

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE

GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA Y
AUTOMÁTICA INDUSTRIAL



"COMPARACIÓN ENTRE INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA FLOTANTE E
INTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN
SUELO"

TRABAJO FIN DE GRADO

Junio -2026

AUTOR: Alejandro Millán Gómez

DIRECTOR/ES: María Amorós González

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN.....	3
1.1.	Contexto energético y motivación del estudio	3
1.2.	Justificación del trabajo.....	3
1.3.	Objetivos del Trabajo de Fin de Grado	5
1.4.	Alcance del estudio.....	5
2.	MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE.....	6
2.1.	Principios de la energía solar fotovoltaica	6
2.2.	Instalaciones fotovoltaicas terrestres	7
2.3.	Instalaciones fotovoltaicas flotantes.....	9
2.4.	Comparativa teórica entre fotovoltaica flotante y terrestre	11
2.5.	Normativa y estándares aplicables.....	13
3.	METODOLOGÍA DE TRABAJO	15
3.1.	Enfoque metodológico.....	15
3.2.	Definición del caso práctico	15
3.3.	Criterios de comparación	15
3.4.	Herramientas de cálculo y simulación	16
3.5.	Fuentes de datos	16
4.	DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO.....	18
4.1.	Localización geográfica	18
4.2.	Condiciones climáticas	18
4.3.	Caracterización del terreno.....	19
4.4.	Caracterización de la lámina de agua	19
5.	DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA TERRESTRE	21
5.1.	Criterios generales de diseño	21
5.2.	Selección de módulos fotovoltaicos.....	23
5.3.	Dimensionamiento en corriente continua (DC)	24
5.4.	Selección de inversores	25
5.5.	Diseño en corriente alterna (AC).....	27
5.6.	Disposición y layout de la instalación	28
6.	DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA FLOTANTE	31
6.1.	Criterios generales de diseño	31
6.2.	Sistema de flotación y anclaje	32
6.3.	Selección de módulos e inversores	35
6.4.	Configuración eléctrica de la instalación fotovoltaica flotante	36
6.5.	Disposición de la instalación sobre la lámina de agua	38
6.6.	Consideraciones de operación, mantenimiento y seguridad	40
7.	SIMULACIÓN ENERGÉTICA Y RESULTADOS.....	42
7.1.	Producción energética	42
7.2.	Performance Ratio (PR).....	43

7.3.	Análisis de pérdidas energéticas	45
7.4.	Comparativa de resultados	47
8.	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	50
8.1.	Costes de inversión (CAPEX).....	50
8.2.	Costes de operación y mantenimiento (OPEX).....	52
8.3.	Indicadores económicos (LCOE, VAN y TIR).....	53
9.	ANÁLISIS AMBIENTAL	57
10.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS	61
11.	CONCLUSIONES	64
12.	ANEXOS.....	66



1. INTRODUCCIÓN

1.1. Contexto energético y motivación del estudio

En el contexto actual de transición energética y descarbonización del sistema eléctrico, la generación de energía a partir de fuentes renovables desempeña un papel clave en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y en la disminución de la dependencia de combustibles fósiles. Dentro de este escenario, la energía solar fotovoltaica se ha consolidado como una de las tecnologías renovables con mayor crecimiento a nivel mundial, impulsada por la reducción de costes, la madurez tecnológica y la elevada disponibilidad del recurso solar en amplias regiones.

Tradicionalmente, el desarrollo de centrales fotovoltaicas de media y gran potencia se ha realizado mediante instalaciones terrestres, que requieren extensas superficies de terreno. En determinadas zonas, este enfoque comienza a presentar limitaciones asociadas a la disponibilidad de suelo, la competencia con otros usos del territorio y el impacto paisajístico y ambiental. Como alternativa a estas restricciones, en los últimos años ha surgido la tecnología de la fotovoltaica flotante, basada en la instalación de módulos fotovoltaicos sobre láminas de agua como embalses, balsas de riego o lagos artificiales.

La fotovoltaica flotante presenta una serie de ventajas potenciales frente a las soluciones terrestres convencionales, entre las que destacan la reducción del uso de suelo, el aprovechamiento de infraestructuras hidráulicas existentes y una posible mejora del rendimiento energético debido a la reducción de la temperatura de operación de los módulos. No obstante, esta tipología de instalación también introduce nuevos condicionantes técnicos, económicos y ambientales, relacionados principalmente con el entorno acuático y los sistemas de flotación y anclaje, que hacen necesario un análisis específico y detallado.

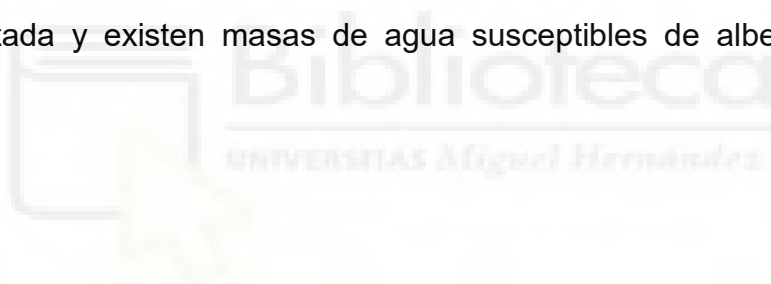
1.2. Justificación del trabajo

A pesar del creciente interés por la fotovoltaica flotante, muchos de los estudios disponibles comparan esta tecnología con instalaciones fotovoltaicas terrestres ubicadas en emplazamientos distintos. Esta circunstancia dificulta la realización de comparativas objetivas, ya que las diferencias en irradiación solar, condiciones

climáticas, topografía o altitud pueden introducir sesgos significativos en los resultados obtenidos.

En este contexto, resulta especialmente relevante realizar una comparativa directa entre una instalación fotovoltaica flotante y una instalación fotovoltaica terrestre situadas en una localización prácticamente equivalente, de manera que ambas compartan condiciones climáticas y de recurso solar similares. Este planteamiento permite reducir la influencia de variables externas y centrar el análisis en las diferencias inherentes a cada tipología de instalación, atribuyendo las variaciones observadas en producción energética, pérdidas, costes o impacto ambiental principalmente a factores vinculados al entorno de instalación y a las soluciones técnicas adoptadas.

El presente Trabajo de Fin de Grado se justifica por su interés técnico y académico, así como por su aplicabilidad práctica en la fase preliminar de diseño y evaluación de proyectos fotovoltaicos, especialmente en zonas donde la disponibilidad de suelo resulta limitada y existen masas de agua susceptibles de albergar instalaciones flotantes.



1.3. Objetivos del Trabajo de Fin de Grado

El objetivo general de este trabajo es realizar un análisis comparativo entre una instalación fotovoltaica flotante y una instalación fotovoltaica terrestre ubicadas en una misma zona geográfica, evaluando sus principales diferencias desde el punto de vista técnico, energético, económico y ambiental.

Para alcanzar este objetivo general, se plantean los siguientes objetivos específicos:

- Diseñar ambas instalaciones fotovoltaicas bajo criterios técnicos equivalentes, considerando la misma potencia instalada y tecnologías similares.
- Estimar la producción energética anual de ambas instalaciones mediante herramientas de simulación.
- Analizar y comparar las pérdidas asociadas a cada tipología de instalación, prestando especial atención al comportamiento térmico de los módulos.
- Evaluar la viabilidad económica de ambas soluciones a través de indicadores financieros representativos.
- Analizar el impacto ambiental y el uso del territorio asociado a cada tipo de instalación.

1.4. Alcance del estudio

A través de este enfoque comparativo, el trabajo pretende aportar una visión objetiva sobre el comportamiento real de las instalaciones fotovoltaicas flotantes frente a las terrestres cuando operan bajo condiciones climáticas equivalentes. Los resultados obtenidos permiten identificar las ventajas y limitaciones de cada solución y extraer conclusiones aplicables a la toma de decisiones en proyectos fotovoltaicos desarrollados en entornos con disponibilidad limitada de suelo o presencia de grandes masas de agua.

2. MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE

2.1. Principios de la energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica se basa en la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico, fenómeno que tiene lugar en materiales semiconductores cuando son expuestos a la radiación incidente. Los módulos fotovoltaicos están constituidos por un conjunto de células solares conectadas eléctricamente y encapsuladas para garantizar su protección frente a agentes ambientales y su correcto funcionamiento a lo largo de la vida útil de la instalación.

Desde el punto de vista del comportamiento eléctrico, un módulo fotovoltaico se caracteriza mediante su curva corriente–tensión (I – V) y su correspondiente curva potencia–tensión (P – V). La potencia generada depende principalmente de la irradiación solar incidente y de la temperatura de operación del módulo. Mientras que un aumento de la irradiación incrementa la producción eléctrica, el incremento de la temperatura provoca una reducción de la tensión de circuito abierto y, en consecuencia, de la potencia entregada.

