendo menos rentable que una central terrestre. Siendo el TIR de la flotante de un 7% frente a un TIR de 11% de la terrestre (Utilizando un WACC de 5%).

Se obtuvo un LCOE 26,51 €/MWh frente a un LCOE de 24,92 €/MWh. El VAN obtenido es de 1.023.635,7 € frente a un VAN de la planta terrestre de 2.012.289,49€. Por último, el periodo de retorno de la planta fotovoltaica flotante es de 15,6 años frente a 13,33 de la terrestre.

5. Conclusiones

Se concluye que hasta que el precio estructural asociado no se reduzca, seguirá siendo menos rentable. Por este motivo, se ha identificado una oportunidad para ingresar en este sector, ya que existen pocos fabricantes y empresas especializadas en la realización de proyectos de plantas fotovoltaicas flotantes en el país. Aumentando la competitividad, disminuirá el precio. Adicionalmente, se ha encontrado una falta de software de simulación específico para este tipo de instalaciones, lo que señala otra oportunidad de mercado para el desarrollo de herramientas de simulación especializadas.

A nivel medioambiental, se ha evidenciado que la instalación de plantas fotovoltaicas flotantes presenta beneficios tanto para los embalses en los que se instalan, al prevenir la eutrofización, como para los seres humanos, al reducir la evaporación del agua y no interferir con las propiedades químicas del mismo.

A nivel legislativo, se identifica una carencia de normativa suficiente en España que regule y promueva la implementación de plantas fotovoltaicas flotantes. Esta falta de marco normativo establecido representa una barrera para el desarrollo óptimo de estas instalaciones en el país.

Por último, se destaca la posibilidad de hibridar las plantas fotovoltaicas flotantes con instalaciones hidroeléctricas existentes en embalses, lo que amplía las oportunidades de integración y aprovechamiento de recursos energéticos y económicos al aumentar la capacidad de carga del nudo y disminuir el CAPEX.

FLOATING SOLAR POWER PLANTS.

Author: Santos Piñas, Guillermo.

Supervisor: Rouco Rodríguez, Luis.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This work addresses the conceptual design of a floating photovoltaic plant with a capacity of 18,98 MWp in La Serena reservoir. Simulations have been carried out using PVsyst software with the necessary adjustments, and subsequently, this installation has been compared with a conventional land-based installation, both in terms of energy generation and economic aspects.

Keywords: Photovoltaics, cooling, economy

1. Introducción (traducir todo el resumen al inglés, incluyendo los títulos que se hayan empleado)

The transition towards a sustainable energy model is crucial to address climate change. Solar energy emerges as a clean and renewable source that contributes to reducing greenhouse gas emissions. Its use in electricity generation, through solar modules that capture solar radiation, has undergone significant technological advancements, leading to cost reductions and improved efficiency of solar panels. Renewable energies, in general, are known for their versatility and ability to offer innovative solutions. It is for this reason that floating photovoltaic power plants were introduced in 2007 as an innovative project aimed at optimizing and increasing the energy production of conventional photovoltaic plants.

2. Definición del proyecto

The main objective of this project is to design a conceptual floating photovoltaic power plant with a capacity of 18,98 MWp and 16,5 MVA nominal, located in La Serena reservoir in the province of Badajoz. To achieve this, an extensive technological review of floating photovoltaic power plants was conducted, identifying their advantages and disadvantages compared to conventional land-based installations. Based on this analysis, the design of the floating photovoltaic plant was carried out, considering aspects such as the selection of suitable materials and components, the spatial distribution of solar panels, and the support structure. Subsequently, a detailed simulation of the plant was performed using specialized tools such as PVsyst to evaluate its performance and efficiency under different conditions. Furthermore, a comparison was made with a conventional photovoltaic power plant, both in terms of energy generation and economic aspects.

3. Description of the used tools

In this project, multiple software programs were used to conduct simulations as accurately as possible. Firstly, PVsyst was employed to translate the designed system and simulate the floating photovoltaic plant. Environmental conditions, such as albedo, were taken into account using the SolarGIS database. Specific adaptations were made, including adjusting thermal losses in the software to simulate the additional cooling effect. Subsequently, the reservoir was mapped using QGIS and transferred to AutoCAD to graphically locate the floating platform. Sketchup was utilized to create a 3D model of the reservoir, which was then exported to PVsyst to simulate potential shading effects on the solar modules.

Finally, the graphical layout was visualized using SolarEDGE to represent the arrangement of components in the floating photovoltaic plant.

4. Results

The findings of this study reveal several important aspects regarding the installation of floating photovoltaic plants in Spain. Firstly, it is highlighted that Spain provides a favorable environment for such installations due to the presence of numerous reservoirs and high solar irradiation. The high temperatures, particularly during the summer months, result in an increase in the operating temperature of the module cells. Therefore, the cooling of photovoltaic modules with water leads to a significant improvement in electricity generation. Regarding this issue, it is found that estimating the cooling coefficient non-experimentally is challenging. Hence, it is proposed that "in-situ" measurement of the coefficient be carried out for more accurate simulations. For this study, a value of 52.5 W/m²K was adopted by averaging values proposed by various studies.

The increase in electricity production compared to a conventional installation exceeded 7%. However, despite the higher energy production compared to a land-based installation, the high cost of the flotation structure makes it less profitable than a ground-mounted plant. The floating plant's internal rate of return (IRR) is 7% compared to an IRR of 11% for the land-based plant (using a weighted average cost of capital (WACC) of 5%).

The levelized cost of electricity (LCOE) obtained is 26.51 €/MWh compared to a LCOE of 24.92 €/MWh for the land-based plant. The net present value (NPV) obtained is 1,023,635.7 € compared to an NPV of 2,012,289.49 € for the land-based plant. Finally, the payback period for the floating photovoltaic plant is 15.6 years compared to 13.33 years for the land-based plant.

5. Conclusions

It is concluded that until the associated structural cost is reduced, floating photovoltaic plants will remain less profitable. For this reason, an opportunity has been identified to enter this sector as there are few manufacturers and specialized companies in the implementation of floating photovoltaic projects in the country. Increasing competitiveness will lead to price reduction. Additionally, a lack of specific simulation software for this type of installation has been found, indicating another market opportunity for the development of specialized simulation tools.

From an environmental perspective, it has been demonstrated that the installation of floating photovoltaic plants provides benefits both for the reservoirs where they are installed, by preventing eutrophication, and for humans, by reducing water evaporation and not interfering with its chemical properties.

On a legislative level, a lack of sufficient regulations in Spain to regulate and promote the implementation of floating photovoltaic plants has been identified. This lack of established regulatory framework represents a barrier to the optimal development of these installations in the country.

Finally, the possibility of hybridizing floating photovoltaic plants with existing hydroelectric installations in reservoirs is highlighted, expanding opportunities for integration and utilization of energy and economic resources by increasing the load capacity of the node and reducing CAPEX.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	8
1.1 Tema del trabajo	8
1.2 Objetivo del trabajo	9
1.3 Alineación con los ODS	9
Capítulo 2. Energía fotovoltaica flotante.....	11
2.1 Precedentes	11
2.2 Ventajas	13
2.3 Limitaciones	16
2.4 Emplazamientos	16
2.5 estructuras.....	17
2.5.1 Tipos	17
2.5.2 Anclaje.....	20
2.6 Seguimiento.....	21
Capítulo 3. Normativa	23
3.1 Normativa general española	23
3.2 Normativa particular española.....	26
3.3 Confederación hidrográfica del Guadiana.....	27
Capítulo 4. Embalse de La Serena.....	28
4.1 Características	28
4.2 Central hidroeléctrica	32
4.3 Subestación eléctrica de la serena	33
4.4 Fauna y flora.....	33
4.5 Justificación de la elección.....	35
Capítulo 5. Diseño conceptual.....	38
5.1 Acceso al embalse	38
5.2 Localización dentro del embalse	40
5.3 Configuración.....	42
5.3.1 Módulos.....	43
5.3.2 Estructura.....	47

5.3.3 Inversores	56
5.3.4 Seguidores	59
5.3.5 Transformadores	59
5.3.6 Monitorización	60
5.4 Dimensionamiento.....	61
5.5 Cableado.....	65
5.6 Hibridación.....	66
5.6.1 Funcionamiento del nudo.....	70
Capítulo 6. Simulación.....	72
6.1 Programa de simulación	72
6.2 Parámetros geográficos	72
6.3 Parámetros principales	74
6.3.1 Orientación.....	74
6.3.2 Sistema.....	75
6.3.3 Pérdidas detalladas.....	76
6.4 Horizonte y sombreado	83
6.5 Otros cambios.....	85
6.6 Análisis de resultados.....	86
6.6.1 Comparación con instalación convencional	87
Capítulo 7. Análisis económico.....	89
7.1 Gastos de inversión (CAPEX).....	89
7.2 Coste de operación (OPEX)	89
7.3 Escenario de precios.....	90
7.3.1 Año 2023.....	90
7.3.2 Años futuros.....	91
7.4 Ingresos	91
7.5 Financiación y WACC	94
7.5.1 Financiación.....	94
7.5.2 WACC.....	94
7.6 Impuestos	95
7.7 Amortización	96
7.8 Índices de rentabilidad.....	96

7.8.1 VAN	96
7.8.2 TIR.....	97
7.8.3 LCOE y LROE.....	97
7.8.4 Periodo de retorno	98
7.9 Comparación con instalación terrestre	99
7.9.1 CAPEX LPV.....	101
7.9.2 Indicadores de rentabilidad	102
7.10 Conclusiones análisis económico.....	103
7.11 Margen de mejora.....	104
Capítulo 8. Conclusiones.....	107
Capítulo 9. Bibliografía.....	109
ANEXO I 115	
ANEXO II 116	
ANEXO III 117	
ANEXO IV 119	
ANEXO V 121	

Índice de ilustraciones

Ilustración 1 - Curva I-V Trina Solar 650 Wp [50].....	14
Ilustración 2 - Curva P-V (T °C) Módulo genérico [51]	15
Ilustración 3 - Estructuras de flotación [13]	18
Ilustración 4 - Gran cobertura ISIfloating [56].....	19
Ilustración 5 - Pequeña cobertura BayWa r.e [27]	19
Ilustración 6 - Mínima cobertura ABB [69]	20
Ilustración 7 - Sistema de anclaje y amarre [52]	21
Ilustración 8 - Presa embalse de La Serena [67]	28
Ilustración 9 - Temperatura ambiente mensual [53].....	29
Ilustración 10 - Velocidad del viento mensual [53]	30
Ilustración 11 - Irradiación mensual [53]	31
Ilustración 12 - Mapa topográfico embalse y alrededores [68].....	36
Ilustración 13 - Detalle mapa topográfico [68]	36
Ilustración 14 - Variación de volumen de agua embalsada [49]	37
Ilustración 15 - Distancia en automóvil Castuera – embalse [67].....	38
Ilustración 16 - Parking 1 [67].....	39
Ilustración 17 - Parking 2 [67].....	39
Ilustración 18 - Acceso a la masa de agua [67]	40
Ilustración 19 - Mapa embalse QGIS [65].....	41
Ilustración 20 - Mapa embalse AutoCAD [65]	41
Ilustración 21 - Esquema simplificado instalación FV [66]	42
Ilustración 22 - Esquema simplificado instalación FPV [5].....	43
Ilustración 23 - Medidas LR5-72HTH-600 [54]	46
Ilustración 24 - LONGi LR5-72HTH-600 [54].....	46
Ilustración 25 - Bloque AutoCAD LONGi LR5-72HTH-600 [65].....	47

Ilustración 26 - Hydrelío AIR [55]	48
Ilustración 27 - Flotador ISIfloating [56]	49
Ilustración 28 - Estructura flotante SUNGROW [30]	50
Ilustración 29 - Posición solar respecto tierra [57].....	51
Ilustración 30 - Posición solar hemisferio sur [33].....	53
Ilustración 31 - Posición solar hemisferio norte [58]	54
Ilustración 32 - Distribución de generación config. E-O [59].....	56
Ilustración 33 - Efecto clipping [60].....	57
Ilustración 34 - Estructura genérica de monitorización [61]	61
Ilustración 35 - Layout preliminar FPV [65].....	63
Ilustración 36 - Detalle separación módulos [65].....	63
Ilustración 37 - Detalle separación módulos (perfilado) [65].....	64
Ilustración 38 - Estructura de flotación cable [62]	66
Ilustración 39 - Irradiación mensual embalse [53]	68
Ilustración 40 - Probabilidad de precipitación en Badajoz [63]	68
Ilustración 41 - Curva de generación hidráulica - fotovoltaica mensual genérica [47].....	69
Ilustración 42 - Curva de generación hidráulica - fotovoltaica diaria- [47]	70
Ilustración 43 - Esquema eléctrico simplificado nudo [65].....	71
Ilustración 44 - Pérdidas Ohmicas PVsyst [65].....	81
Ilustración 45 - Pérdidas secundarias PVsyst [65]	82
Ilustración 46 - Pérdidas por suciedad PVsyst [65].....	83
Ilustración 47 - Horizonte embalse [65]	83
Ilustración 48 - Mapa 3D Sketchup embalse [65]	84
Ilustración 49 - Pérdidas por sombreado [65]	84
Ilustración 50 - Albedo embalse [65]	85
Ilustración 51 - Albedo simulación [65].....	86
Ilustración 52 - Pérdidas térmicas instalación terrestre [65]	87
Ilustración 53 - Resumen producción energética FV terrestre [65].....	88
Ilustración 54 - Comparativa \$/Wp FPV – LPV [8].....	102

Índice de tablas

Tabla 1 - Centrales Fotovoltaicas Flotantes de mayor potencia.....	12
Tabla 2 - Centrales Fotovoltaicas Flotantes de mayor potencia en Europa.....	12
Tabla 3 - Temperatura agua mensual	30
Tabla 4 - Datos generales central hidroeléctrica	32
Tabla 5 - Datos turbina	32
Tabla 6 - Datos alternador	33
Tabla 7 - Datos subestación eléctrica	33
Tabla 8 - Fauna y flora La Serena [24].....	34
Tabla 9 - Comparativa módulos [54],[50],[70],[71],[72],[73]	45
Tabla 10 - Comparativa inversor de cadena vs central [65]	58
Tabla 11 - Resumen instalación [65].....	64
Tabla 12 - Sección cable [65].....	65
Tabla 13 - Hipótesis temperatura célula sobre agua [41],[65]	79
Tabla 14 - Hipótesis valor coeficiente U [41],[65].....	80
Tabla 15 - Resumen resultados simulación [65]	87
Tabla 16 - Precio de la energía año 2023 [43].....	90
Tabla 17 - Predicción de precios OMIE 2024-2048 [43]	91
Tabla 18 - Ingresos FPV año 2023 [65]	92
Tabla 19 - Energía producida por la FPV 2024 – 2048 [65]	93
Tabla 20 - Ingresos FPV 2024 – 2048 [65]	94
Tabla 21 - Ingresos FV terrestre 2023 [65]	99
Tabla 22 -Producción de energía FV terrestre 2024 – 2048 [65]	100
Tabla 23 - Ingresos FV terrestre 2024 – 2048 [65]	100
Tabla 24 - Comparativa índices de rentabilidad [65]	103
Tabla 25 - Ingresos actualizados [65].....	104
Tabla 26 - Nueva generación de energía [65].....	105
Tabla 27 - Aumento de rendimiento hipotético [65]	105
Tabla 28 - Flujo de caja FPV [65]	119

Tabla 29 - Flujo de caja LPV [65] 120

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 TEMA DEL TRABAJO

La sociedad actual se encuentra ante uno de los desafíos más trascendentales de su historia: el combate del cambio climático. Es necesario poner fin a las prácticas cuestionables que han permitido un crecimiento desmedido durante años y evolucionar hacia un modelo sostenible que asegure el futuro de las generaciones venideras. La energía juega un papel crucial en el crecimiento de la sociedad y uno más importante en el impacto que tiene sobre el cambio climático. A lo largo de los años, sobre el mix energético de los países desarrollados han imperado energías basadas en combustibles muy potentes y a la vez contaminantes como lo son el carbón o el petróleo. No obstante, tras la sustancial mejora técnica de la tecnología y los avances obtenidos en los diferentes tratados y cumbres, se ha acordado una transición energética, apostando así por energías limpias que permitan un sistema sostenible.

La energía solar es una de las fuentes a potenciar, es una fuente de energía renovable y limpia. Se puede utilizar para generar electricidad mediante el uso de módulos solares, que captan la radiación solar y la convierten en energía eléctrica a través del efecto fotoeléctrico. La energía solar es una opción atractiva porque no produce emisiones de gases de efecto invernadero ni contaminación del aire además es una fuente inagotable de energía, en escala humana. El desarrollo de las energías renovables a nivel global está llevando a avances tecnológicos que reducen el costo de producción de paneles solares y mejoran su eficiencia. Las tecnologías basadas en energías renovables destacan por su versatilidad para brindar soluciones innovadoras, es por ello por lo que están en constante evolución.

El tema del trabajo consiste en el diseño conceptual y estudio de viabilidad de una planta fotovoltaica flotante en el embalse de La Serena, ubicado en Badajoz. El trabajo busca

analizar las ventajas y desventajas de instalar un sistema flotante, en comparación con una instalación convencional, así como determinar el diseño óptimo de la misma. Este trabajo, con el fin de reducir la dependencia de combustibles fósiles y mitigar los efectos del cambio climático, busca contribuir a la generación de energía renovable en la región, aprovechando el potencial solar e hídrico disponible en Extremadura

1.2 OBJETIVO DEL TRABAJO

El objetivo principal de este trabajo de fin de grado es llevar a cabo el dimensionamiento conceptual de una instalación fotovoltaica flotante en el embalse de la Serena, realizar un estudio energético de la producción a lo largo del año en comparación con la instalación convencional, analizar cómo la refrigeración afecta a su rendimiento y comparar su rendimiento económico frente a una instalación convencional. Además de lo anteriormente mencionado, el trabajo también tiene como objetivo optimizar el uso del espacio disponible sin afectar negativamente la fauna ni la vegetación local, así como los espacios de recreación humana. Un objetivo secundario del trabajo será plantear la hibridación de la FPV con la central hidroeléctrica ya existente.

El trabajo se centrará en el dimensionamiento de la planta, desde los módulos hasta la conexión con la red de distribución. Sin embargo, el presente trabajo no abarcará el diseño del sistema de anclaje óptimo, la ampliación de la capacidad de evacuación, ni los centros de operación y mantenimiento.

1.3 ALINEACIÓN CON LOS ODS

La implementación de los ODS es fundamental para construir un futuro sostenible y equitativo para todos. Al abordar cuestiones como la pobreza, el hambre, la desigualdad, el cambio climático y la degradación ambiental, los ODS buscan mejorar la vida de las

personas y proteger el planeta para las generaciones presentes y futuras. Este proyecto se alinea para contribuir a la consecución de varios ODS, entre ellos:

- ODS 7: Garantizar el acceso a una energía asequible y no contaminante. La energía solar es una fuente de energía renovable y no emiten gases de efecto invernadero, por lo que ayuda a cumplir este objetivo.
- ODS 13: Tomar medidas para combatir el cambio climático. La energía solar es una forma de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, ya que no produce dióxido de carbono ni otros gases de efecto invernadero cuando se utiliza para producir electricidad.
- ODS 11: Hacer las ciudades y los asentamientos humanos inclusivos, seguros, resilientes y sostenibles. La energía solar flotante puede utilizarse para proporcionar electricidad a comunidades remotas o a áreas urbanas con problemas de acceso a la energía, lo que ayuda a mejorar la calidad de vida y el desarrollo sostenible de las ciudades y los asentamientos humanos.
- ODS 17: Fortalecer la implementación de las estrategias de desarrollo sostenible. La implementación de proyectos de energía solar contribuye a la implementación de la estrategia de desarrollo sostenible al fomentar la inversión en energía renovable y promoviendo un uso más eficiente de los recursos naturales.

Capítulo 2. ENERGÍA FOTOVOLTAICA FLOTANTE

Debido a la falta de espacio disponible en el suelo y la búsqueda de aumentar el rendimiento operativo de los paneles surge la energía solar flotante como una alternativa más que competitiva. La energía solar fotovoltaica flotante es una tecnología emergente que consiste en la instalación de paneles solares en plataformas que flotan sobre masas de agua, como embalses, lagos o incluso mares, en lugar de en el suelo. La irrupción de las instalaciones fotovoltaicas flotantes en el mundo es un hecho. Países con alta densidad de población y la necesidad de tener la energía cerca de los núcleos de consumo como China, toman esta nueva variante de la tecnología fotovoltaica como una opción atractiva para la generación de energía eléctrica. A su vez, países como España, que cuenta con la mayor cifra de embalses y presas de la Unión Europea, han comenzado a explorar esta opción como algo más que viable, pero siempre prestando atención a las limitaciones ambientales existentes.

2.1 PRECEDENTES

Las instalaciones solares fotovoltaicas flotantes en la corta historia que poseen tienen origen en el archipiélago Nipón, concretamente en la prefectura de Aichi en el año 2007. Entre los años 2007 y 2015 surgen las primeras patentes en Japón, Estados Unidos y Dinamarca. Los primeros sistemas construidos más que destinados a la generación de energía fueron destinados a la investigación científica. Posteriormente en 2008 se construye la primera instalación comercial, de 175 kWp, en California y en 2013 la primera instalación de tamaño mediano de 1 MWp. [1]

Los proyectos de mayor capacidad energética se encuentran en la parte asiática del planeta, especialmente China, Japón e India. Sin embargo, Europa empieza a apostar por esta tipología de centrales, los dos grandes postores son Países Bajos y Portugal.

Instalaciones de mayor potencia a nivel mundial [2]:

Ranking	Tamaño (MW)	Proyecto
1	320	Dezhou Dingzhuang
2	150	Three Gorges New Energy Floating Solar Farm
3	70	CECEP Floating Solar Farm, China
4	60	Sembcorp Floating Solar Farm, Singapore
5	45	Sirindhorn Dam Floating Solar Farm, Thailand

Tabla 1 - Centrales Fotovoltaicas Flotantes de mayor potencia

Instalaciones de mayor potencia a nivel europeo [3]:

Ranking	Tamaño (MW)	Proyecto
1	6,34	Queen Elizabeth II Reservoir
2	2,99	Godley Reservoir Floating Solar PV
3	1,85	Azalealaan
4	0,99	Hesbay Frost
5	0,50	Bubano (Bologna)
6	0,47	Polybell
7	0,40	AGOST
8	0,40	LORCA
9	0,34	Pontecorvo
10	0,22	Alto Rabagao

Tabla 2 - Centrales Fotovoltaicas Flotantes de mayor potencia en Europa

En España, la construcción de esta tipología de instalaciones data de fechas tan recientes como 2020, año en el que la empresa Acciona decidió apostar por esta novedosa forma de implantación en el embalse de Sierra Brava, Cáceres [4] . Alguno de los datos más relevantes son:

- Ubicación: Zorita y Alcollarín, Cáceres (España)
- Potencia pico: 1,125 MWp

A partir de esta instalación ha ido aumentando el número de instalaciones de este tipo en España de forma paulatina.

2.2 VENTAJAS

Las instalaciones fotovoltaicas flotantes parten con una serie de ventajas frente a su principal “competidor”, las instalaciones fotovoltaicas terrestres o convencionales. A continuación, se procede a enumerar y describir estas ventajas. [5][6][7]

- **Eficiencia energética** : La producción energética de un módulo fotovoltaico viene dada principalmente por dos factores, la radiación solar que recibe el módulo y la temperatura a la que está trabajando (No confundir con temperatura ambiente).
Los fabricantes de módulos, en sus hojas de características, nos ofrecen datos sobre la variación con la temperatura de la tensión de vacío o circuito abierto, la intensidad de cortocircuito y la potencia máxima. Como ejemplo se tomará un módulo “Tier 1” de la marca Trina Solar modelo TSM-DEG21C.20. Sus características térmicas son:
 - NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): 43°C ($\pm 2^\circ\text{C}$)
 - Temperature Coefficient of P_{MAX}: 0,34%/°C
 - Temperature Coefficient of V_{OC}: 0,25%/°C
 - Temperature Coefficient of I_{SC}: 0,04%/°C
 - Operational Temperature: -40 °C ~ + 85 °C
- NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): se refiere a la temperatura a la que se espera que el panel fotovoltaico opere en condiciones estándar. Estas condiciones son una irradiación solar de 800 W/m², una velocidad del viento de 1 m/s y una temperatura ambiente de 20°C.
- Coeficiente de temperatura de P_{MAX}: este coeficiente se refiere a la tasa de cambio en la eficiencia del panel fotovoltaico en relación con la temperatura. En este caso,

el coeficiente de temperatura de P_{MAX} es de 0,34%/°C, lo que significa que por cada grado Celsius que aumenta la temperatura del panel, la eficiencia disminuirá en un 0,34%. Por ejemplo, si la temperatura del panel aumenta en 10°C, la eficiencia disminuirá en un 3,4%.

- Coeficiente de temperatura de VOC: este coeficiente se refiere a la tasa de cambio en la tensión de circuito abierto del panel fotovoltaico en relación con la temperatura. En este caso, el coeficiente de temperatura de VOC es de 0,25%/°C, lo que significa que por cada grado Celsius que aumenta la temperatura del panel, la tensión de circuito abierto disminuirá en un 0,25%.
- Coeficiente de temperatura de ISC: este coeficiente se refiere a la tasa de cambio en la corriente de cortocircuito del panel fotovoltaico en relación con la temperatura. En este caso, el coeficiente de temperatura de ISC es de 0,04%/°C, lo que significa que por cada grado Celsius que aumenta la temperatura del panel, la corriente de cortocircuito disminuirá en un 0,04%.

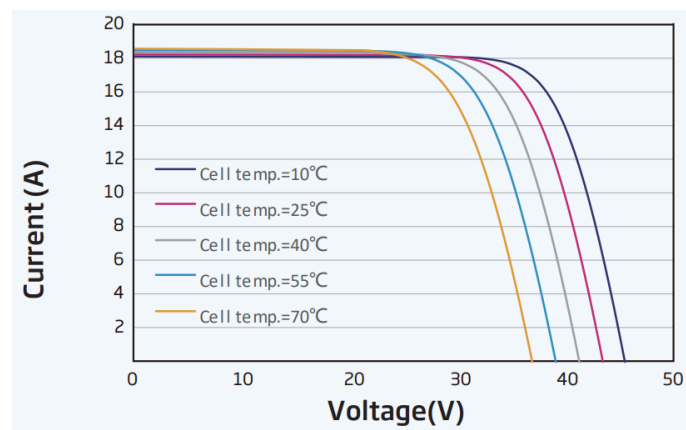


Ilustración 1 - Curva I-V Trina Solar 650 Wp [50]

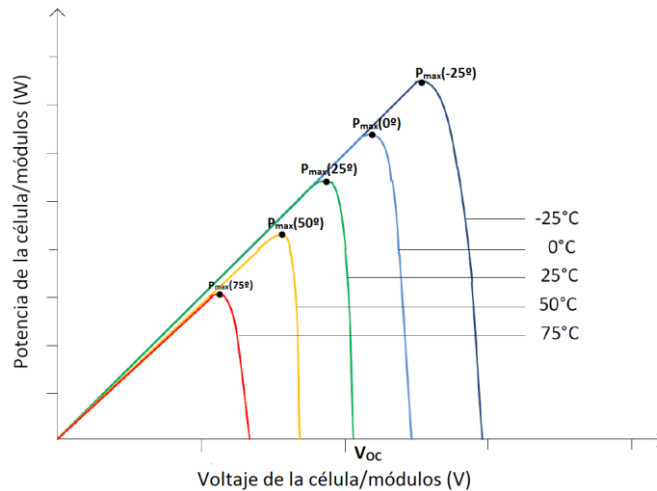


Ilustración 2 - Curva P-V ($T^{\circ}C$) Módulo genérico [51]

Una vez entendidas estas características, se puede observar en las gráficas que el rendimiento del módulo es significativamente mayor cuando trabaja en temperaturas más bajas. Consecuentemente, el módulo generará más energía.

- **Impacto Ecológico:** La instalación de una planta fotovoltaica flotante tiene una serie de consecuencias ecológicas, principalmente debidas al sombreado. El sombreado artificial del agua reduce la evaporación de la masa de agua. Bloquear la luz solar, reduce la temperatura del agua y esto previene el crecimiento de algas verde-azules tóxicas que son perjudiciales para la salud animal y humana. Reduce la erosión de las costas colindantes ya que un porcentaje de las rachas de viento impactan contra la estructura.
- **Espacio:** Se aprovechan masas de agua en ocasiones inutilizadas o mal optimizadas quedando así libres zonas terrestres para otros usos. El coste de adquisición de masas de agua inutilizadas para su explotación es menor que el coste de áreas terrestres.[11]
- **Montaje:** La única complicación existente a la hora de realizar el despliegue de obra para instalar la estructura fotovoltaica flotante es el acceso al embalse o masa de agua, ya que en muchas ocasiones estos se encuentran en zonas montañosas, con orillas de gran inclinación y de difícil maniobrabilidad. Pero en lo que es la

instalación en la masa de agua, es relativamente sencillo ya que no hay que tener en cuenta requerimientos topográficos ni geotécnicos.

- **Operación y mantenimiento** : El OPEX asociado a la explotación de una planta fotovoltaica flotante es menor que el asociado a una instalación convencional dado que estas al ser modulares, el mantenimiento se puede realizar de una forma más sencilla. A su vez, las pérdidas por ensuciamiento (*Soiling Losses*) se han reportado ser menores. [10]

2.3 *LIMITACIONES*

Inversión inicial: Actualmente, los costes de inversión inicial en este tipo de instalaciones son mayores. Los costes asociados a la estructura flotante y la mano de obra estructural son superiores a una instalación convencional. [8]

Altos requerimientos: El entorno acuático es más hostil que el terrestre y la estructura se ve sometida durante casi tres décadas a condiciones de alta corrosión y soporte de cargas. Por tanto, la elección de una estructura apta para el entorno es esencial. A su vez, el ambiente húmedo hace que se requiera protección para elementos esenciales como los inversores o estructuras flotantes para los cables.

Normativa: Pese a que el Consejo Nacional del Agua refrenda la instalación de plantas fotovoltaicas flotantes en embalses de dominio público hidráulico, la normativa es restrictiva en el sentido de que porcentaje del embalse puede ser ocupado y que tipo de embalses, no pudiéndose construir instalaciones en embalses oligotróficos. [9]

2.4 *EMPLAZAMIENTOS*

Los emplazamientos de las instalaciones fotovoltaicas flotantes son muy variados, sin embargo, no todos los cuerpos de agua son aptos para este tipo de instalaciones. En este sentido, es necesario evaluar una serie de factores, como las condiciones climáticas, las

características del cuerpo de agua, el fondo acuático y la disponibilidad de infraestructura, para determinar cuáles son los posibles emplazamientos más adecuados para la fotovoltaica flotante. En este contexto, se han identificado diversos tipos de cuerpos de agua que presentan potencial para la instalación de este tipo de tecnología, y que pueden contribuir a aumentar la capacidad de generación de energía renovable. [11]

- Embalses
- Lagos
- Estanques y depósitos
- Canteras y cuencas mineras
- Piscifactorías
- Mar y océano

2.5 ESTRUCTURAS

2.5.1 TIPOS

La elección del tipo de estructura de flotación a utilizar es fundamental para garantizar la eficiencia y la estabilidad de la instalación. La estructura es la encargada de mantener a flote elementos clave como los módulos, inversores o el transformador.

La estructura debe ser capaz de soportar el constante estrés mecánico, la fatiga de los materiales debido al movimiento constante del agua, la radiación UV, el viento, las cargas de peso y otros factores durante más de 25 años. Debe cumplir con requisitos económicos que tengan en cuenta el coste directo, transporte, instalación, mantenimiento y tener una serie de especificaciones técnicas mínimas como un grosor mínimo y un grosor mayor donde sea necesario, puntos de anclaje de flotación lo suficientemente resistentes, aditivos anti-UV y anticorrosión seguros según los estándares. [12]

Las instalaciones deben contar con pasarelas flotantes para facilitar las operaciones de mantenimiento y podrían incluir flotadores especiales para el correcto amarre/anclaje de la estructura a los puntos de fijación. Cada elemento clave dispone de un tipo distinto de flotador. [12]

Los sistemas de flotación principalmente se dividen en tres tipos [13]:

- Puros : Se caracterizan por montar directamente los módulos sobre ellos
- Balsas modulares : Marcos estructurales de aluminio se montan sobre la estructura para soportar diferentes tipos de cargas
- Membranas : Los módulos se apoyan directamente sobre la membrana en contacto con el agua

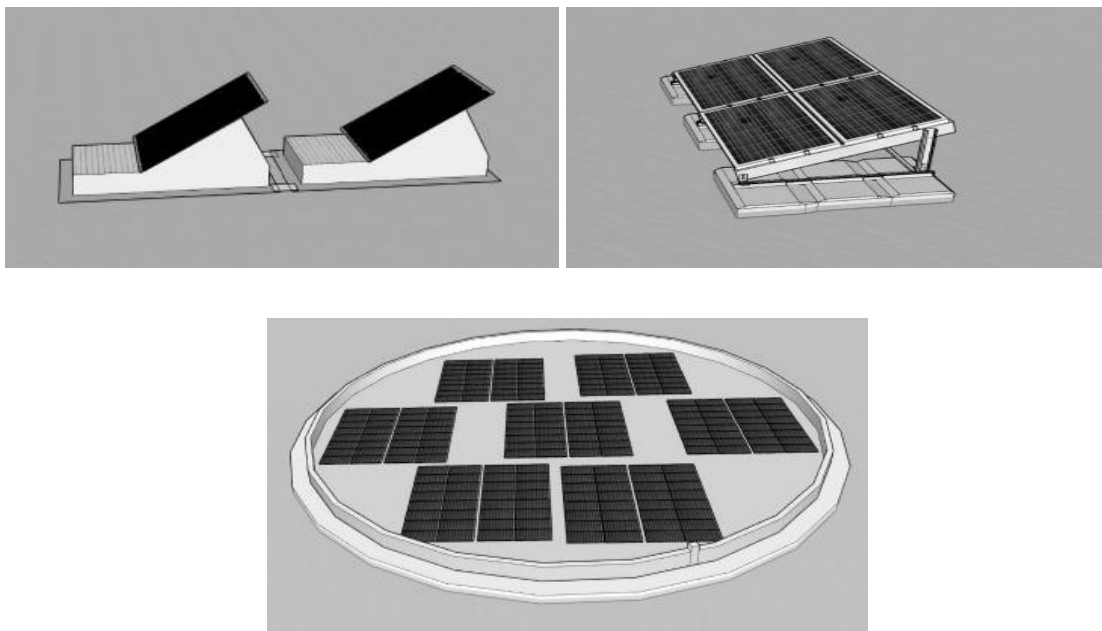


Ilustración 3 - Estructuras de flotación [13]

El segundo criterio para clasificar las estructuras de sujeción en las FPV es en función de la masa de agua que cubren [40]:

- Gran cobertura de agua : alta modularidad, mediana refrigeración.

- Pequeña cobertura agua : buena modularidad, buena refrigeración.
- Mínima cobertura agua : baja modularidad, alta refrigeración.