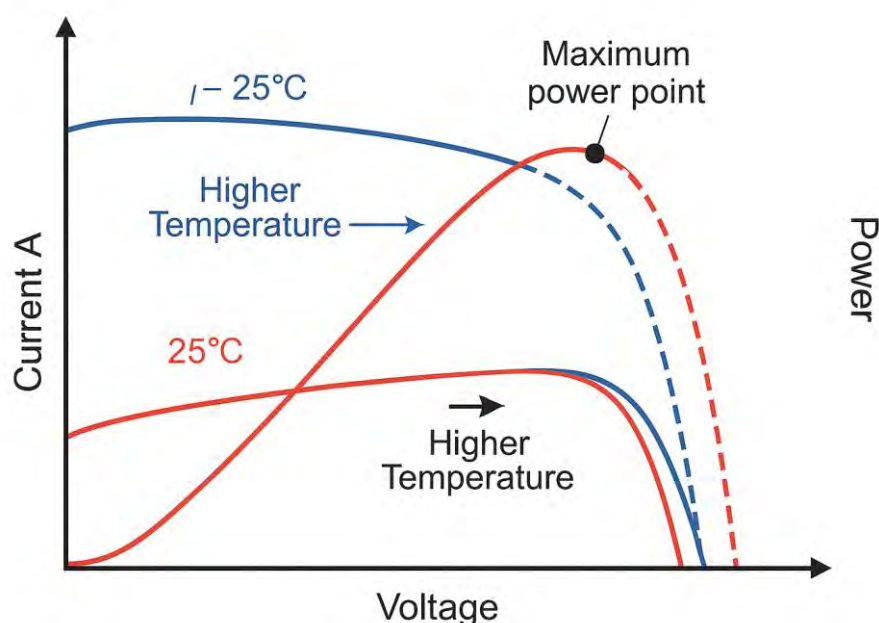


Figura 1.1 Influencia de la temperatura en las curvas I - V y P - V de un módulo fotovoltaico.

Este efecto térmico constituye uno de los factores más relevantes en el rendimiento energético de las instalaciones fotovoltaicas y se refleja de forma directa en indicadores como la producción específica y el Performance Ratio (PR). Por este motivo, el análisis de las pérdidas térmicas resulta especialmente importante en estudios comparativos entre distintas tipologías de instalación, como el que se aborda en el presente trabajo.

2.2. Instalaciones fotovoltaicas terrestres

Las instalaciones fotovoltaicas terrestres constituyen la tipología más extendida en la actualidad para la generación de energía eléctrica a partir de la radiación solar. Estas instalaciones se caracterizan por la disposición de módulos fotovoltaicos sobre estructuras ancladas directamente al terreno, permitiendo la captación de la radiación solar y su conversión en energía eléctrica.

En el ámbito de la generación fotovoltaica a media y gran escala, las plantas sobre terreno representan una solución ampliamente consolidada debido a su madurez tecnológica, a la disponibilidad de componentes estandarizados y a unos costes de inversión relativamente optimizados. En este tipo de instalaciones, los módulos suelen disponerse sobre estructuras fijas o sistemas de seguimiento solar, aunque las estructuras fijas siguen siendo una solución habitual por su simplicidad constructiva, menor mantenimiento y buena relación entre coste y producción energética.

Como se muestra en la Figura 2.1, este tipo de instalación se basa en la colocación ordenada de módulos fotovoltaicos en filas sobre el terreno, generalmente orientadas para maximizar la captación solar anual.



*Figura 1.2. Ejemplo de instalación fotovoltaica terrestre.
Disposición de módulos fotovoltaicos sobre estructuras fijas ancladas al terreno.*

Desde el punto de vista del diseño, las instalaciones fotovoltaicas terrestres requieren definir adecuadamente la orientación e inclinación de los módulos, la separación entre filas, la distribución de los equipos eléctricos y los accesos para operación y mantenimiento. Estos aspectos influyen directamente en la producción energética final, especialmente a través de las pérdidas por sombreado, las pérdidas térmicas y las pérdidas eléctricas asociadas al cableado. Uno de los factores más relevantes en este tipo de instalaciones es la temperatura de operación de los módulos. En emplazamientos con elevada irradiación y temperaturas ambiente altas, como ocurre en amplias zonas del sur y suroeste peninsular, los módulos pueden alcanzar temperaturas superiores a las condiciones estándar de ensayo. Este aumento de temperatura provoca una reducción de la tensión de operación y, en consecuencia, una disminución de la potencia entregada por el módulo.

Las instalaciones terrestres presentan diversas ventajas desde el punto de vista técnico y económico. Entre ellas destacan la facilidad de acceso a los equipos, la sencillez en las tareas de montaje y mantenimiento, la disponibilidad de soluciones constructivas ampliamente probadas y la existencia de una cadena de suministro muy desarrollada. Todo ello contribuye a que esta tipología sea actualmente la referencia principal para proyectos fotovoltaicos de generación a gran escala.

No obstante, también presentan ciertas limitaciones. La principal es la necesidad de ocupar grandes superficies de terreno, lo que puede generar conflictos con otros usos del suelo, como actividades agrícolas, ganaderas o espacios con valor

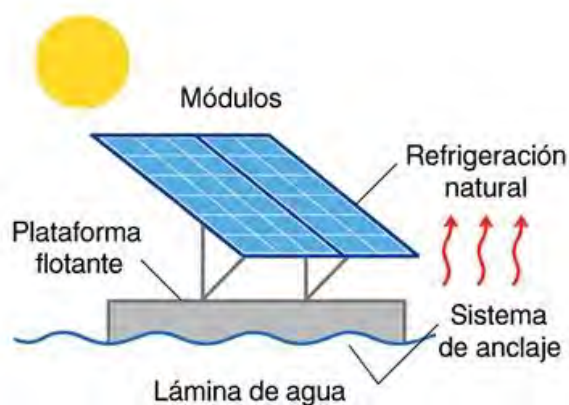
ambiental. Además, la preparación del terreno, los movimientos de tierra, el vallado y la integración paisajística pueden suponer condicionantes relevantes en la fase de diseño y tramitación.

En el presente trabajo, la instalación fotovoltaica terrestre se emplea como caso base de referencia para la comparación con la instalación fotovoltaica flotante. Esta elección permite analizar de forma objetiva las diferencias entre una solución convencional sobre terreno y una alternativa emergente sobre lámina de agua, evaluando su comportamiento desde el punto de vista técnico, energético y económico.

2.3. Instalaciones fotovoltaicas flotantes

Las instalaciones fotovoltaicas flotantes constituyen una tipología en crecimiento dentro del ámbito de la generación de energía renovable, caracterizada por la disposición de módulos fotovoltaicos sobre estructuras flotantes ubicadas en superficies de agua, tales como embalses, lagos o balsas artificiales.

El desarrollo de este tipo de tecnología surge como respuesta a la creciente limitación de suelo disponible para nuevas instalaciones fotovoltaicas terrestres, especialmente en zonas con alta densidad de infraestructuras energéticas o con restricciones medioambientales. En este contexto, el aprovechamiento de superficies acuáticas permite aumentar la capacidad de generación sin interferir con otros usos del terreno, optimizando así el aprovechamiento del recurso solar. Como se muestra en la Figura 2.2, las instalaciones fotovoltaicas flotantes están compuestas por módulos fotovoltaicos montados sobre plataformas flotantes modulares, que se mantienen en su posición mediante sistemas de anclaje y amarre conectados al fondo o a los márgenes de la lámina de agua.



*Figura 1.3. Ejemplo de instalación fotovoltaica flotante.
Disposición de módulos fotovoltaicos sobre plataformas flotantes en una lámina de agua.*

Desde el punto de vista técnico, estas instalaciones presentan una serie de características diferenciadoras respecto a las soluciones terrestres. En particular, el entorno acuático influye en las condiciones de operación del sistema, dando lugar a un comportamiento térmico potencialmente más favorable de los módulos fotovoltaicos. La proximidad del agua y la mayor ventilación natural contribuyen a reducir la temperatura de funcionamiento, lo que puede traducirse en una disminución de las pérdidas térmicas y, en consecuencia, en una mejora del rendimiento energético.

Adicionalmente, la implantación de sistemas fotovoltaicos flotantes puede aportar beneficios indirectos, como la reducción de la evaporación del agua y la limitación de la proliferación de algas en determinadas condiciones, aspectos que pueden resultar de interés en aplicaciones específicas relacionadas con la gestión de recursos hídricos.

No obstante, este tipo de instalaciones presenta también una serie de retos técnicos y económicos. La necesidad de sistemas de flotación y anclaje introduce una mayor complejidad estructural, tanto en el diseño como en la ejecución. Asimismo, las condiciones de operación en un entorno húmedo requieren el uso de materiales y soluciones específicas que garanticen la durabilidad y seguridad de los equipos.

Desde el punto de vista económico, las instalaciones fotovoltaicas flotantes presentan, en general, costes de inversión superiores a los de las instalaciones terrestres convencionales, debido principalmente a la incorporación de los sistemas flotantes y a la mayor complejidad constructiva. Además, las tareas de operación y mantenimiento pueden resultar más exigentes debido a las limitaciones de acceso y a la necesidad de revisar periódicamente los sistemas de amarre.

En la actualidad, la fotovoltaica flotante se encuentra en una fase de expansión a nivel internacional, aunque todavía no dispone de un marco normativo completamente estandarizado, lo que implica una mayor dependencia de recomendaciones técnicas de fabricantes y de experiencias previas en proyectos similares.

En este contexto, resulta de especial interés analizar el comportamiento de este tipo de instalaciones en comparación con soluciones terrestres, evaluando no solo su rendimiento energético, sino también su viabilidad técnica y económica en diferentes escenarios de aplicación.

2.4. Comparativa teórica entre fotovoltaica flotante y terrestre

La comparación entre instalaciones fotovoltaicas terrestres y flotantes resulta de especial interés, ya que ambas tipologías emplean la misma tecnología básica de generación eléctrica, pero operan en entornos físicos muy diferentes. Mientras que las instalaciones terrestres se implantan sobre suelo mediante estructuras ancladas al terreno, las instalaciones flotantes se disponen sobre plataformas situadas en una lámina de agua, lo que introduce diferencias significativas desde el punto de vista térmico, estructural, operativo, económico y ambiental.

Desde el punto de vista energético, una de las principales diferencias entre ambas tipologías se encuentra en la temperatura de operación de los módulos fotovoltaicos. En las instalaciones terrestres, los módulos pueden alcanzar temperaturas elevadas durante los meses de mayor irradiación, especialmente en emplazamientos cálidos, debido a la acumulación de calor en el entorno próximo al terreno. Este incremento de temperatura reduce la tensión de operación de los módulos y, por tanto, disminuye la potencia generada.

En cambio, en las instalaciones fotovoltaicas flotantes, la proximidad de la lámina de agua puede favorecer una mayor disipación térmica, contribuyendo a reducir la temperatura de funcionamiento de los módulos. Esta condición puede traducirse en una reducción de las pérdidas térmicas y, en algunos casos, en una mejora de la producción energética respecto a una instalación terrestre equivalente. No obstante, esta mejora no debe considerarse automática, ya que depende de factores como el diseño del sistema, la inclinación de los módulos, la ventilación, las condiciones climáticas locales y la configuración adoptada sobre la lámina de agua.

Desde el punto de vista de la implantación, las instalaciones terrestres presentan la ventaja de una mayor madurez tecnológica y una ejecución más sencilla, al apoyarse en soluciones constructivas muy estandarizadas. Además, el acceso a

los equipos suele ser más directo, lo que facilita las tareas de montaje, inspección y mantenimiento. Sin embargo, su principal limitación es la necesidad de ocupar grandes superficies de terreno, lo que puede generar conflictos con otros usos del suelo y aumentar el impacto paisajístico y ambiental.

Por su parte, las instalaciones fotovoltaicas flotantes permiten reducir la ocupación de suelo y aprovechar superficies de agua existentes, como embalses o balsas de riego. Esta característica puede resultar especialmente interesante en zonas donde el terreno disponible es limitado o donde se desea compatibilizar la generación renovable con otros usos del territorio. Además, en determinados casos, la cobertura parcial de la lámina de agua puede contribuir a reducir la evaporación y limitar la proliferación de algas, aunque estos efectos dependen de las características concretas del emplazamiento.

No obstante, la fotovoltaica flotante introduce una mayor complejidad técnica. A diferencia de una instalación terrestre, requiere sistemas específicos de flotación, anclaje y amarre, capaces de garantizar la estabilidad de la instalación frente a variaciones del nivel del agua, viento, oleaje y posibles corrientes superficiales. Asimismo, el entorno húmedo exige una mayor atención a la protección eléctrica, a la durabilidad de los materiales y a la seguridad durante las operaciones de mantenimiento.

Desde el punto de vista económico, las instalaciones terrestres suelen presentar un coste de inversión inferior, debido a la mayor estandarización de sus componentes y procesos constructivos. En cambio, las instalaciones flotantes incorporan costes adicionales asociados a los flotadores, anclajes, cableado específico y mayores exigencias logísticas durante el montaje. Por este motivo, aunque la fotovoltaica flotante pueda presentar ventajas energéticas o ambientales, su viabilidad económica debe analizarse cuidadosamente en función del caso concreto.

En conjunto, la fotovoltaica terrestre puede considerarse una solución más consolidada, sencilla y competitiva económicamente, mientras que la fotovoltaica flotante representa una alternativa emergente con ventajas potenciales en términos de uso del suelo, comportamiento térmico y aprovechamiento de superficies acuáticas. La elección entre una u otra tipología no depende únicamente de la producción energética esperada, sino del equilibrio entre

rendimiento, costes, disponibilidad de superficie, condiciones ambientales y requisitos de operación y mantenimiento.

Por este motivo, en el presente trabajo se realiza una comparación directa entre ambas soluciones bajo condiciones de diseño equivalentes, con el objetivo de evaluar de forma objetiva sus diferencias técnicas, energéticas, económicas y ambientales.

2.5. Normativa y estándares aplicables

El diseño y dimensionamiento de las instalaciones fotovoltaicas consideradas en el presente trabajo se han realizado de acuerdo con la normativa técnica y los estándares internacionales aplicables, garantizando el cumplimiento de los requisitos de calidad, seguridad y fiabilidad exigidos en este tipo de sistemas.

En lo que respecta a los módulos fotovoltaicos, se han considerado las especificaciones recogidas en la norma **IEC 61215**, relativa a los ensayos de cualificación de diseño y validación de la fiabilidad de los módulos, así como la **IEC 61730**, que establece los requisitos de seguridad eléctrica y mecánica de los mismos.

Para el diseño de las instalaciones eléctricas en baja tensión, se ha tomado como referencia la norma **IEC 60364**, que define los criterios generales de dimensionamiento y seguridad. En particular, para las instalaciones fotovoltaicas, se ha aplicado la **IEC 60364-7-712**, junto con su equivalente nacional **UNE-HD 60364-7-712**, donde se recogen los requisitos específicos relativos a la protección, puesta a tierra y seccionamiento en sistemas fotovoltaicos.

En cuanto a la evaluación del rendimiento energético, se ha tenido en cuenta la norma **IEC 61724-1**, que define los métodos de monitorización y análisis del comportamiento de los sistemas fotovoltaicos, incluyendo indicadores como la producción específica y el Performance Ratio.

Para los inversores fotovoltaicos, se han seguido las directrices establecidas en la **IEC 62109**, que regula los requisitos de seguridad de los convertidores de potencia, así como la IEC 61683, que especifica los procedimientos para la medida de su eficiencia.

Desde el punto de vista estructural, el diseño de los sistemas de soporte se ha basado en los Eurocódigos, en particular la **EN 1991** (Eurocódigo 1), para la determinación de las acciones sobre las estructuras, como el viento y la nieve, y la **EN 1993** (Eurocódigo 3), relativa al cálculo y dimensionamiento de estructuras metálicas.

En conjunto, la aplicación de este marco normativo garantiza que las soluciones adoptadas en el presente trabajo cumplen con los estándares técnicos y de seguridad exigidos en el desarrollo de instalaciones fotovoltaicas, tanto terrestres como flotantes.



3.METODOLOGÍA DE TRABAJO

3.1. Enfoque metodológico

El presente Trabajo de Fin de Grado se desarrolla siguiendo una metodología comparativa, cuyo objetivo es evaluar de forma objetiva las diferencias entre una instalación fotovoltaica flotante y una instalación fotovoltaica terrestre ubicadas en una localización prácticamente equivalente. Para ello, se establece un caso base común y se analizan ambas instalaciones bajo los mismos criterios técnicos, energéticos y económicos.

3.2. Definición del caso práctico

Con el fin de garantizar una comparación justa, se define un caso base común para ambas instalaciones, que incluye:

- Misma potencia instalada nominal.
- Uso del mismo tipo de módulo fotovoltaico e inversor.
- Configuración eléctrica equivalente.
- Igual orientación e inclinación de los módulos, en la medida de lo posible.

De este modo, cualquier diferencia en los resultados obtenidos puede atribuirse principalmente a la tipología de instalación (flotante o terrestre).

3.3. Criterios de comparación

La comparación entre ambas instalaciones se realiza atendiendo a los siguientes criterios:

- Energéticos: producción anual, producción específica y Performance Ratio.
- Técnicos: análisis de pérdidas, comportamiento térmico y particularidades constructivas.
- Económicos: costes de inversión (CAPEX), costes de operación y mantenimiento (OPEX) e indicadores económicos.
- Ambientales: uso del suelo, afección al entorno y emisiones evitadas.