Esta clasificación es interesante ya que en función de cuanto más expuesto este el módulo al agua, mayor refrigeración por convección térmica se producirá. Esta mayor refrigeración se cuantifica mediante el coeficiente U medido en W/m^2K . [40]



Ilustración 4 - Gran cobertura ISIfloating [56]

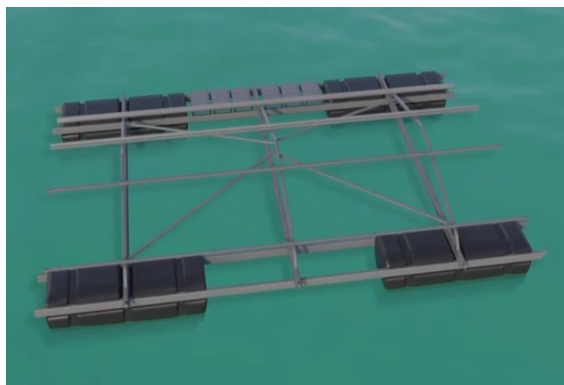


Ilustración 5 - Pequeña cobertura BayWa r.e [27]



Ilustración 6 - Mínima cobertura ABB [69]

Los sistemas puros y mixtos pueden tener sistemas de seguimiento o tracking tanto horizontal como vertical, sin embargo, los sistemas de flotación de membrana solo pueden tener sistemas de orientación horizontales. [13]

2.5.2 ANCLAJE

Las estructuras flotantes deben mantenerse en una posición estable para permitir que las placas solares generen electricidad de manera efectiva. Por lo tanto, las FPV deben contar con un sistema de anclaje lo suficientemente robusto para soportar condiciones adversas y garantizar que la estructura permanezca en su lugar durante largos períodos de tiempo. Además, el anclaje también debe ser diseñado de manera cuidadosa para minimizar los impactos ambientales en el lecho y evitar daños a la flora y fauna.[14]

Los dos parámetros más influyentes a la hora de diseñar la estructura de amarre y anclaje son :

- Velocidad del viento : Una pequeña variación de velocidad máxima puede suponer un aumento de hasta un 30% del coste de la estructura de amarre. [15]
- Variación del volumen de agua : Masas de agua con grandes variaciones requieren sujeciones de mayor longitud para tener en cuenta todos los posibles escenarios, esto se traduce en mayor coste dado el aumento de material. [15]

Es importante tener en cuenta que, aunque no se haga un estudio topográfico, si es conveniente realizar un estudio batimétrico para analizar el lecho de la masa de agua en la que se va a instalar el sistema.

El sistema de anclaje ha de contar con elementos elásticos que permitan la movilidad estructural de la instalación ya que al encontrarse sobre una masa de agua se producirá desniveles causados por la evaporación a lo largo del tiempo. [21]

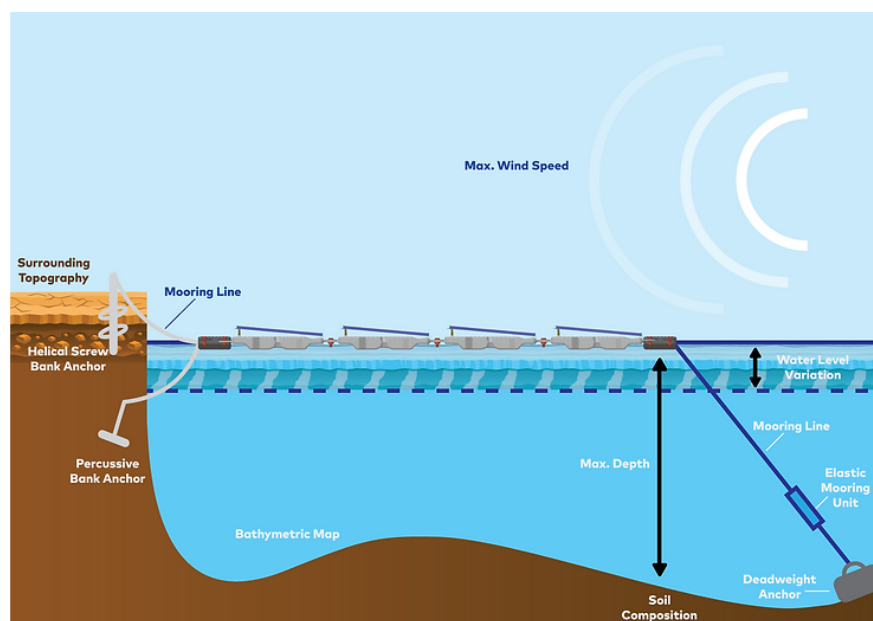


Ilustración 7 - Sistema de anclaje y amarre [52]

2.6 SEGUIMIENTO

La optimización de la planta es vital, por tanto, dependiendo del tamaño e intereses que se tenga se considerara la instalación de seguidores solares o Trackers para aumentar la producción de los módulos.

- Seguidores Horizontales : movimiento en un eje horizontal y giran de este a oeste a lo largo del día para seguir la trayectoria del sol
- Seguidores Verticales : mueven en un eje vertical y giran de norte a sur para seguir la trayectoria del sol

Los seguidores solares horizontales son mejores en climas variables, mientras que los seguidores solares verticales son ideales para ubicaciones con luz solar constante y sin obstrucciones.

La elección de instalar seguidores o no influirá en la elección de la estructura flotante y viceversa.

Capítulo 3. NORMATIVA

La legislación es un aspecto fundamental a tener en cuenta en cualquier proyecto de ingeniería, ya que las leyes y regulaciones aplicables pueden afectar en gran medida al desarrollo del proyecto y su impacto en el entorno. Es por ello que, en este capítulo se revisará la normativa española que incumbe proyectos de instalaciones fotovoltaicas e instalaciones fotovoltaicas sobre masas de agua.

No se pretende realizar un estudio exhaustivo de toda la normativa que aplica al proyecto, sino que de forma generalista se procederá a repasar las directrices más significativas, primeramente, a nivel España y posteriormente de forma particular en la zona donde se va a ejecutar el proyecto.

3.1 *NORMATIVA GENERAL ESPAÑOLA*

La normativa eléctrica general es esencial para garantizar la seguridad, eficiencia y calidad del suministro eléctrico. La normativa eléctrica está en constante evolución para adaptarse a las nuevas tecnologías. En este contexto, es importante conocer las principales leyes y reales decretos que rigen el sector eléctrico. Esta recopilación de normativa general ha sido obtenida del proyecto de licitación pública de la comunidad de Madrid “Planta Solar Fotovoltaica en el T. M. de Villanueva del Pardillo”

Sistema eléctrico:

- IEEE 1547 Estándar para la Interconexión de Recursos Distribuidos con Sistemas de Energía Eléctrica.
- IEEE C 37.2 Números de función, acrónimos y designaciones de contactos del dispositivo del sistema de energía eléctrica.
- IEC 60364 Instalaciones eléctricas de baja tensión.

- IEC 61936-1:2012 Instalaciones eléctricas de tensión nominal superior a 1 kV en corriente alterna IEC 62446, Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- IEC 62305-2 y IEC 62350-3 Estándar para la protección contra descargas atmosféricas.
- UNE-EN 60865-1: Corrientes de cortocircuito.

Dispositivos eléctricos baja tensión:

- IEC 60947 Aparamenta de baja tensión.
- IEC 61439 Conjuntos de apartamento de baja tensión.
- UNE-EN 50102 Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra los impactos mecánicos externos (código IK).
- IEC 60529 Grados de protección proporcionados por las envolventes (Código IP).
- IEC 60898 Accesorios eléctricos. Interruptores automáticos para instalaciones domésticas y análogas para la protección contra sobretensiones.
- IEC 60269 Fusibles de baja tensión.
- IEC 62790 Cajas de conexión para módulos fotovoltaicos. Requisitos de seguridad y ensayos.

Dispositivos eléctricos alta tensión:

- IEC 62271- Dispositivos eléctricos de alta tensión o Parte 1: Especificaciones comunes. o Parte 100: Interruptores automáticos de corriente alterna. o Parte 102: Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna. o Parte 200: Dispositivos eléctricos bajo envoltorio metálica de corriente alterna para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV.
- IEC 60694 Estipulaciones comunes para la apartamento de alta tensión.
- IEC 60420 Combinados interruptor-fusibles de corriente alterna para alta tensión.
- IEC 60282-2 Fusibles de Alta tensión.

- IEC 60255 Relés de medida y equipos de protección.
- IEC 60298 Aparataje bajo envoltorio metálico para corriente alterna de tensiones asignadas superiores a 1 kV inferiores o iguales a 52.
- IEC 60265 Interruptores de alta tensión. o Parte 1: Interruptores para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores a 52 kV.
- IEC 60815: (Serie completa: partes 1, 2 y 3): Selección y dimensionamiento de los aisladores de A.T para uso en las condiciones de contaminación.

Códigos eléctricos:

- Real Decreto 244/2019.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (RD 842/2002) e instrucciones técnicas complementarias
- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (RD 337/2014)
- Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación (RD 3275/1982).
- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias (RD 223/2008).
- Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico (RD 1110/2007).
- Procedimientos de operación de REE
- Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior o igual a 0,6/1 kV para circuitos de distribución de energía eléctrica, UNE 211435:2007
- IEC 60502 y UNE 21.123/1

3.2 *NORMATIVA PARTICULAR ESPAÑOLA*

Según lo establecido en el artículo 3 de la Ley 7/2021, se tiene como objetivo alcanzar un porcentaje del 74% de energía renovable en la capacidad productiva del sistema eléctrico español para el año 2030. En este sentido, el MITECO ha iniciado medidas para fomentar diversas fuentes de energía renovable, ampliando la oferta más allá de las tecnologías tradicionales como los aerogeneradores y la energía solar. Las instalaciones fotovoltaicas flotantes surgen como una solución adecuada a este reto, ya que el gobierno español ha comprendido la importancia de aprovechar las grandes oportunidades que se presentan en el país, siendo España el líder en Europa en cuanto a la cantidad de embalses y masas de agua artificiales.

Dada la reciente irrupción de esta tecnología en el panorama español, solo se dispone de un borrador de real decreto donde se especifica normativa para las instalaciones fotovoltaicas flotantes. El borrador de Real Decreto [8] regula las condiciones y procedimientos necesarios para la puesta en servicio de plantas solares fotovoltaicas ubicadas en el dominio público hidráulico, o en otras infraestructuras hidráulicas de titularidad de la Administración General del Estado o de los Organismos de cuenca y conectadas a las redes de transporte o distribución de energía eléctrica. Las plantas fotovoltaicas flotantes en el dominio público hidráulico estarán sometidas a un régimen de autorización y concesión administrativa, que se regirá por los principios de objetividad, transparencia, concurrencia y no discriminación. Además, se establecen criterios ambientales para su instalación y explotación.

Lo más significativo que se establece y afecta de forma directa al diseño:

- Tiempo máximo de uso de instalación : 25 años
- Máximo espacio ocupado del embalse :
 - Oligotrófico : 0%
 - Mesotrófico : inferior al 5%
 - Eutrófico : inferior al 15%

- Hipereutrófico : inferior al 20%

Al término del documento se encuentra un listado que enumera los 106 embalses propuestos para la instalación de paneles solares fotovoltaicos flotantes. En el ANEXO I se puede encontrar dicha lista.[48]

3.3 CONFEDERACIÓN HIDROGRÁFICA DEL GUADIANA

La instalación de la planta fotovoltaica se realizará sobre el embalse de La Serena, embalse el cual es alimentado por el río Zújar, un afluente del Guadiana. Es por ello que el proyecto deberá tener en cuenta la normativa específica de la Confederación Hidrográfica del Guadiana.

- El Plan Hidrológico de la Cuenca del Guadiana establece los criterios y medidas necesarias para la gestión sostenible del agua en esta zona.
- La normativa de la CHG regula las actividades que se pueden llevar a cabo en el embalse y su zona de influencia, en relación al uso y ocupación de la zona de dominio público hidráulico.
- Las normas de seguridad en presas y embalses establecen los requisitos necesarios para garantizar la seguridad de las instalaciones situadas en el embalse.

Capítulo 4. EMBALSE DE LA SERENA

4.1 CARACTERÍSTICAS

Con una capacidad de almacenamiento de 3.219 hm^3 , el embalse de la Serena se posiciona como la mayor reserva de agua de toda España y la segunda más grande de toda la península Ibérica, por detrás del embalse de Alqueva, en Portugal. [16][17]

El embalse es alimentado por el río Zújar.



Ilustración 8 - Presa embalse de La Serena [67]

Algunos de los datos más relevantes del embalse [19][20][21] :

- **Inauguración** : 1990
- **Capacidad** : 3.219 hm³
- **Media de agua embalsada** : 560 hm³
- **Coordenadas** :
 - o **Latitud** : 38.913628015063175° **Longitud** : -5.41440260390547°
- **Temperatura media ambiente** : 17,3 ° C

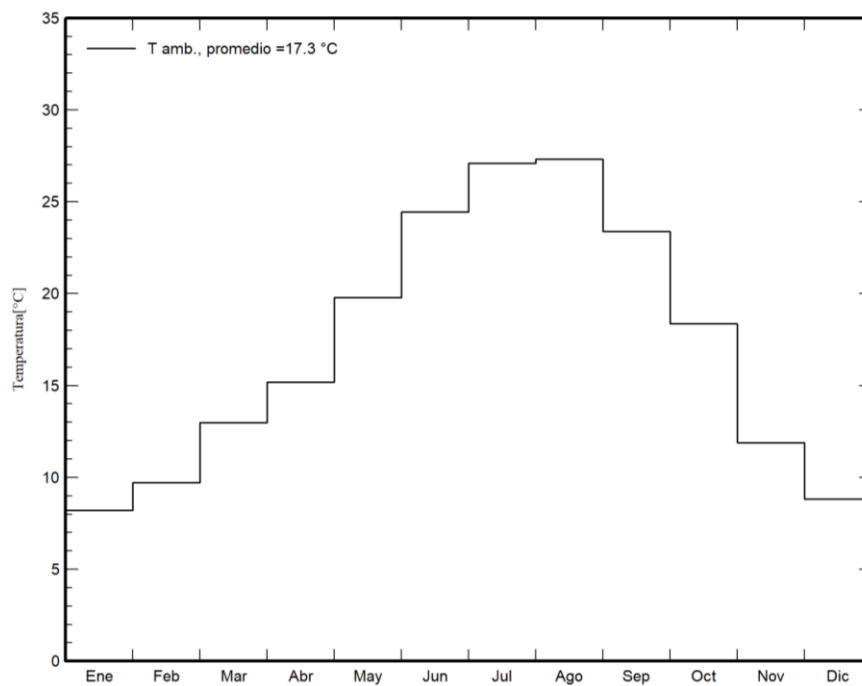


Ilustración 9 - Temperatura ambiente mensual [53]

- **Temperatura media agua** [22] : 18,1°C

Temperatura del Agua (°C)	
Enero	15,5
Febrero	14
Marzo	14,75
Abril	15,8
Mayo	16,7
Junio	20,55
Julio	23,75
Agosto	22,85
Septiembre	19,45
Octubre	20,15
Noviembre	17,9
Diciembre	15,5
Promedio	18,1

Tabla 3 - Temperatura agua mensual

- **Velocidad del viento : 2,8 m/s**

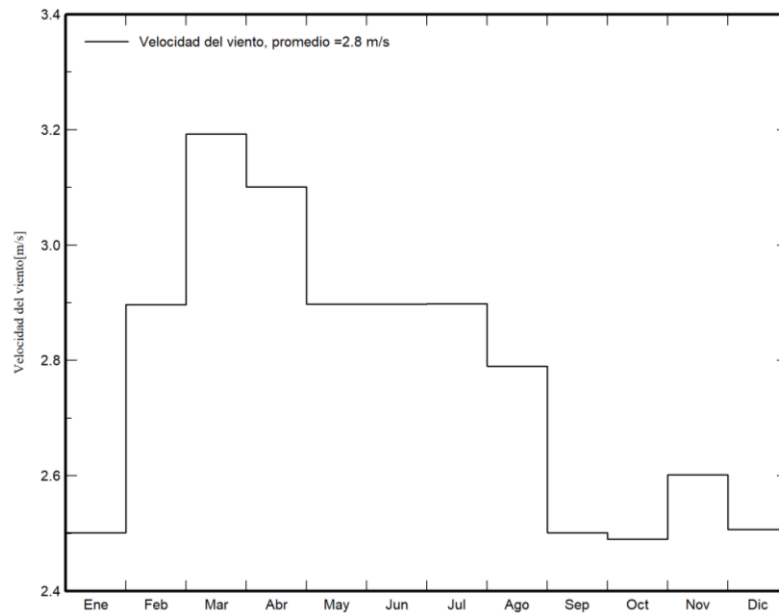


Ilustración 10 - Velocidad del viento mensual [53]

- **Irradiación :**

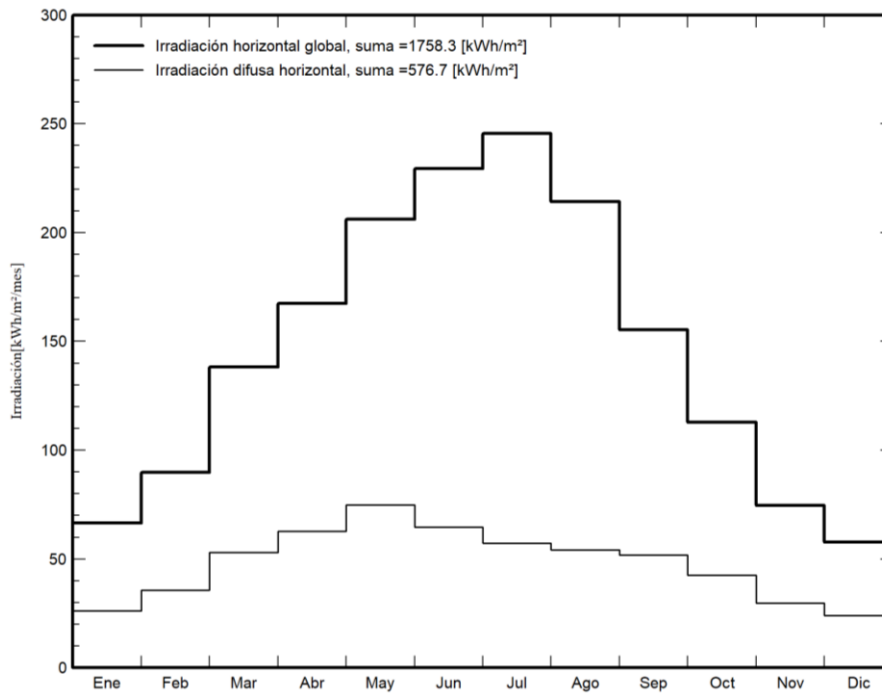


Ilustración 11 - Irradiación mensual [53]

Otros datos de interés del embalse :

Superficie de la cuenca hidrográfica (km²): 7.333 km²

Precipitación media anual (mm): 362 mm

Cota coronación (m): 356 m

Longitud de coronación (m): 580 m

Altura desde cimientos (m): 91 m

Cota cimentación (m): 265 m

Cota del cauce en la presa (m): 282 m

Cota del NMN (m): 352 m

Número total de aliviaderos en la presa: 1 **Regulación aliviaderos:** Compuertas.

Capacidad aliviaderos (m³/s): 2.616 m³/s **Número total de desagües en la presa:** 2

Capacidad desagües (m³/s): 469 m³/s

4.2 CENTRAL HIDROELÉCTRICA

El embalse de la serena cuenta con una central hidroeléctrica de embalse propiedad de ENDESA la cual fue inaugurada 3 años después de la inauguración del embalse. A continuación, se presentan en las siguientes tabla los datos más relevantes de la central [18]:

Central Hidroeléctrica	La Serena
Potencia (MW)	25,1
Número de grupos	1
Caudal Nominal (m ³ /s)	89
Salto bruto máximo	35

Tabla 4 - Datos generales central hidroeléctrica

Turbinas	
Número	1
Tipo	Kaplan
Fabricante	Sulzer
Potencia unitaria (CV)	31600
Caudal Unitario (m ³ /s)	89
Velocidad (r.p.m)	230,9

Tabla 5 - Datos turbina

Alternador	
Número	1
Tipo	Vertical
Fabricante	ABB
Potencia nominal (kVA)	25.100
Tensión nominal (kV)	11

Tabla 6 - Datos alternador

4.3 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE LA SERENA

Subestación eléctrica propiedad de Endesa, conecta la central con la red de subtransporte (132 kV) mediante un transformador 11/132 kV que se supondrá Ynd11 de entre 27 – 30 MVA ya que no se tienen datos sobre el mismo. El nudo de transporte más cercano es Valdecaballeros.

Los datos que se pueden encontrar en el mapa de capacidad de Endesa [23] son :

Provincia	Municipio	Subestación	Latitud	Longitud	Tensión (kV)	Potencia (MW)
Badajoz	Castuera	SERENA	38,9114	-5,4161	132	25,1

Tabla 7 - Datos subestación eléctrica

4.4 FAUNA Y FLORA

Para realizar un proyecto de este tipo es necesario tener un conocimiento claro sobre cómo afecta a la biodiversidad para entender su impacto ambiental. Debido a que esta tecnología es relativamente nueva, todavía se sabe muy poco. Sin embargo, a medida que se utiliza más y se realizan más investigaciones, esto está cambiando.

Se presenta una tabla de la fauna y flora más característica del embalse de la serena [24][25]:

Peces	Aves	Otros	Vegetación
Barbo comizo	Avutarda	Lagarto ocelado	Encina

Barbo cabecicorto	Sisón	Conejo	Alcornoque
Fraile	Alcaraván	Liebre	Brezo
Carpa Común	Águila perdicera	Mangosta	Enebro
Carpa Royal	Ganga	Galápago leproso	Jara
Pardilla	Ortega	Nutria	Majada
Black-Bass	Cigüeña		Retama
Pez gato	Cigüeña negra		Tamujo
Pez gato punteado	Grulla		
Lucio	Fumarel común		
Boga			

Tabla 8 - Fauna y flora La Serena [24]

La presencia de vegetación acuática en las inmediaciones de la orilla de la balsa y su ubicación debajo de los generadores puede enfrentar desafíos en su crecimiento debido a la limitada disponibilidad de luz, ya que la radiación solar se ve bloqueada por los módulos flotantes. Sin embargo, es importante tener en cuenta que esta limitación afecta a una superficie mínima en comparación con la extensa distribución potencial que estas comunidades vegetales podrían tener en todo el embalse. [26]

La estructura flotante en sí misma puede servir como un soporte improvisado, ofreciendo un lugar de descanso y refugio rodeado de agua para las aves, lo que disminuye considerablemente la presión ejercida por depredadores. [26]

La empresa alemana BayWa r.e [27] en su proyecto principal actual en Bomhofsplas, está colocando "bio refugios" debajo de los paneles solares flotantes, llenos de conchas para fomentar potencialmente la vida marina y una mayor biodiversidad. Al mismo tiempo, se está llevando a cabo un seguimiento continuo de la calidad del agua, con muestras tomadas antes y después de las instalaciones, para recopilar datos sobre el impacto general de la instalación. Las evaluaciones iniciales de las FPV son alentadoras, es decir actualmente no hay motivos para creer que la biodiversidad se verá afectada negativamente. Esto se debe a que solo el 15 % del tamaño total del sistema tiene un impacto directo en el agua, lo que permite el movimiento libre del agua y evita la contaminación del agua.

Algunas de las consideraciones que se deberán tener en cuentas son las siguientes :

- Afección a la temperatura del agua
- Monitorización de niveles de O₂

4.5 JUSTIFICACIÓN DE LA ELECCIÓN

El embalse de La Serena ha sido seleccionado como ubicación preferida para la instalación de un sistema de energía fotovoltaica flotante, debido a una serie de razones fundamentales. A continuación, se detallan los motivos que respaldan esta elección:

En primer lugar, el embalse de La Serena se encuentra incluido en la lista de los 106 embalses propuestos por el gobierno para el desarrollo de proyectos de generación de energía fotovoltaica (FPV). Esta consideración gubernamental brinda una base sólida para su selección, respaldada por la evaluación y el reconocimiento de su potencial para la implementación de tecnología fotovoltaica flotante. En segundo lugar, el embalse ofrece un amplio espacio disponible, permitiendo la instalación de paneles solares en aproximadamente el 20% de su superficie, ya que como expresa el borrador, aquellos embalses hipereutróficos podrán instalar dicho porcentaje. Además, aunque las orillas del embalse no son consideradas óptimas, presentan características favorables para llevar a cabo la instalación fotovoltaica flotante.

La topografía circundante se caracteriza por su notable nivel de llanura, lo cual facilita la planificación y la construcción. Considerando el nivel de planicie del terreno, se formulará la hipótesis de que no se deben considerar los efectos de sombreado que puedan afectar la generación.

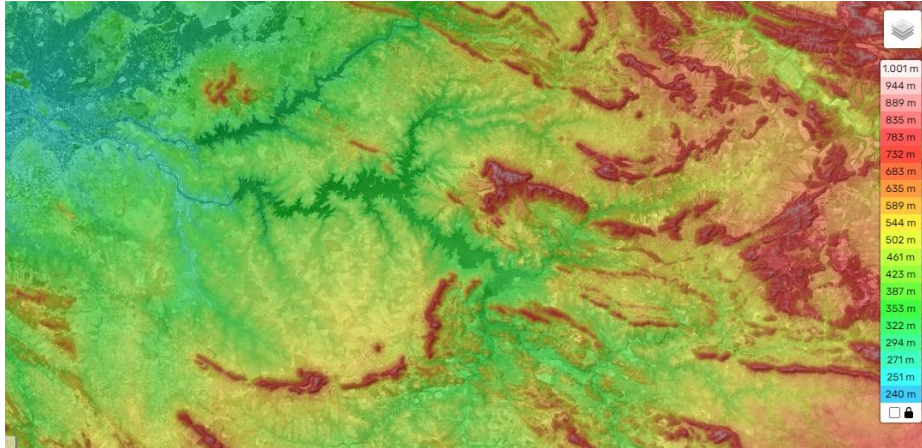


Ilustración 12 - Mapa topográfico embalse y alrededores [68]

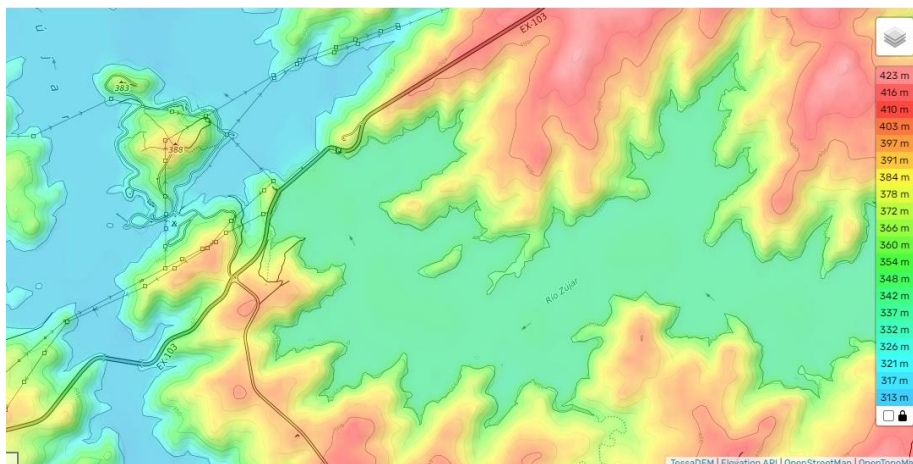


Ilustración 13 - Detalle mapa topográfico [68]

Otro factor relevante es la estabilidad del nivel de variación del agua en el embalse, entorno al 2%. Dicha estabilidad resulta esencial para asegurar el funcionamiento eficiente y sostenible del sistema fotovoltaico flotante, ya que una variación mínima reduce los riesgos asociados. Además, garantiza un menor gasto en el sistema de anclaje y amarre.

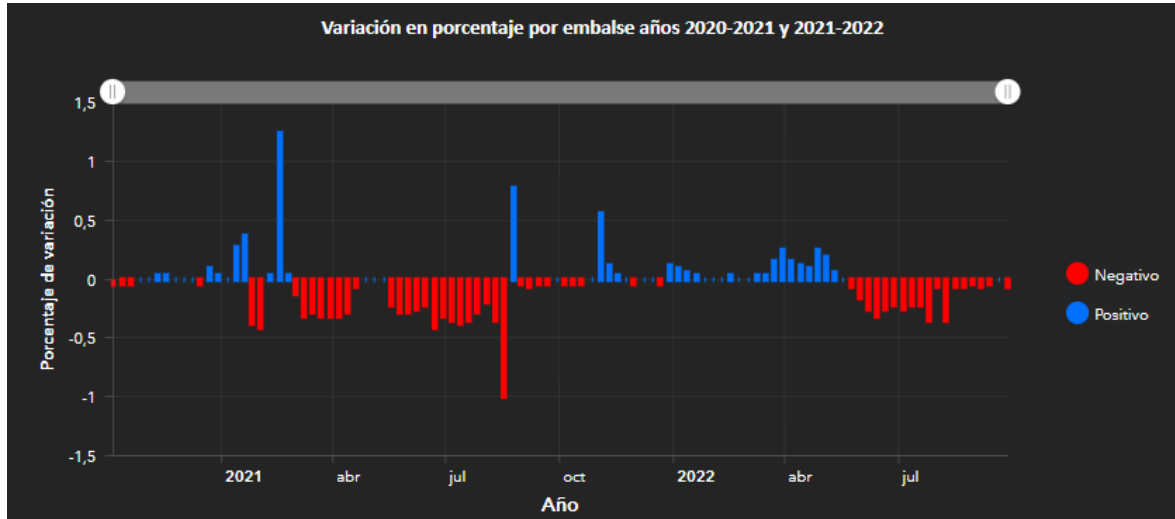


Ilustración 14 - Variación de volumen de agua embalsada [49]

Cabe destacar que el embalse de La Serena es apto para la hibridación, es decir, para la combinación de distintas fuentes de energía. Esto se debe a la existencia de infraestructuras ya establecidas en el área, como una central hidroeléctrica de 25 MW y una subestación eléctrica conectada a la red de subtransporte (132 kV).

Capítulo 5. DISEÑO CONCEPTUAL

5.1 ACCESO AL EMBALSE

El acceso al embalse se realizará por la carretera EX-103 desde el municipio de Castuera. La carretera EX-103 es de titularidad de la junta extremeña, por lo que se puede ver en las imágenes, es una carretera bien señalizada, asfaltada y de un solo carril bidireccional.

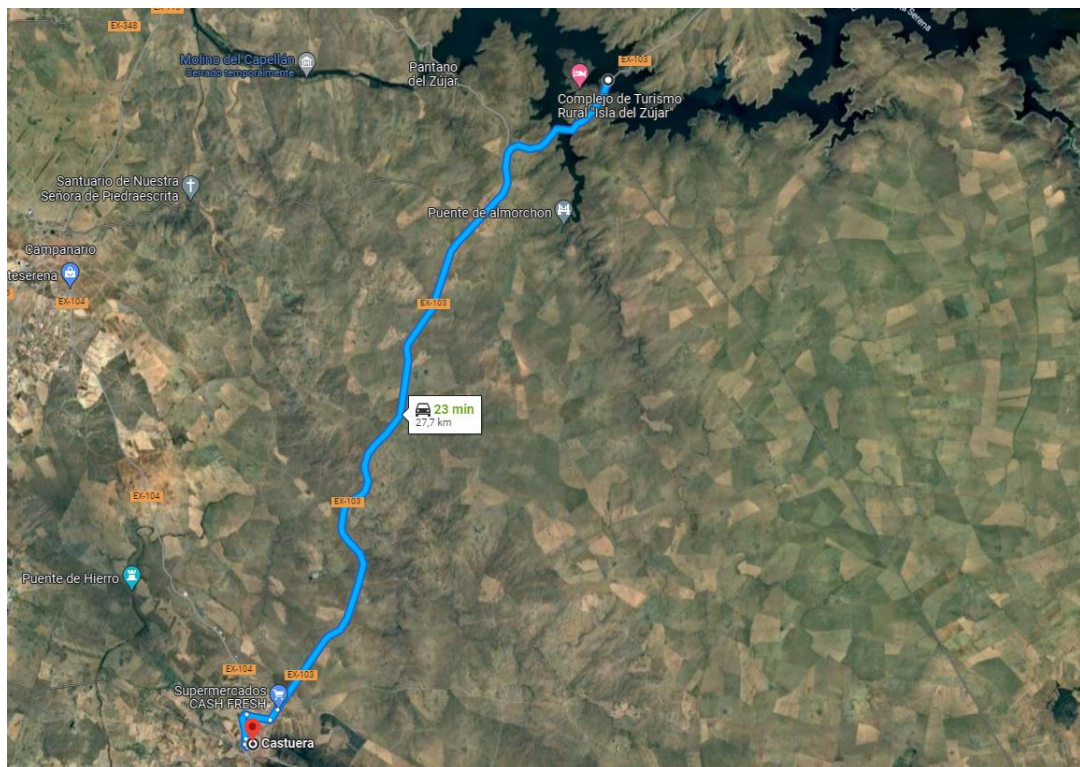


Ilustración 15 - Distancia en automóvil Castuera – embalse [67]

Se contemplan rutas alternativas desde ciudades con mayores recursos como Badajoz o Ciudad Real.

Badajoz – Embalse de la Serena : 1 h 56 min

Ciudad Real – Embalse de la Serena : 2h 1 min

La zona circundante al embalse cuenta con 2 parkings amplios, antes y después del puente que cruza el embalse.



Ilustración 16 - Parking 1 [67]



Ilustración 17 - Parking 2 [67]

Se prevé que el acceso al embalse se realice por la zona del parking 2 dado que las orillas son más favorables para bajar ya que disponen de caminos de tierra bien marcados.



Ilustración 18 - Acceso a la masa de agua [67]

5.2 LOCALIZACIÓN DENTRO DEL EMBALSE

La localización dentro del embalse de la instalación fotovoltaica flotante se caracterizará por su ubicación estratégica en proximidad a la subestación eléctrica y a la orilla del parking 2, con el propósito de minimizar los gastos asociados y favorecer la modularidad del sistema, así como simplificar las tareas de mantenimiento. Sin embargo, para conocer con precisión si el lugar propuesto es adecuado para la instalación, habrá que estudiar las cargas mecánicas a las que está expuesta la plataforma y si el diseño del sistema de anclaje y amarre supondrá un gran sobre coste.

Para realizar el diseño de la instalación de una forma realista, se ha representado el contorno de la zona a tratar del embalse en el software de información geográfica QGIS.

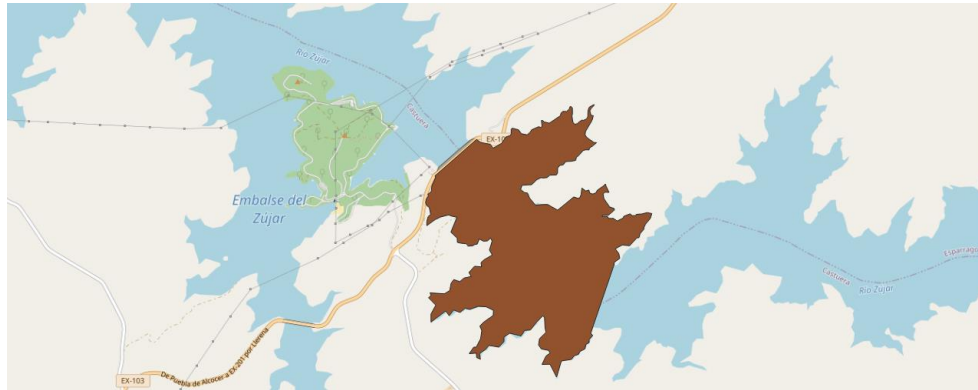


Ilustración 19 - Mapa embalse QGIS [65]

Una vez exportado el mapa a AutoCAD, se puede representar el punto donde se instalará la FPV.



Ilustración 20 - Mapa embalse AutoCAD [65]

5.3 CONFIGURACIÓN

La complejidad de una planta fotovoltaica es relativamente sencilla, estas instalaciones en su forma más esencial se componen de módulos fotovoltaicos conectados en serie y paralelo entre ellos, cuadros de distribución, un dispositivo de electrónica de potencia como es un inversor y un transformador que conecte eleve la tensión a la correspondiente de la red. Posteriormente aparecen otros elementos secundarios como los optimizadores, medidores de potencia, protecciones eléctricas etc.