Estos criterios permiten realizar un análisis integral de ambas soluciones.

3.4. Herramientas de cálculo y simulación

Para la estimación de la producción energética, el análisis de pérdidas y el apoyo al diseño de las instalaciones, se emplean herramientas de cálculo y simulación ampliamente utilizadas en el ámbito profesional de la energía solar fotovoltaica. Estas herramientas permiten modelar el comportamiento de ambas instalaciones bajo condiciones climáticas representativas y obtener resultados comparables en términos de producción y rendimiento.

En particular, se utilizará el software PVsyst para la simulación energética de las instalaciones fotovoltaicas, el cálculo de la producción anual y el análisis detallado de las distintas pérdidas del sistema. Esta herramienta es una de las más empleadas a nivel profesional y académico para el estudio y dimensionamiento de plantas fotovoltaicas.

Asimismo, se emplearán bases de datos y herramientas de caracterización del recurso solar, como Solargis, para la obtención de datos de irradiación y temperatura representativos de la zona de estudio, lo que permite mejorar la fiabilidad de las simulaciones realizadas.

Por otro lado, para el apoyo al diseño geométrico de las instalaciones, la definición de la implantación y la elaboración de esquemas y planos, se utilizará software de diseño asistido por ordenador como AutoCAD, que facilita la representación gráfica de ambas soluciones y la comparación de su disposición en el emplazamiento.

El uso combinado de estas herramientas permite abordar el análisis desde un punto de vista tanto energético como técnico, asegurando coherencia entre el diseño de las instalaciones y los resultados obtenidos en las simulaciones.

3.5. Fuentes de datos

Las principales fuentes de datos utilizadas en el desarrollo del trabajo incluyen:

- Bases de datos climáticos de irradiación y temperatura.
- Fichas técnicas de fabricantes de módulos, inversores y sistemas de flotación.
- Normativa y estándares internacionales aplicables.
- Recurso solar empleado e informes de simulación energética (**Anexo B**)



4. DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

4.1. Localización geográfica

El emplazamiento de estudio se encuentra en el término municipal de Castuera, en la provincia de Badajoz, España, en una región caracterizada por una alta disponibilidad de recurso solar y un uso del suelo predominantemente agrícola y semiurbano. Esta zona ha sido seleccionada debido a la posibilidad de ubicar tanto la instalación fotovoltaica terrestre como la flotante en proximidad suficiente para garantizar condiciones climáticas y radiación solar prácticamente equivalentes.

Las coordenadas geográficas de ambas instalaciones se presentan en la Tabla 4.1. La altitud del terreno es prácticamente uniforme, lo que minimiza diferencias en la irradiación incidente y las condiciones ambientales:

Instalación	Latitud (°)	Longitud (°)	Altitud (m)
FV Terrestre	38.902581	-5.380050	350
FV Flotante	38.897629	-5.387460	350

Tabla 4.1 Tabla de coordenadas de emplazamiento de las instalaciones

4.2. Condiciones climáticas

Para el análisis energético de las instalaciones se han recopilado datos climáticos representativos de la zona de estudio, que incluyen:

- **Irradiación solar global:** valores medios diarios y mensuales obtenidos de bases de datos como Solargis.
- **Temperatura ambiente:** promedio mensual y extremos, importantes para estimar pérdidas térmicas de los módulos.
- **Velocidad y dirección del viento:** relevantes para el cálculo de cargas sobre estructuras y plataformas flotantes.
- **Humedad relativa:** influencia sobre la refrigeración de los módulos y la corrosión de equipos.

Estos parámetros permiten definir un modelo climático homogéneo para ambas instalaciones, garantizando que las simulaciones energéticas reflejen condiciones comparables. Los datos se presentan en tablas y gráficos, y sirven como base para la estimación de la producción anual y el cálculo de pérdidas por temperatura y sombreado.

4.3. Caracterización del terreno

El terreno destinado a la instalación fotovoltaica terrestre se encuentra en una zona rural del interior de la provincia de Badajoz, Extremadura. La topografía es mayoritariamente plana con suaves ondulaciones, propias de las llanuras agrícolas del suroeste español, lo que facilita la instalación de estructuras fijas para los módulos fotovoltaicos y minimiza la necesidad de movimientos de tierra. La pendiente media del terreno se estima en menos del 5 %, garantizando uniformidad en la orientación de los módulos y reduciendo pérdidas de energía por sombras o desniveles.

En cuanto al tipo de suelo, predominan suelos arcillosos, con buena capacidad portante para soportar las cimentaciones de las estructuras fotovoltaicas.

La accesibilidad es adecuada, contando con caminos rurales y vías secundarias que facilitan el transporte de materiales y el mantenimiento de la instalación. La ausencia de obstáculos significativos, como edificaciones o vegetación elevada, minimiza el riesgo de sombreado y permite una distribución óptima de los módulos.

En conjunto, estas características hacen del terreno un emplazamiento favorable para la instalación fotovoltaica terrestre, con condiciones que aseguran la estabilidad mecánica, la eficiencia energética y la facilidad de operación y mantenimiento.

4.4. Caracterización de la lámina de agua

La instalación fotovoltaica flotante se proyecta sobre el Embalse de La Serena, situado en la provincia de Badajoz, Extremadura (España), sobre el cauce del río

Zújar, afluente del Guadiana. Se trata de uno de los mayores embalses de Europa, con una capacidad de almacenamiento de aproximadamente 3 220 hm³ y una superficie embalsada de unas 13 949 hectáreas en su máxima cota.

La lámina de agua presenta profundidades medias y máximas considerables, con variaciones estacionales y según las necesidades de gestión hidráulica, lo que requiere un diseño de sistemas de flotación y anclaje flexible para mantener la estabilidad de los módulos fotovoltaicos. La masa de agua, al ser extensa, proporciona espacio suficiente para la disposición de los módulos sin restricciones significativas de implantación.

En cuanto a la calidad del agua, se trata de agua dulce con presencia moderada de sedimentos y minerales, típica de embalses continentales en clima mediterráneo interior. Se recomienda la selección de materiales resistentes a la corrosión y protecciones eléctricas adecuadas para los componentes expuestos.

La existencia de una lámina de agua de estas dimensiones influye favorablemente en la temperatura de operación de los módulos, reduciendo pérdidas térmicas y mejorando potencialmente la eficiencia energética respecto a una instalación terrestre. En conjunto, las características del Embalse de La Serena permiten el desarrollo de una instalación fotovoltaica flotante estable, segura y eficiente, proporcionando un entorno idóneo para la comparativa técnica y energética con la instalación terrestre proyectada en el mismo emplazamiento.

En conjunto, los datos presentados en este capítulo proporcionan un marco sólido para el diseño y la simulación de ambas instalaciones fotovoltaicas. La caracterización geográfica, climática y estructural permite realizar una comparación objetiva y representativa entre la instalación terrestre y la flotante, cumpliendo con los objetivos metodológicos definidos en el capítulo 3 y preparando el terreno para el análisis de resultados y la discusión posterior.

5.DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA TERRESTRE

5.1. Criterios generales de diseño

La instalación fotovoltaica terrestre se ha concebido como una planta conectada a red, de potencia media, diseñada bajo criterios técnicos realistas y comparables con la instalación fotovoltaica flotante analizada posteriormente. El objetivo principal de este diseño no es optimizar de forma aislada la instalación terrestre, sino establecer una solución base coherente que permita comparar ambas tipologías bajo condiciones equivalentes.

La planta se ha dimensionado empleando módulos fotovoltaicos de 635 Wp, alcanzando una potencia pico instalada de aproximadamente 960 kWp. Para ello se han considerado 1.512 módulos fotovoltaicos, distribuidos de forma regular sobre el terreno y conectados a 10 inversores string Huawei SUN2000-100KTL-M1 de 100 kW nominales cada uno. Esta configuración permite trabajar con una escala representativa de una planta fotovoltaica de media potencia, manteniendo al mismo tiempo una complejidad adecuada para el alcance del presente Trabajo de Fin de Grado.

Los módulos se disponen sobre estructuras de dos filas fijas ancladas al terreno con una disposición vertical de los módulos para un mayor aprovechamiento del espacio, orientadas hacia el sur geográfico, con una inclinación de 30°, valor próximo al óptimo para la latitud del emplazamiento y adecuado para maximizar la producción energética anual. Se ha descartado el uso de seguidores solares con el fin de simplificar el diseño y evitar introducir variables adicionales que pudieran dificultar la comparación con la instalación fotovoltaica flotante.

La disposición de los módulos se realiza en filas paralelas, manteniendo una separación aproximada entre filas de 11 metros. Esta separación se ha definido con el objetivo de reducir las pérdidas por sombreado entre estructuras durante las horas de mayor producción, especialmente en los meses de menor altura solar, y al mismo tiempo garantizar un aprovechamiento razonable de la superficie disponible.