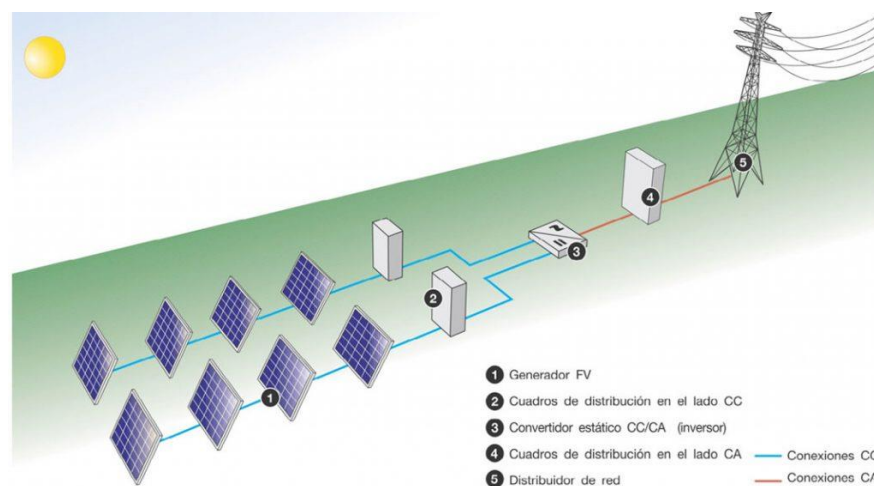


Ilustración 21 - Esquema simplificado instalación FV [66]

La diferencia esencial que tienen las FPV con respecto a estas instalaciones convencionales es la aparición de un sistema de flotación con su correspondiente anclaje y amarre. La parte eléctrica es idéntica.

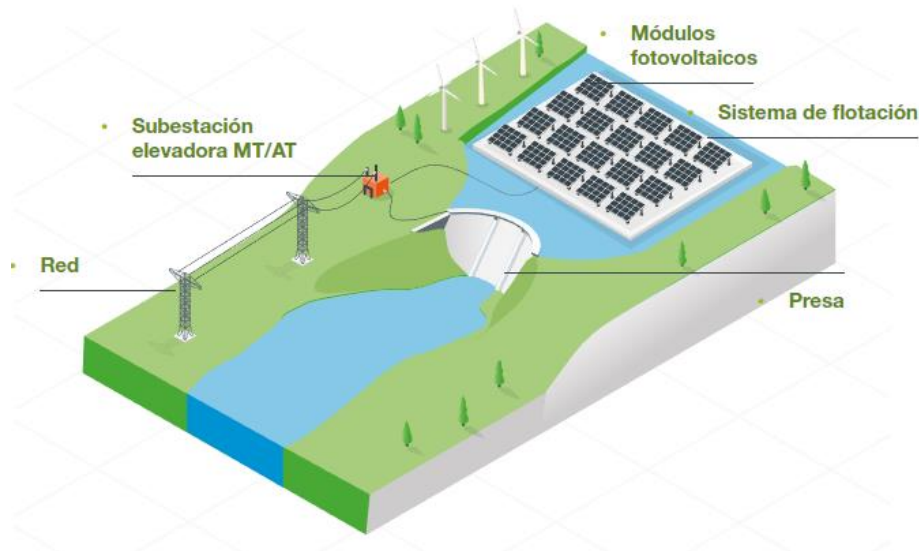


Ilustración 22 - Esquema simplificado instalación FPV [5]

A continuación, se procederá a realizar la elección y justificación de los siguientes factores clave de una FPV :

- **Módulos**
- **Estructura**
- **Inversores**
- **Seguidores**
- **Transformadores**
- **Monitorización**
- **Cableado**

5.3.1 MÓDULOS

Los módulos fotovoltaicos son los componentes clave encargados de convertir la energía solar en electricidad, por lo que elegir los módulos correctos garantiza la eficiencia y la confiabilidad del sistema. Los criterios principales a la hora de escoger un módulo fotovoltaico óptimo son:

- Eficiencia
- Potencia
- Tecnología
- Durabilidad
- Precio

En marcas premium, mejor conocidas como “Tier-1” por la clasificación Bloomberg New Energy Finance Corporation[28], los valores de eficiencia y degradación son muy similares, por lo que la diferencia sustancial la encontraremos en la tecnología utilizada y el catálogo de potencias pico que ofrecen. Los módulos fotovoltaicos están fabricados con células de silicio y según la forma en la que se procese el mineral se obtendrán obleas de silicio policristalino o monocristalino. Por lo general, la obtención de un silicio puro monocristalino era más compleja que la obtención del policristalino, sin embargo, la evolución de la tecnología fotovoltaica ha sucedido de forma muy rápida y lo que antes era relativamente costoso o difícil de realizar ahora es una tarea fácil y relativamente barata. Es por ello que, hoy en día la tecnología más utilizada es la basada en el silicio monocristalino, una tecnología más duradera y resistente. Esto se traduce en ahorros en el mantenimiento de la planta. Por tanto, se preferirá un módulo monocristalino.

Las marcas más relevantes y utilizadas en la industria son las siguientes:

- Trina Solar
- Jinko
- LONGi
- Canadian Solar
- Risen
- JA Solar

Como la intención de que el tamaño de la FPV sea de varios MW, se utilizarán módulos de gran potencia, entorno a los 600-670 Wp. A continuación, se presenta una tabla donde se detallan las especificaciones más relevantes de los módulos de mayor potencia entre 600-670 Wp de estos fabricantes.

	Eficiencia	Potencia (Wp)	Tecnología	Garantía (25 años)	Precio Unidad	Mono/Bifacial
Trina	21,6%	670	Mono	84,8%	147,40 €	Monofacial
Jinko	22%	615	Mono	87,4%	135,30 €	Monofacial
LONGi	23,2%	600	Mono	88,9%	132,00 €	Monofacial
Canadian Solar	21,6%	670	Mono	84,8%	147,40 €	Monofacial
Risen	21,6%	670	Mono	87,2%	160,80 €	Bifacial
JA Solar	22,5%	630	Mono	87,4%	151,20 €	Bifacial

Tabla 9 - Comparativa módulos [54][50],[70],[71],[72],[73]

Dada la dificultad para encontrar precios y la variación de estos en función del distribuidor, se ha utilizado un precio estandarizado en la industria a fecha de 2023 para módulos de gran potencia como es 0,22 €/Wp para monofacial y 0,24 €/Wp para bifacial [36]. Sin embargo, este precio sigue bajando casi día a día, por tanto, al realizar el análisis económico se considerará un ratio algo menor.

La primera decisión que se ha de tomar es si el módulo a elegir ha de ser monofacial o bifacial. Siendo bifacial aquellos módulos con capacidad para absorber radiación tanto por el anverso como el reverso. En el agua, la única radiación que llegaría al reverso del panel sería aquella que rebote en el agua e incida en el módulo. Este fenómeno se puede cuantificar en porcentaje mediante una característica de los materiales denominada albedo, la cual expresa el porcentaje de radiación que cualquier superficie refleja respecto a la radiación que incide sobre ella.

El albedo aumenta cuanto más blanca y brillante sea la superficie. Ahora bien, para determinar si es interesante escoger un módulo bifacial frente a uno bifacial se deberá conocer el albedo del agua.

El albedo del agua es realmente bajo y se encuentra entre 0,02 – 0,05. [29]

Por lo tanto, no será rentable un módulo bifacial y queda descartado.

De los módulos monofaciales, el que ofrece una mejor eficiencia y garantía de funcionamiento es el LONGi, modelo LR5-72HTH-600. Como la instalación se va a realizar sobre un embalse donde el espacio ocupado no es un criterio tan vital como en una cubierta, se prefiere un módulo que tenga una peor relación espacio potencia, pero con mejores números de eficiencia y degradación. Por ello y por su certificación IP68, se elige este módulo. [ANEXO V]

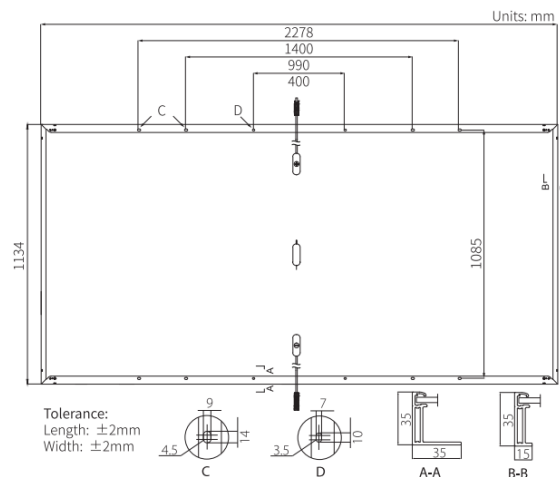


Ilustración 23 - Medidas LR5-72HTH-600 [54]

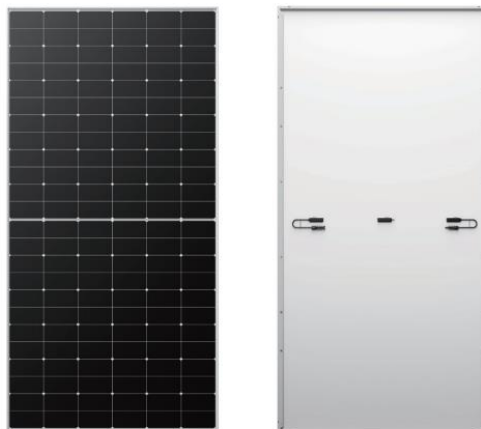


Ilustración 24 - LONGi LR5-72HTH-600 [54]

Para posteriores simulaciones, se ha procedido a crear un bloque de este módulo en AutoCAD.

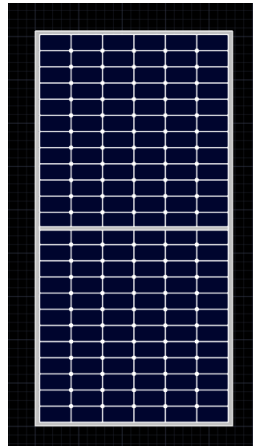


Ilustración 25 - Bloque AutoCAD LONGi LR5-72HTH-600 [65]

5.3.2 ESTRUCTURA

La adecuada selección de la estructura en la que se apoyarán los módulos fotovoltaicos es de vital importancia para el funcionamiento óptimo de la planta. La estructura debe ser capaz de soportar las cargas estáticas y dinámicas a las que estará expuesta, como el peso de los módulos, el impacto de las olas y los vientos. A su vez, deberá contar con una serie de certificaciones por ejemplo certificaciones que aseguren su resistencia a ambientes corrosivos.

En capítulos anteriores se explicaron los distintos tipos de estructuras y sus ventajas, para la selección de la estructura se tendrán en cuenta los siguientes parámetros[13]:

- Estanqueidad al agua
- Vida útil
- Anti-filtración
- Capacidad de carga
- Impacto medioambiental

- Impacto radiación UV
- Cobertura de agua

El mercado de estructuras flotantes se encuentra en rápida expansión y cada día más empresas del mundo fotovoltaico terrestre se unen a la fabricación. Sin embargo, los players más relevantes que están consolidados en este campo son relativamente pocos. Estos son:

- Ciel & Terre: Empresa francesa dedicada en su totalidad a la energía fotovoltaica flotante, su flotador patentado Hydrelío Air es uno de los más utilizados en el sector.

Las características más relevantes de este flotador son:

Material: HDPE (Reciclable y gran flotabilidad)

Rango MW: Módulos hasta 700 MW

Ángulo de fijación: 5° - 12°

Configuraciones disponibles: Sur, Norte, Este-Oeste

Cobertura de agua: Baja

El flotador fue testado con oleaje superior a 2 m, rachas de viento de más de 210 km/h, cumple con la normativa ISO 12944-2:2017 la cual habla sobre la protección de corrosión mediante sistemas de pintura y fue testado en rangos de temperatura entre -10 °C y 50 °C.



Ilustración 26 - Hydrelío AIR [55]

- ISIfloating: Compañía valenciana especializada en la fabricación de sistemas fotovoltaicos flotantes. Su tecnología también patentada ha conseguido que el TCO y el LCOE de las instalaciones iguale los números de instalaciones convencionales. Su cobertura de agua es alta por lo que previene en gran medida la evaporación.

Material: HDPE (Reciclable y gran flotabilidad)

Rango MW: Hasta 350 Wp

Ángulo: 5°

Configuraciones disponibles: Sur, Norte, Este-Oeste.

Cobertura de agua: Alta

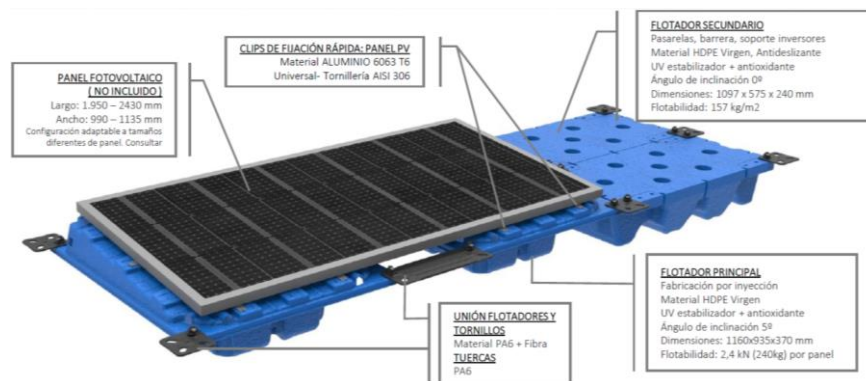


Ilustración 27 - Flotador ISIfloating [56]

- Sungrow: Sungrow destaca como una compañía de vanguardia en el ámbito de las energías renovables, enfocada en la producción de inversores solares y sistemas de almacenamiento energético. Su tecnología asegura un bajo LCOE. Su cobertura de agua es mediana-baja. [30]

Su solución flotante tienes las siguientes características :

Material: HDPE

Rango MW: No hay datos disponibles

Ángulo: 0 ° - 30 °

Configuraciones disponibles: Norte, Sur, Este-Oeste

Cobertura de agua: media

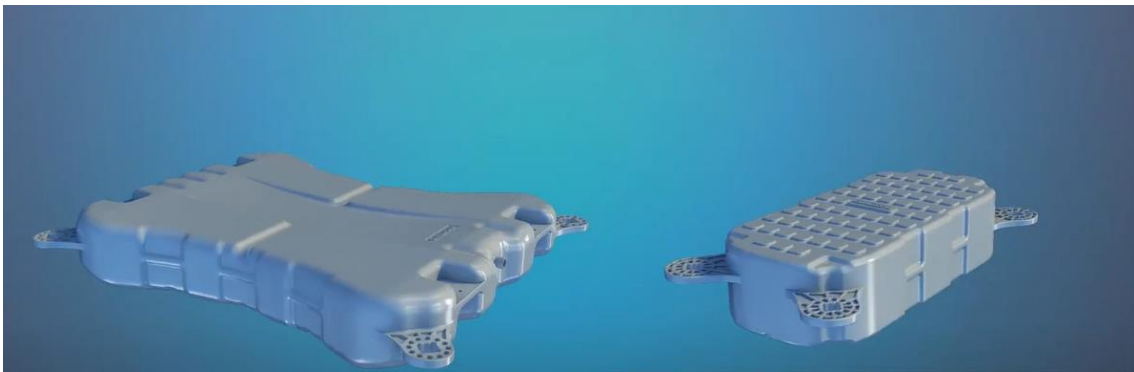


Ilustración 28 - Estructura flotante SUNGROW [30]

Analizando el mercado de estructuras de flotadores se detecta que el único parámetro realmente diferencial es la cobertura de agua por parte del flotador, el tamaño de módulo que acepta y la configuración de inclinación. Para aprovechar de forma óptima la refrigeración por convección que proporciona el agua, se necesita que el módulo este lo más expuesto posible a la zona líquida, por tanto, se elegirá una estructura de baja cobertura de agua. Como ya se vio en capítulos anteriores, las estructuras de baja cobertura de agua son las que mayor coeficiente U presentan. Esto quiere decir, que a mayor coeficiente U mayor transferencia de calor habrá entre el módulo y el agua. [Tipos de estructuras 2.5] En el Capítulo 6. se estudiará con mayor detalle este parámetro.

Una vez analizadas las diferentes alternativas se decide escoger la solución de flotación de Ciel & Terre dada la alta calidad, fiabilidad y su baja cobertura de agua que aumentará la refrigeración y por tanto la producción.

5.3.2.1 *Angulo de inclinación*

Uno de los criterios clave en la producción de una planta fotovoltaica es la inclinación del módulo respecto a la horizontal, ya que la adecuada captación de la radiación solar permite al módulo generar más energía. Como norma general se busca que la captación se realice de forma perpendicular, ya que de esta forma se maximiza la producción, sin embargo, dado que el sol realiza un barrido de este a oeste a lo largo del día, a no ser que se utilicen seguidores, mejor conocidos como “Trackers”, esto no es posible. Por tanto, la solución que se suele adaptar es una configuración cercana a la latitud.

Para calcular la inclinación óptima, se ha de tener en cuenta la latitud de la posición seleccionada y la inclinación del eje terrestre. En España, a resultado de estas consideraciones encontramos unas inclinaciones óptimas en el rango de 20 – 40°, siendo la configuración más común los 30°. [31]



Ilustración 29 - Posición solar respecto tierra [57]

Sin embargo, al tratarse este proyecto de una tipología de instalación distinta a una planta fotovoltaica terrestre convencional, se encuentra que el ángulo de 30° no sería un ángulo óptimo ya que estaríamos desaprovechando el poder de refrigeración del agua que se encuentra bajo la estructura.

Por tanto, el ángulo de inclinación óptimo se debe reevaluar teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

- Incidencia del sol
- Refrigeración proporcionada por el agua
- Suciedad

Cuanto más próximo se encuentre el módulo al cuerpo de agua, es decir, a una orientación de 0°, experimentará una refrigeración más intensa y, por ende, una disminución de la temperatura. Sin embargo, si el módulo se inclinara a 0°, la incidencia solar no sería perpendicular, lo que resultaría en una generación reducida de energía solar. Además, la falta de inclinación conlleva una acumulación más pronunciada de suciedad en el módulo, ya que las precipitaciones arrastrarían partículas de suciedad y polvo que quedarían retenidas en la superficie.

La inclinación óptima para los módulos en FPV para simulaciones preliminares es de 11° [32]. Sin embargo, en España se optará por un ángulo de inclinación ligeramente mayor, específicamente de 12-15°, para lograr un buen equilibrio entre la perpendicularidad a los rayos solares y la refrigeración. Además, dado que el embalse se encuentra rodeado de una topografía con polvo y arena, se busca una inclinación lo más pronunciada posible para reducir al máximo las pérdidas ocasionadas por la suciedad.

En este caso, el ángulo de inclinación elegido es de 12°, ya que es el máximo que ofrece la estructura de Ciel & Terre. [ANEXO V]

5.3.2.2 Configuración azimutal

Una vez analizada y determinada la inclinación de la estructura del diseño, es necesario establecer la configuración del ángulo azimutal de los módulos. La determinación de este ángulo se basa en la ubicación geográfica de la instalación en el globo terráqueo, específicamente en su latitud, al igual que la inclinación.

En el caso de latitudes negativas, donde el sol, se presenta en la cara norte apareciendo por el este y ocultándose por el oeste. Por otro lado, en latitudes positivas, aunque el sol también se manifiesta y desaparece en las mismas direcciones cardinales, se debe considerar una mirada hacia el sur para contemplar su trayectoria. Esto se debe a la inversión del punto de referencia geográfico [33].

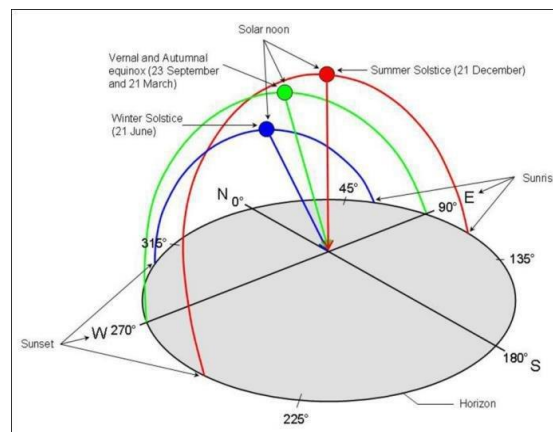


Ilustración 30 - Posición solar hemisferio sur [33]

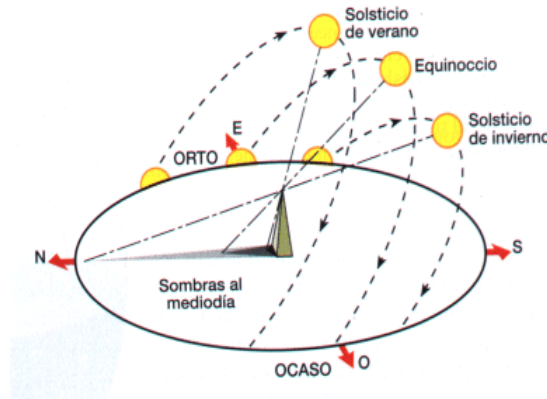


Ilustración 31 - Posición solar hemisferio norte [58]

Conocidos estos datos y tras revisar diversas instalaciones, se encuentra que existen 2 tipos de configuraciones :

- Módulos en configuración sur con azimut 0° (En un sistema con referencia de ángulos el Sur)
- Módulos en configuración este-oeste

La configuración sur como su nombre indica es la que dispone los módulos de forma que su ángulo azimutal sea 0° . La principal bondad de este tipo de configuración se encuentra en la maximización de la energía eléctrica producida al aprovechar de forma óptima las horas solares de mayor radiación, sin embargo, esta configuración presenta algunas desventajas. Los módulos, a medida que toman una mayor inclinación, proyectarán una mayor sombra afectando al módulo inmediatamente detrás y mermando la producción de toda la cadena, para evitar esto las filas de módulos deberán estar separadas una cantidad de cm que viene determinada por su inclinación, longitud del módulo y latitud en la siguiente formula recogida en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE [34]. La distancia mínima es la que garantiza 4 horas de radiación solar en el mediodía del solsticio de invierno. La fórmula es la siguiente :

$$d = h/tg(61^\circ - \Theta)$$

Ecuación 1- Distancia mínima entre módulos

Siendo h , la altura de la placa respecto a su horizontal y Θ la latitud de la ubicación. Sabiendo esto, se determina que las configuraciones sur ocupan un mayor espacio.

El siguiente problema que presenta esta configuración es una mayor vulnerabilidad a las rachas fuertes de viento, pudiéndose producir así el efecto vela. El efecto vela ocurre cuando el viento sopla con fuerza, el módulo al ser una superficie rectangular se ve sometido a una fuerza que finalmente hace que el módulo se desprenda de la estructura, este efecto vela será más notorio y más a tener en cuenta tanto en cuanto más se aumente la inclinación.

Por otro lado, la configuración este-oeste presenta un bulbo de generación solar más ancho, con una generación más distribuida a lo largo del día y no en forma de campana de Gauss como la configuración sur, lo cual es beneficioso en nuestro caso ya que nos interesa uniformizar la producción energética. En cuanto al espacio ocupado por la instalación en esta configuración es menor que en la configuración sur dado que los paneles al estar a dos aguas no producen sombreado, por tanto, podremos establecer una relación potencia espacio más favorable. Al ser un embalse de gran renombre se busca causar el menor impacto a la vista y espacios de recreación humana, por tanto, se busca que la instalación sea lo más pequeña posible. Por último, en este tipo de configuración no se produce el efecto vela por la posición de los módulos que no permite el paso frontal del viento, solo de forma lateral. La configuración este-oeste pese a tener la fama de no producir tanta energía como la configuración sur, si la radiación solar es relativamente uniforme puede llegar a producir incluso más energía que la configuración sur. Como se ha visto, la configuración este-oeste, presenta una serie de bondades que nos hacen decantarnos por ella. Así ocurre también en la mayoría de las instalaciones fotovoltaicas flotantes modernas que se están realizando.

[35][42]

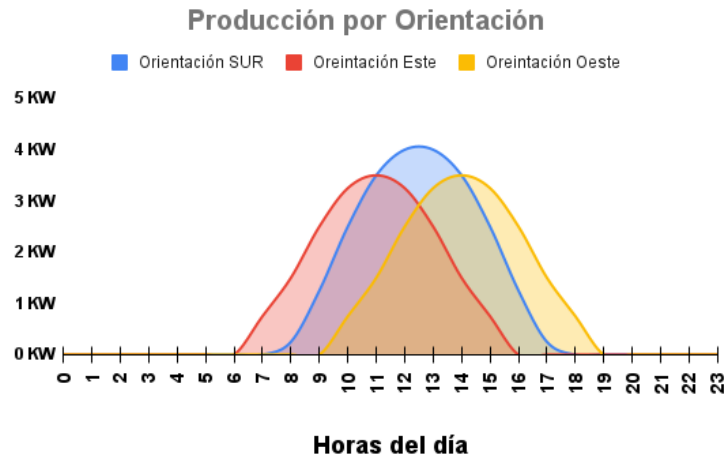


Ilustración 32 - Distribución de generación config. E-O [59]

5.3.3 INVERSORES

Las plantas fotovoltaicas exportan energía en corriente continua, sin embargo, la red eléctrica funciona en corriente alterna, por tanto, es necesario un intermediario que realice el cambio de corriente continua a corriente alterna. Ese es el papel del inversor, un dispositivo de electrónica de potencia que, mediante una serie de aperturas y cierres de transistores, logra dar una forma de onda senoidal a una corriente de entrada que es continua. Como todos los aparatos de electrónica de potencia, el inversor, cuenta con una alta eficiencia energética de entorno al 99%, esto quiere decir que no se perderá una cantidad significativa de energía entre la entrada del inversor y la salida del mismo.

La potencia que se elija de inversor será uno de los parámetros que determine la potencia nominal de la instalación. Para determinar esa potencia, se debe contar con que la planta fotovoltaica no rinde constantemente a un 100%, dado que el módulo está diseñado y caracterizado bajo unas condiciones de prueba estándar más conocidas por sus siglas en inglés STC (Standard Test Conditions) las cuales definen una temperatura de 25°C y una irradiación de 1000 W/m². Estas condiciones como es de esperar, rara vez se cumple. Por

tanto, como la potencia normalmente será inferior a la potencia pico, a fin de optimizar costes se elegirá un inversor de potencia menor, entorno al 15% menos. [36]

La potencia pico de la planta quedará sobredimensionada respecto a la potencia nominal, por lo que en ocasiones cuando si se cumplan las STC, la potencia exportada será mayor a la potencia nominal y ocurrirá un fenómeno llamado clipping. El clipping consiste en un ajuste de tensión por parte del inversor para que la potencia de salida se limite a la potencia nominal del dispositivo, por tanto, esa energía se pierde. A priori parece un efecto negativo, pero como ya se comentó anteriormente, es raro que la instalación funcione a pleno rendimiento. [37]

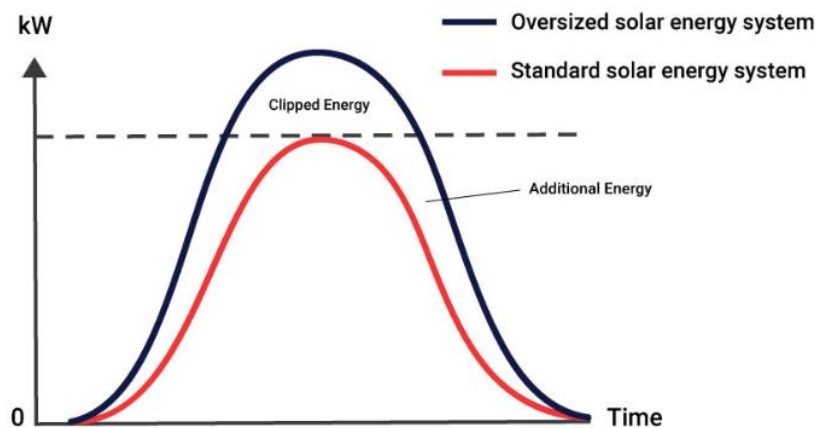


Ilustración 33 - Efecto clipping [60]

En esta ilustración se puede apreciar lo que se gana con un sistema solar sobredimensionado con respecto a uno sin sobredimensionar. Si se comparan las áreas, vemos que, aunque se pierda energía por el clipping, ganamos energía en la comparación total.

Pese a existir varias tipologías de inversores, los dos más populares son los inversores de cadena o “String Inverters” y los inversores centrales. A fin de encontrar cual es óptimo para

la instalación se presenta la Tabla 10, donde se realiza una comparación entre estos dos tipos de inversores, significando +++, el inversor que presenta un mejor desempeño:

	Inversor de cadena	Inversor central
Eficiencia	=	=
Flexibilidad	+++	---
Disponibilidad	+++	---
O&M	+++	---
CAPEX	---	+++
Facilidad de instalación	+++	---

Tabla 10 - Comparativa inversor de cadena vs central [65]

Como se puede observar, el inversor de cadena ofrece una mayor versatilidad ya que en caso de fallo en un inversor de String, el resto de los inversores seguirían funcionando, sin embargo, si el inversor central falla, una parte considerable de la instalación quedaría inutilizada. Por el mismo motivo, los inversores de cadena ofrecen una mayor modularidad a la instalación, reduciendo así los costes de operación y mantenimiento.

El inversor central tiene ventaja a nivel económico ya que como su relación de potencia/precio es mejor, los gastos de compra de inversores disminuirán y por lo tanto también lo hará el precio EPC de la instalación.

Una vez analizado esto, dado que las FPV son altamente modulares, se quiere maximizar la disponibilidad y se quiere reducir el coste de mantenimiento al máximo, se ha decidido utilizar inversores de cadena.

Según BayWa r.e[27], el tamaño de inversor utilizado en la actualidad es de 185 kWn, pero está habiendo una transición hacia un inversor de mayor potencia como es el 330 kWn.

A la hora de elegir inversor, ocurre algo similar a cuando se eligen los módulos, hay ciertas marcas de mayor renombre, pero no hay realmente diferencias muy significativas entre ellos salvo el precio. Algunas de ellas son :

- Huawei
- SMA
- SolarEdge
- ABB

El modelo de inversor que se utilizará en esta instalación será el Huawei SUN2000 330KTL-H1 [ANEXO V]. Dado su excelente relación calidad-precio a fin de disminuir el CAPEX de la instalación. El inversor estará a la intemperie y cumple con el requisito de tener una protección superior a IP65 exigida por las reglas DNV.[13][21]

5.3.3.1 Posición Inversores

Los inversores de String se instalarán sobre la propia estructura flotante en una pasarela central de 2m de ancho en su zona más estrecha y 7 m de ancho en su zona más amplia para albergar los transformadores.

5.3.4 SEGUIDORES

Como ya se explicó en capítulos anteriores, los seguidores sirven para realizar un seguimiento de los rayos de luz de manera que estos incidan siempre perpendicularmente. A priori, cualquiera diría que habría que instalar seguidores en todas las instalaciones ya que esto maximizaría la producción de la planta, sin embargo, dado la incapacidad de instalar seguidores en la estructura de Ciel & Terre, no se planteará este escenario. En adición a esto, según comunicación interna de empleados de BayWa r.e [27] no hay rentabilidad en instalar esta tecnología en instalaciones flotantes ya que aumentan el CAPEX y sobre todo OPEX de la instalación de forma considerable, según la experiencia de su portfolio.

5.3.5 TRANSFORMADORES

El transformador es el encargado de aumentar la tensión de salida del inversor (800V) a la tensión del nudo donde se encuentra el transformador de la central hidroeléctrica (11kV). El transformador elegido será de la misma marca que el inversor, Huawei, dado que es una solución adaptada a medida al inversor, tiene integrado el cuadro de AC y la tensión de salida

coincide con la tensión del nudo. El modelo elegido es el Huawei JUPITER-3000K-H1, cuyas características principales son:

- Potencia : 3,3 MVA Relación de transformación : 800V/11 kV
- Configuración : Dy11
- Refrigeración : ONAN

Se anexa hoja de características [ANEXO V]

5.3.6 MONITORIZACIÓN

La monitorización de una planta fotovoltaica consiste en el seguimiento y control continuo de su rendimiento y funcionamiento para comprobar que todo funciona correctamente.

Para realizar la monitorización se necesita:

- Medidores : Aparatos de medida de tensión, intensidad, sensores de irradiación, estación meteorológica...
- Datalogger: Aparato que registra los datos medidos y los procesa. Se utilizará la solución de Huawei Smartlogger 3000b
- SCADA: Se utiliza un sistema SCADA (Sistema de Adquisición de Datos) para recopilar datos en tiempo real de la planta fotovoltaica. El SCADA supervisa y registra parámetros como la generación de energía, la radiación solar, la temperatura, la tensión, la corriente, entre otros. Estos datos se almacenan en una base de datos y se utilizan para el análisis y la generación de informes...
- PPC (Power Plant Controller): Es el cerebro de una planta de energía, supervisa y controla todas las operaciones para optimizar el rendimiento, garantizar la seguridad y maximizar la eficiencia de la generación de energía. Se utilizará el sistema NetEco de Huawei.

La estructura de la red de monitorización será la siguiente:

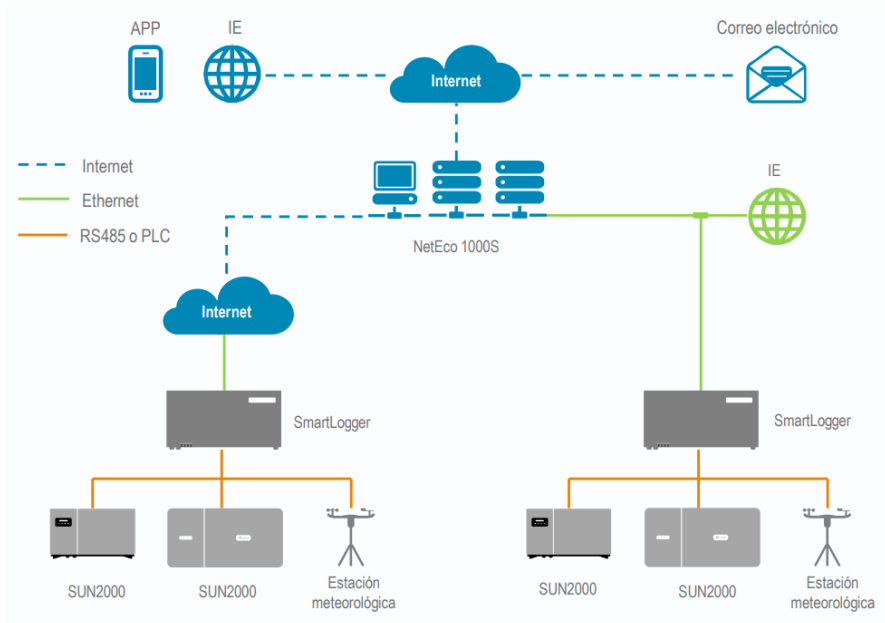


Ilustración 34 - Estructura genérica de monitorización [61]

5.4 DIMENSIONAMIENTO

La decisión de dimensionar la planta se basa en la capacidad del transformador elevador, el cual tiene una potencia de 3,3 MVA. Inicialmente, se planeaba que la planta tuviera una potencia nominal de 15 MVA. No obstante, debido a la escasez de transformadores adecuados disponibles, se ha optado por realizar una adaptación, aumentando la potencia nominal de la planta a 16,5 MVA. Ya que, si no se realizase esta adaptación, es probable que se debiese recurrir a un transformador ad hoc, lo cual significaría un incremento considerable del precio EPC de la instalación.

El módulo se instalará en horizontal, ya que así lo requiere la estructura flotante. Las medidas del módulo son 2,278 x 1,134 m, sin embargo, al contar con 12° de inclinación, el espacio ocupado en planta será menor. Para saber las medidas en planta se recurre al teorema del seno.

$$\frac{1,134}{\sin(90)} = \frac{x}{\sin(78)}$$

Ecuación 2 - Nuevo ancho módulo

El “nuevo” ancho del módulo en planta es 1,109 m.

Se pretende llevar a cabo la instalación de una capacidad fotovoltaica de 18,9792 MWp, considerando un factor de sobredimensionamiento solar del 15%. Cada módulo solar tiene una potencia nominal de 600 Wp, lo que resulta en un total de 31.632 módulos necesarios. Para facilitar las tareas de mantenimiento y que los operarios puedan circular de forma cómoda, se establece una separación de 50 cm entre las filas de módulos. Por otro lado, las columnas de módulos estarán separadas por tan solo 10 cm.

La superficie total requerida para la instalación de los módulos fotovoltaicos es de aproximadamente 102241,7 m². Este cálculo se realiza multiplicando el área necesaria para cada pareja de módulos en forma de tejado a 2 aguas, teniendo en cuenta la distancia entre filas y columnas (6.464 m²) por la mitad del número total de módulos (15816). Además de esta área, es necesario considerar la pasarela central destinada a albergar los transformadores e inversores. Teniendo en cuenta las dimensiones del contenedor del transformador (6,058 x 2,896 x 2,438 m), se instalará una pasarela de aproximadamente 250 m de longitud, con un ancho de 2 m en su parte estrecha y de 7 m en el área donde se encuentran ubicados los transformadores. Como se instalarán 5 transformadores, el área ocupada por ellos será de 245 m² (49 m² por transformador). El área correspondiente al resto de pasarela será aproximadamente 430 m² (215 m x 2 m).

Por lo tanto, el espacio total ocupado será aproximadamente de 109 m², lo que equivale a 10,9 hectáreas. Según lo establecido en el borrador [ANEXO I], el espacio disponible para ocupar es de 1919,2 hectáreas, lo que significa que la superficie utilizada representa menos del 1% del espacio disponible.

A continuación, se presenta de forma ilustrativa el layout preliminar de la instalación:

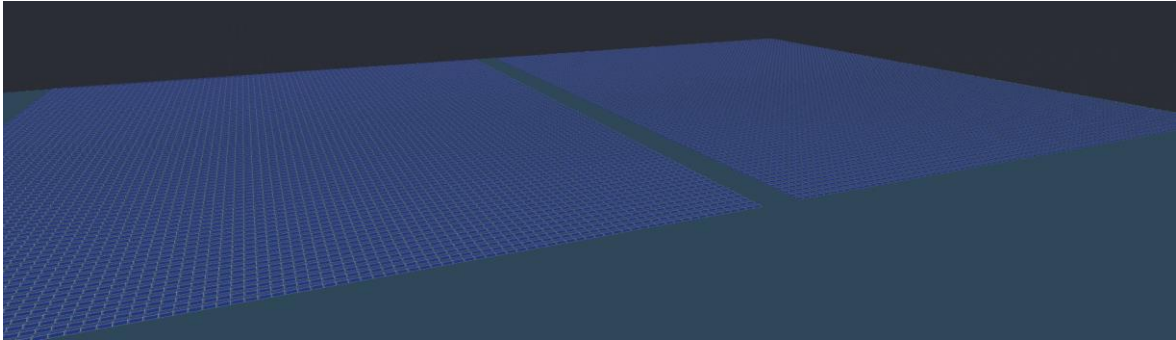


Ilustración 35 - Layout preliminar FPV [65]

En la Ilustración 36 se presenta el detalle de la separación entre filas y columnas, entre filas existirá una plataforma flotante destinada a facilitar el paso de los operarios de mantenimiento.

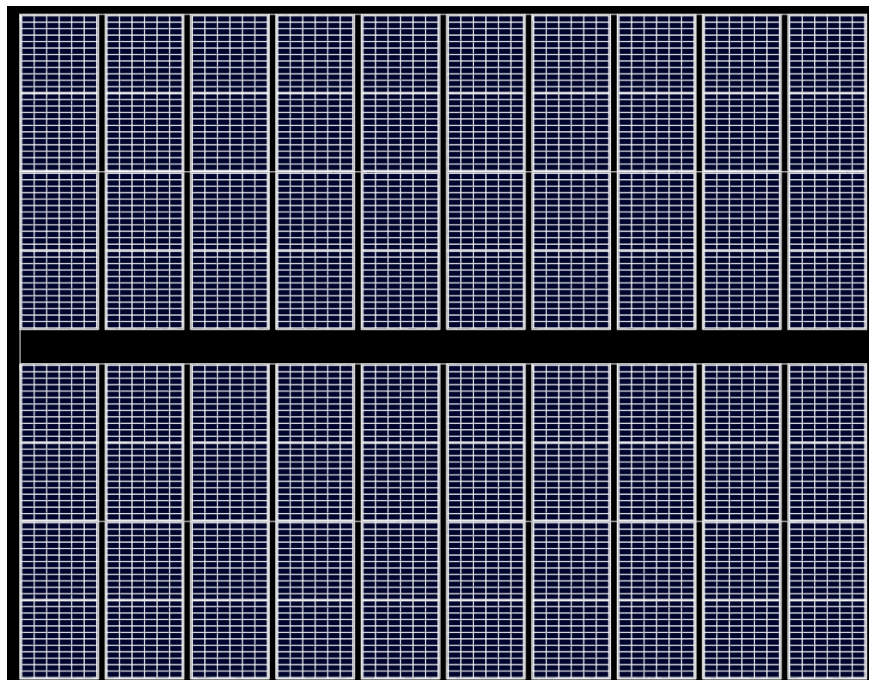


Ilustración 36 - Detalle separación módulos [65]

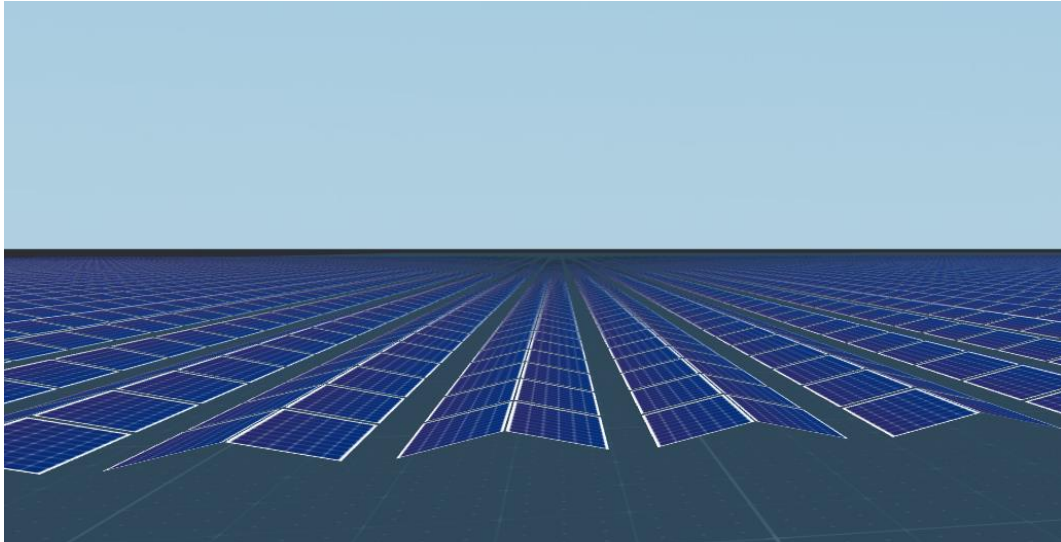


Ilustración 37 - Detalle separación módulos (perfilado) [65]

A continuación, en la Tabla 11 se presentan un resumen de los principales parámetros de la instalación:

FPV embalse de La Serena, Badajoz – 18,98 MWp	
Potencia Instalada	16,5 MW _{AC} @25°C
Potencia total (DC)	18,98 MWp
Nº de módulos	31632 Uds
Potencia de módulo	600 Wp
Tecnología solar	MONO PERC 144 células (6x24)
Nº Inversores	50 Uds
Potencia Inversores@25°C	50 x 330 kWn
Transformadores	5 x 3,3 MVA

Tabla 11 – Resumen instalación [65]

Posteriormente, en el punto 6.3.2, se establecerán detalles como el número de cadenas, que se diseñarán con la ayuda del software PVSyst.

5.5 CABLEADO

El objetivo al calcular las características del cableado eléctrico es minimizar las longitudes y secciones del cable. Las secciones se seleccionan de acuerdo con las normas IEC 60502-2 e IEC 60364-5-52. Para calcular la sección del cable, se consideraron la caída de tensión, la capacidad de carga de corriente y la corriente de cortocircuito. Según se recoge en el pliego de condiciones para instalaciones conectadas a red del IDAE[34], la caída de tensión máxima permitida fue 1,5% para el lado de DC, y 0,5% para los cables de AC de la red de MT.

A continuación, se presenta una tabla resumen de las secciones seleccionadas:

Sección	Material conductor	Material aislante
De string a inversor		
4 mm ²	Cobre	XLPE
De inversor a CT		
185 mm ²	Aluminio	XLPE
De CT a los switchgears de media tensión		
400 mm ²	Aluminio	XLPE

Tabla 12 - Sección cable [65]

A la hora de elegir el cable, se deberán tener en cuenta las recomendaciones de las reglas DNV para FPV[13], las cuales dictan lo siguiente:

“Los cables fotovoltaicos deben estar destinados para su uso en sistemas fotovoltaicos y estar certificados según la norma IEC 62930. Los cables de baja tensión que no sean cables fotovoltaicos deben cumplir con la norma IEC 60364. Todos los conductores entre los módulos fotovoltaicos y las cajas de combinación deben ser de cobre y estar doblemente aislados.

Los conectores de los cables fotovoltaicos deben estar calificados como MC4 o equivalente, según lo definido en la norma IEC 62852. Los conectores deben ser sometidos a pruebas de acuerdo con las condiciones específicas del sitio y según la norma IEC 60068. Además, los

conectores deben ser resistentes a los rayos ultravioleta (UV) y tener un índice de protección mínimo de IP 68.

Los cables de media tensión instalados directamente en agua deben cumplir con las normas DNVGL-RP-0360, DNVGL-ST-0359 y IEC 63026.”

Cabe a destacar, que el cable que va desde los transformadores hasta la subestación eléctrica no estará en contacto con el agua en ningún momento, ya que irá sobre una estructura flotante que lo protegerá del agua.



Ilustración 38 - Estructura de flotación cable [62]

5.6 HIBRIDACIÓN

Los sistemas híbridos son configuraciones energéticas que emplean simultáneamente dos fuentes de generación distintas para la producción de energía eléctrica, ambas conectadas a un punto de conexión común. Dada la irrupción de este nuevo tipo de centrales híbridas los países europeos se han visto “obligados” a crear nueva normativa. España, ha lanzado una

serie de Reales Decretos como el 23/2020 o el 1183/2020 donde se recogen regulaciones para este tipo de centrales.

Uno de los desafíos significativos en ciertos tipos de centrales de energía renovable, como las centrales fotovoltaicas o las centrales eólicas, radica en su incapacidad para regular la generación de energía según la demanda. Esta falta de capacidad de regulación plantea un problema, especialmente si se busca alcanzar un alto porcentaje de generación a partir de estas fuentes de energía, ya que resulta difícil estabilizar el sistema eléctrico sin esta capacidad de adaptación. Por consiguiente, en este proyecto se plantea la hipótesis de hibridar la central hidroeléctrica existente con la central fotovoltaica flotante. La hibridación tiene gran sentido en esta situación por los siguientes motivos:

- Badajoz es una zona geográfica con periodos de lluvias en los meses de invierno y primavera y sequías pronunciadas en los meses de verano, meses en los cuales las temperaturas se elevan, así como los niveles de irradiación. Por tanto, se puede determinar que, aunque no se disponga de la curva de generación de la central hidroeléctrica, la generación de ambas centrales sería totalmente complementaria a largo plazo.

Esta complementariedad hace que el nudo aporte una generación mucho más estable en el tiempo ya que la central hidroeléctrica si tiene capacidad de generar más o menos energía en función del caudal que se turbine.

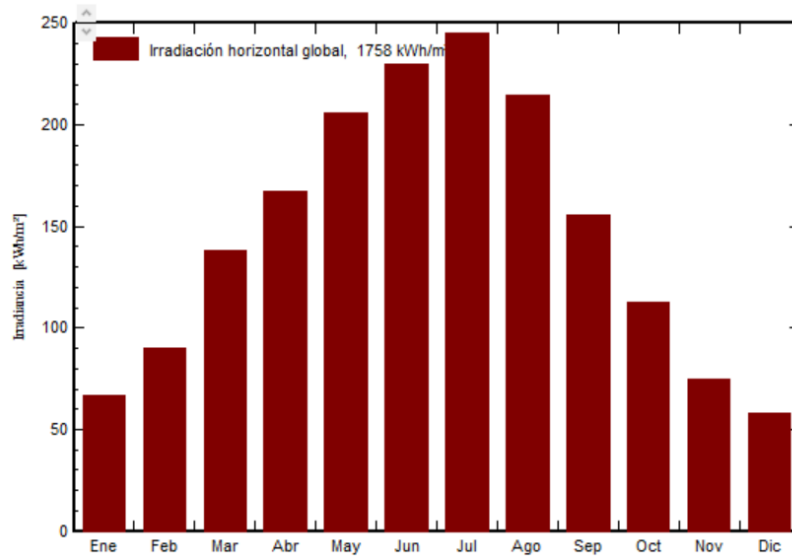


Ilustración 39 - Irradiación mensual embalse [53]

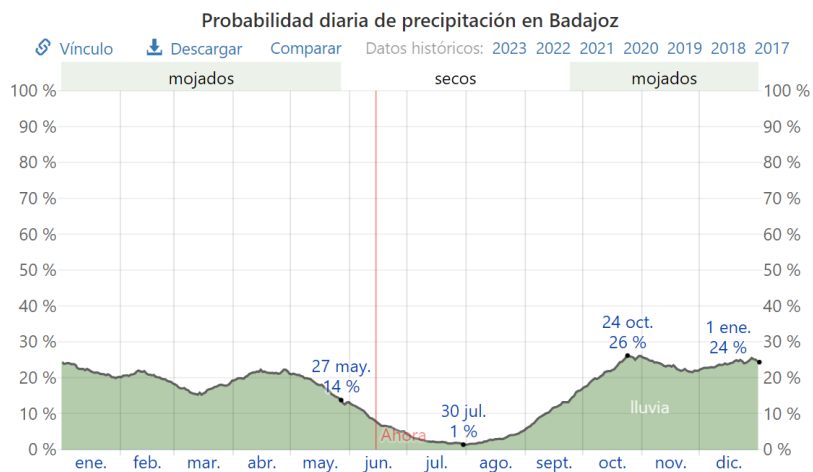


Ilustración 40 - Probabilidad de precipitación en Badajoz [63]

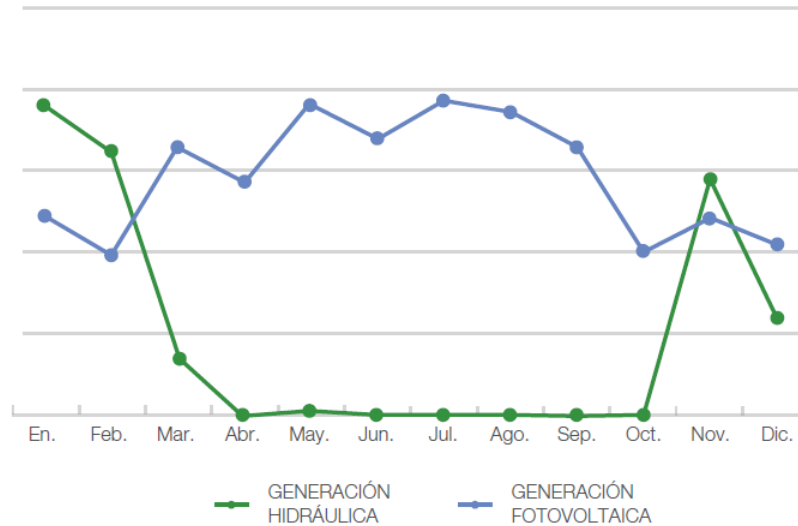


Ilustración 41 - Curva de generación hidráulica - fotovoltaica mensual genérica [47]

- Al hibridar las dos instalaciones se aprovecha la estructura ya existente, reduciendo los gastos en el CAPEX, OPEX al optimizar el uso de infraestructura.
- Aumento del factor de carga, es decir este nuevo punto híbrido produciría energía más tiempo.
- Regulación secundaria: Dado que la regulación secundaria no es obligatoria en España, al realizarse se obtienen ingresos extra, lo cual beneficiaría de forma considerable al poseedor de las centrales.
- Reduce la solicitud de puntos de conexión al conectarse a uno ya existente evitando de esta forma las demoras.

5.6.1 FUNCIONAMIENTO DEL NUDO

El objetivo de este tipo de nudo es aprovechar la complementariedad y la estabilidad proporcionada por ambas tecnologías para lograr una generación de energía más eficiente y sostenible. Para determinar qué instalación debe verter su energía en un momento dado, se puede utilizar un algoritmo de gestión y optimización de energía implementado en el PPC (Power Plant Controller) de la planta. Pese a que no es objeto de este trabajo determinar dicho algoritmo, lo que se propone es la priorización de la generación fotovoltaica durante las horas solares y que se realice una complementación y regulación con la central hidroeléctrica.

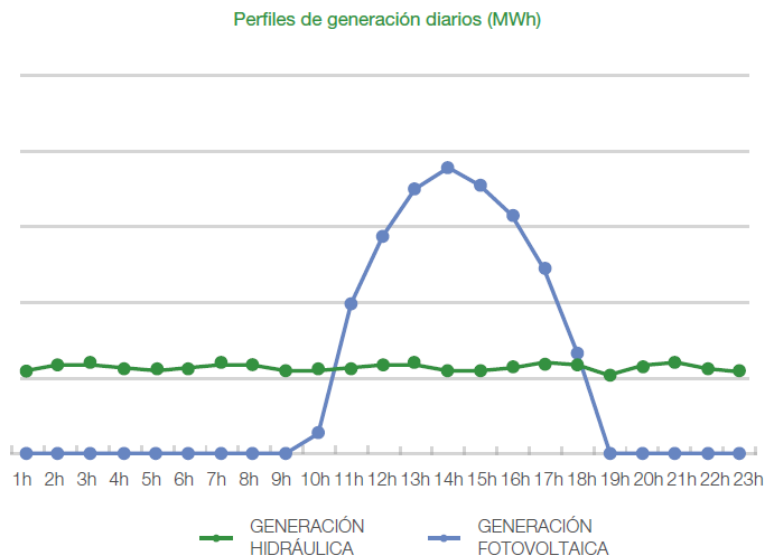


Ilustración 42 - Curva de generación hidráulica - fotovoltaica diaria- [47]

En adición a este criterio general se puede considerar otro criterio en el cual se debe considerar la priorización de aquella fuente de energía que resulte más económica de producir en el momento. Esta estrategia busca optimizar no solo la eficiencia en la generación de energía, sino también los costos asociados al proceso de producción.

Al tener dos tecnologías con diferentes curvas de generación, el parque híbrido aumentará la cantidad total de MWh vendidos en comparación con un parque que utilice una única tecnología. Aunque dos plantas independientes siempre podrán evacuar más energía que un parque híbrido, una gestión adecuada de la inyección de energía puede permitir que una instalación híbrida sea más rentable que una instalación individual. Esto implica encontrar un equilibrio entre la optimización de costos y la capacidad de generar ingresos.

El esquema eléctrico simplificado luciría de la siguiente forma :

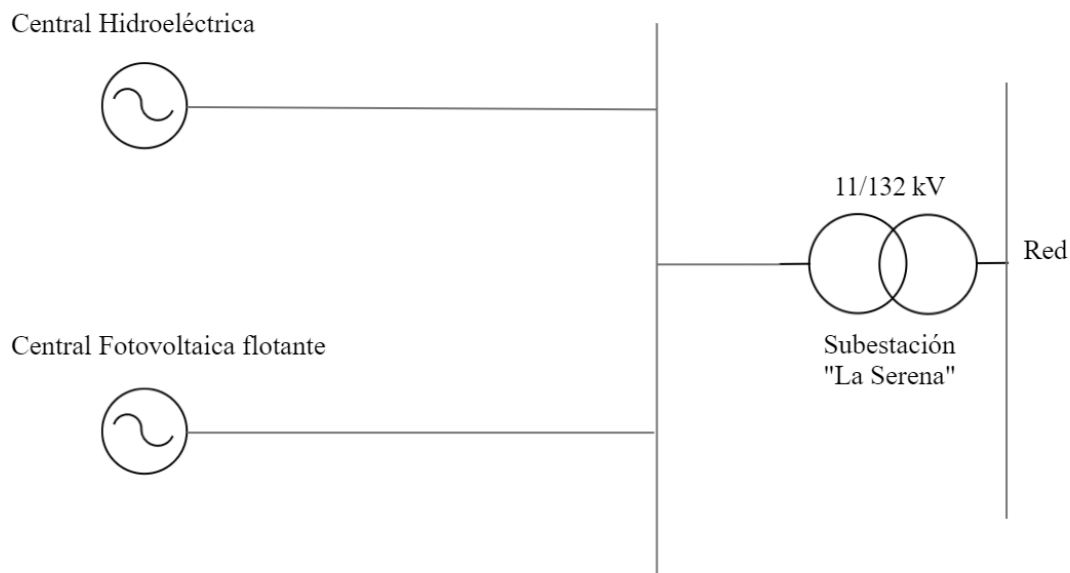


Ilustración 43 - Esquema eléctrico simplificado nudo [65]

Como se puede observar, una consecuencia directa de realizar la hibridación entre estas dos tecnologías es el ahorro en el costo de un transformador que conecte la central fotovoltaica con la red de distribución. El tamaño del transformador sería de unos 17-20 MVA, lo cual conlleva precios superiores al millón de euros. Siguiendo en el ámbito económico, el hecho de que el nudo tenga mayor capacidad de realizar regulación secundaria y tecnologías que pertenecen al régimen retributivo específico aumentará los ingresos.

Capítulo 6. SIMULACIÓN

En este capítulo, se presentan los parámetros establecidos en el software de simulación y el análisis detallado de generación eléctrica del sistema fotovoltaico flotante en el embalse de La Serena mediante el uso del software PVsyst. La simulación realizada tiene como objetivo evaluar la viabilidad y el rendimiento esperado de la instalación fotovoltaica en condiciones reales.

6.1 PROGRAMA DE SIMULACIÓN

PVsyst es uno de los softwares más reputados en el campo de la energía solar fotovoltaica, diseñado para simular y optimizar sistemas solares fotovoltaicos. Permite realizar análisis detallados de la viabilidad y rendimiento de proyectos fotovoltaicos en diferentes ubicaciones y condiciones. Ofrece una amplia gama de características y funcionalidades que permiten a los usuarios modelar con precisión y evaluar el desempeño de sistemas fotovoltaicos. Utilizando datos climáticos específicos de la ubicación, PVsyst calcula la producción de energía esperada, teniendo en cuenta factores como la irradiación solar, la orientación y la inclinación de los paneles solares, la sombra, la temperatura, la calidad del equipo y otros parámetros relevantes.

6.2 PARÁMETROS GEOGRÁFICOS

El primer paso es ubicar la instalación y generar un archivo meteorológico que establezca las condiciones ambientales a las que estará sometida la planta, para ello, en el software, se introducen las coordenadas donde se realizará la instalación:

Latitud y longitud: 38,912522915934, -5,411195138215983.

La base de datos a utilizar será Meteonorm 8.1 dado que los datos provienen de estaciones meteorológicas cercanas al punto seleccionado. En el caso de este proyecto, la estación más cercana se encuentra en Esparragosa de Lares.

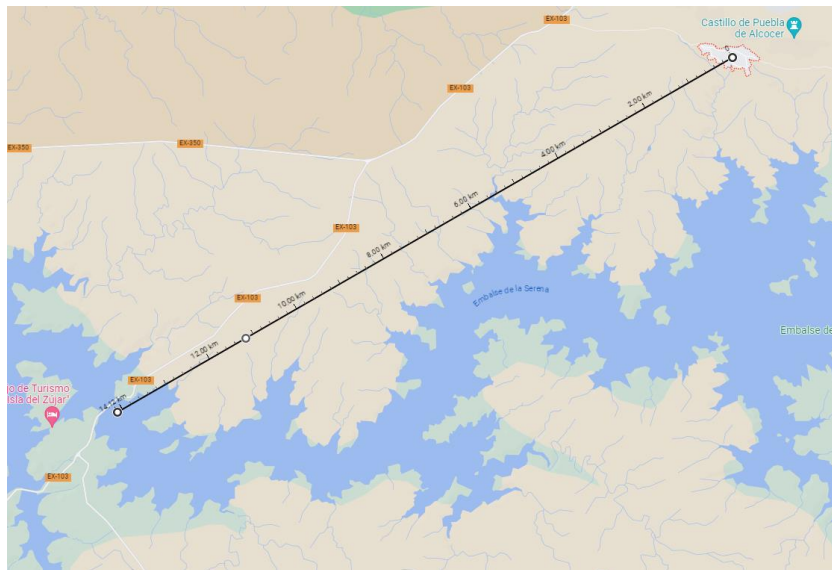


Ilustración 48 - Distancia estación meteo – embalse [67]

Como se puede observar, Esparragosa de Lares se encuentra en las inmediaciones del embalse, por tanto, se determina que los datos son de calidad. Los datos de mayor relevancia se presentan en la siguiente imagen:

	Irradiación horizontal global	Irradiación difusa horizontal	Temperatura	Velocidad del viento	Turbidez Linke	Humedad relativa
	kWh/m ² /mes	kWh/m ² /mes	°C	m/s	[-]	%
Enero	66.5	26.1	8.2	2.50	2.675	80.8
Febrero	89.9	35.6	9.7	2.90	2.899	72.2
Marzo	138.2	53.0	13.0	3.19	3.308	64.9
Abril	167.5	62.9	15.2	3.10	3.279	64.6
Mayo	206.0	74.5	19.8	2.90	3.407	53.2
Junio	229.3	64.5	24.4	2.90	3.456	46.1
Julio	245.5	57.0	27.1	2.90	3.211	40.3
Agosto	214.3	53.8	27.3	2.79	3.326	40.3
Septiembre	155.1	52.8	23.4	2.50	3.276	48.9
Octubre	112.9	43.6	18.4	2.49	3.124	62.8
Noviembre	74.7	30.2	11.9	2.60	2.827	76.1
Diciembre	57.9	24.9	8.8	2.51	2.708	81.7
Año	1757.7	579.2	17.3	2.8	3.125	61.0

Ilustración 49 - Datos meteo embalse

Sin embargo, aunque estos datos sean de calidad, la planta se encuentra flotando sobre una masa de agua lo cual hace que las condiciones climáticas sean algo distintas. Se trata de un microclima, esto se tendrá en cuenta más adelante en las pérdidas térmicas que simularán la refrigeración del módulo.

6.3 PARÁMETROS PRINCIPALES

Tras situar la instalación de forma geográfica, se configuran los parámetros principales de la instalación.

6.3.1 ORIENTACIÓN

Como ya se comentó en el capítulo anterior, la inclinación será 12° por el compromiso entre refrigeración y ángulo óptimo. La configuración elegida es este-oeste, por lo que se establecen dos orientaciones a 90° y -90° respectivamente.

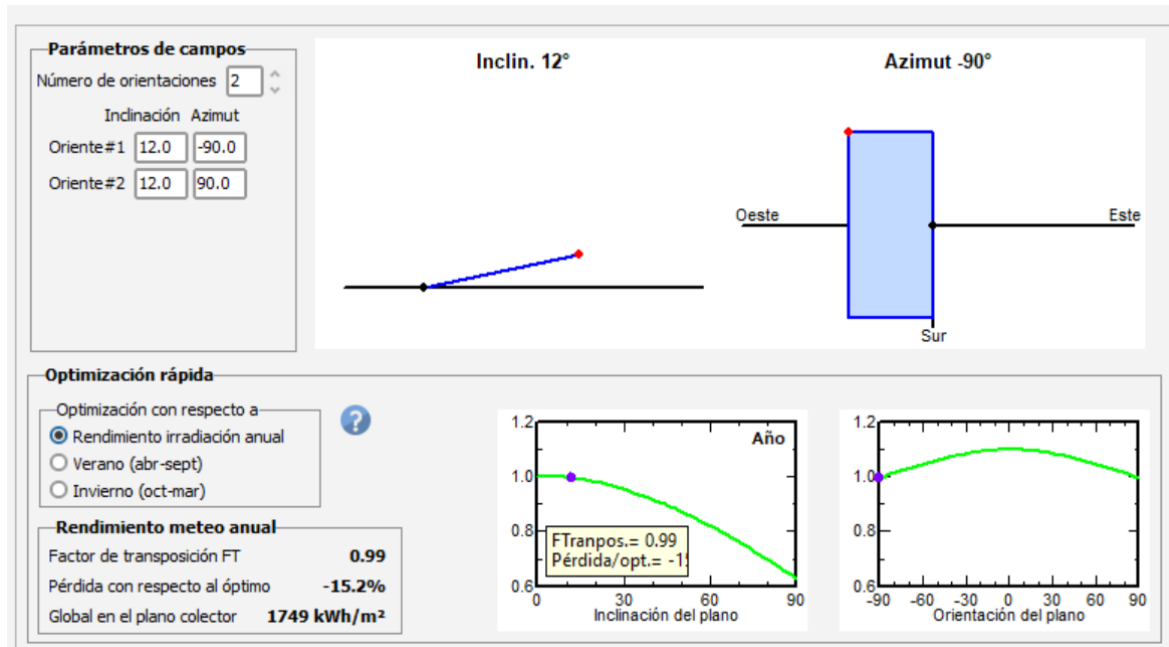


Ilustración 50 - Orientación e Inclinación módulos

Como se puede observar, se cumple lo que ya se comentó con anterioridad, la configuración a 0°, es decir, hacia el sur es la configuración óptima, sin embargo, se quiere una generación más distribuida a lo largo del día y que la planta ocupe menos espacio.

6.3.2 SISTEMA

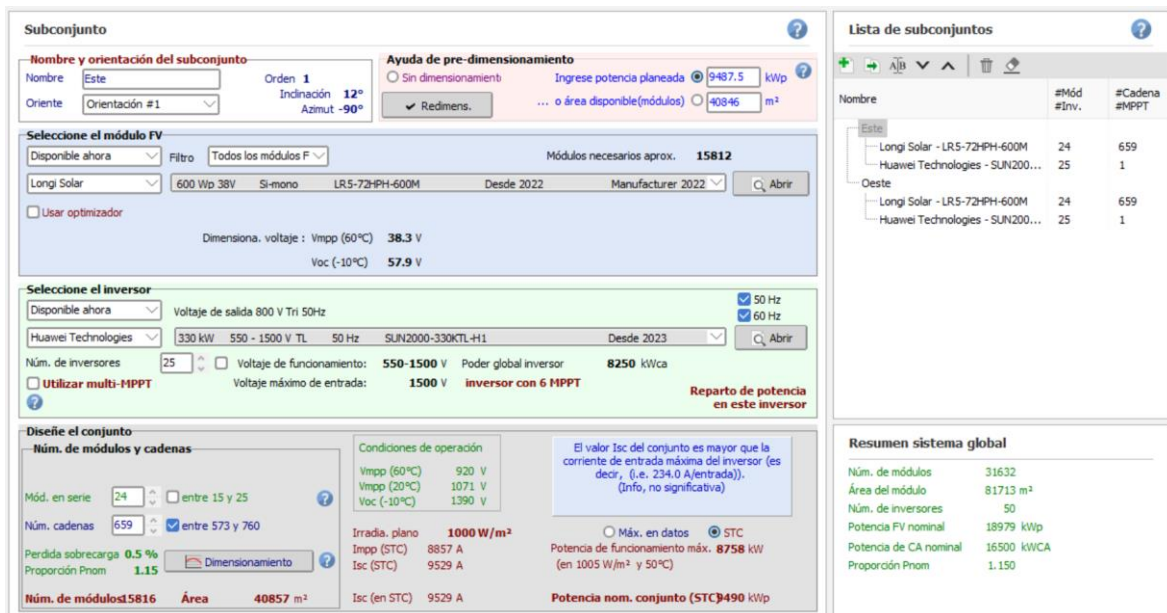
La potencia planeada para el sistema son 18,979 MVA, 31632 módulos de 600 Wp. Se introduce el módulo elegido, en este caso el LONGi LR5-72HPH-600 M. El inversor Huawei SUN2000-330KTL-H1 no está en la lista dada su reciente salida al mercado, por lo que se ha tenido que añadir a mano pasando los datos de la hoja de características al software. Como se mencionó en el punto 5.3.3, se suele sobredimensionar un 15% la parte DC sobre la AC, por tanto, la potencia a instalar será $18,978/1,15 = 16,5$ MVA. $16500 \text{ kVA} / 330 \text{ kW} = 50$ inversores. Se instalarán 25 inversores por orientación.

La tensión límite de entrada del inversor se sitúa entre 550-1500 V y como la tensión de salida del módulo a máxima potencia es 44,66 V, el máximo número de módulos en serie por cadena que se pueden poner son 33.

La conexión eléctrica de los módulos en ambas orientaciones será:

- 24 módulos en serie por cadena: 1071,84 V a máxima potencia
- 659 cadenas: 9529 A máxima potencia

Cabe a mencionar, que la configuración eléctrica es independiente de la configuración física del sistema.



The screenshot displays a software interface for PV system simulation, divided into several panels:

- Subconjunto (Submodule):**
 - Nombre y orientación del subconjunto: Este, Orden 1, Inclinación 12°, Azimut -90°.
 - Ayuda de pre-dimensionamiento: Ingrese potencia planeada 9487,5 kWp, o área disponible (módulos) 40846 m².
 - Selección del módulo FV: Longi Solar, 600 Wp 38V Si-mono, LR5-72zPH-600M. Módulos necesarios aprox. 15812.
 - Dimensiones: V_{mpp} (60°C) 38.3 V, V_{oc} (-10°C) 57.9 V.
 - Selección del inversor: Huawei Technologies, SUN2000-330KTL-H1, 330 kW, 550-1500 V TL, 50 Hz. Poder global inversor 8250 kWca.
 - Reparto de potencia en este inversor.
- Diseño del conjunto (Design):**
 - Núm. de módulos y cadenas: Mód. en serie 24, entre 15 y 25; Núm. cadenas 659, entre 573 y 760.
 - Perdida sobrecarga 0.5%, Proporción Pnom 1.15.
 - Condición de operación: V_{mpp} (60°C) 920 V, V_{mpp} (20°C) 1071 V, V_{oc} (-10°C) 1390 V.
 - Irradia. plano 1000 W/m², Imp (STC) 8857 A, Isc (STC) 9529 A.
 - Potencia de funcionamiento máx. 8758 kW (en 1005 W/m² y 50°C).
 - Potencia nom. conjunto (STC) 9490 kWp.
- Lista de subconjuntos (List of submodules):**

Nombre	#Mód #Inv.	#Cadena #MPPT
Este		
Longi Solar - LR5-72zPH-600M	24	659
Huawei Technologies - SUN2000-330KTL-H1	25	1
Oeste		
Longi Solar - LR5-72zPH-600M	24	659
Huawei Technologies - SUN2000-330KTL-H1	25	1
- Resumen sistema global (Global system summary):**
 - Núm. de módulos 31632
 - Área del módulo 81713 m²
 - Núm. de inversores 50
 - Potencia FV nominal 18979 kWp
 - Potencia de CA nominal 16500 kWCA
 - Proporción Pnom 1.150

Ilustración 51 - Sistema detallado [65]

6.3.3 PÉRDIDAS DETALLADAS

PVsyst ofrece una valiosa función que permite ajustar las pérdidas en un sistema fotovoltaico de manera precisa, lo que permite realizar simulaciones más precisas y obtener resultados realistas. Según los cambios que se realicen, la producción puede variar significativamente.

6.3.3.1 Parámetro térmico

Cuando los paneles solares generan electricidad, también generan calor como subproducto. Este calor puede reducir la eficiencia de los paneles y disminuir la producción de energía. Como se puede observar en la Ilustración 3, a menor temperatura de operación de la célula más potencia será capaz de exportar el módulo, por tanto, se puede determinar que es de gran interés tener bien refrigerado el módulo mientras opere.

La temperatura del aire sobre el agua es diferente a la temperatura del aire terrestre dado que el calor específico del agua es superior al de la superficie, por tanto, el aire en contacto con la superficie acuática permanecerá más fresco. Cuando se establece un contacto térmico entre dos fluidos con diferentes temperaturas, como es el caso del aire circundante al módulo y el agua, se genera un intercambio de calor entre ellos. En este proceso, el aire que rodea al módulo cede calor al agua, lo que resulta en la refrigeración del módulo.

Este intercambio de calor entre el aire y el agua se lleva a cabo mediante los mecanismos de convección y radiación térmica. La convección implica el transporte de calor a través del movimiento del fluido circundante. La radiación térmica, por otro lado, involucra la transferencia de calor a través de la emisión y absorción de radiación electromagnética por parte de los objetos en contacto.