En la Tabla 5.1 se resumen las principales características generales de la instalación fotovoltaica terrestre.

Parámetro	Valor
Potencia pico instalada	960 kWp
Potencia unitaria del módulo	635 Wp
Número total de módulos	1.512
Número de inversores	10
Potencia nominal unitaria del inversor	100 kW
Tipo de inversor	String
Tipo de estructura	Fija sobre terreno
Orientación	Sur geográfico
Inclinación de los módulos	30°
Separación entre filas	11 m

Tabla 5.1. Características generales de la instalación fotovoltaica terrestre

Para simplificar el análisis, se ha considerado un terreno homogéneo, sin pendientes acusadas ni obstáculos relevantes que generen sombras externas significativas. Asimismo, se ha asumido la disponibilidad completa de la superficie considerada y el uso de componentes comerciales estándar, tanto en módulos como en inversores.

Los parámetros completos de configuración empleados en la simulación energética se recogen en los informes de PVsyst incluidos en el **Anexo B**

5.2. Selección de módulos fotovoltaicos

La selección de los módulos fotovoltaicos constituye uno de los aspectos fundamentales del diseño de la instalación, ya que determina la potencia total instalada, la superficie necesaria, la configuración eléctrica y el comportamiento térmico del sistema.

Para el desarrollo del presente estudio se ha seleccionado el módulo de la marca Trina Solar, el modelo TSM-NEG19RC.20 635W, correspondiente a tecnología monocristalina de alta eficiencia. Este modelo pertenece a la gama de módulos de gran formato actualmente utilizados en plantas fotovoltaicas de media y gran escala, lo que lo convierte en una opción representativa y realista para el tipo de instalación objeto de este trabajo.

El módulo presenta una potencia nominal de 635 Wp en condiciones estándar (STC), lo que permite alcanzar la potencia objetivo de la planta con un menor número de unidades respecto a módulos de menor potencia. Esta característica simplifica la estructura de soporte, reduce el número de conexiones eléctricas y puede contribuir a minimizar pérdidas asociadas al cableado en corriente continua.

Desde el punto de vista eléctrico, los parámetros más relevantes del módulo considerados en el diseño son:

- Potencia máxima (P_{max}): 635 Wp
- Tensión en circuito abierto (V_{oc}): 49.10 V
- Corriente de cortocircuito (I_{sc}): 16.44 A
- Tensión en el punto de máxima potencia (V_{mpp}): 40.84 V
- Corriente en el punto de máxima potencia (I_{mpp}): 15.55 A
- Coeficientes de temperatura de potencia y tensión: $-0.29\%/^{\circ}\text{C}$

Especial atención se ha prestado al coeficiente de temperatura de la potencia, dado que en instalaciones terrestres los módulos pueden alcanzar temperaturas de operación elevadas durante los meses de verano en Extremadura. El incremento de temperatura provoca una reducción de la tensión y, por tanto, de la

potencia efectiva generada. Este comportamiento térmico será especialmente relevante en la comparativa con la instalación flotante, donde se espera una posible mejora en la disipación térmica debido a la proximidad de la lámina de agua.

En cuanto a sus características constructivas, el módulo incorpora marco de aluminio anodizado y vidrio templado frontal, adecuados para soportar cargas mecánicas asociadas al viento y a las condiciones ambientales del emplazamiento. Asimismo, el módulo cumple con las certificaciones internacionales de diseño y seguridad aplicables a módulos fotovoltaicos (como IEC 61215 e IEC 61730), lo que garantiza su fiabilidad estructural y eléctrica.

La ficha técnica completa del módulo fotovoltaico seleccionado se incluye en el **Anexo A**.

5.3. Dimensionamiento en corriente continua (DC)

El dimensionamiento en corriente continua de la instalación fotovoltaica terrestre se ha realizado a partir de los parámetros eléctricos del módulo seleccionado y de las características de entrada de los inversores utilizados. El objetivo principal es definir una configuración de strings que permita alcanzar la potencia instalada prevista, garantizando al mismo tiempo que las tensiones y corrientes de operación se mantienen dentro de los rangos admisibles del inversor.

La instalación está formada por un total de 1.512 módulos fotovoltaicos de 635 Wp, lo que permite alcanzar una potencia pico instalada aproximada de 960 kWp. Para la configuración eléctrica en corriente continua se han definido strings compuestos por 18 módulos conectados en serie, obteniéndose un total de 84 strings para el conjunto de la instalación.

Esta configuración permite trabajar con tensiones de operación adecuadas para el rango MPPT del inversor seleccionado. Considerando una tensión en el punto de máxima potencia del módulo de 40,84 V, la tensión aproximada de operación de cada string en condiciones estándar resulta:

$$V_{mpp,string} = 18 \cdot 40,84 = 735,12 \text{ V}$$

Asimismo, considerando una tensión en circuito abierto del módulo de 49,10 V, la tensión en circuito abierto del string en condiciones estándar es:

$$V_{oc,string} = 18 \cdot 49,10 = 883,80 \text{ V}$$

Estos valores se encuentran dentro del rango de funcionamiento del inversor seleccionado, manteniendo un margen adecuado respecto a la tensión máxima admisible de entrada. Además, la configuración se ha comprobado considerando las variaciones de tensión asociadas a las condiciones de temperatura mínima y máxima del emplazamiento, con el fin de evitar sobretensiones en condiciones frías y garantizar el funcionamiento dentro del rango MPPT durante los periodos de mayor temperatura.

Los 84 strings se distribuyen entre los 10 inversores string Huawei SUN2000-100KTL-M1, de forma equilibrada, asignando aproximadamente 8 o 9 strings por inversor. Esta distribución permite repartir de manera homogénea la potencia del generador fotovoltaico, reducir posibles desajustes entre inversores y facilitar las labores de operación y mantenimiento.

La configuración adoptada también permite aprovechar la disponibilidad de múltiples seguidores del punto de máxima potencia (MPPT) de los inversores, favoreciendo una gestión adecuada de los strings y reduciendo el impacto de posibles diferencias de irradiación o temperatura entre distintas zonas del campo fotovoltaico.

Los parámetros completos de configuración eléctrica empleados en la simulación energética se recogen en los informes de PVsyst incluidos en el **Anexo B**.

5.4. Selección de inversores

La selección de los inversores constituye un aspecto clave en el diseño de la instalación fotovoltaica, ya que estos equipos son responsables de la conversión de la energía generada en corriente continua a corriente alterna y condicionan tanto el rendimiento global del sistema como su flexibilidad operativa y fiabilidad. Para la instalación fotovoltaica terrestre analizada se ha optado por inversores de tipo string, frente a inversores centrales. Esta tipología resulta especialmente adecuada para plantas fotovoltaicas de potencia media, ya que proporciona una

mayor modularidad, permite una gestión más flexible de los strings y facilita las labores de operación y mantenimiento. Asimismo, los inversores string aportan una mejor tolerancia frente a desajustes eléctricos entre strings y permiten un seguimiento más eficiente del punto de máxima potencia.

En concreto, se ha seleccionado el inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1, un inversor string trifásico con una potencia nominal de 100 kW, ampliamente utilizado en instalaciones fotovoltaicas comerciales y de generación distribuida. Este modelo dispone de 10 seguidores del punto de máxima potencia (MPPT) y 20 entradas de corriente continua, lo que proporciona una elevada flexibilidad para la conexión y distribución de los strings del generador fotovoltaico.

El inversor presenta un rango de tensión MPPT de aproximadamente 200 a 1.000 V y una tensión máxima de entrada de 1.100 V, lo que resulta compatible con la configuración en corriente continua definida en el apartado anterior y permite un funcionamiento seguro tanto en condiciones de baja como de alta temperatura. Desde el punto de vista del rendimiento, el Huawei SUN2000-100KTL-M1 ofrece una eficiencia máxima del orden del 98,8 %, con una eficiencia europea superior al 98 %, lo que contribuye a minimizar las pérdidas asociadas a la conversión de energía en corriente alterna y a mejorar el rendimiento global de la instalación.

La relación entre la potencia instalada en corriente continua y la potencia nominal del inversor (ratio DC/AC) se ha elegido dentro de los valores habitualmente aceptados en plantas fotovoltaicas conectadas a red, permitiendo un aprovechamiento eficiente del generador fotovoltaico sin provocar recortes de potencia significativos a lo largo del año. Este criterio resulta especialmente importante en el contexto del presente trabajo, ya que evita introducir distorsiones en la comparación entre la instalación terrestre y la flotante.

Además, el inversor seleccionado incorpora funciones avanzadas de protección y monitorización —como protección anti-isla, protección frente a sobretensiones en corriente continua y alterna, y monitorización a nivel de string— y cumple con la

normativa de seguridad y conexión a red aplicable a instalaciones fotovoltaicas de este tipo.