Para realizar una medida de la eficiencia de refrigeración del módulo, es común utilizar un parámetro U , conocido como el factor de pérdida de calor. Según el software PVsyst, la fórmula para calcular este coeficiente es:

$$G_{inc} \cdot \alpha \cdot (1 - \text{Effic}) = U \cdot (T_{cell} - T_{amb})$$

Ecuación 3 - Parámetro U

Siendo α , el coeficiente de absorción de radiación solar, Effic la eficiencia del módulo, G_{inc} la radiación que le llega al módulo, T_{cell} la temperatura de la célula y T_{amb} la temperatura del ambiente. Considerando que este estudio se centra exclusivamente en una

perspectiva teórica y no experimental, no se pueden obtener datos realistas de la temperatura de las células, por tanto, se tomarán en cuenta una serie de valores de coeficientes U obtenidos experimentalmente en otros informes científicos para su evaluación.

En las instalaciones fotovoltaicas flotantes cuyos módulos se encuentren sobre una estructura, el coeficiente U depende fuertemente de la cobertura de agua producida por la estructura. En estructuras con baja cobertura de agua y bien ventilados, el coeficiente U tiene una media de 47 W/m²K. [38]

Según Reindl, T.[39], U estará entorno 40-60 W/m²K.

Según el informe [40] “The cooling effect of floating PV in two different climate zones: A comparison of field test data from the Netherlands and Singapore” el valor de U será de 57 W/m²K en un clima como el de Países Bajos.

Según el informe [41] “Power Generation Efficiency and Prospects of Floating Photovoltaic Systems” , la temperatura de la célula se reduce entre 3,5°C y 4,5°C con respecto al módulo terrestre en su experimento.

Para obtener un valor aproximado de U aproximado según este último estudio, se ha simulado la instalación con el coeficiente que recomienda PVsyst para instalaciones convencionales terrestres con circulación de aire, 29 W/m²K. En un escenario pesimista, donde solo se reduzcan 3,5°C la temperatura de la célula los resultados son los siguientes:

Fecha	T_Amb	Tcell Old	New Tcell
	°C	°C	°C
01/01/2023	8,2057	17,963	14,463
01/02/2023	9,7248	22,233	18,733
01/03/2023	12,969	28,634	25,134
01/04/2023	15,187	31,79	28,29
01/05/2023	19,786	38,457	34,957
01/06/2023	24,451	44,437	40,937
01/07/2023	27,106	48,186	44,686

01/08/2023	27,311	48,092	44,592
01/09/2023	23,391	40,248	36,748
01/10/2023	18,352	32,226	28,726
01/11/2023	11,906	22,5	19
01/12/2023	8,8323	17,655	14,155

Tabla 13 - Hipótesis temperatura célula sobre agua [41],[65]

Siendo Tamb la temperatura ambiente, Tcell Old la temperatura de las células antes de la modificación y New Tcell la temperatura de las células menos 3.5 grados centígrados.

Para facilitar la estimación del coeficiente U, se tomará un valor de $G = 1000 \text{ W/m}^2$ y un valor α de 0.9, el cual se considera un estándar en superficies de color azul oscuro.

Surface Color	Absorb Factor - Fraction of Incident Radiation Absorbed (approximated)
White smooth surfaces	0.25 - 0.40
Grey to dark grey	0.40 - 0.50
Green, red and brown	0.50 - 0.70
Dark brown to blue	0.70 - 0.80
Dark blue to black	0.80 - 0.90

Ilustración 52 - Coeficientes Alpha según color de superficie [64]

Utilizando la Ecuación 3 se obtiene el siguiente valor promedio de U:

Valor de U W/m ² K
110,32
76,63
56,75
52,68
45,50
41,87
39,26
39,94
51,68
66,54
97,31

129,69
Promedio
67,35

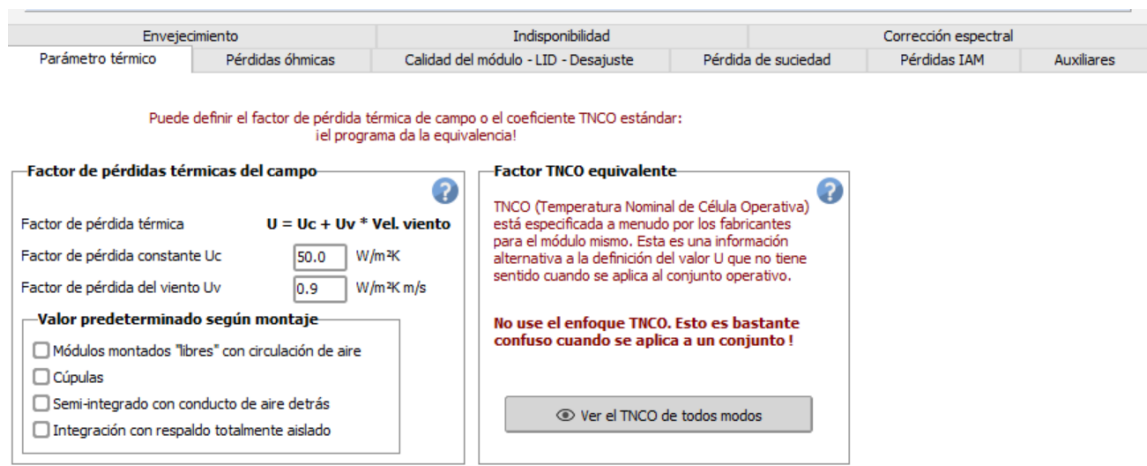
Tabla 14 - Hipótesis valor coeficiente U [41],[65]

Con estos valores de U, se puede realizar una media entre los valores más optimistas y pesimistas:

$$U = \frac{40 + 46 + 57 + 67}{4} = 52,5 \text{ W/m}^2\text{K}$$

Ecuación 4 - U promedio

Como PVsyst establece un límite de 50 W/m² K, se deberá incluir un factor de pérdida del viento. La velocidad promedio del viento es de 2.8 m/s, por tanto, U_v deberá ser 0.893 para que se sumen 2.5 W/m²K a esos 50 W/m²K.



Envejecimiento Disponibilidad Corrección espectral

Parámetro térmico Pérdidas óhmicas Calidad del módulo - LID - Desajuste Pérdida de suciedad Pérdidas IAM Auxiliares

Puede definir el factor de pérdida térmica de campo o el coeficiente TNCO estándar:
¡el programa da la equivalencia!

Factor de pérdidas térmicas del campo ?

Factor de pérdida térmica **U = Uc + Uv * Vel. viento**

Factor de pérdida constante Uc 50.0 W/m²K

Factor de pérdida del viento Uv 0.9 W/m²K m/s

Valor predeterminado según montaje

Módulos montados "libres" con circulación de aire

Cúpulas

Semi-integrado con conducto de aire detrás

Integración con respaldo totalmente aislado

Factor TNCO equivalente ?

TNCO (Temperatura Nominal de Célula Operativa) está especificada a menudo por los fabricantes para el módulo mismo. Esta es una información alternativa a la definición del valor U que no tiene sentido cuando se aplica al conjunto operativo.

No use el enfoque TNCO. Esto es bastante confuso cuando se aplica a un conjunto !

Ver el TNCO de todos modos

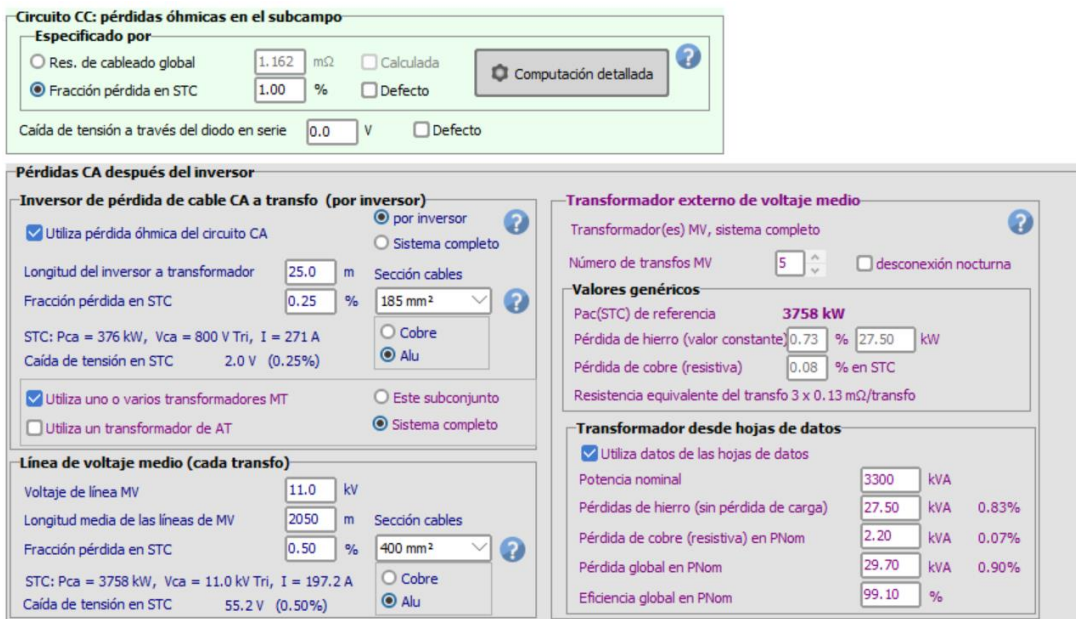
Ilustración 53 - Pérdidas térmicas PVsyst [65]

6.3.3.2 Pérdidas Óhmicas

En esta sección se abordarán las posibles pérdidas que pueden ocurrir en el cableado, tanto en la parte de corriente continua (DC) como en corriente alterna (AC).

La fracción de pérdida en condiciones estándar (STC) de corriente continua se reducirá del valor predeterminado proporcionado por PVsyst, que es del 1,5%, un porcentaje considerablemente alto, a un 1%. Se estima que la longitud promedio desde los inversores hasta el transformador más cercano es de aproximadamente 25 metros, ya que ambos se encuentran en la pasarela flotante. Esto resulta en un porcentaje de pérdida en condiciones estándar de 0,25%. En el circuito de media tensión se estima una distancia de 2 kilómetros desde los transformadores hasta la subestación eléctrica.

Las pérdidas en el transformador se obtienen de la hoja de datos correspondiente. [ANEXO]



Circuito CC: pérdidas óhmicas en el subcampo

Especificado por

Res. de cableado global 1.162 mΩ Calculada Defecto

Fracción pérdida en STC 1.00 % Defecto

Caída de tensión a través del diodo en serie 0.0 V Defecto

Pérdidas CA después del inversor

Inversor de pérdida de cable CA a transfo (por inversor)

Utiliza pérdida óhmica del circuito CA por inversor Sistema completo

Longitud del inversor a transformador 25.0 m Sección cables 185 mm²

Fracción pérdida en STC 0.25 % Cobre Alu

STC: P_{ca} = 376 kW, V_{ca} = 800 V Tri, I = 271 A

Caída de tensión en STC 2.0 V (0.25%)

Utiliza uno o varios transformadores MT Este subconjunto Sistema completo

Utiliza un transformador de AT

Línea de voltaje medio (cada transfo)

Voltaje de línea MV 11.0 kV Sección cables 400 mm²

Longitud media de las líneas de MV 2050 m Cobre Alu

Fracción pérdida en STC 0.50 %

STC: P_{ca} = 3758 kW, V_{ca} = 11.0 kV Tri, I = 197.2 A

Caída de tensión en STC 55.2 V (0.50%)

Transformador externo de voltaje medio

Transformador(es) MV, sistema completo

Número de transfos MV 5 desconexión nocturna

Valores genéricos

Pac(STC) de referencia 3758 kW

Pérdida de hierro (valor constante) 0.73 % 27.50 kW

Pérdida de cobre (resistiva) 0.08 % en STC

Resistencia equivalente del transfo 3 x 0.13 mΩ/transfo

Transformador desde hojas de datos

Utiliza datos de las hojas de datos

Potencia nominal 3300 kVA

Pérdidas de hierro (sin pérdida de carga) 27.50 kVA 0.83%

Pérdida de cobre (resistiva) en PNom 2.20 kVA 0.07%

Pérdida global en PNom 29.70 kVA 0.90%

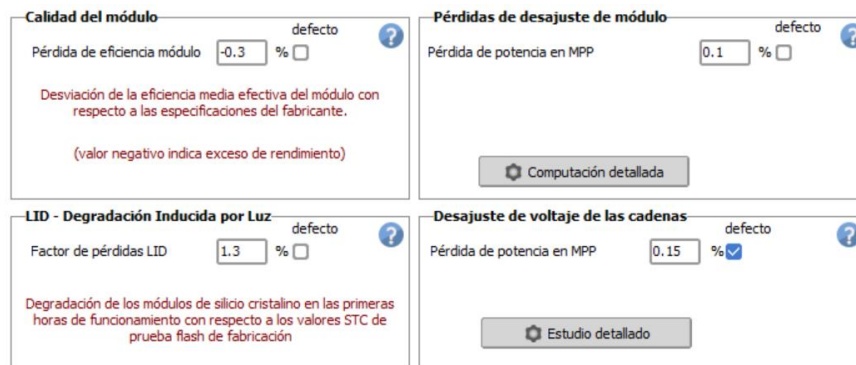
Eficiencia global en PNom 99.10 %

Ilustración 44 - Pérdidas Ohmicas PVsyst [65]

6.3.3.3 Calidad del módulo – LID – Desajuste

El análisis y la evaluación de la calidad de los módulos fotovoltaicos, así como de los parámetros asociados, como el LID (Light Induced Degradation) y el desajuste desempeñan un papel crucial en la estimación precisa del rendimiento de los sistemas solares.

Dado que son números muy complejos de obtener ya que son valores de desviación con respecto a los aportados por el fabricante, se establecen números estándar que se aplican en proyectos reales basados en la experimentación [36],[43]



The image shows a software interface with four panels for configuring secondary losses in a PV system simulation:

- Calidad del módulo (Quality of the module):**
 - Parameter: Pérdida de eficiencia módulo (Module efficiency loss)
 - Value: -0.3 %
 - Description: Desviación de la eficiencia media efectiva del módulo con respecto a las especificaciones del fabricante. (valor negativo indica exceso de rendimiento)
- Pérdidas de desajuste de módulo (Module mismatch losses):**
 - Parameter: Pérdida de potencia en MPP (Power loss in MPP)
 - Value: 0.1 %
 - Action: Computación detallada (Detailed calculation)
- LID - Degradación Inducida por Luz (LID - Degradation Induced by Light):**
 - Parameter: Factor de pérdidas LID (LID loss factor)
 - Value: 1.3 %
 - Description: Degradación de los módulos de silicio cristalino en las primeras horas de funcionamiento con respecto a los valores STC de prueba flash de fabricación
- Desajuste de voltaje de las cadenas (Voltage mismatch of the strings):**
 - Parameter: Pérdida de potencia en MPP (Power loss in MPP)
 - Value: 0.15 %
 - Action: Estudio detallado (Detailed study)

Ilustración 45 - Pérdidas secundarias PVsyst [65]


6.3.3.4 Pérdidas de suciedad

La pérdida de producción por suciedad en los módulos fotovoltaicos es un problema común que afecta la eficiencia y el rendimiento de los sistemas solares. Cuando los paneles solares están expuestos al ambiente, es normal que se acumule suciedad, polvo, hojas, excrementos de aves u otros contaminantes en su superficie. La acumulación de suciedad en los módulos merma la producción de los módulos al evitar que la radiación penetre correctamente.

La predicción del porcentaje de pérdidas es una estimación complicada, según NREL[42], las pérdidas por suciedad se sitúan entre un 0 y un 7% en lugares con gran acumulación de polvo. En el caso de España, en el caso de instalaciones terrestres se suele utilizar un 2-3% para las simulaciones [36].

Dado que la instalación a tratar se encuentra en mitad de un embalse, se considera que el ensuciamiento será algo menor a lo largo del año. Por tanto, se establece un porcentaje de pérdidas de 1,5% anualmente.

Factor de pérdida de suciedad anual

Factor de pérdida anual % Defecto 

Defina val. mensuales

Ilustración 46 - Pérdidas por suciedad PVsyst [65]

6.4 HORIZONTE Y SOMBREADO

Para lograr una modelización lo más realista posible, se considerará la línea de horizonte de la localización. Al considerar la línea de horizonte, se estarán considerando las pérdidas por sombreado lejano. Como se puede observar en la Ilustración 47, no hay apenas afección salvo cuando sale y cuando se pone el sol.

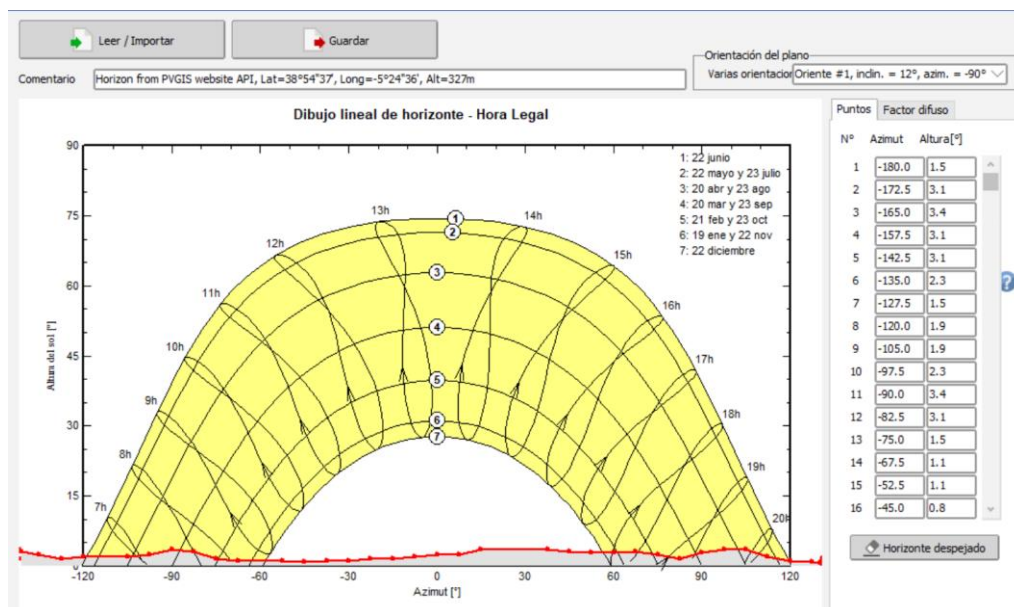


Ilustración 47 - Horizonte embalse [65]

Con el fin de corroborar la hipótesis previamente planteada, la cual sostiene que el sombreado no se considera un factor relevante debido a la topografía circundante al embalse, la cual apenas alcanza alturas superiores a los 400 metros [Ilustración 13], se llevará a cabo un análisis del sombreado. Se ha recreado el embalse en el software Sketchup y posteriormente se ha exportado a PVSyst.

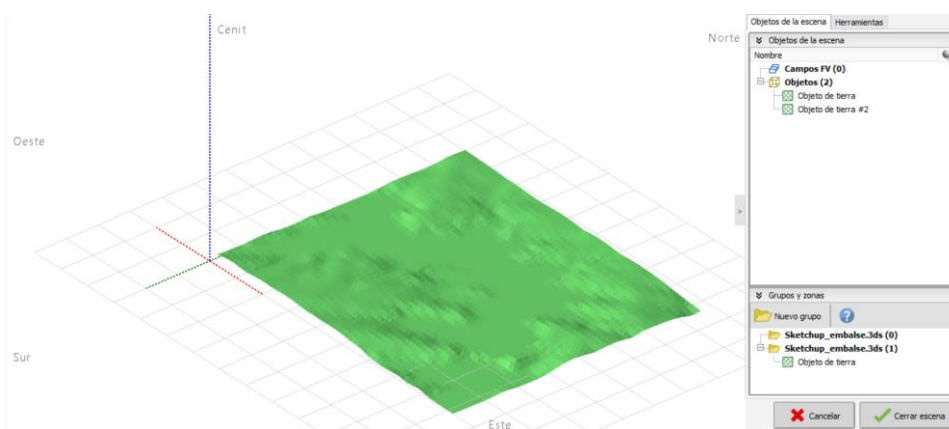


Ilustración 48 - Mapa 3D Sketchup embalse [65]

Se han colocado los módulos en la posición elegida [Ilustración 20] y se ha realizado una animación del sombreado. Se puede apreciar que únicamente se registra un ligero sombreado en las primeras horas de la mañana, durante la salida del sol, y en las últimas horas del día, durante la puesta de sol.

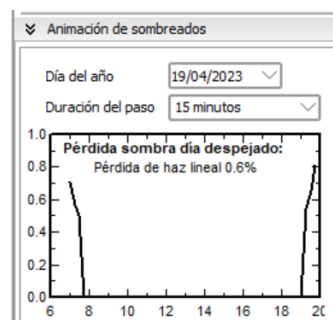


Ilustración 49 - Pérdidas por sombreado [65]

Por tanto, se considera válida la hipótesis realizada.

6.5 OTROS CAMBIOS

El hecho de que la instalación se encuentre sobre una masa agua tiene varias implicaciones a la hora de realizar la simulación en PVsyst. Una de las implicaciones que suele pasar desapercibida es el albedo. El albedo del agua tiene un valor muy reducido comparado con el del suelo terrestre, el albedo medio de la tierra se encuentra en torno a 0,3 mientras que el agua tiene un albedo entre 0,02-0,1, ya que al ser transparente la radiación atraviesa.

Para obtener datos sobre el albedo de la zona, se ha recurrido a la base de datos SolarGIS y se ha obtenido que el punto de instalación tiene un albedo de 0,09.

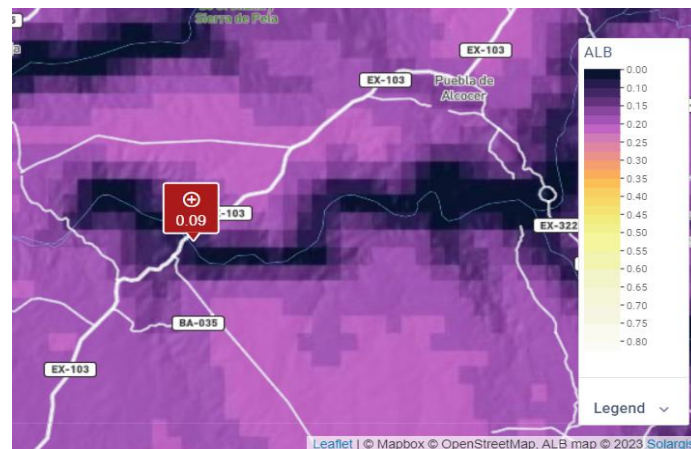


Ilustración 50 - Albedo embalse [65]

Valores Albedo

Valores mensuales

Ene.	0.09	Jul.	0.09
Feb.	0.09	Ago.	0.09
Mar.	0.09	Sep.	0.09
Abr.	0.09	Oct.	0.09
Mayo	0.09	Nov.	0.09
Jun.	0.09	Dic.	0.09

Establecer un valor común

Valor común

(Predeterminado: albedo = 0.2)

Ilustración 51 - Albedo simulación [65]

6.6 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Tras realizar la simulación se presentan de forma breve los resultados más significativos:

- Producción del sistema: 28368 MWh/año
- Horas equivalentes: 1495 h
- Proporción de rendimiento: 0,86
- Pérdidas del sistema: 0,26 kWh/kWp/día

Los datos de producción han sido obtenidos bajo el escenario probabilístico P50, el cual quiere decir que al menos, en el 50% de las ocasiones la producción será superior al valor aportado.

Fecha	GlobHor	IArray	UArray	E_Grid
	kWh/m ² /mes	Ah/día	V	kWh/mes
01/01/2023	66,458	34988	394,4	1031809
01/02/2023	89,908	53503	447,78	1464231
01/03/2023	138,2	75453	484,43	2291685
01/04/2023	167,49	94685	551,66	2784826

01/05/2023	206,15	111967	576,23	3366088
01/06/2023	229,53	129704	602,4	3707746
01/07/2023	245,48	134932	585,5	3936427
01/08/2023	214,27	118538	532,83	3442588
01/09/2023	155,23	88001	498,7	2495536
01/10/2023	112,95	61282	445,72	1810021
01/11/2023	74,728	40939	411,83	1168160
01/12/2023	57,865	30123	385,83	869261
Yearly total	1758,3	29683722	493,23	28368378

Tabla 15 - Resumen resultados simulación [65]

Los resultados detallados de la simulación se encuentran en el ANEXO II

6.6.1 COMPARACIÓN CON INSTALACIÓN CONVENCIONAL

Para confirmar que realmente las FPV producen más energía que las instalaciones fotovoltaicas terrestres, se ha realizado una simulación extra con los mismos parámetros que la FPV, pero cambiando los valores del albedo a un valor estándar de 0,2 y el factor de pérdida térmica al valor que tendría si fuese una instalación en tierra con su correspondiente separación y bien ventilada.

Factor de pérdidas térmicas del campo

Factor de pérdida térmica $U = U_c + U_v * \text{Vel. viento}$

Factor de pérdida constante U_c W/m²K

Factor de pérdida del viento U_v W/m²K m/s

Valor predeterminado según montaje

- Módulos montados "libres" con circulación de aire
- Cúpulas
- Semi-integrado con conducto de aire detrás
- Integración con respaldo totalmente aislado

Factor TNCO equivalente

TNCO (Temperatura Nominal de Célula Operativa) está especificada a menudo por los fabricantes para el módulo mismo. Esta es una información alternativa a la definición del valor U que no tiene sentido cuando se aplica al conjunto operativo.

No use el enfoque TNCO. Esto es bastante confuso cuando se aplica a un conjunto !

[Ver el TNCO de todos modos](#)

Ilustración 52 - Pérdidas térmicas instalación terrestre [65]

Los resultados han sido los siguientes:

Resumen de resultados	
Tipo de sistema	Sin escena 3D definida, sin sombras
Producción del sistema	26227 MWh/año
Producción específica	1382 kWh/kWp/año
Proporción de rendimiento	0.795
Producción normalizada	3.79 kWh/kWp/día
Pérdidas del conjunto	0.73 kWh/kWp/día
Pérdidas del sistema.	0.25 kWh/kWp/día

Ilustración 53 - Resumen producción energética FV terrestre [65]

La producción anual de energía del sistema ha sido de 26227 MWh, haciendo la cuenta, se determina que la producción de la FPV con respecto a la instalación convencional es un 7,45% superior. Lo cual está en el rango de lo esperado ya que las plantas terrestres solo experimentan la refrigeración del aire circundante. Sin embargo, si se tuviese en cuenta la instalación de seguidores que monitoricen la trayectoria solar, los MWh generados se acercaría más a la producción de la FPV.

Capítulo 7. ANÁLISIS ECONÓMICO

7.1 GASTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

El CAPEX (capital expenditures) representa el desembolso inicial de dinero por parte de una empresa para adquirir un activo. En el ANEXO III, se puede encontrar el desglose detallado de los gastos en los que se incurriría para adquirir la planta. Dado que este trabajo se considera una fase preliminar del proyecto, no se han considerado todos los gastos relacionados con el CAPEX, los cuales se deberán tener en cuenta al realizar la ingeniería de detalle, en la que se deberán considerar factores como el costo de realizar un estudio batimétrico del fondo o soluciones específicas de amarre. También se ha de tener en cuenta que cada proyecto o empresa puede tener desgloses específicos de los gastos de capital que deben ser tenidos en cuenta. Es fundamental contar con datos completos y detallados para realizar evaluaciones precisas y planificar de manera efectiva la inversión en activos a largo plazo. Por tanto, se considera que el CAPEX real preliminar, será algo superior al estimado.

En el caso de este trabajo, se ha obtenido un CAPEX de 12.762.965,39 €, con un ratio de 0,67 €/Wp. Se considera un ratio aceptable en comparación con las plantas terrestres que suele estar en torno al 0,6 €/Wp. [36],[43]

7.2 COSTE DE OPERACIÓN (OPEX)

Las plantas fotovoltaicas son una forma de generación de energía renovable que se caracteriza por tener costos de operación relativamente bajos en comparación con otras tecnologías de generación de electricidad. En términos de gastos de operación, los principales costos asociados con una planta fotovoltaica son los gastos de operación y mantenimiento, el alquiler de terrenos si es aplicable, los costos de seguro y el reemplazo de equipos.

El OPEX considerado para este proyecto es de 199.067 €.

El desglose se puede encontrar en el ANEXO III al final del documento.

7.3 ESCENARIO DE PRECIOS

La evolución y evaluación de los precios de la energía eléctrica a lo largo del tiempo constituye un elemento de vital importancia en el análisis de la viabilidad económica de un proyecto de energía fotovoltaica. En este sentido, se procederá a presentar las predicciones de precios correspondientes a los meses restantes del año 2023, así como el promedio de precios previstos para los próximos diez años [43][44]. Cabe a destacar que para esta estimación preliminar no se tendrán en cuenta retribuciones extra como la obtenida al pertenecer al Régimen Retributivo Específico.

7.3.1 AÑO 2023

Mes	Precio (€/MWh)
Enero	69,55
Febrero	133,47
Marzo	89,61
Abril	73,73
Mayo	74,21
Junio	93,25*
Julio	105,53
Agosto	102,54
Septiembre	107
Octubre	117,24
Noviembre	115,59
Diciembre	121,09

Tabla 16 - Precio de la energía año 2023 [43]

*Para el mes de junio se ha realizado una media aritmética entre los precios reales desde el día 1 hasta el día 19 y los precios predichos desde el día 20 hasta el 30.

7.3.2 AÑOS FUTUROS

Dado que la vida útil de la planta son 25 años, es útil tener una estimación de los precios de la energía en los años en los que operará. El avance de las tecnologías basadas en energías renovables permite que el precio de la energía eléctrica disminuya, ya que ciertas energías como la solar fotovoltaica, entran a coste 0. Las predicciones solo se realizan a 10 años vista, por tanto, a partir del año 2033, el precio de la energía se considera que permanece estable hasta 2048.

Año	Precio (€/MWh)	Año	Precio (€/MWh)
2024	95,26	2037	42,75
2025	75	2038	42,75
2026	66	2039	42,75
2027	58	2040	42,75
2028	50,25	2041	42,75
2029	46,2	2042	42,75
2030	45	2043	42,75
2031	43,85	2044	42,75
2032	42,85	2045	42,75
2033	42,75	2046	42,75
2034	42,75	2047	42,75
2035	42,75	2048	42,75
2036	42,75		

Tabla 17 - Predicción de precios OMIE 2024-2048 [43]

7.4 INGRESOS

Los ingresos de la planta fotovoltaica proceden de la venta de energía en el mercado eléctrico. A continuación, se procede a realizar una estimación de los ingresos en los 25 años de operación de la planta. Para el año 2023 se realizará una estimación mensual, mientras que para los siguientes años la estimación será anual.

Dado que el funcionamiento de la planta no permanece inmutable durante sus años de funcionamiento, para realizar la estimación de la energía generada en el segundo año de operación de la planta fotovoltaica flotante, se considerará una tasa de degradación del módulo del 1,5%, según especifica el fabricante [ANEXO V]

A partir del tercer año y hasta el vigésimo quinto año, se aplicará una tasa de degradación anual del 0,4%. Esta tasa de degradación más baja indica una disminución más gradual en la eficiencia de los módulos solares a lo largo de estos años.

En la Tabla 15, se puede encontrar la producción energética mensual de la planta. A continuación, se proporciona una tabla que muestra los datos de generación de energía y sus ingresos correspondientes para el año 2023:

Mes	Energía (MW)	PRECIOS MES 2023	INGRESOS
Enero	1031,8	69,6	71.762,32 €
Febrero	1464,2	133,5	195.430,91 €
Marzo	2291,7	89,6	205.357,89 €
Abril	2784,8	73,7	205.325,22 €
Mayo	3366,1	74,2	249.797,39 €
Junio	3707,7	93,3	345.747,31 €
Julio	3936,4	105,5	415.411,14 €
Agosto	3442,6	102,5	353.002,97 €
Septiembre	2495,5	107,0	267.022,35 €
Octubre	1810,0	117,2	212.206,86 €
Noviembre	1168,2	115,6	135.027,61 €
Diciembre	869,3	121,1	105.258,81 €
TOTAL	28368,378		2.761.350,80 €

Tabla 18 - Ingresos FPV año 2023 [65]

La tabla muestra la cantidad de energía generada, medida en megavatios hora (MWh), durante el año 2023. Asimismo, se presenta la cifra correspondiente a los ingresos generados por la venta de electricidad, expresados en euros (EUR).

De cara a estimar los ingresos obtenidos por la venta de energía producida por la planta, se ha de estimar la energía producida a lo largo de los 25 años en los que operará, para ello, se considera que la degradación en el primer año será de un 1,5% mientras que en los años consecutivos será de tan solo un 0,4% anual. A continuación, se presenta la siguiente tabla en la que se pueden encontrar los valores de producción energética en MWh anualmente.

Año	Energía (MWh)	Año	Energía (MWh)
2024	28.368,38	2037	26.630,7
2025	27.942,85	2038	26.524,2
2026	27.831,08	2039	26.418,1
2027	27.719,76	2040	26.312,4
2028	27.608,88	2041	26.207,2
2029	27.498,44	2042	26.102,3
2030	27.388,45	2043	25.997,9
2031	27.278,89	2044	25.893,9
2032	27.169,78	2045	25.790,4
2033	27.061,10	2046	25.687,2
2034	26.952,86	2047	25.584,5
2035	26.845,04	2048	25.482,1
2036	26.737,66		

Tabla 19 – Energía producida por la FPV 2024 – 2048 [65]

Una vez se han obtenido los valores de producción y se tienen los precios de la energía eléctrica en el futuro, se pueden estimar los ingresos de la planta.

Año	Ingresos	Año	Ingresos
2024	2.702.371,69	2037	1.138.463,0 €
2025	2.095.713,92	2038	1.133.909,1 €
2026	1.836.851,34	2039	1.129.373,5 €
2027	1.607.745,88	2040	1.124.856,0 €
2028	1.387.346,10	2041	1.120.356,6 €
2029	1.270.428,02	2042	1.115.875,2 €
2030	1.232.480,17	2043	1.111.411,7 €
2031	1.196.179,52	2044	1.106.966,0 €

2032	1.164.225,03	2045	1.102.538,1 €
2033	1.156.862,02	2046	1.098.128,0 €
2034	1.152.234,57	2047	1.093.735,5 €
2035	1.147.625,63	2048	1.089.360,5 €
2036	1.143.035,13	Total	32.458.072,22 €

Tabla 20 - Ingresos FPV 2024 – 2048 [65]

7.5 FINANCIACIÓN Y WACC

7.5.1 FINANCIACIÓN

Se considerará que el préstamo que podría conceder el banco o el fondo que respalde el proyecto sea del 80% del CAPEX, será devuelto en 10 años con un interés del 5%.

7.5.2 WACC

El Coste de Capital Medio Ponderado (WACC, por sus siglas en inglés) es una métrica utilizada en finanzas corporativas para determinar la tasa de descuento apropiada para evaluar proyectos de inversión. El WACC refleja el costo promedio de financiar un proyecto mediante una combinación de deuda y capital propio, teniendo en cuenta el rendimiento requerido por la empresa y los impuestos.

En el caso específico que estamos analizando, se supondrá que el porcentaje de impuestos para la empresa es del 25% [45], ya que es un porcentaje común. Además, se ha establecido un nivel de endeudamiento del 80% y un porcentaje de capital propio del 20%. Esto significa que la empresa utiliza principalmente deuda para financiar sus proyectos, con el objetivo de minimizar el riesgo para su capital propio.

El coste de la deuda, representado por C_d , es del 5%. Este valor corresponde a los intereses pagados por la empresa sobre su deuda. Por otro lado, el coste del capital propio, representado por C_{eq} , es del 10%. Este coste refleja el rendimiento exigido por la empresa a cambio de su inversión.