Finalmente, la elección de este modelo responde también a su representatividad como solución habitual en proyectos reales de plantas fotovoltaicas terrestres y a la posibilidad de mantener la misma tipología de inversor en el diseño de la instalación fotovoltaica flotante, reforzando así la coherencia y comparabilidad del análisis desarrollado en el presente trabajo. Los datos técnicos detallados del inversor y su ficha completa se recogen en los anexos correspondientes.

Las características técnicas detalladas del inversor seleccionado se recogen en el **Anexo A**.

5.5. Diseño en corriente alterna (AC)

El diseño del sistema en corriente alterna de la instalación fotovoltaica terrestre se ha planteado siguiendo criterios habituales en plantas fotovoltaicas conectadas a red de potencia media, con el objetivo de garantizar una evacuación segura y eficiente de la energía generada hacia la red eléctrica.

Los inversores seleccionados convierten la energía generada en corriente continua en corriente alterna trifásica a baja tensión. Desde cada inversor, la energía se conduce mediante líneas en corriente alterna hasta los equipos de agrupación y protección correspondientes, desde donde se realiza la evacuación hacia el punto de conexión a red. La disposición del sistema permite una gestión ordenada de la potencia generada y facilita las tareas de operación y mantenimiento.

El dimensionamiento de las líneas en corriente alterna se ha realizado considerando la potencia nominal de los inversores, las corrientes máximas de funcionamiento y criterios de caída de tensión y capacidad térmica de los conductores, siguiendo la normativa de baja tensión aplicable a instalaciones fotovoltaicas conectadas a red. Asimismo, se han tenido en cuenta criterios de

selectividad y coordinación de protecciones para garantizar la seguridad de las personas y de los equipos.

En cuanto a las protecciones eléctricas, el diseño contempla los dispositivos necesarios para la protección frente a sobreintensidades, cortocircuitos y contactos indirectos, así como la adecuada puesta a tierra de la instalación. Estas medidas resultan fundamentales para asegurar un funcionamiento seguro del sistema y el cumplimiento de los requisitos normativos de conexión a red.

El diseño en corriente alterna se ha planteado de forma coherente con el objetivo comparativo del presente trabajo, evitando soluciones específicas o sobredimensionadas que puedan introducir diferencias artificiales respecto al diseño de la instalación fotovoltaica flotante. De este modo, se garantiza que las diferencias observadas posteriormente en los resultados energéticos y económicos se deban principalmente a la tipología de instalación y no a decisiones de diseño eléctrico independientes.

Los esquemas eléctricos detallados, el dimensionamiento completo de las líneas en corriente alterna y la selección específica de protecciones se recogen en los anexos correspondientes del presente trabajo.

5.6. Disposición y layout de la instalación

La disposición y el layout de la instalación fotovoltaica terrestre se han definido a partir de los criterios geométricos, eléctricos y operativos establecidos en los apartados anteriores, con el objetivo de obtener una implantación ordenada, funcional y representativa de una planta fotovoltaica sobre terreno.

La instalación está compuesta por un total de 1.512 módulos fotovoltaicos, distribuidos sobre estructuras fijas inclinadas 30° y orientadas hacia el sur geográfico. Los módulos se organizan en filas paralelas, agrupadas en bloques regulares, lo que permite una disposición homogénea del generador fotovoltaico y facilita tanto el montaje como las futuras labores de operación y mantenimiento.

La separación entre filas se ha fijado en aproximadamente 11 m, con el objetivo de minimizar las pérdidas por sombreado entre estructuras durante las horas de mayor producción, especialmente en los meses de menor altura solar. Este criterio

permite alcanzar un equilibrio entre el aprovechamiento de la superficie disponible y la reducción de pérdidas energéticas por sombras propias.

Desde el punto de vista eléctrico, la disposición física de los módulos se ha planteado de forma coherente con la configuración en corriente continua definida anteriormente. Los módulos se agrupan en 84 strings de 18 módulos en serie, distribuidos entre los 10 inversores string seleccionados. Esta organización permite reducir recorridos innecesarios de cableado, facilitar la agrupación de strings y mantener una distribución equilibrada de la potencia dentro de la planta. El layout contempla además una zona de vallado perimetral que delimita la superficie ocupada por la instalación. De forma complementaria, se ha considerado una delimitación interior de 3 m respecto a la zona de vallado, destinada a facilitar el acceso, las labores de mantenimiento y la seguridad perimetral de la planta. Esta franja permite disponer de un margen operativo suficiente alrededor del campo fotovoltaico, evitando que las estructuras se sitúen demasiado próximas al cerramiento.

Los inversores se ubican de forma distribuida y próxima a los bloques de módulos a los que están asociados, reduciendo la longitud de los tendidos en corriente continua y facilitando las tareas de inspección y mantenimiento. Asimismo, se han previsto espacios libres entre zonas de módulos para permitir el tránsito dentro de la instalación y el acceso a los principales equipos eléctricos.

En la Imagen 4 se muestra el layout general de la instalación fotovoltaica terrestre, donde se aprecia la disposición de los módulos sobre el terreno, la zona de vallado y la delimitación interior considerada para operación y mantenimiento.



*Imagen 4 Layout general de la instalación fotovoltaica terrestre.
Vista en planta de la disposición de los módulos fotovoltaicos sobre el terreno, incluyendo la zona de vallado y la delimitación interior considerada respecto al cerramiento perimetral*

Finalmente, el layout adoptado no persigue una optimización extrema del aprovechamiento del terreno, sino una solución técnicamente coherente, clara y directamente comparable con la instalación fotovoltaica flotante analizada en el capítulo siguiente. De este modo, se evita que decisiones particulares de implantación condicionen en exceso la comparativa energética, económica y ambiental entre ambas tipologías.

Los parámetros completos de configuración empleados en la simulación energética se recogen en los informes de PVsyst incluidos en el Anexo B.



6.DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA FLOTANTE

6.1. Criterios generales de diseño

La instalación fotovoltaica flotante se ha diseñado siguiendo un enfoque análogo al empleado en la instalación fotovoltaica terrestre, con el objetivo de garantizar una comparación técnica y energética coherente entre ambas tipologías. Para ello, se ha mantenido una potencia instalada equivalente, así como el uso de la misma tecnología de módulos fotovoltaicos e inversores.

La planta flotante está compuesta por un total de 1.512 módulos fotovoltaicos de 635 Wp, alcanzando una potencia pico instalada aproximada de 960 kWp. Al igual que en la instalación terrestre, se emplean 10 inversores string Huawei SUN2000-100KTL-M1 de 100 kW nominales, lo que permite mantener una configuración eléctrica comparable entre ambas soluciones y reducir la influencia de variables tecnológicas en el análisis posterior.

Los módulos se disponen sobre un sistema de plataformas flotantes modulares, diseñado para garantizar la flotabilidad, estabilidad y correcta orientación del generador fotovoltaico sobre la lámina de agua. Este sistema debe permitir absorber las variaciones del nivel del agua, así como las acciones derivadas del viento, el oleaje y posibles corrientes superficiales, manteniendo la integridad estructural y eléctrica de la instalación durante su vida útil.

Desde el punto de vista geométrico, se ha buscado mantener una orientación equivalente a la instalación terrestre, con los módulos orientados hacia el sur geográfico. La inclinación adoptada para los módulos flotantes es de 5°, valor habitual en soluciones flotantes al permitir reducir la exposición al viento y mejorar la estabilidad del conjunto sobre el agua. Esta inclinación es inferior a la empleada en la instalación terrestre, ya que en los sistemas flotantes no solo se busca optimizar la captación solar, sino también garantizar la seguridad estructural, la durabilidad del sistema y la correcta operación sobre la lámina de agua.

La disposición modular permite agrupar los módulos en bloques flotantes regulares, facilitando tanto la implantación sobre la superficie disponible como las labores de operación y mantenimiento. En este caso, la separación entre hileras

de módulos no se define mediante una distancia fija independiente, sino que viene determinada por la propia geometría del sistema de flotación empleado, incluyendo la anchura de los flotadores, los elementos de unión y los pasillos técnicos necesarios para el acceso y mantenimiento. Esta configuración permite limitar las sombras entre hileras, garantizar la estabilidad del conjunto y facilitar la operación de la instalación sobre la lámina de agua.

El diseño flotante se ha planteado de forma realista y representativa de soluciones actualmente empleadas en instalaciones fotovoltaicas flotantes, evitando configuraciones excesivamente particulares que puedan dificultar la comparación con la instalación terrestre. De este modo, las diferencias observadas posteriormente en la producción energética, pérdidas, costes y comportamiento ambiental pueden atribuirse principalmente a la tipología de implantación y a las condiciones específicas del entorno acuático.

Los parámetros completos de configuración empleados en la simulación energética se recogen en los informes de PVsyst incluidos en el **Anexo B**.

6.2. Sistema de flotación y anclaje

El sistema de flotación y anclaje constituye uno de los elementos clave en el diseño de una instalación fotovoltaica flotante, ya que es el responsable de garantizar la estabilidad mecánica de los módulos fotovoltaicos sobre la lámina de agua y de absorber las acciones ambientales a las que se ve sometida la instalación.

La instalación considerada se ha planteado mediante un sistema de plataformas flotantes modulares, sobre las que se disponen los módulos fotovoltaicos. Este tipo de sistemas es el más extendido en instalaciones fotovoltaicas flotantes actualmente en operación, debido a su flexibilidad, facilidad de montaje y capacidad de adaptación a variaciones del nivel del agua. Las plataformas se fabrican habitualmente en materiales poliméricos de alta densidad, resistentes a la radiación ultravioleta y a la exposición prolongada al ambiente acuático.

La configuración modular del sistema de flotación permite la agrupación de los módulos en bloques, facilitando tanto el montaje de la instalación como su adaptación geométrica a la superficie disponible del embalse. Asimismo, esta

disposición favorece la absorción de esfuerzos mecánicos inducidos por la acción del viento, el oleaje y las pequeñas corrientes superficiales, reduciendo las sollicitaciones estructurales sobre el conjunto.

Para garantizar la posición y estabilidad de la instalación sobre la lámina de agua, se ha considerado un sistema de anclaje perimetral, conectado a puntos fijos situados en el fondo o en los márgenes del embalse, mediante líneas de amarre. Este sistema permite limitar los desplazamientos horizontales de la plataforma flotante y, al mismo tiempo, absorber las variaciones del nivel del agua debidas a la gestión hidráulica del embalse y a las condiciones climatológicas.

El diseño del sistema de anclaje se ha planteado de forma que permita cierta flexibilidad en la posición de la plataforma, evitando configuraciones excesivamente rígidas que puedan generar sobreesfuerzos en los puntos de amarre. Este enfoque resulta especialmente adecuado en embalses de gran tamaño, donde pueden producirse variaciones significativas del nivel del agua a lo largo del año.

Desde el punto de vista de la seguridad y durabilidad, el sistema de flotación y anclaje se ha definido considerando materiales y soluciones constructivas adecuadas para entornos húmedos y potencialmente corrosivos. La elección de estos sistemas resulta coherente con el objetivo del trabajo, que busca analizar una solución fotovoltaica flotante realista y representativa de instalaciones actualmente en servicio, sin recurrir a configuraciones singulares u optimizadas en exceso.

En la Imagen 5 se muestra un esquema genérico representativo de una instalación fotovoltaica flotante, donde se identifican los principales elementos del sistema de flotación y anclaje, así como los componentes eléctricos asociados.

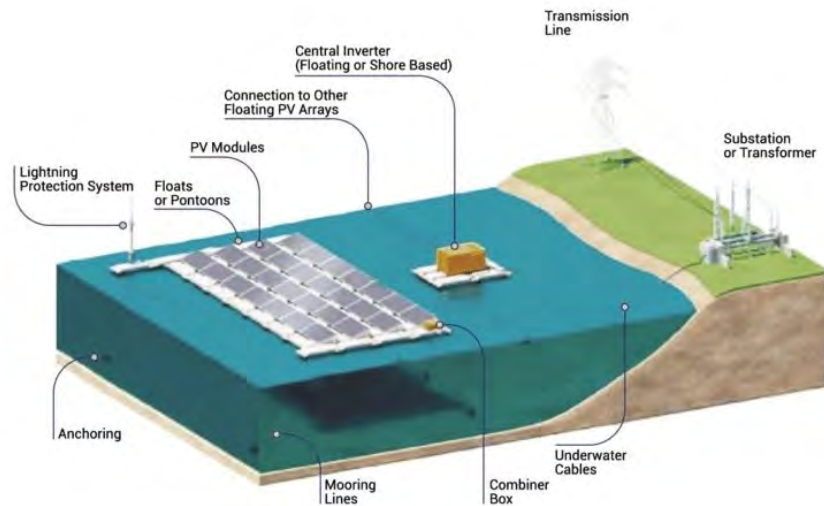


Imagen 5. Esquema genérico de una instalación fotovoltaica flotante con sistema de flotación y anclaje.

La documentación técnica del sistema de flotación considerado se incluye en el **Anexo A**.



6.3. Selección de módulos e inversores

La selección de los módulos fotovoltaicos y de los inversores para la instalación fotovoltaica flotante se ha realizado manteniendo, en la medida de lo posible, los mismos criterios adoptados en el diseño de la instalación fotovoltaica terrestre. Este planteamiento permite garantizar una comparación justa entre ambas tipologías de instalación, reduciendo la influencia de variables tecnológicas en los resultados finales del estudio.

En este sentido, se ha optado por emplear **el mismo modelo de módulo fotovoltaico** utilizado en la instalación terrestre, de tecnología monocristalina y elevada potencia unitaria. La utilización del mismo módulo asegura que las diferencias observadas en la producción energética y el rendimiento global del sistema se deban principalmente a las condiciones de operación y al entorno de instalación, y no a características propias del generador fotovoltaico.

Desde el punto de vista constructivo, los módulos seleccionados presentan características adecuadas para su uso en entornos flotantes, como un alto grado de protección frente a la humedad y una estructura resistente a condiciones ambientales adversas. Estas prestaciones resultan especialmente relevantes en instalaciones sobre lámina de agua, donde la exposición a ambientes húmedos es mayor que en instalaciones terrestres convencionales.

En cuanto a los inversores, se ha mantenido la misma tipología de **inversores string** empleada en la instalación terrestre, concretamente el modelo seleccionado en el Capítulo 5. Esta decisión permite conservar una configuración eléctrica equivalente en ambas instalaciones y simplificar el análisis comparativo posterior. Los inversores utilizados disponen de rangos de tensión y corriente compatibles con la configuración del generador fotovoltaico flotante y ofrecen elevados niveles de eficiencia de conversión.

La ubicación de los inversores en la instalación flotante se adapta a las particularidades del entorno, pudiendo disponerse sobre plataformas específicas o en tierra firme, en función del diseño global del sistema y de criterios de

accesibilidad y seguridad. No obstante, desde el punto de vista funcional y de rendimiento eléctrico, se asume un comportamiento equivalente al de los inversores empleados en la instalación terrestre.

En conjunto, la selección de módulos fotovoltaicos e inversores para la instalación flotante responde a un criterio de **máxima coherencia tecnológica** con la instalación terrestre, reforzando el enfoque comparativo del presente trabajo y permitiendo centrar el análisis posterior en las diferencias derivadas de la tipología de implantación.

6.4. Configuración eléctrica de la instalación fotovoltaica flotante

La configuración eléctrica de la instalación fotovoltaica flotante se ha definido siguiendo criterios análogos a los adoptados en la instalación terrestre, con el objetivo de mantener la coherencia técnica entre ambas alternativas y permitir una comparación directa de los resultados energéticos. Para ello, se ha mantenido el mismo número de módulos, la misma potencia instalada y la misma tipología de inversores.

La instalación flotante está formada por un total de 1.512 módulos fotovoltaicos de 635 Wp, alcanzando una potencia pico instalada aproximada de 960 kWp. Al igual que en la instalación terrestre, los módulos se agrupan en strings de 18 módulos conectados en serie, obteniéndose un total de 84 strings para el conjunto de la instalación.

Esta configuración permite mantener tensiones de operación adecuadas dentro del rango de seguimiento del punto de máxima potencia de los inversores seleccionados. Considerando una tensión en el punto de máxima potencia del módulo de 40,84 V, la tensión aproximada de operación de cada string en condiciones estándar es:

$$V_{mpp,string} = 18 \cdot 40,84 = 735,12 \text{ V}$$

Del mismo modo, considerando una tensión en circuito abierto del módulo de 49,10 V, la tensión en circuito abierto del string en condiciones estándar resulta:

$$V_{oc,string} = 18 \cdot 49,10 = 883,80 \text{ V}$$

Los valores obtenidos se encuentran dentro del rango admisible del inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1, manteniendo margen suficiente respecto a la tensión máxima de entrada. Además, esta configuración permite conservar una estructura eléctrica equivalente a la instalación terrestre, evitando que las diferencias de producción energética se deban a una configuración eléctrica distinta.

Los 84 strings se distribuyen entre los 10 inversores string seleccionados, asignando aproximadamente 8 o 9 strings por inversor. Esta distribución permite repartir de forma equilibrada la potencia generada, aprovechar los seguidores MPPT disponibles y facilitar la operación del sistema.