Para calcular el WACC, se utiliza la siguiente fórmula:

$$WACC = Cd \cdot \%d \cdot (1 - \%t) + Ceq \cdot (1 - \%d)$$

Ecuación 5 - WACC

Donde:

- Cd es el coste de la deuda,
- %d representa el porcentaje de endeudamiento (80% en este caso),
- %t corresponde al porcentaje de impuestos (25% en este caso),
- Ceq es el coste del capital propio,

Aplicando estos valores en la fórmula, obtenemos:

$$WACC = 5\% \cdot 80\% \cdot (100 - 25\%) + 10\% \cdot (100 - 80\%) = 5\%$$

De esta manera, el WACC resultante es del 5%. Esta tasa de descuento se utiliza para evaluar la rentabilidad de los proyectos de inversión.

7.6 IMPUESTOS

Los impuestos pueden tener un impacto significativo en la viabilidad y rentabilidad del proyecto. En el caso específico de este proyecto, se aplicarán dos impuestos relevantes: el impuesto de generación y el impuesto a empresas.

El impuesto de generación, que se aplicará a la producción de energía, representa un 7% del total de los ingresos por venta de la energía generada.[46]

Además, se deberá considerar el impuesto a empresas, que en este caso específico se establece en un 25%. [45]

7.7 AMORTIZACIÓN

Se ha optado por aplicar un método de amortización lineal a lo largo de 10 años para distribuir el costo total del proyecto de la planta fotovoltaica flotante. Es decir, se amortiza un 10% cada año a lo largo de los diez primeros años de operación.

7.8 ÍNDICES DE RENTABILIDAD

Las métricas de rentabilidad desempeñan un papel crítico al proporcionar una evaluación objetiva sobre la capacidad de generación de beneficios financieros de una inversión realizada por la empresa. Estas métricas permiten determinar si el capital invertido resultará en una rentabilidad positiva o negativa. A continuación, se procede a realizar los cálculos de los principales indicadores de rentabilidad para obtener una visión más precisa de la viabilidad económica del proyecto en cuestión.

7.8.1 VAN

El VAN (Valor Actual Neto), representa la diferencia entre el valor presente de los flujos entrantes y salientes generados por el proyecto a lo largo de su vida funcional. Por tanto, es fácil determinar que, si el VAN toma un valor positivo, el proyecto comenzará a ser rentable.

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

Ecuación 6 - VAN

Donde:

- **I_o** representa la inversión inicial
- **F_t** representa los flujos de ingreso en cada año

- **t** el año
- **k** la tasa de descuento

$$\text{VAN} = 1.023.635,7 \text{ €}$$

Esto indica que los flujos de efectivo generados por el proyecto, descontados a una tasa de interés apropiada, son mayores que la inversión inicial realizada. En otras palabras, el proyecto genera un retorno positivo que supera el costo de oportunidad de los recursos invertidos. Esto implica que el proyecto es rentable, ya que proporcionará ganancias netas una vez considerados los costos y beneficios a lo largo de su vida útil.

7.8.2 TIR

La tasa interna de retorno es la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero. Por tanto, se considera que el proyecto será rentable si la TIR es superior a la tasa de descuento utilizada, en este caso, superior al WACC.

$$I_0 = \sum_{t=1}^n F_t / (1 + TIR)^t$$

Ecuación 7 – TIR

$$\text{TIR} = 7 \%$$

De nuevo, este indicador sugiere que el proyecto es rentable al ser superior al WACC.

7.8.3 LCOE Y LROE

El coste normalizado de la electricidad nos aporta una métrica del coste promedio de producir energía eléctrica con la planta fotovoltaica. Se tienen en cuenta los gastos incurridos en el CAPEX, la operación y mantenimiento a lo largo de la operación de la planta y la producción de energía.

$$LCOE = (CAPEX + OPEX * t) / \sum E_{gen}$$

Ecuación 8 - LCOE

$$LCOE = \frac{12.762.965,39 \text{ €} + 199.067 \text{ €} \cdot 25 \text{ años}}{669.034,12 \text{ MWh}} = 26,51 \text{ €/MWh}$$

El beneficio normalizado de la energía o LROE, es la proporción entre los ingresos de la planta y su producción. Si el LROE es superior al LCOE, el proyecto resulta rentable ya que la venta de energía produce más beneficios que el coste de producirla.

$$LROE = \frac{INGRESOS}{\sum E_{gen}}$$

Ecuación 9 - LROE

$$LROE = \frac{32.458.072,5 \text{ €}}{669.034,12 \text{ MWh}} = 48,51 \text{ €/MWh}$$

7.8.4 PERIODO DE RETORNO

El periodo de retorno es el tiempo esperado de recuperación de la inversión. Para calcular este índice se utiliza la siguiente fórmula:

$$PR = a_0 + (I_0 - F_{ac}) / F_{ar}$$

Ecuación 10 - Periodo de Retorno

Donde:

- **a₀** es el año anterior a que se recupere la inversión
- **I₀** es la inversión inicial
- **F_{ac}** es flujo acumulado en el año anterior al que se recupera la inversión
- **F_{ar}** es el flujo en el año que se recupera la inversión

$$PR = 15,6 \text{ años}$$

Como el periodo de retorno es inferior a los 25 años de operación de la planta, se considera rentable.

7.9 COMPARACIÓN CON INSTALACIÓN TERRESTRE

A fin de realizar una comparación en términos económicos entre un sistema flotante y un sistema convencional terrestre, se detallará el CAPEX, OPEX e ingresos por venta de energía que tendría una planta fotovoltaica terrestre del mismo tamaño y en las mismas condiciones.

Primeramente, en el punto 6.6.1, se obtuvo la producción de una planta fotovoltaica terrestre. En la siguientes tablas se puede observar de forma detallada tanto la producción en el año 2023 con en los 25 años de operación siguientes, de nuevo se han tenido en cuenta una degradación de 1,5% el primer año y 0,4% los siguientes :

Mes	Energía (MW)	Precios 2023	Ingresos
Enero	990,16	69,55	68.865,63 €
Febrero	1.388,60	133,47	185.336,44 €
Marzo	2.143,30	89,61	192.061,11 €
Abril	2.577,60	73,73	190.046,45 €
Mayo	3.101,90	74,21	230.192,00 €
Junio	3.377,50	93,25	314.951,88 €
Julio	3.560,00	105,53	375.686,80 €
Agosto	3.128,30	102,54	320.775,88 €
Septiembre	2.305,80	107	246.720,60 €
Octubre	1.702,50	117,24	199.601,10 €
Noviembre	1.114,80	115,59	128.859,73 €
Diciembre	836,65	121,09	101.309,95 €
Total	26.227,00		2.554.407,57 €

Tabla 21 - Ingresos FV terrestre 2023 [65]

Año	Energía (MWh)	Año	Energía (MWh)
2024	26227	2037	24.620,5
2025	25.833,60	2038	24.522,0
2026	25.730,26	2039	24.423,9

2027	25.627,34	2040	24.326,2
2028	25.524,83	2041	24.228,9
2029	25.422,73	2042	24.132,0
2030	25.321,04	2043	24.035,5
2031	25.219,76	2044	23.939,3
2032	25.118,88	2045	23.843,6
2033	25.018,40	2046	23.748,2
2034	24.918,33	2047	23.653,2
2035	24.818,65	2048	23.558,6
2036	24.719,38	Total	618.532,30

Tabla 22 -Producción de energía FV terrestre 2024 – 2048 [65]

Una vez obtenida la producción, se pueden obtener los ingresos que obtendrá la planta con los precios expuestos en la Tabla 17.

Año	Ingresos	Año	Ingresos
2024	2.498.384,02 €	2037	1.052.526,47 €
2025	1.937.519,63 €	2038	1.048.316,36 €
2026	1.698.197,20 €	2039	1.044.123,10 €
2027	1.486.385,70 €	2040	1.039.946,61 €
2028	1.282.622,72 €	2041	1.035.786,82 €
2029	1.174.530,17 €	2042	1.031.643,67 €
2030	1.139.446,80 €	2043	1.027.517,10 €
2031	1.105.886,29 €	2044	1.023.407,03 €
2032	1.076.343,87 €	2045	1.019.313,40 €
2033	1.069.536,65 €	2046	1.015.236,15 €
2034	1.065.258,51 €	2047	1.011.175,20 €
2035	1.060.997,47 €	2048	1.007.130,50 €
2036	1.056.753,48 €	Total	30.007.984,93 €

Tabla 23 - Ingresos FV terrestre 2024 – 2048 [65]

7.9.1 CAPEX LPV

Las principales diferencias que se encuentran a la hora de comparar el precio EPC de una planta fotovoltaica terrestre respecto a una FPV son:

- **Precio de la estructura** : Las estructuras fotovoltaicas flotantes son más caras ya que hay que sumar tanto la estructura de amarre como las pasarelas centrales que albergan inversores y transformadores, elevando de forma más que notoria el precio €/Wp de la estructura.
- **Estudios previos** : Mientras que en las instalaciones terrestres hay que realizar estudios topográficos para determinar si el suelo terrestre es apto o no, en los proyectos flotantes hay que realizar estudios batimétricos los cuales a priori tienen un mayor coste.
- **Costes de ingeniería civil** : Las instalaciones terrestres pueden requerir trabajos de excavación, nivelación del terreno y preparación del suelo, lo que puede generar costos adicionales en comparación con las instalaciones flotantes que no necesitan este tipo de trabajo.
- **Instalación** : Las estructuras flotante al ser estructuras modulares y de fácil instalación permiten una reducción de costes frente a las instalaciones convencionales.

La siguiente ilustración, pese a estar desactualizada ya que muestra ratios antiguos, muestra bastante bien donde se encuentra la diferencia de precios entre ambos tipos de instalaciones

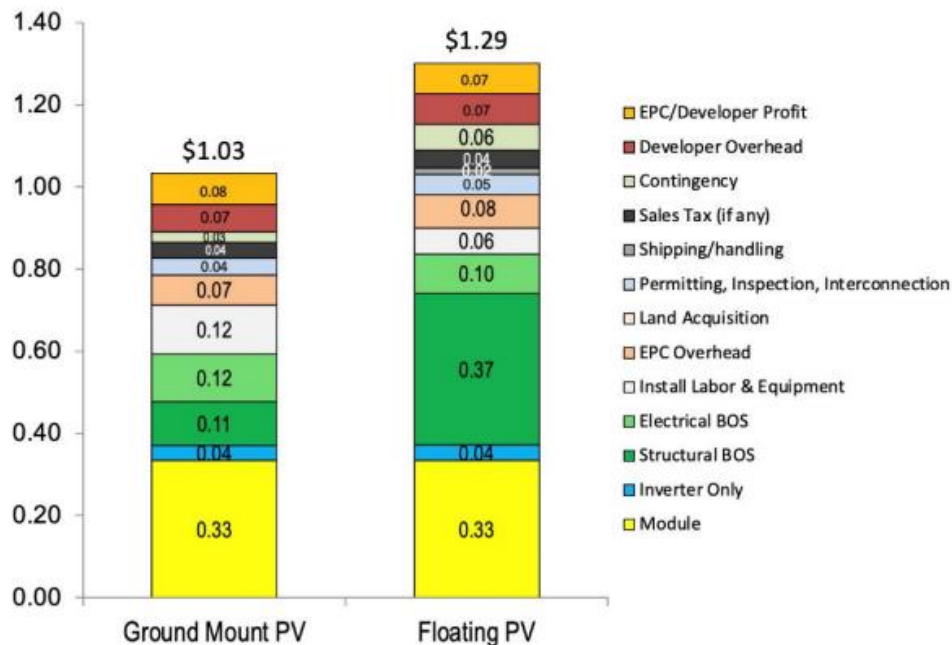


Ilustración 54 - Comparativa \$/Wp FPV – LPV [8]

En el año 2023, las centrales fotovoltaicas terrestres suelen tener un ratio €/Wp entre 0,5 y 0,6 [43]. Tomando este dato como referencia, podemos estimar el precio de una central de 18,979 MWp multiplicando esta capacidad por el ratio mencionado. Por lo tanto, el precio sería de aproximadamente 9.49 a 11.39 millones de euros.

A fin de realizar los flujos de caja y obtener los indicadores, se tomará un término medio de 0,55 €/Wp, siendo por tanto el desembolso inicial de 10.438.450 €.

El OPEX de la planta será considerado igual al de la FPV a fin de simplificar los cálculos, en la realidad el OPEX de la LPV podría ser mayor al ser menos modular.

7.9.2 INDICADORES DE RENTABILIDAD

Utilizando la Ecuación 6, Ecuación 7, Ecuación 8 y Ecuación 10 y el mismo WACC que se utilizó anteriormente del 5% se han obtenido los siguientes valores:

$$VAN = 2.012.289,49€$$

$$TIR = 11 \%$$

$$LCOE = 24,92 \text{ €/MWh}$$

$$PR = 13,33 \text{ años}$$

En la Tabla 24 se muestra una comparativa entre los principales indicadores de rentabilidad.

	Flotante	Terrestre
VAN	1.023.635,7 €	2.012.289,49 €
TIR	7%	11%
LCOE	26,51 €/MWh	24,92 €/MWh
PR	15,6 años	13,33 años

Tabla 24 - Comparativa índices de rentabilidad [65]

7.10 CONCLUSIONES ANÁLISIS ECONÓMICO

Tras llevar a cabo el análisis económico de ambos proyectos, se ha determinado que tanto la central fotovoltaica flotante como la central terrestre son rentables, según los indicadores de rentabilidad utilizados. No obstante, se ha encontrado un resultado significativo que destaca la superioridad en rentabilidad de la central terrestre sobre la instalación fotovoltaica flotante. A pesar de que la planta flotante demuestra una mayor capacidad de generación de energía, esta ventaja no es suficiente. La principal razón detrás de esta disparidad económica se encuentra en el costo significativo que conlleva la implementación de una estructura flotante. A día de hoy, las estructuras flotantes no han alcanzado el nivel de desarrollo y competitividad de sus contrapartes terrestres. Aunque la tecnología de las instalaciones fotovoltaicas flotantes ha demostrado avances prometedores, especialmente en términos de eficiencia energética y aprovechamiento de superficies acuáticas, todavía se enfrenta a desafíos económicos considerables.

7.11 MARGEN DE MEJORA

Para conocer que margen de mejora debería experimentar la planta flotante en términos de generación para ser igual de rentable que su contraparte terrestre, se ha realizado un proceso iterativo, en el que se encuentra que, si la planta fotovoltaica flotante obtuviese aproximadamente 121.000 € extra en los ingresos anuales, esta tendría la misma TIR de un 11% que ofrece la planta terrestre. A continuación, se presenta la Tabla 20, la cual recoge este escenario de incremento de ingresos :

Año	Ingresos	Año	Ingresos
2024	2.823.371,69 €	2037	1.259.462,99 €
2025	2.216.713,92 €	2038	1.254.909,14 €
2026	1.957.851,34 €	2039	1.250.373,50 €
2027	1.728.745,88 €	2040	1.245.856,00 €
2028	1.508.346,10 €	2041	1.241.356,58 €
2029	1.391.428,02 €	2042	1.236.875,15 €
2030	1.353.480,17 €	2043	1.232.411,65 €
2031	1.317.179,52 €	2044	1.227.966,01 €
2032	1.285.225,03 €	2045	1.223.538,14 €
2033	1.277.862,02 €	2046	1.219.127,99 €
2034	1.273.234,57 €	2047	1.214.735,48 €
2035	1.268.625,63 €	2048	1.210.360,54 €
2036	1.264.035,13 €	Total	35.483.072,20 €

Tabla 25 - Ingresos actualizados [65]

Lo cual, con los precios expuestos en la Tabla 17 significaría que la planta ha generado la cantidad de energía expuesta en la Tabla 26 de forma anual:

Año	Energía (MWh)	Año	Energía (MWh)
2024	29.638,59	2037	29.461,12
2025	29.556,19	2038	29.354,60
2026	29.664,41	2039	29.248,50
2027	29.805,96	2040	29.142,83
2028	30.016,84	2041	29.037,58

2029	30.117,49	2042	28.932,75
2030	30.077,34	2043	28.828,34
2031	30.038,30	2044	28.724,35
2032	29.993,58	2045	28.620,78
2033	29.891,51	2046	28.517,61
2034	29.783,26	2047	28.414,86
2035	29.675,45	2048	28.312,53
2036	29.568,07	Total	734.422,86

Tabla 26 - Nueva generación de energía [65]

Una vez se tiene la producción hipotética que debería tener la planta flotante para ser igual de rentable, se compara con los datos de generación de la planta terrestre (Tabla 22) para conocer el porcentaje de mejora que debería experimentar la planta flotante:

Año	Incremento (%)	Año	Incremento (%)
2024	13	2037	20
2025	14	2038	20
2026	15	2039	20
2027	16	2040	20
2028	18	2041	20
2029	18	2042	20
2030	19	2043	20
2031	19	2044	20
2032	19	2045	20
2033	19	2046	20
2034	20	2047	20
2035	20	2048	20
2036	20	Promedio	19

Tabla 27 - Aumento de rendimiento hipotético [65]

Como se puede observar en la Tabla 27, se necesitaría un aumento del rendimiento promedio de un 19% respecto a la generación de una planta fotovoltaica terrestre para alcanzar la misma TIR. Como se ha demostrado en este trabajo, la mejora de producción se encuentra entre un 5-15 % por lo que se concluye que, es mejor centrar los esfuerzos en optimizar el

proceso de fabricación del flotador para reducir el coste del mismo y optimizar el proceso de mantenimiento para reducir los gastos de operación.

Capítulo 8. CONCLUSIONES

Las conclusiones del presente proyecto de investigación revelan aspectos fundamentales en relación a la tecnología fotovoltaica flotante en España. En primer lugar, se evidencia un gran potencial en esta tecnología debido a la existencia de una notable cantidad de masas de agua artificiales subutilizadas en el país, así como a la elevada irradiación solar y la necesidad de contrarrestar la evaporación del agua durante los períodos de mayor calor. Estas circunstancias favorables posicionan a España como un entorno propicio para el desarrollo de proyectos de energía solar flotante. No obstante, es importante destacar que la normativa existente en España para la energía fotovoltaica flotante es insuficiente, lo que requiere una revisión y replanteamiento de ciertas medidas con el fin de optimizar la implementación de estos proyectos. Un marco normativo claro y completo se hace necesario, abordando aspectos como los permisos de uso del agua, los procedimientos de licencia y los incentivos fiscales, con el objetivo de fomentar el crecimiento y la viabilidad económica de esta tecnología emergente.

En términos ambientales, se destaca que la tecnología fotovoltaica flotante es respetuosa con el medio ambiente y contribuye a prevenir efectos adversos, como la eutrofización de los cuerpos de agua. Al aprovechar superficies acuáticas, estas instalaciones minimizan su impacto en los ecosistemas terrestres y ofrecen beneficios adicionales al evitar la evaporación del agua, lo cual representa una contribución valiosa para la conservación de este recurso vital.

Analizando el mercado, se identifica una oportunidad propicia para los grandes fabricantes y empresas de ingeniería de ingresar a este sector, dado que actualmente hay pocos competidores consolidados que ofrezcan soluciones confiables y de calidad en este campo. La inversión en investigación, desarrollo y producción de tecnología fotovoltaica flotante

puede resultar altamente beneficiosa, ya que existe un amplio margen para el crecimiento y la expansión en este mercado emergente.

Cabe destacar que, si bien la tecnología fotovoltaica flotante demuestra una mayor eficiencia en la generación de energía en comparación con las plantas fotovoltaicas terrestres, aún no alcanza la misma rentabilidad económica. Esto se debe principalmente al costo relativamente elevado de los flotadores en comparación con las estructuras terrestres convencionales, lo cual constituye una limitación significativa en la viabilidad económica general de la instalación flotante. Asimismo, se identifica un gran potencial en la hibridación de la tecnología fotovoltaica flotante con las centrales hidráulicas, ya que ambas tecnologías se complementan de manera sinérgica. La combinación de energía solar y energía hidroeléctrica puede optimizar la generación y estabilizar la producción de energía, brindando una solución más equilibrada y confiable en términos de suministro energético.

En relación a las herramientas disponibles, se constata que actualmente no existen software específicos para simular plantas fotovoltaicas flotantes. Esta situación abre una oportunidad de mercado para el desarrollo de software de simulación y diseño dedicados a estas instalaciones, los cuales podrían proporcionar una mayor precisión en la planificación y evaluación de proyectos, facilitando así la toma de decisiones estratégicas y optimizando la eficiencia de las instalaciones fotovoltaicas flotantes.

Capítulo 9. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Rossana. (2019, 5 noviembre). Plantas fotovoltaicas flotantes: la promesa de la energía renovable solar | Trace Software Spain. Trace Software Spain. <https://www.trace-software.com/es/plantas-fotovoltaicas-flotantes-la-promesa-de-la-energia-renovable-solar/>
- [2] Largest Floating Solar Farms in the World in 2022 | YSG Solar. (s. f.). YSG Solar. <https://www.ysgsolar.com/blog/5-largest-floating-solar-farms-world-2022-ysg-Hsjnajn>
- [3] *Top 30 Floating Solar PV Plants Europe*. (s. f.). <https://www.solarplaza.com/resource/11954/top-30-floating-solar-pv-plants-europe/>
- [4] *ACCIONA inaugura en Extremadura la primera planta fotovoltaica flotante conectada a red de España*. (s. f.). https://www.acciona.com/es/actualidad/noticias/acciona-inaugura-extremadura-primera-planta-fotovoltaica-flotante-conectada-redespana/?_adin=02021864894
- [5] Corporativa, I. (s. f.). *Energía solar fotovoltaica flotante - Iberdrola*. Iberdrola. <https://www.iberdrola.com/innovacion/fotovoltaica-flotante>
- [6] Robert S. Spencer, Jordan Macknick, Alexandra Aznar, Adam Warren, M.Reese. Floating Photovoltaic Systems: Assessing the Technical Potential of Photovoltaic Systems on Man-Made Water Bodies in the Continental United States Environ. Sci. Technol. 2019, 53, 3, 1680–1689
- [7] A. Patil, G. Mamatha and P. S. Kulkarni, "Techno-Economic Analysis of proposed 10kWp Floating Solar Plant at Koyana Dam, Maharashtra, India," 2022 2nd International Conference on Power Electronics & IoT Applications in Renewable Energy and its Control (PARC), Mathura, India, 2022, pp. 1-6
- [8] Floating Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2021 Installations on Artificial Water Bodies <https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/80695.pdf>
- [9] Real Decreto XXX/200X, de XX de XX, por el que se establece el régimen de instalación de plantas fotovoltaicas flotantes en el dominio público hidráulico y se modifica el Reglamento del Dominio Público Hidráulico que desarrolla los títulos preliminar, I, IV, V,

- VI, VII y VIII del texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio
- [10] *Floating solar plants: An alternative for generating renewable energy*. (2022, 27 mayo). Endesa. <https://www.endesa.com/en/the-e-face/renewable-energies/floating-solar-plants>
- [11] Solar-Admin. (2022, 28 diciembre). *A Detailed Overview Of Floating Solar Projects: Cost, Uses, and More*. Solar Square Blog. <https://www.solarsquare.in/blog/floating-solar-projects/>
- [12] ATA Insights Channel. (2019, 12 junio). *Webinar: Floating PV design and construction* [Vídeo]. YouTube. <https://www.youtube.com/watch?v=H5kCanbbaKY>
- [13] DNV-RP-0584 Design, development and operation of floating solar photovoltaic systems
- [14] Oliveira-Pinto S., Stokkermans J., «Assessment of the potential of different floating solar technologies – Overview and analysis of different case studies», *Energy Conversion and Management*, Volume 211, 112747, ISSN 0196-8904, 2020.
- [15] *What You Need to Know About Anchoring and Mooring for Floating PV*. (s. f.). <https://www.glintsolar.ai/blog/what-you-need-to-know-anchoring-and-mooring-floating-pv>
- [16] Places, M. (2020, 15 septiembre). Los 10 embalses más grandes de España. *iAgua*. <https://www.iagua.es/blogs/magic-places/10-embalses-mas-grandes-espana>
- [17] Santos, M. (2019). 3,21 billones de litros. *EL ÁGORA DIARIO*. <https://www.elagoradiario.com/agora-forum/sabias-que/el-embalse-mas-grande-el-de-la-serena/>
- [18] Comunicación Interna Empleado ENDESA
- [19] Álvarez Calvo, Antonio José (febrero de 1997). «La Presa y el embalse de La Serena». *Revista de Obras Públicas* (3.362): 68-69. ISSN 0034-8619
- [20] Serna Martín, Juan (6 de abril de 1990) «La Serena, presa de la autonomía». *El País*.
- [21] Instituto Geográfico Nacional de España. «Preguntas frecuentes del Instituto Geográfico Nacional». Archivado desde el original el 22 de julio de 2015.
- [22] *Mapa de temperaturas en mares y océanos*. (s. f.). www.tutiempo.net. <https://www.tutiempo.net/temperatura-mar>
- [23] *Nodos de capacidad acceso*. (s. f.). https://www.edistribucion.com/es/red-electrica/Nodos_capacidad_acceso.html

- [24] Bravo, P. G. B. Y. J. M. (s. f.). *Fauna de La Serena*.
<https://iesmunoztorrero.educarex.es/web/aguaserena/laserena/floraserena.html>
- [25] Naturaspain. (s. f.). Zepa de EMBALSE DE LA SERENA, EMBALSE DE LA SERENA, EXTREMADURA, superficie del zepa EMBALSE DE LA SERENA. Naturaspain.
<http://www.naturaspain.com/zona-zepa-embalse-de-la-serena.html>
- [26] ESTUDIO DE AFECCIONES AMBIENTALES ACCIONA.
https://gobiernoabierto.navarra.es/sites/default/files/14209se_eaa_psfv_zolina.pdf
- [27] Comunicación interna BayWa r.e
- [28] Sun, T. (2022). Listado paneles solares Tier-1 (Actualizado Junio 2022 – Q2). *Techno Sun - Distribuidor mayorista*. <https://www.technosun.com/es/blog/listado-paneles-solares-tier-1/>
- [29] Galdino, Marco & Olivieri, Marta. (2017). Some Remarks about the Deployment of Floating PV Systems in Brazil. *Journal of Electrical Engineering*. 5. 10-19. 10.17265/2328-2223/2017.01.0021
- [30] Howell, M. (s. f.). *PRODUCTS*. <https://en.sungrowfpv.com/product/info.html?id=1>
- [31] Rasouli Dogaheh, Zahra & Puig, Vicenç. (2019). Tilt Angle Optimization of Photovoltaic Panels. 1847-1852. 10.1109/CoDIT.2019.8820549.
- [32] Rob Spencer, Jordan Macknick, Matt Reese, Alexandra Aznar, and Adam Warren. “Strategic Initiative on Floating PV.” (Unpublished manuscript, October 31, 2017.) Microsoft PowerPoint file.
- [33] Bester, Dirk & Stott, Pr & Theron, Elizabeth. (2016). The movement of soil moisture under a government subsidy house. 10.1201/b21335-10.
- [34] IDAE. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red. PCT-C-REV - julio 2011
- [35] Khatib, Tamer & Deria, Reziq. (2022). East-west oriented photovoltaic power systems: model, benefits and technical evaluation. *Energy Conversion and Management*. 266. 115810. 10.1016/j.enconman.2022.115810.
- [36] Comunicación interna IGNIS ENERGIA S.L.
- [37] Jeremy Good, Jeremiah X. Johnson, Impact of inverter loading ratio on solar photovoltaic system performance, *Applied Energy*, Volume 177, 2016.

- [38] Lindholm, Dag & Kjeldstad, Torunn & Selj, Josefine & Marstein, Erik & Fjær, Hallvard. (2021). Heat loss coefficients computed for floating PV modules. Progress in Photovoltaics: Research and Applications. 29. 10.1002/pip.3451.
- [39] Reindl, T. (2018). At the heart of floating solar: Singapore. Pv-Tech Power, 14: 18-23.
- [40] Maarten Dörenkämper, Arifeen Wahed, Abhishek Kumar, Minne de Jong, Jan Kroon, Thomas Reindl, The cooling effect of floating PV in two different climate zones: A comparison of field test data from the Netherlands and Singapore, Solar Energy, Volume 214, 2021.
- [41] Luyao Liu, Qinxing Wang, Haiyang Lin, Hailong Li, Qie Sun, Ronald wannersten, Power Generation Efficiency and Prospects of Floating Photovoltaic Systems, Energy Procedia, Volume 105, 2017.
- [42] *Scientists Studying Solar Try Solving a Dusty Problem.* (s. f.). News | NREL.
<https://www.nrel.gov/news/features/2021/scientists-studying-solar-try-solving-a-dusty-problem.html>
- [43] *Mínimo, medio y máximo precio mercado diario | OMIE.* (s. f.).
<https://www.omie.es/es/market-results/monthly/daily-market/daily-market-price?scope=monthly&year=2023&month=6&system=1>
- [44] *Precio Cierre Último Día | MEFF.* (s. f.). Copyright © BME 2023.
<https://www.meff.es/esp/Derivados-Commodities/Precios-Cierre>
- [45] Corporate Withholding taxes – Spain | PWC
- [46] *Agencia Tributaria: Información general - Base imponible, tipo de gravamen y cuota.* (s. f.). <https://sede.agenciatributaria.gob.es/Sede/impuestos-especiales-medioambientales/impuesto-sobre-valor-produccion-energia-electrica/informacion-general/base-imponible-tipo-gravamen-cuota.html>
- [47] Hibridación en la generación renovable (2021) | APPA renovables
- [48] MITECO - Ministerio de transformación y economía
- [49] *ArcGIS Dashboards.* (s. f.).
<https://miteco.maps.arcgis.com/apps/dashboards/912dfce767264e3884f7aea8eb1e0673>
- [50] Trina Solar. (2022, 15 septiembre). US/Trina Solar. <https://static.trinasolar.com/>

- [51] Influencia de la irradiación y temperatura sobre una placa fotovoltaica. (2014, 9 noviembre). Ingelibre. <https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/11/09/influencia-de-la-irradiacion-y-temperatura-sobre-una-placa-fotovoltaica/>
- [52] Samialhelali. (2021, 2 abril). Floating Solar Anchoring and Mooring. TYT. <https://www.tyt.com.tr/post/floating-solar-anchoring-and-mooring>
- [53] Meteonorm Version 8 - Meteonorm (de). (s. f.). Meteonorm (en). <https://meteonorm.com/en/meteonorm-version-8>
- [54] LONGi-Downloads. (s. f.). Longi. <https://www.longi.com/en/download/>
- [55] Products - Ciel et Terre. (2023, 24 mayo). Ciel et Terre. <https://ciel-et-terre.net/solutions/products/>
- [56] Isifloating. (2022, 13 julio). *Isifloating - ISIFLOATING by ISIGENERE*. ISIFLOATING by ISIGENERE. <https://www.isifloating.com/isifloating/>
- [57] Wikipedia. (2022). Declinación (astronomía). *Wikipedia, la enciclopedia libre*. [https://es.wikipedia.org/wiki/Declinaci%C3%B3n_\(astronom%C3%ADa\)](https://es.wikipedia.org/wiki/Declinaci%C3%B3n_(astronom%C3%ADa))
- [58] Franch. (s. f.). *Principios del proyecto bioclimático*. <https://www.arquitecturaysalud.com/bioclimatica/metodologia-bioclimatica>
- [59] SolBrick. (2023). Beneficios placas solares con orientación este-oeste - SolBrick. *SolBrick*. <https://solbrick.com/beneficios-placas-solares-con-orientacion-este-oeste/>
- [60] SolarEdge | Todo lo que necesita saber sobre la energía solar. (s. f.). SolarEdge Technologies Inc. <https://www.solaredge.com/es/glossary>
- [61] *FusionSolar Utility & Commercial*. (s. f.). <https://solar.huawei.com/es/Products/FusionSolar>
- [62] Cohen, A. (2022, 28 junio). Floating Solar: The Most Practical Green Technology? *Forbes*. <https://www.forbes.com/sites/arielcohen/2022/06/28/floating-solar-the-most-practical-green-technology/>
- [63] *El clima en Badajoz, el tiempo por mes, temperatura promedio (España) - Weather Spark*. (s. f.). Weather Spark. <https://es.weatherspark.com/y/33348/Clima-promedio-en-Badajoz-Espa%C3%B1a-durante-todo-el-a%C3%B1o>
- [64] *Absorbed Solar Radiation*. (s. f.). https://www.engineeringtoolbox.com/solar-radiation-absorbed-materials-d_1568.html

- [65] *Elaboración propia (2023, Junio)*
- [66] Lache M, Andrea. (2015). Producción de hidrógeno a partir de energía solar. Panorama en Colombia. ELEMENTOS. 5. 10.15765/e.v5i5.621.
- [67] *Google Maps*. (s. f.). <https://www.google.es/maps/@38.9562546,-5.3074684,11.96z?entry=ttu>
- [68] *Mapa topográfico Badajoz, altitud, relieve*. (s. f.). Mapas topográficos. <https://es-es.topographic-map.com/map-rvk3q/Badajoz/>
- [69] *ABB powers pioneering floating solar plant in Switzerland*. (2019, 11 diciembre). News. <https://new.abb.com/news/detail/52590/abb-powers-pioneering-floating-solar-plant-in-switzerland>
- [70] Jinko Solar- 首页. (s. f.). <https://www.jinkosolar.com/en/>
- [71] Canadian Solar. (s.f). <https://www.canadiansolar.com/>
- [72] RISEN ENERGY CO., LTD. (s. f.). <https://es.risenenergy.com/>
- [73] JA Solar. (s. f.). <https://www.jasolar.com/html/spanish/>

ANEXO I

LISTADO DE EMBALSES DE TITULARIDAD ESTATAL, ESTADO TRÓFICO Y
ESTIMACIÓN DE LA SUPERFICIE ÚTIL TOTAL PROPUESTOS PARA
INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS FLOTANTES.

ANEXO I. LISTADO DE EMBALSES DE TITULARIDAD ESTATAL, ESTADO TRÓFICO Y ESTIMACIÓN DE LA SUPERFICIE ÚTIL TOTAL

NOM_DEMARCACION	NOMBRE MASA DE AGUA (EMBALSE_ID)	GRADO TRÓFICO	SUPERFICIE UTIL TOTAL DEL EMBALSE - 1ª ESTIMACIÓN (ha)	SUPERFICIE POTENCIAL INSTALACIÓN FV - 1º ESTIMACION (ha)
DUERO	Embalse de San José	Eutrófico	90,2	13,5
DUERO	Azud de Riobos	Eutrófico	265,9	39,9
DUERO	Embalses de Castro de las Cogotas y Fuentes Claras	Eutrófico	269,5	40,4
EBRO	Embalse de Moneva	Eutrófico	52,0	7,8
EBRO	Embalse de El Val	Eutrófico	100,3	15,0
EBRO	Embalse de Cueva Foradada	Eutrófico	155,8	23,4
EBRO	Embalse de Oliana	Eutrófico	285,0	42,8
EBRO	Embalse de Lechago (en construcción)	Eutrófico	297,8	44,7
EBRO	Embalse de Gallipué	Mesotrófico	16,3	0,8
EBRO	Embalse de Guimets	Mesotrófico	62,4	3,1
EBRO	Embalse de La Tranquera	Mesotrófico	304,0	15,2
EBRO	Embalse de La Sotonera	Mesotrófico	632,4	31,6
EBRO	Embalse de Itoiz	Mesotrófico	744,3	37,2
EBRO	Embalse de Rialb	Mesotrófico	1276,7	63,8
EBRO	Embalse del Ebro	Mesotrófico	4299,4	215,0
EBRO	Embalse de Lanuza	Sin dato	78,4	Grado Trófico no definido (a definir por solicitante)
EBRO	Embalse de Búbal	Sin dato	215,5	Grado Trófico no definido (a definir por solicitante)
EBRO	Embalse de El Grado	Sin dato	967,2	Grado Trófico no definido (a definir por solicitante)

EBRO	Embalse de Montearagón	Sin dato	198,9	Grado Trófico no definido (a definir por solicitante)
EBRO	Embalse de Ardisa	Sin dato	93,6	Grado Trófico no definido (a definir por solicitante)
EBRO	La Estanca de Alcañi	Sin dato	252,3	Grado Trófico no definido (a definir por solicitante)
EBRO	San Salvador.	Sin dato	6,7	Grado Trófico no definido (a definir por solicitante)
GUADALQUIVIR	Embalse de Cerro Muriano	Eutrófico	33,3	5,0
GUADALQUIVIR	Embalse de Sierra Boyera	Eutrófico	349,2	52,4
GUADALQUIVIR	Embalse de Retortillo	Eutrófico	397,6	59,6
GUADALQUIVIR	Embalse de Arenoso	Eutrófico	536,6	80,5
GUADALQUIVIR	Embalse de Guadalmellato y derivación	Eutrófico	542,7	81,4
GUADALQUIVIR	Embalse de San Rafael de Navallana	Eutrófico	570,2	85,5
GUADALQUIVIR	Embalse de Huesna	Eutrófico	789,9	118,5
GUADALQUIVIR	Embalse de Guadalén	Eutrófico	1009,7	151,4
GUADALQUIVIR	Embalse de Puente Nuevo	Eutrófico	1412,1	211,8
GUADALQUIVIR	Derivación del embalse de Retortillo	Mesotrófico	36,7	1,8
GUADALQUIVIR	Embalse de Martin Gonzalo	Mesotrófico	89,2	4,5
GUADALQUIVIR	Embalse de Cubillas	Mesotrófico	129,2	6,5
GUADALQUIVIR	Embalse Víboras	Mesotrófico	146,7	7,3
GUADALQUIVIR	Embalse de Puebla de Cazalla	Mesotrófico	227,1	11,4
GUADALQUIVIR	Embalse Montoro III	Mesotrófico	309,0	15,4
GUADALQUIVIR	Embalse de Jose Torán	Mesotrófico	473,3	23,7
GUADALQUIVIR	Embalse de las Yeguas	Mesotrófico	577,9	28,9
GUADALQUIVIR	Embalse de Aracena	Mesotrófico	653,8	32,7
GUADALQUIVIR	Embalses Bembézar y Hornachuelos	Mesotrófico	899,4	45,0
GUADALQUIVIR	Embalses de Jándula y Encinarejo	Mesotrófico	1079,4	54,0

GUADALQUIVIR	Embalse de Giribaile	Mesotrófico	1571,2	78,6
GUADALQUIVIR	Embalse Torre del Águila	Sin dato	741,4	Grado Trófico no definido (a definir por solicitante)
GUADALQUIVIR	Embalse Puente de la Cerrada	Sin dato	103,2	Grado Trófico no definido (a definir por solicitante)
GUADALQUIVIR	Embalse Siles	Sin dato	269,2	Grado Trófico no definido (a definir por solicitante)
GUADIANA	Embalse de La Colada	Eutrófico	370,3	55,5
GUADIANA	Embalse de Cornalbo	Hipereutrófico	51,1	10,2
GUADIANA	Embalse de Montijo	Hipereutrófico	303,1	60,6
GUADIANA	Embalse del Alcollarín	Hipereutrófico	391,8	78,4
GUADIANA	Embalse de la Vega del Jabalón	Hipereutrófico	432,2	86,4
GUADIANA	Embalse de Villar del Rey	Hipereutrófico	884,0	176,8
GUADIANA	Embalse de La Serena	Hipereutrófico	9595,8	1919,2
GUADIANA	Embalse de Proserpina	Mesotrófico	40,4	2,0
GUADIANA	Embalse de Tentudia	Mesotrófico	45,8	2,3
GUADIANA	Embalse del Río Ruecas	Mesotrófico	257,0	12,8
GUADIANA	Embalse de Villalba de Los Barros	Mesotrófico	648,8	32,4
GUADIANA	Embalse de García de Sola	Mesotrófico	2476,9	123,8
GUADIANA	Embalse de Orellana	Mesotrófico	3576,8	178,8
GUADIANA	Embalse del Cancho del Fresno	Sin dato	70,0	Grado Trófico no definido (a definir por solicitante)
GUADIANA	Embalse de Valdecaballeros	Sin dato	121,7	Grado Trófico no definido (a definir por solicitante)
GUADIANA	Embalse Azud del Río Ruecas	Sin dato	24,3	Grado Trófico no definido (a definir por solicitante)
GUADIANA	Embalse del Cubilar	Sin dato	85,2	Grado Trófico no definido (a definir por solicitante)

GUADIANA	Embalse de Horno Tejero	Sin dato	188,8	Grado Trófico no definido (a definir por solicitante)
GUADIANA	Embalse de Gasset	Sin dato	485,4	Grado Trófico no definido (a definir por solicitante)
GUADIANA	Embalse de El Vicario	Sin dato	712,9	Grado Trófico no definido (a definir por solicitante)
GUADIANA	Embalse del Puerto de Vallehermoso	Sin dato	83,8	Grado Trófico no definido (a definir por solicitante)
GUADIANA	Embalse de la Cabezuela	Sin dato	398,6	Grado Trófico no definido (a definir por solicitante)
GUADIANA	Embalse del Zújar	Sin dato	1002,1	Grado Trófico no definido (a definir por solicitante)
GUADIANA	Embalse de Torre de Abraham	Sin dato	865,2	Grado Trófico no definido (a definir por solicitante)
GUADIANA	Embalse de Los Canchales	Sin dato	447,1	Grado Trófico no definido (a definir por solicitante)
GUADIANA	Embalse de Alange	Sin dato	2569,8	Grado Trófico no definido (a definir por solicitante)
GUADIANA	Embalse de El Boquerón	Sin dato	72,7	Grado Trófico no definido (a definir por solicitante)
GUADIANA	Embalse del Búrdalo	Sin dato	763,6	Grado Trófico no definido (a definir por solicitante)
JUCAR	E. Beniarrés	Eutrófico	157,0	23,5
JUCAR	E. Bellús	Eutrófico	427,9	64,2
JUCAR	E. Regajo	Mesotrófico	44,7	2,2
JUCAR	E. Forata	Mesotrófico	140,8	7,0
JUCAR	E. M ^a Cristina	Mesotrófico	191,5	9,6
JUCAR	E. Algar	Sin dato	66,2	Grado Trófico no definido (a definir por solicitante)
MIÑO-SIL	Embalse de Vilasouto	Hipereutrófico	74,5	14,9

SEGURA	Embalse de Puentes	Eutrófico	222,1	33,3
SEGURA	Embalse de Argos	Mesotrófico	64,9	3,2
SEGURA	Embalse de Santomera	Mesotrófico	89,9	4,5
SEGURA	Embalse de Camarillas	Mesotrófico	180,4	9,0
SEGURA	Embalse de Valdeinfierno	Sin dato	146,1	Grado Trófico no definido (a definir por solicitante)
TAJO	Embalse Aulencia	Eutrófico	4,8	0,7
TAJO	Embalse del Rey	Eutrófico	10,2	1,5
TAJO	Embalse Picadas	Eutrófico	54,2	8,1
TAJO	Embalse Baños	Eutrófico	143,7	21,6
TAJO	Embalse Rivera de Gata	Eutrófico	218,8	32,8
TAJO	Embalse Jerte	Eutrófico	318,8	47,8
TAJO	Embalse El Pardo	Eutrófico	359,0	53,9
TAJO	Embalse Borbollón	Eutrófico	660,4	99,1
TAJO	Embalse Finisterre	Eutrófico	854,3	128,1
TAJO	Embalse Arroyo de la Luz	Hipereutrófico	48,9	9,8
TAJO	Embalse Casar de Cáceres	Hipereutrófico	56,1	11,2
TAJO	Embalse El Castro	Hipereutrófico	66,1	13,2
TAJO	Embalse Cazalegas	Hipereutrófico	195,1	39,0
TAJO	Embalse Navalcán	Hipereutrófico	605,2	121,0
TAJO	Embalse Rosarito	Hipereutrófico	876,9	175,4
TAJO	Embalse Pálmaces	Mesotrófico	175,7	8,8
TAJO	Embalse Valdeobispo	Mesotrófico	239,4	12,0
TAJO	Embalse Portaje	Mesotrófico	309,0	15,5
TAJO	Embalse San Juan	Mesotrófico	428,6	21,4
TAJO	Embalse El Burguillo	Mesotrófico	619,1	31,0

ANEXO II

ANALISIS ENERGÉTICO PVSYST

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Instalación Fotovoltaica Flotante

Este-Oeste 12°

Embalse de La Serena

Potencia del sistema: 18.98 MWp

Esparragosa de Lares - España



Proyecto: Flotating Solar

Variante: 12 grados inclinación

PVsyst V7.3.4

VC3, Fecha de simulación:
20/06/23 10:15
con v7.3.4

Resumen del proyecto

Sitio geográfico

Esparragosa de Lares
España

Situación

Latitud 38.91 °N
Longitud -5.41 °W
Altitud 327 m
Zona horaria UTC+1

Configuración del proyecto

Albedo 0.09

Datos meteo

Esparragosa de Lares
Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100% - Sintético

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red

Orientación campo FV

Planos fijos 2 orientaciones
Inclin./azimuts 12 / -90 °
12 / 90 °

Embalse de La Serena

Sombreados cercanos

Sin sombreados

Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

Información del sistema

Generador FV

Núm. de módulos 31632 unidades
Pnom total 18.98 MWp

Inversores

Núm. de unidades 50 unidades
Pnom total 16.50 MWca
Proporción Pnom 1.150

Resumen de resultados

Energía producida 28368094 kWh/año Producción específica 1495 kWh/kWp/año Proporción rend. PR 85.97 %

Tabla de contenido

Portada	1
Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del horizonte	5
Resultados principales	6
Diagrama de pérdida	7
Gráficos predefinidos	8
Diagrama unifilar	10
Balance de emisiones de CO ₂	11



Proyecto: Flotating Solar

Variante: 12 grados inclinación

PVsyst V7.3.4

VC3, Fecha de simulación:
20/06/23 10:15
con v7.3.4

Parámetros generales

Sistema conectado a la red	Embalse de La Serena	
Orientación campo FV		
Orientación	Configuración de cobertizos	Modelos usados
Planos fijos 2 orientaciones	Sin escena 3D definida	Transposición Perez
Inclin./azimuts 12 / -90 °		Difuso Perez, Meteonorm
12 / 90 °		Circunsolar separado
Horizonte	Sombreados cercanos	Necesidades del usuario
Altura promedio 2.1 °	Sin sombreados	Carga ilimitada (red)

Características del generador FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Longi Solar	Fabricante	Huawei Technologies
Modelo	LR5-72HPH-600M	Modelo	SUN2000-330KTL-H1
(Definición de parámetros personalizados)		(Definición de parámetros personalizados)	
Unidad Nom. Potencia	600 Wp	Unidad Nom. Potencia	330 kWca
Número de módulos FV	31632 unidades	Número de inversores	50 unidades
Nominal (STC)	18.98 MWp	Potencia total	16500 kWca
Conjunto #1 - Este			
Orientación	#1	Número de inversores	25 unidades
Inclinación/Azimut	12/-90 °	Potencia total	8250 kWca
Número de módulos FV	15816 unidades	Voltaje de funcionamiento	550-1500 V
Nominal (STC)	9490 kWp	Proporción Pnom (CC:CA)	1.15
Módulos	659 Cadenas x 24 En series	Reparto de potencia en este inversor	
En cond. de funcionam. (50°C)			
Pmpp	8711 kWp		
U mpp	958 V		
I mpp	9092 A		
Conjunto #2 - Oeste			
Orientación	#2	Número de inversores	25 unidades
Inclinación/Azimut	12/90 °	Potencia total	8250 kWca
Número de módulos FV	15816 unidades	Voltaje de funcionamiento	550-1500 V
Nominal (STC)	9490 kWp	Proporción Pnom (CC:CA)	1.15
Módulos	659 Cadenas x 24 En series	Reparto de potencia en este inversor	
En cond. de funcionam. (50°C)			
Pmpp	8711 kWp		
U mpp	958 V		
I mpp	9092 A		
Potencia FV total		Potencia total del inversor	
Nominal (STC)	18979 kWp	Potencia total	16500 kWca
Total	31632 módulos	Número de inversores	50 unidades
Área del módulo	81713 m²	Proporción Pnom	1.15



Proyecto: Flotating Solar

Variante: 12 grados inclinación

PVsyst V7.3.4

VC3, Fecha de simulación:
20/06/23 10:15
con v7.3.4

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de suciedad del conjunto

Frac. de pérdida 1.5 %

Factor de pérdida térmica

Temperatura módulo según irradiancia

Uc (const) 50.0 W/m²K

Uv (viento) 0.9 W/m²K/m/s

LID - Degradación Inducida por Luz

Frac. de pérdida 1.3 %

Pérdida de calidad módulo

Frac. de pérdida -0.3 %

Pérdidas de desajuste de módulo

Frac. de pérdida 0.1 % en MPP

Pérdidas de desajuste de cadenas

Frac. de pérdida 0.2 %

Factor de pérdida IAM

Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario

0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000

Pérdidas de cableado CC

Res. de cableado global 0.39 mΩ

Frac. de pérdida 0.7 % en STC

Conjunto #1 - Este

Res. conjunto global 1.2 mΩ

Frac. de pérdida 1.0 % en STC

Conjunto #2 - Oeste

Res. conjunto global 0.58 mΩ

Frac. de pérdida 0.5 % en STC

Pérdidas de cableado CA

Línea de salida del inv. hasta transfo MV

Voltaje inversor 800 Vca tri

Frac. de pérdida 0.97 % en STC

Inversor: SUN2000-330KTL-H1

Sección cables (25 Inv.) Alu 25 x 3 x 185 mm²

Longitud media de los cables 25 m

Inversor: SUN2000-330KTL-H1

Sección cables (25 Inv.) Alu 25 x 3 x 240 mm²

Longitud media de los cables 220 m

Línea MV hasta inyección

Voltaje MV 11 kV

Promedio de cada inversor

Cables Alu 3 x 400 mm²

Longitud 2050 m

Frac. de pérdida 0.50 % en STC

Pérdidas de CA en transformadores

Transfo MV

Voltaje medio 11 kV

Transformador desde hojas de datos

Potencia nominal 3300 kVA

Iron Loss 27.50 kVA

Fracción de pérdida de hierro 0.83 % de PNom

Pérdida de cobre 2.20 kVA

Fracción de pérdida de cobre 0.07 % en PNom

Resistencia equivalente de bobinas 3 x 0.13 mΩ

Pérdidas operativas en STC (sistema completo)

Nótese bien. Transformadores MV idénticos 5

Potencia nominal en STC 18.79 MVA

Pérdida de hierro 137.50 kVA

Fracción de pérdida de hierro 0.73 % en STC

Pérdida de cobre 14.26 kVA

Fracción de pérdida de cobre 0.08 % en STC



PVsyst V7.3.4

VC3, Fecha de simulación:
20/06/23 10:15
con v7.3.4

Definición del horizonte

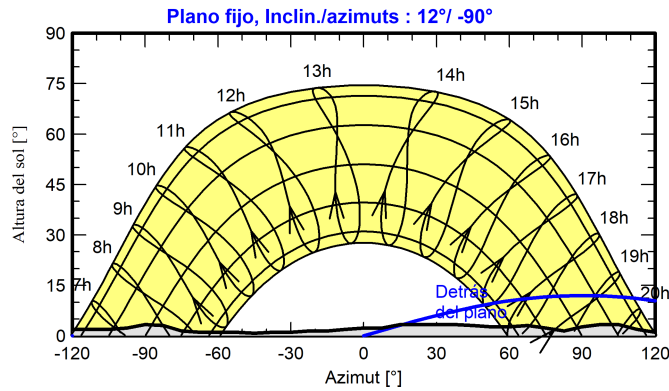
Horizon from PVGIS website API, Lat=38°54'37', Long=-5°24'36', Alt=327m

Altura promedio	2.1 °	Factor Albedo	0.89
Factor difuso	0.99	Fracción de albedo	100 %

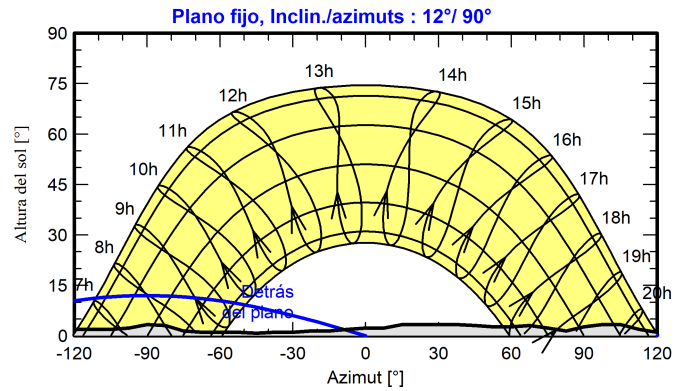
Perfil del horizonte

Azimut [°]	-180	-173	-165	-158	-143	-135	-128	-120	-105	-98	-90
Altura [°]	1.5	3.1	3.4	3.1	3.1	2.3	1.5	1.9	1.9	2.3	3.4
Azimut [°]	-83	-75	-68	-53	-45	-38	-30	-23	-15	-8	0
Altura [°]	3.1	1.5	1.1	1.1	0.8	1.1	1.1	1.5	1.5	1.9	2.3
Azimut [°]	8	15	38	45	53	60	68	75	83	90	98
Altura [°]	2.3	3.4	3.4	3.1	2.7	2.7	3.1	2.3	1.5	2.7	3.4
Azimut [°]	105	113	120	128	135	143	150	165	173	180	
Altura [°]	3.4	1.9	1.1	0.8	0.4	0.4	1.1	1.1	0.8	1.5	

Recorridos solares (diagrama de altura / azimut)
Orientación #1



Orientación #2





PVsyst V7.3.4

VC3, Fecha de simulación:
20/06/23 10:15
con v7.3.4

Gráficos predefinidos

Temperatura del conjunto vs irradiancia efectiva

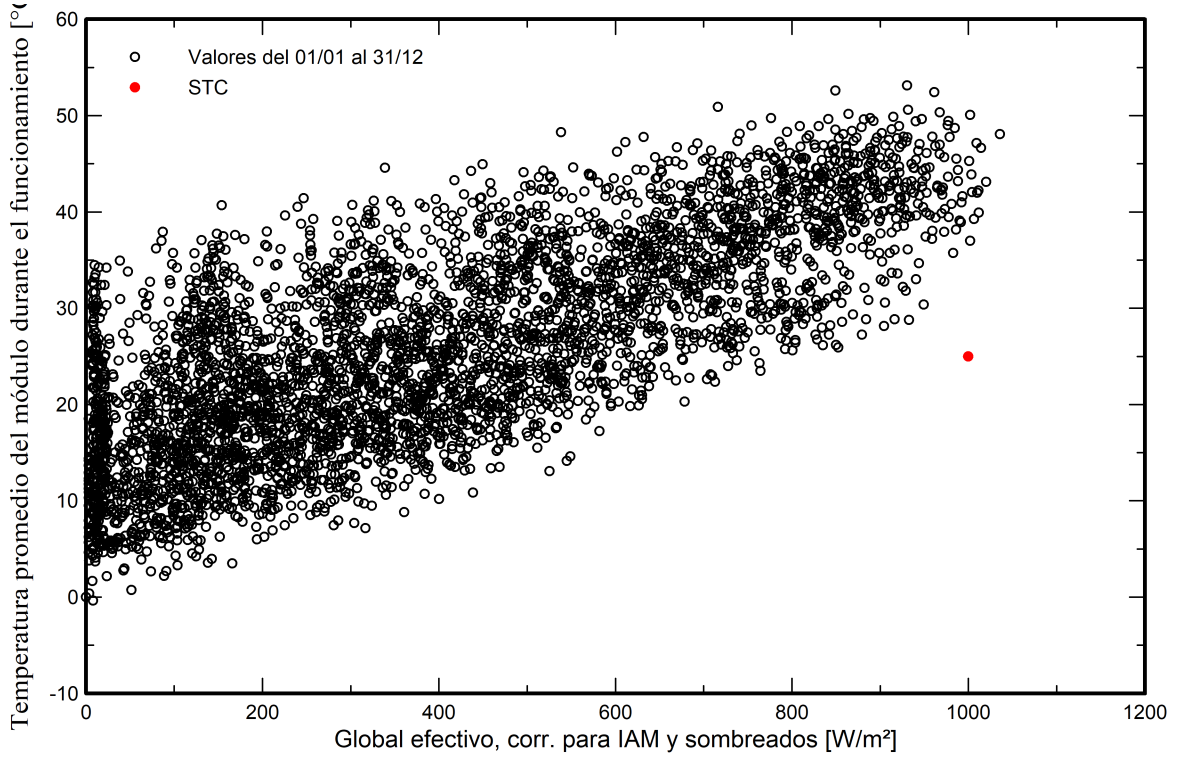
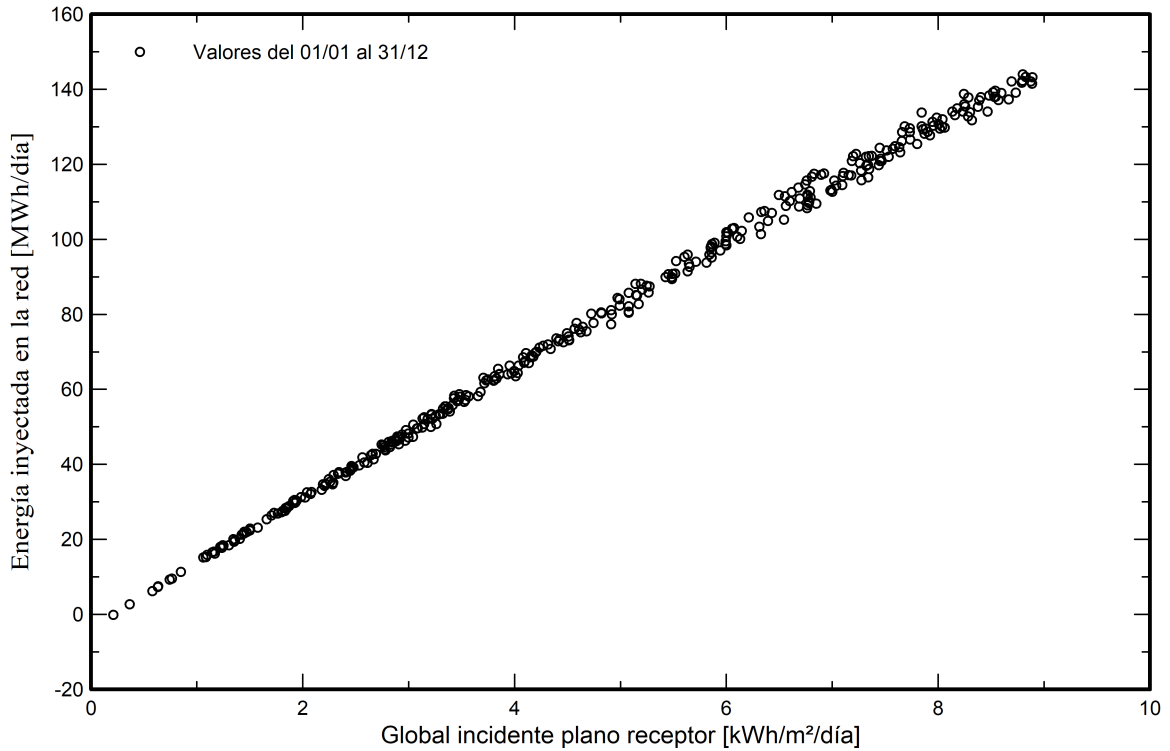


Diagrama entrada/salida diaria





Proyecto: Flotating Solar

Variante: 12 grados inclinación

PVsyst V7.3.4

VC3, Fecha de simulación:
20/06/23 10:15
con v7.3.4

Resultados principales

Producción del sistema

Energía producida 28368094 kWh/año Producción específica 1495 kWh/kWp/año
Proporción rend. PR 85.97 %

Evaluación económica

Inversión

Global 12.762.965.39 EUR
Específico 0.67 EUR/Wp

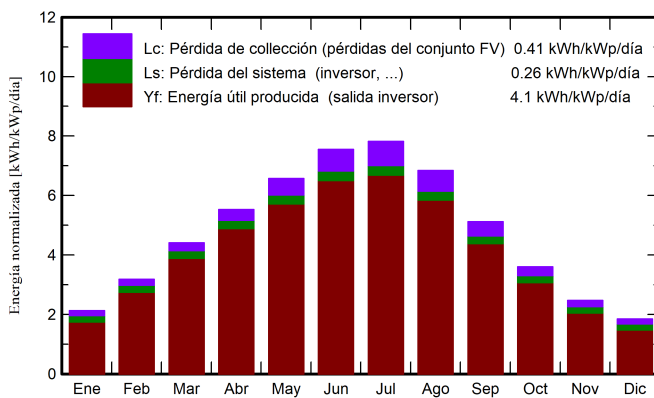
Costo anual

Anualidades 510.518.62 EUR/año
Costos de func. 255.047.03 EUR/año
Período de recuperación 7.9 años

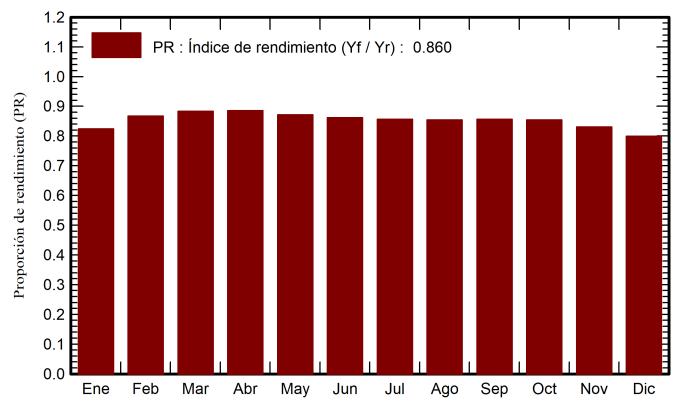
LCOE

Costo energético 0.04 EUR/kWh

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR proporción
Enero	66.5	26.11	8.21	65.9	61.0	1155435	1031780	0.825
Febrero	89.9	35.60	9.72	89.0	83.9	1586844	1464208	0.867
Marzo	138.2	53.00	12.97	136.7	130.7	2440575	2291663	0.883
Abril	167.5	62.86	15.19	165.7	159.2	2943561	2784806	0.885
Mayo	206.2	74.79	19.79	203.6	196.3	3540632	3366066	0.871
Junio	229.5	64.61	24.45	226.6	219.0	3888998	3707728	0.862
Julio	245.5	57.35	27.11	242.3	234.4	4126497	3936408	0.856
Agosto	214.3	54.10	27.31	212.2	204.6	3618137	3442566	0.855
Septiembre	155.2	51.94	23.39	153.6	147.1	2646782	2495512	0.856
Octubre	112.9	42.67	18.35	111.7	106.1	1948852	1809993	0.854
Noviembre	74.7	29.63	11.91	74.2	68.9	1291530	1168131	0.830
Diciembre	57.9	24.01	8.83	57.3	52.6	990765	869233	0.800
Año	1758.3	576.67	17.31	1738.7	1663.8	30178608	28368094	0.860

Leyendas

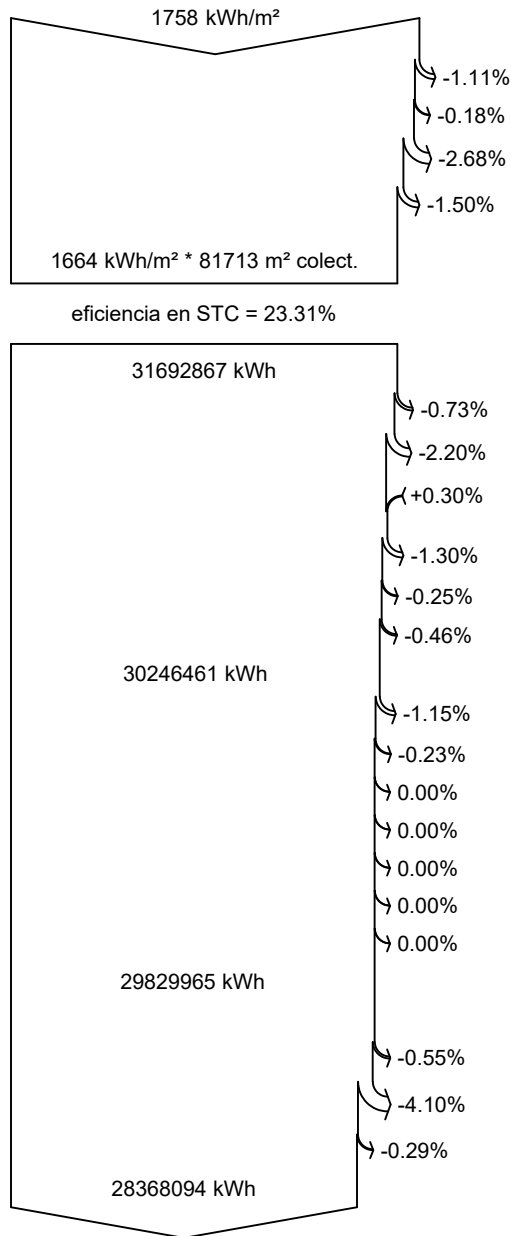
GlobHor Irradiación horizontal global EArray Energía efectiva a la salida del conjunto
 DiffHor Irradiación difusa horizontal E_Grid Energía inyectada en la red
 T_Amb Temperatura ambiente PR Proporción de rendimiento
 GlobInc Global incidente plano receptor
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados



PVsyst V7.3.4

VC3, Fecha de simulación:
20/06/23 10:15
con v7.3.4

Diagrama de pérdida



Irradiación horizontal global

Global incidente plano receptor

Sombreados lejanos / Horizonte

Factor IAM en global

Factor de pérdida de suciedad

Irradiancia efectiva en colectores

Conversión FV

Conjunto de energía nominal (con efic. STC)

Pérdida FV debido al nivel de irradiancia

Pérdida FV debido a la temperatura.

Pérdida calidad de módulo

LID - Degradación inducida por luz

Pérdidas de desajuste, módulos y cadenas

Pérdida óhmica del cableado

Energía virtual del conjunto en MPP

Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)

Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal

Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima

Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal

Pérdida del inversor debido al umbral de potencia

Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje

Consumo nocturno

Energía disponible en la salida del inversor

Pérdidas óhmicas CA

Pérdida de transfo de voltaje medio

Pérdida óhmica de línea MV

Energía inyectada en la red

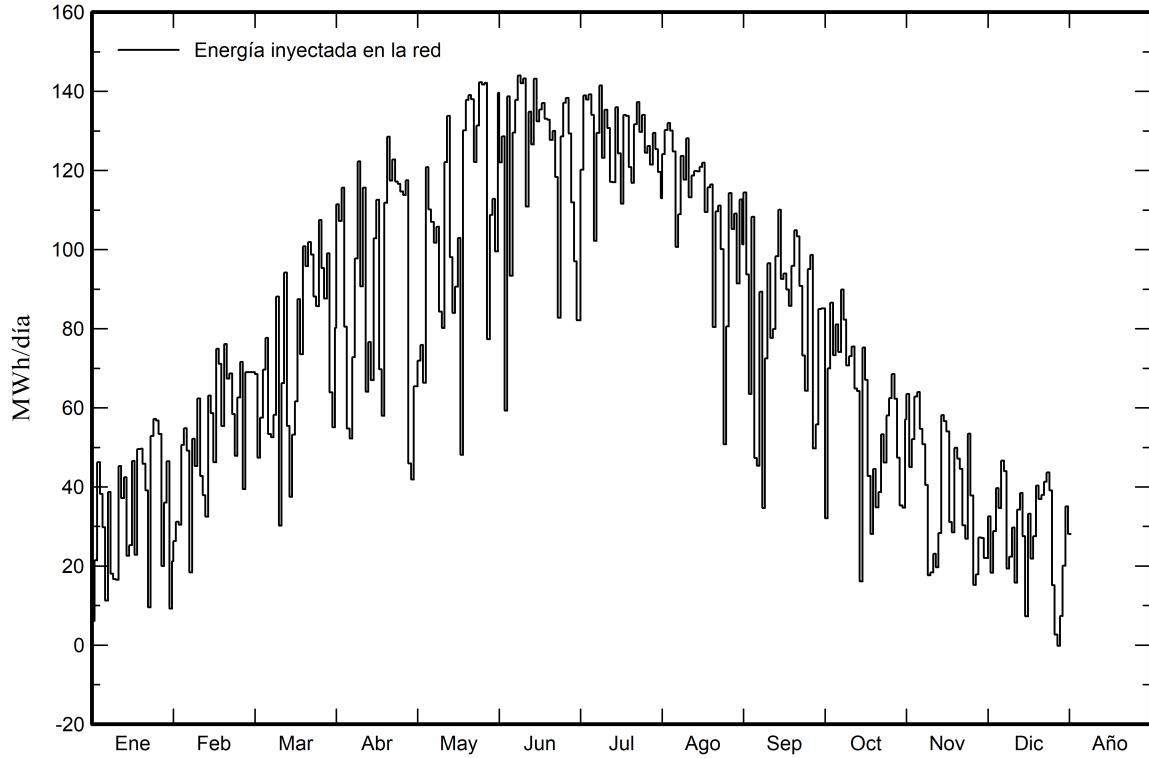


PVsyst V7.3.4

VC3, Fecha de simulación:
20/06/23 10:15
con v7.3.4

Gráficos predefinidos

Energía diaria a la salida del sistema



Distribución de potencia de salida del sistema

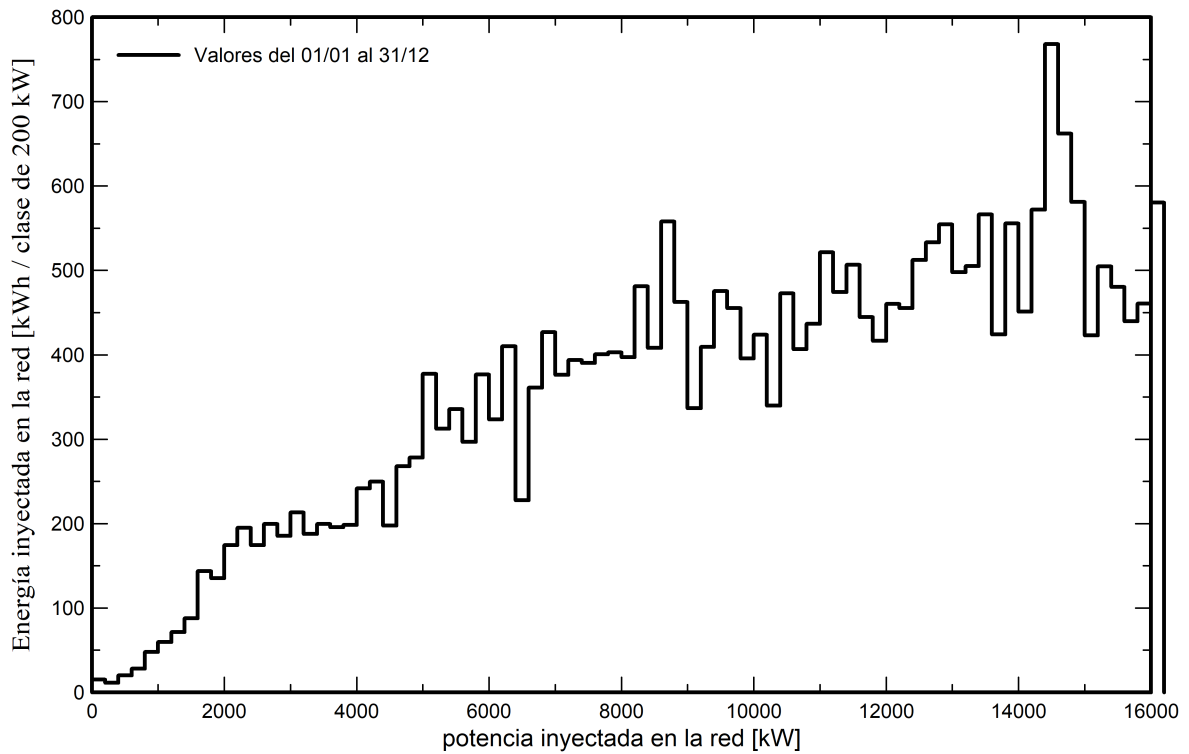
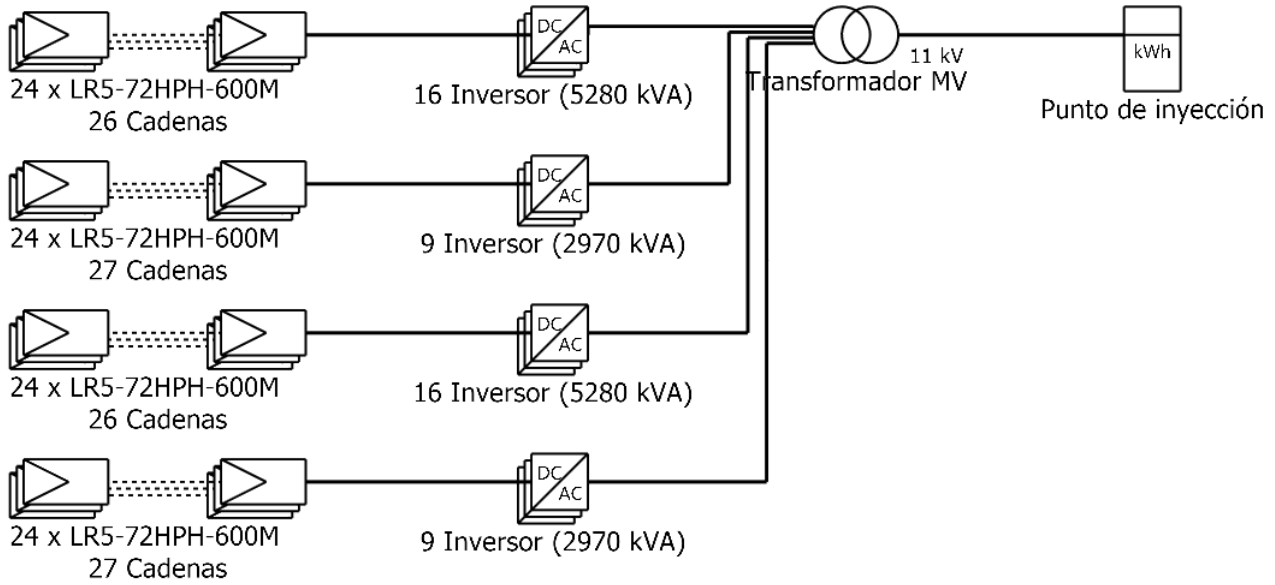




Diagrama unifilar

PVsyst V7.3.4

VC3, Fecha de simulación:
20/06/23 10:15
con v7.3.4



Módulo FV	LR5-72HPH-600M
Inversor	SUN2000-330KTL-H1
Cadena	24 x LR5-72HPH-600M

Flotating Solar

VC3 : 12 grados inclinación

30/06/23



PVsyst V7.3.4

VC3, Fecha de simulación:
20/06/23 10:15
con v7.3.4

Balance de emisiones de CO₂

Total: -30841.5 tCO₂

Emisiones generadas

Total: 30841.45 tCO₂

Fuente: Cálculo detallado de la siguiente tabla

Emisiones reemplazadas

Total: 0.0 tCO₂

Sistema de producción: 28368.09 MWh/año

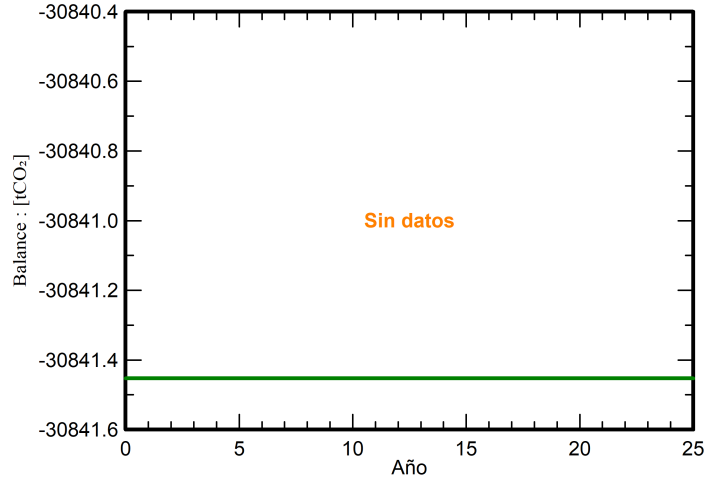
Emisiones del ciclo de vida de la red: 0 gCO₂/kWh

Fuente: Valor personalizado suministrado por el usuario

Toda la vida: 25 años

Degradación anual: 0.4 %

Emisión de CO₂ ahorrada vs tiempo



Detalles de emisiones del ciclo de vida del sistema

Artículo	LCE	Cantidad	Subtotal [kgCO ₂]
Módulos	1713 kgCO ₂ /kWp	17250 kWp	29544420
Soportes	4.40 kgCO ₂ /kg	287500 kg	1265633
Inversores	436 kgCO ₂ /unidades	72.0 unidades	31401

ANEXO III

COSTE DE INVERSIÓN

Descripción	Unidades	Precio unitario	Total
MÓDULOS Y ESTRUCTURA			
LONGi LR5 -72HPH-600	31632	114	3.606.048,00 €
Hydrelío AIR	31632	72	2.277.504,00 €
INVERSORES			
Inversor Huawei SUN2000 330KTL-H1	50	8.417,10 €	420.855,00 €
OTROS COMPONENTES			
Cableado	1	189.792,00 €	189.792,00 €
Pararrayos	1	6.000,00 €	6.000,00 €
Transformador	5	100.000,00 €	500.000,00 €
SmartLogger	1	954,80 €	954,80 €
Estación meteorológica	2	10.000,00 €	20.000,00 €
SCADA	1	50.000,00 €	50.000,00 €
ESTUDIOS Y ANÁLISIS			
Ingeniería	1	30.000,00 €	30.000,00 €
Permisos y tarifas	1	5.000,00 €	5.000,00 €
INSTALACIÓN			
Montaje módulos	31632	111,00 €	3.511.152,00 €
Montaje inversores	50	7.591,68 €	379.584,00 €
Conexión a la red	1	284.688,00 €	284.688,00 €
SEGUROS	1	11.387,52 €	11.387,52 €
IVA	-	-	1.470.000,00 €
TOTAL			12.762.965,39 €

COSTES DE OPERACIÓN (OPEX)

Descripción	Coste anual
MANTENIMIENTO	
Provisión reemplazo inversores	21.042,75 €
Provisión reemplazo módulos	21.042,75 €
Limpieza	94.896,00 €
Reparaciones	6000,00 €
Salarios	39.085,50 €
SEGUROS	17.000,00 €
TOTAL	199.067,00 €

ANEXO IV

AÑO	INGRESOS	OPEX	IMPUESTO GENERACIÓN ELÉCTRICA	EBITDA	AMORTIZACIÓN	EBIT	CUOTA BANCO	INTERÉS BANCO	IMPUESTOS	BENEFICIOS NETO	FLUJO OPERATIVO
0	- 12.762.965,39 €										- 2.552.593,08 €
1	2.702.371,69 €	199.067,00 €	189.166,02 €	2.314.138,67 €	1.276.296,54 €	1.037.842,13 €	1.322.289,93 €	66.114,50 €	259.460,53 €	- 610.022,82 €	732.388,21 €
2	2.095.713,92 €	199.067,00 €	146.699,97 €	1.749.946,95 €	1.276.296,54 €	473.650,41 €	1.322.289,93 €	66.114,50 €	118.412,60 €	- 1.033.166,61 €	309.244,42 €
3	1.836.851,34 €	199.067,00 €	128.579,59 €	1.509.204,75 €	1.276.296,54 €	232.908,21 €	1.322.289,93 €	66.114,50 €	58.227,05 €	- 1.213.723,27 €	128.687,77 €
4	1.607.745,88 €	199.067,00 €	112.542,21 €	1.296.136,67 €	1.276.296,54 €	19.840,13 €	1.322.289,93 €	66.114,50 €	4.960,03 €	- 1.373.524,32 €	- 31.113,29 €
5	1.387.346,10 €	199.067,00 €	97.114,23 €	1.091.164,87 €	1.276.296,54 €	- 185.131,67 €	1.322.289,93 €	66.114,50 €	- €	- 1.573.536,09 €	- 231.125,06 €
6	1.270.428,02 €	199.067,00 €	88.929,96 €	982.431,06 €	1.276.296,54 €	- 293.865,48 €	1.322.289,93 €	66.114,50 €	- €	- 1.682.269,90 €	- 339.858,86 €
7	1.232.480,17 €	199.067,00 €	86.273,61 €	947.139,56 €	1.276.296,54 €	- 329.156,98 €	1.322.289,93 €	66.114,50 €	- €	- 1.717.561,40 €	- 375.150,37 €
8	1.196.179,52 €	199.067,00 €	83.732,57 €	913.379,96 €	1.276.296,54 €	- 362.916,58 €	1.322.289,93 €	66.114,50 €	- €	- 1.751.321,00 €	- 408.909,97 €
9	1.164.225,03 €	199.067,00 €	81.495,75 €	883.662,27 €	1.276.296,54 €	- 392.634,26 €	1.322.289,93 €	66.114,50 €	- €	- 1.781.038,69 €	- 438.627,65 €
10	1.156.862,02 €	199.067,00 €	80.980,34 €	876.814,68 €	1.276.296,54 €	- 399.481,86 €	1.322.289,93 €	66.114,50 €	- €	- 1.787.886,29 €	- 445.475,25 €
11	1.152.234,57 €	199.067,00 €	80.656,42 €	872.511,15 €		872.511,15 €			218.127,79 €	654.383,36 €	654.383,36 €
12	1.147.625,63 €	199.067,00 €	80.333,79 €	868.224,84 €		868.224,84 €			217.056,21 €	651.168,63 €	651.168,63 €
13	1.143.035,13 €	199.067,00 €	80.012,46 €	863.955,67 €		863.955,67 €			215.988,92 €	647.966,75 €	647.966,75 €
14	1.138.462,99 €	199.067,00 €	79.692,41 €	859.703,58 €		859.703,58 €			214.925,89 €	644.777,68 €	644.777,68 €
15	1.133.909,14 €	199.067,00 €	79.373,64 €	855.468,50 €		855.468,50 €			213.867,12 €	641.601,37 €	641.601,37 €
16	1.129.373,50 €	199.067,00 €	79.056,14 €	851.250,35 €		851.250,35 €			212.812,59 €	638.437,77 €	638.437,77 €
17	1.124.856,00 €	199.067,00 €	78.739,92 €	847.049,08 €		847.049,08 €			211.762,27 €	635.286,81 €	635.286,81 €
18	1.120.356,58 €	199.067,00 €	78.424,96 €	842.864,62 €		842.864,62 €			210.716,16 €	632.148,47 €	632.148,47 €
19	1.115.875,15 €	199.067,00 €	78.111,26 €	838.696,89 €		838.696,89 €			209.674,22 €	629.022,67 €	629.022,67 €
20	1.111.411,65 €	199.067,00 €	77.798,82 €	834.545,84 €		834.545,84 €			208.636,46 €	625.909,38 €	625.909,38 €
21	1.106.966,01 €	199.067,00 €	77.487,62 €	830.411,39 €		830.411,39 €			207.602,85 €	622.808,54 €	622.808,54 €
22	1.102.538,14 €	199.067,00 €	77.177,67 €	826.293,47 €		826.293,47 €			206.573,37 €	619.720,10 €	619.720,10 €
23	1.098.127,99 €	199.067,00 €	76.868,96 €	822.192,03 €		822.192,03 €			205.548,01 €	616.644,02 €	616.644,02 €
24	1.093.735,48 €	199.067,00 €	76.561,48 €	818.107,00 €		818.107,00 €			204.526,75 €	613.580,25 €	613.580,25 €
25	1.089.360,54 €	199.067,00 €	76.255,24 €	814.038,30 €		814.038,30 €			203.509,57 €	610.528,72 €	610.528,72 €

Tabla 28 - Flujo de caja FPV [65]

AÑO	INGRESOS	OPEX	IMPUESTO GENERACIÓN ELÉCTRICA	EBITDA	AMORTIZACIÓN	EBIT	CUOTA BANCO	INTERÉS BANCO	IMPUESTOS	BENEFICIOS NETO	FLUJO OPERATIVO
0	- 10.438.450,00 €										- 2.087.690,00 €
1	2.498.384,02 €	199.067,00 €	174.886,88 €	2.124.430,14 €	1.043.845,00 €	1.080.585,14 €	1.081.461,62 €	54.073,08 €	270.146,28 €	- 325.095,85 €	772.822,23 €
2	1.937.519,63 €	199.067,00 €	135.626,37 €	1.602.826,25 €	1.043.845,00 €	558.981,25 €	1.081.461,62 €	54.073,08 €	139.745,31 €	- 716.298,77 €	381.619,31 €
3	1.698.197,20 €	199.067,00 €	118.873,80 €	1.380.256,40 €	1.043.845,00 €	336.411,40 €	1.081.461,62 €	54.073,08 €	84.102,85 €	- 883.226,16 €	214.691,92 €
4	1.486.385,70 €	199.067,00 €	104.047,00 €	1.183.271,70 €	1.043.845,00 €	139.426,70 €	1.081.461,62 €	54.073,08 €	34.856,67 €	- 1.030.964,68 €	66.953,40 €
5	1.282.622,72 €	199.067,00 €	89.783,59 €	993.772,13 €	1.043.845,00 €	- 50.072,87 €	1.081.461,62 €	54.073,08 €	- €	- 1.185.607,58 €	- 87.689,50 €
6	1.174.530,17 €	199.067,00 €	82.217,11 €	893.246,06 €	1.043.845,00 €	- 150.598,94 €	1.081.461,62 €	54.073,08 €	- €	- 1.286.133,65 €	- 188.215,57 €
7	1.139.446,80 €	199.067,00 €	79.761,28 €	860.618,52 €	1.043.845,00 €	- 183.226,48 €	1.081.461,62 €	54.073,08 €	- €	- 1.318.761,18 €	- 220.843,10 €
8	1.105.886,29 €	199.067,00 €	77.412,04 €	829.407,25 €	1.043.845,00 €	- 214.437,75 €	1.081.461,62 €	54.073,08 €	- €	- 1.349.972,45 €	- 252.054,37 €
9	1.076.343,87 €	199.067,00 €	75.344,07 €	801.932,80 €	1.043.845,00 €	- 241.912,20 €	1.081.461,62 €	54.073,08 €	- €	- 1.377.446,91 €	- 279.528,82 €
10	1.069.536,65 €	199.067,00 €	74.867,57 €	795.602,09 €	1.043.845,00 €	- 248.242,91 €	1.081.461,62 €	54.073,08 €	- €	- 1.383.777,62 €	- 285.859,54 €
11	1.065.258,51 €	199.067,00 €	74.568,10 €	791.623,41 €		791.623,41 €			197.905,85 €	593.717,56 €	593.717,56 €
12	1.060.997,47 €	199.067,00 €	74.269,82 €	787.660,65 €		787.660,65 €			196.915,16 €	590.745,49 €	590.745,49 €
13	1.056.753,48 €	199.067,00 €	73.972,74 €	783.713,74 €		783.713,74 €			195.928,44 €	587.785,31 €	587.785,31 €
14	1.052.526,47 €	199.067,00 €	73.676,85 €	779.782,62 €		779.782,62 €			194.945,65 €	584.836,96 €	584.836,96 €
15	1.048.316,36 €	199.067,00 €	73.382,15 €	775.867,22 €		775.867,22 €			193.966,80 €	581.900,41 €	581.900,41 €
16	1.044.123,10 €	199.067,00 €	73.088,62 €	771.967,48 €		771.967,48 €			192.991,87 €	578.975,61 €	578.975,61 €
17	1.039.946,61 €	199.067,00 €	72.796,26 €	768.083,34 €		768.083,34 €			192.020,84 €	576.062,51 €	576.062,51 €
18	1.035.786,82 €	199.067,00 €	72.505,08 €	764.214,74 €		764.214,74 €			191.053,69 €	573.161,06 €	573.161,06 €
19	1.031.643,67 €	199.067,00 €	72.215,06 €	760.361,62 €		760.361,62 €			190.090,40 €	570.271,21 €	570.271,21 €
20	1.027.517,10 €	199.067,00 €	71.926,20 €	756.523,90 €		756.523,90 €			189.130,98 €	567.392,93 €	567.392,93 €
21	1.023.407,03 €	199.067,00 €	71.638,49 €	752.701,54 €		752.701,54 €			188.175,38 €	564.526,15 €	564.526,15 €
22	1.019.313,40 €	199.067,00 €	71.351,94 €	748.894,46 €		748.894,46 €			187.223,62 €	561.670,85 €	561.670,85 €
23	1.015.236,15 €	199.067,00 €	71.066,53 €	745.102,62 €		745.102,62 €			186.275,65 €	558.826,96 €	558.826,96 €
24	1.011.175,20 €	199.067,00 €	70.782,26 €	741.325,94 €		741.325,94 €			185.331,48 €	555.994,45 €	555.994,45 €
25	1.007.130,50 €	199.067,00 €	70.499,14 €	737.564,37 €		737.564,37 €			184.391,09 €	553.173,28 €	553.173,28 €

Tabla 29 - Flujo de caja LPV [65]

ANEXO V

HOJAS DE CARACTERÍSTICAS

Hi-MO 6

Scientist

LR5-72HTH 585~600M

- Suitable for Distribution Market
- Simple design embodies modern style
- Highest efficiency with the best energy generation performance
- Better product warranty, better service

15

15-year Warranty for
Materials and Processing

25

25-year Warranty for Extra
Linear Power Output

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO9001:2015: ISO Quality Management System

ISO14001: 2015: ISO Environment Management System

ISO45001: 2018: Occupational Health and Safety

IEC62941: Guideline for module design qualification and type approval

LONGI



23.2%
MAX MODULE
EFFICIENCY

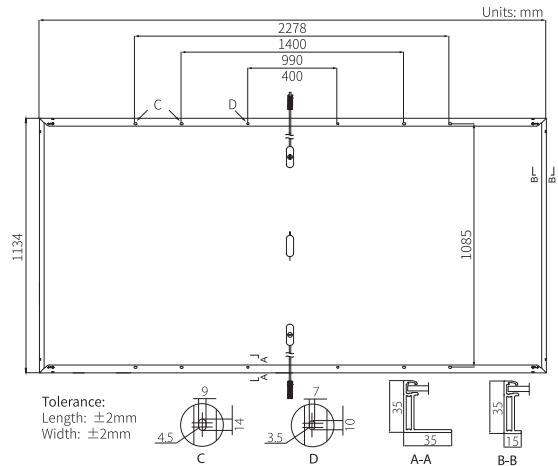
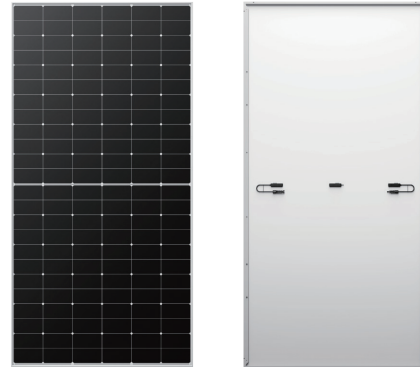
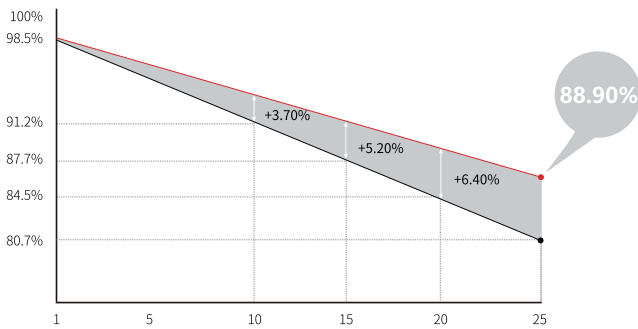
0~3%
POWER
TOLERANCE

<1.5%
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION

0.40%
YEAR 2-25
POWER DEGRADATION

Additional Value

25-Year Power Warranty



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	27.5kg
Dimension	2278×1134×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC

Electrical Characteristics

STC : AM1.5 1000W/m² 25°C

NOCT : AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s

Test uncertainty for Pmax: ±3%

Module Type	LR5-72HTH-585M		LR5-72HTH-590M		LR5-72HTH-595M		LR5-72HTH-600M	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	585	437	590	441	595	445	600	448
Open Circuit Voltage (Voc/V)	52.36	49.16	52.51	49.30	52.66	49.44	52.81	49.58
Short Circuit Current (Isc/A)	14.27	11.52	14.33	11.57	14.40	11.63	14.46	11.68
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	44.21	40.34	44.36	40.48	44.51	40.62	44.66	40.75
Current at Maximum Power (Imp/A)	13.24	10.84	13.31	10.90	13.37	10.97	13.44	11.00
Module Efficiency(%)	22.6		22.8		23.0		23.2	

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2 IEC Class C

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.230%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.290%/°C

Hydrelio® aiR

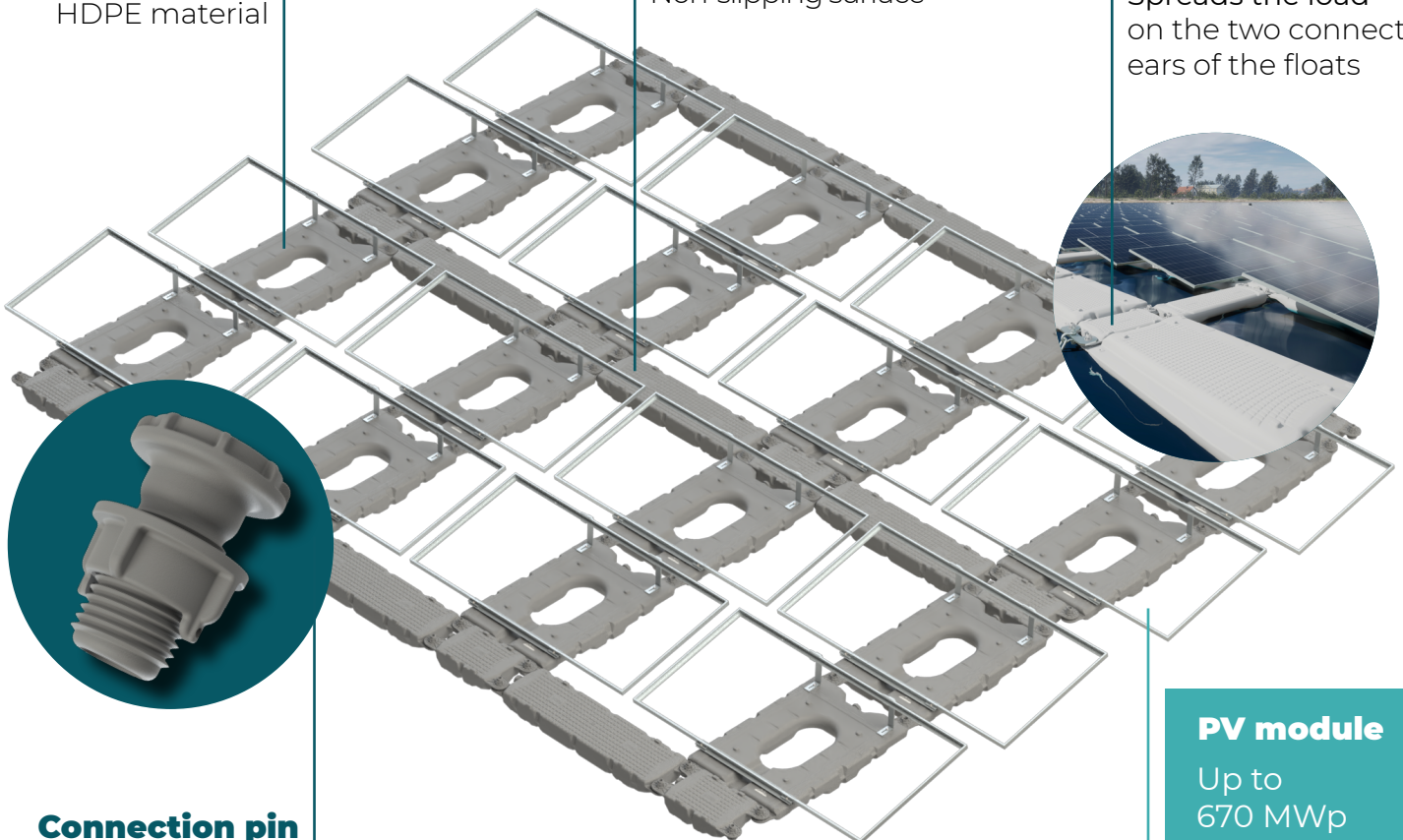
The Hydrelio® aiR system is declined for multiple areas and sites conditions. Based on your project's needs we will arrange the most suitable floating array design to match your site's conditions.

Main float
Supporting
the PV module
HDPE material

Secondary float
For maintenance
& Buoyancy
Non-slipping surface

Spreader bar
Enables the connection
of the mooring cables
with the solar island

Spreads the load
on the two connection
ears of the floats



Connection pin
Fiberglass & PP
material
Certification
NFT 58,000

PV module
Up to
670 MWp

Up to
20
years
warranty*

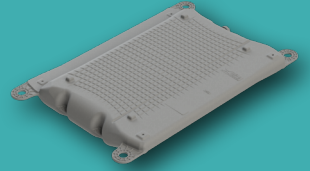
**Innovation
made
simple**

**Extension on demand*

BENEFITS

Lab-tested & field-proven

Hydrelio® aiR Optim



UV-stabilized HDPE material
Drinking water compliant
Resilience to extreme wind conditions



Designed and supplied with anchoring systems
Swift and simple assembly
Safe and easy O&M



Reduces evaporation
Preserves existing ecosystems
Easy decommissioning



Enhanced power production due to water's natural cooling effect on panels & cables



MARUOKA IKE: 710 KWp
Mie, JAPAN

245+
projects
installed

610+
MWp
installed
worldwide

30
countries
Hydrelio®
track-record

16
years
experience
in solar

PROXIMITY & QUALITY

13
Local
Offices

40+
Manufacturing
Lines

- ✕ Dedicated R&D department
- ✕ Adapted solutions per market requirements
- ✕ Agent & distributor network around the world

CONTACT US :  contact@cieletterre.net
 +33 (0)3 20 01 05 68
 www.ciel-et-terre.net

CIEL & TERRE
THE FLOATING SOLAR COMPANY

SUN2000-330KTL-H1

Smart String Inverter



Max. Efficiency $\geq 99.0\%$



Smart Self Clean Fan



Smart DC Connector Temperature Detect



Smart String Level Disconnection



28 High Accuracy String Current Detect



Support IV diagnosis

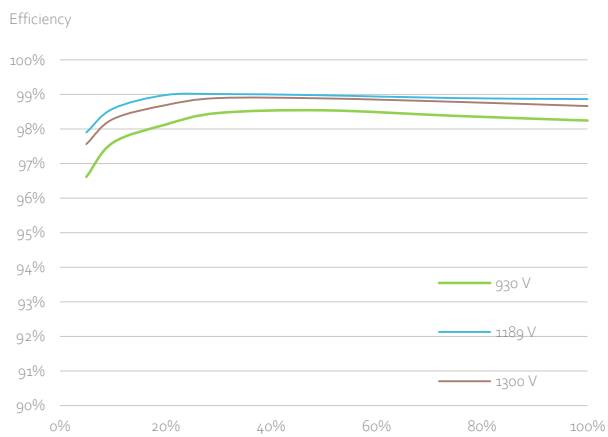


IP 66 protection

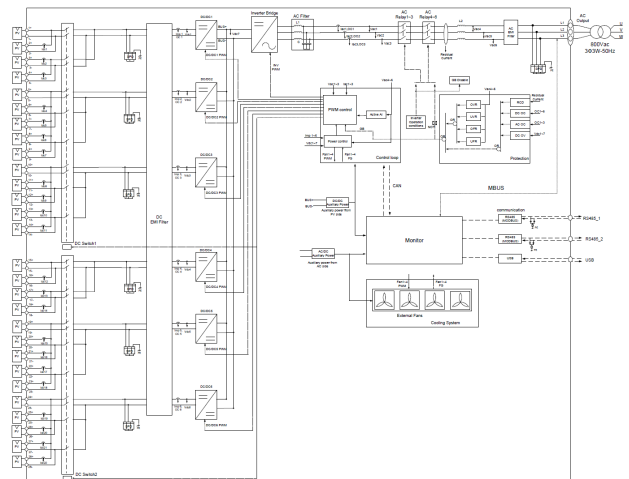


Surge Arresters for DC & AC

Efficiency Curve



Circuit Diagram

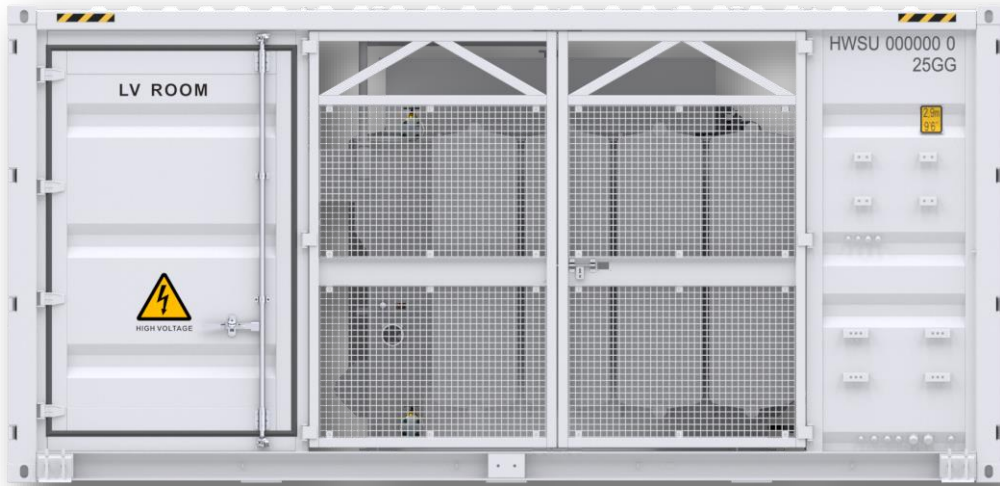


SUN2000-330KTL-H1
Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Smart String-Level Disconnect(SSLD)	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
AC Grounding Fault Protection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤112 kg
Operating Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP 66
Topology	Transformerless

JUPITER-3000K-H1 (Preliminary)

Smart Transformer Station



Simple

Prefabricated and Pre-tested, No Internal Cabling Needed Onsite
Compact 20' HC Container Design for Easy Transportation



Efficient

High Efficiency Transformer for Higher Yields
Lower Self-consumption for Higher Yields



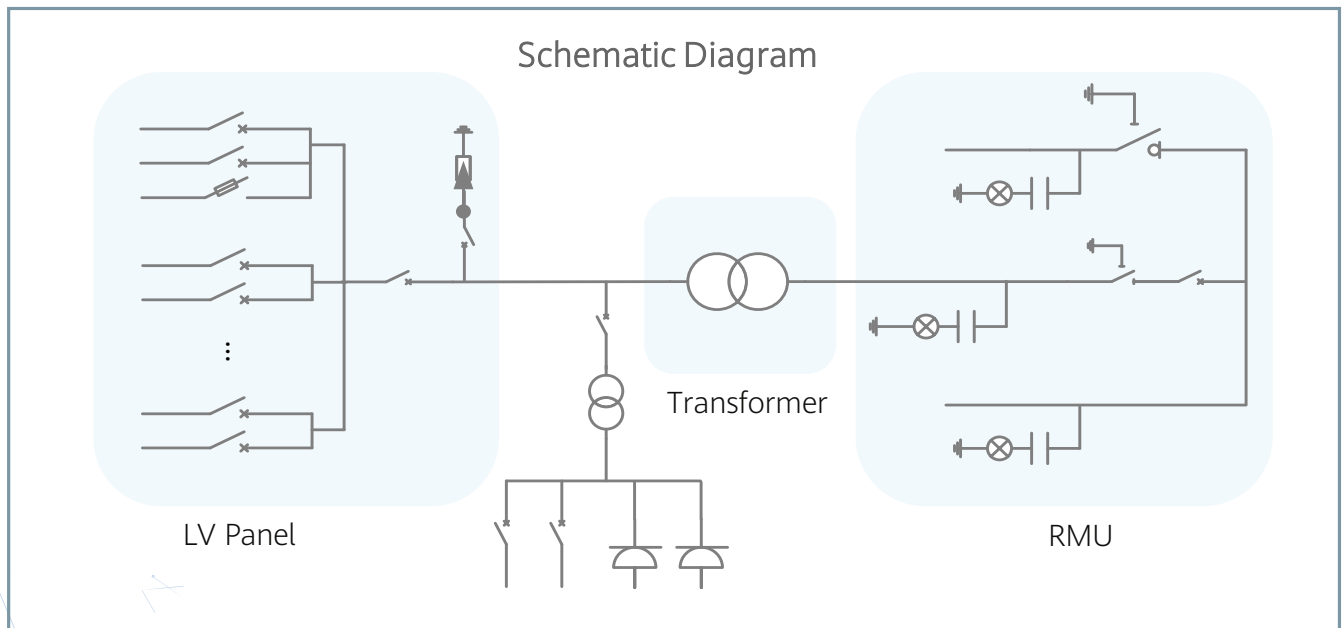
Smart

Real-time Monitoring of Transformer, LV Panel and RMU
High Precision Sensor of LV Electricity Parameters
Remote Control of ACB and MV Circuit Breaker



Reliable

Robust Design against Harsh Environments
Optimal Cooling Design for High Availability and Easy O&M
Comprehensive Tests from Components, Device to Solution



Technical Specifications (Preliminary)

Input		
Available Inverters / PCS	SUN2000-330KTL-H1/ SUN2000-330KTL-H2	
Maximum LV AC Inputs	11	
AC Power	3,300 kVA @40°C / 2,970 kVA @50°C ¹	
Rated Input Voltage	800 V	
LV Main Switches	ACB (2,900 A / 800 V / 3P, 1 x 1 pcs), MCCB (400 A / 800 V / 3P, 11 pcs)	
Output		
Rated Output Voltage	11 kV, 15 kV, 20 kV, 22 kV, 30 kV, 33 kV, 35 kV ²	13.8 kV, 34.5 kV ²
Frequency	50 Hz	60 Hz
Transformer Type	Oil-immersed, Conservator Type	
Transformer Cooling Type	ONAN	
Transformer Tappings	± 2 x 2.5%	
Transformer Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)	
Transformer Vector Group	Dy11	
Transformer Min. Peak Efficiency Index	Tier 1 or Tier 2 In Accordance with EN 50588-1	
RMU Type	SF ₆ Gas Insulated	
RMU Transformer Protection Unit	MV Vacuum Circuit Breaker Unit	
RMU Cable Incoming / Outgoing Unit	Direct Cable Unit or Cable Load Break Switch Unit	
Auxiliary Transformer	Dry Type Transformer, 5 kVA	
Protection		
Transformer Monitoring & Protection	Oil Level, Oil Temperature, Oil Pressure and Buchholz	
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54	
Internal Arcing Fault Classification of STS	IAC A 20 kA 1s	
MV Relay Protection	50/51, 50N/51N	
LV Overvoltage Protection	Type I+II	
Anti-rodent Protection	C5 in accordance with ISO 12944	
Features		
2 kVA UPS	Optional ³	
MV Surge Arrester for MV VCB	Optional ³	
General		
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC Container)	
Weight	< 15 t	
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C ⁴ (-13°F ~ 140°F)	
Relative Humidity	0% ~ 95%	
Max. Operating Altitude	1,000 m ⁵	1,500 m ⁵
MV-LV AC Connections	Prewired and Pretested, No Internal Cabling Onsite	
LV & MV Room Cooling	Smart Cooling without Air-across for Higher Availability	
Communication	Modbus-RTU, Preconfigured with Smartlogger3000B	
Applicable Standards	IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 61439-1	

1 - More detailed AC power of STS, please refer to the de-rating curve.

2 - Rated output voltage from 10 kV to 35 kV, more available upon request

3 - Extra expense needed for optional features which standard product doesn't contain, more options upon request.

4 -When ambient temperature ≥55°C, awning shall be equipped for STS on site by customer.

5- For higher operating altitude, pls consult with Huawei.