La principal diferencia respecto a la instalación terrestre no se encuentra en la configuración de strings, sino en el trazado y protección del cableado. Al tratarse de una instalación sobre lámina de agua, se requiere el empleo de cableado y conexiones adecuadas para entornos húmedos, con mayor grado de protección frente a la humedad, la radiación ultravioleta y posibles esfuerzos mecánicos asociados al movimiento de las plataformas flotantes.

Asimismo, las canalizaciones y recorridos eléctricos deben diseñarse de forma que permitan absorber los movimientos relativos del sistema flotante y las variaciones del nivel del agua, evitando esfuerzos excesivos sobre los conductores y conexiones. En los tramos de evacuación hacia tierra firme, se consideran soluciones de cableado protegido o adaptado al entorno acuático, garantizando en todo momento la seguridad eléctrica de la instalación.

En conjunto, la configuración eléctrica adoptada permite mantener una base técnica comparable con la instalación terrestre, incorporando únicamente las adaptaciones necesarias para garantizar la seguridad, durabilidad y fiabilidad del sistema en un entorno flotante.

Los parámetros completos de configuración empleados en la simulación energética se recogen en los informes de PVsyst incluidos en el **Anexo B**.

6.5. Disposición de la instalación sobre la lámina de agua

La disposición de la instalación fotovoltaica flotante sobre la lámina de agua se ha definido atendiendo a criterios geométricos, estructurales y operativos, con el objetivo de garantizar la estabilidad del sistema, una correcta exposición de los módulos fotovoltaicos a la radiación solar y unas condiciones adecuadas para las labores de operación y mantenimiento.

La instalación está compuesta por 1.512 módulos fotovoltaicos de 635 Wp, dispuestos sobre plataformas flotantes modulares. Los módulos se organizan en bloques regulares, formando superficies continuas sobre la lámina de agua que permiten una implantación ordenada y adaptable a la geometría disponible. Esta disposición modular facilita el montaje, la conexión entre plataformas y la integración con el sistema de amarre y anclaje.

Los módulos fotovoltaicos se colocan con una inclinación de 10° y orientación hacia el sur geográfico, manteniendo un criterio de orientación equivalente al empleado en la instalación terrestre. La menor inclinación respecto a la instalación sobre terreno responde a las particularidades de las soluciones flotantes, donde además de la captación solar se deben considerar aspectos como la estabilidad frente al viento, la reducción de esfuerzos sobre el sistema de flotación y la seguridad del conjunto sobre la lámina de agua.

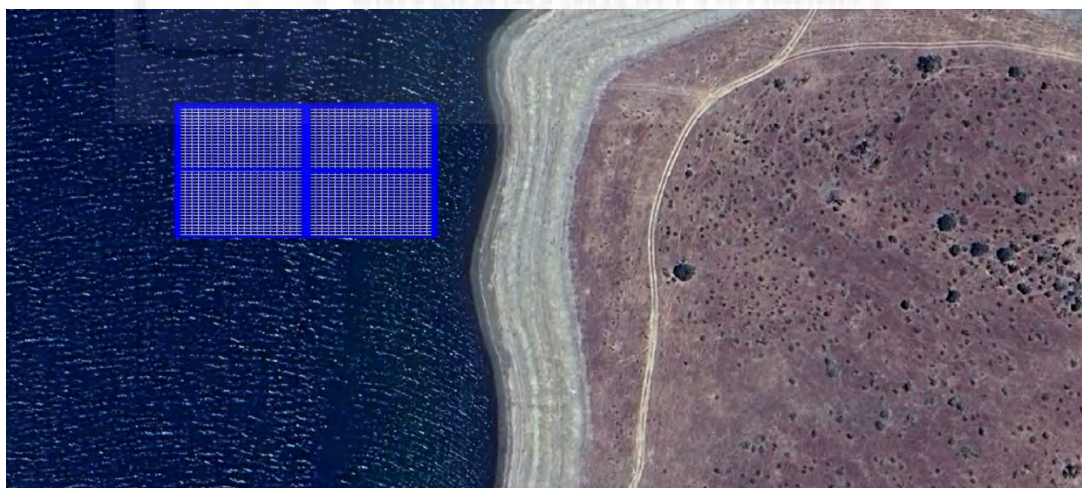
A diferencia de las instalaciones terrestres, en las que la separación entre filas se define principalmente mediante criterios geométricos de sombreado y aprovechamiento del terreno, en la instalación flotante la separación entre hileras de módulos queda condicionada por la propia geometría del sistema de flotación. Dicha separación depende de la anchura de los flotadores, los elementos de unión entre plataformas y los pasillos técnicos necesarios para permitir el acceso a los módulos y a los elementos de amarre. Por tanto, no se define una distancia fija independiente, sino una configuración integrada en el propio sistema flotante.

La disposición sobre el agua se ha planteado de forma que los bloques de módulos mantengan una organización regular y permitan recorridos accesibles para inspección, limpieza y mantenimiento. Estos espacios resultan especialmente importantes en instalaciones flotantes, donde las labores de operación requieren condiciones de acceso seguras y una distribución que permita revisar tanto los módulos como los flotadores, las líneas de amarre y los puntos de anclaje.

Desde el punto de vista eléctrico, el layout se ha diseñado de manera coherente con la configuración definida en el apartado anterior. Los 84 strings de 18 módulos en serie se distribuyen entre los 10 inversores string seleccionados, procurando reducir recorridos innecesarios de cableado y facilitar la agrupación de strings dentro de los bloques flotantes. Los recorridos eléctricos deben adaptarse a los movimientos relativos de las plataformas y a las variaciones del nivel del agua, empleando cableado y conducciones adecuadas para entornos húmedos.

El sistema de anclaje se considera un elemento fundamental en la disposición final de la instalación. La organización de los bloques flotantes debe permitir la conexión de las plataformas a las líneas de amarre, garantizando la estabilidad del conjunto frente a la acción del viento, el oleaje y las variaciones del nivel del agua. Por este motivo, el layout flotante no solo responde a criterios energéticos, sino también a criterios estructurales y operativos propios de este tipo de instalaciones.

En la Imagen 6 se muestra el layout general de la instalación fotovoltaica flotante sobre la lámina de agua, donde se aprecia la disposición de los bloques de módulos y la superficie ocupada por el sistema flotante.



*Imagen 6. Layout de la instalación fotovoltaica flotante sobre la lámina de agua.
Vista en planta de la disposición de los bloques de módulos fotovoltaicos flotantes y de la superficie ocupada en el embalse.*

Finalmente, la disposición adoptada no persigue una optimización extrema de la superficie ocupada, sino una solución realista, funcional y comparable con la instalación fotovoltaica terrestre. De este modo, las diferencias observadas posteriormente en producción energética, pérdidas, costes e impacto ambiental

pueden atribuirse principalmente a la tipología de implantación y no a configuraciones de diseño excesivamente particulares.

Los parámetros completos de configuración empleados en la simulación energética se recogen en los informes de PVsyst incluidos en el Anexo B.

6.6. Consideraciones de operación, mantenimiento y seguridad

La operación y el mantenimiento de una instalación fotovoltaica flotante presentan particularidades específicas derivadas de su implantación sobre una lámina de agua, que deben ser consideradas desde la fase de diseño para garantizar la seguridad del personal, la fiabilidad del sistema y la durabilidad de los equipos.

En comparación con una instalación fotovoltaica terrestre, el acceso a los módulos y a los equipos en una planta flotante requiere medios auxiliares específicos, como pasarelas flotantes o embarcaciones de servicio. Por este motivo, la disposición de los bloques de módulos se ha planteado de forma que permita el acceso controlado a los distintos elementos de la instalación, facilitando las tareas de inspección, limpieza y mantenimiento periódico.

Desde el punto de vista de la seguridad, se presta especial atención a la protección eléctrica en entornos húmedos, incorporando equipos con elevados grados de protección, sistemas de puesta a tierra adecuados y dispositivos de seguridad que minimicen el riesgo de contacto indirecto. Asimismo, los materiales empleados en el sistema de flotación y en los elementos auxiliares están diseñados para soportar condiciones ambientales adversas sin degradarse, reduciendo la necesidad de intervenciones correctivas.

Las tareas de mantenimiento preventivo en la instalación flotante incluyen la inspección periódica del sistema de flotación, de las líneas de amarre y de los puntos de anclaje, con el fin de detectar posibles desgastes o desplazamientos debidos a la acción del viento, el oleaje o las variaciones del nivel del agua. Este tipo de mantenimiento resulta especialmente relevante en embalses de gran tamaño, donde las sollicitaciones mecánicas pueden variar significativamente a lo largo del año.

Adicionalmente, la ubicación de los módulos sobre la lámina de agua puede contribuir a una reducción de la acumulación de polvo y suciedad, lo que potencialmente reduce la frecuencia de las labores de limpieza en comparación con instalaciones terrestres ubicadas en entornos secos o agrícolas. No obstante, se consideran igualmente procedimientos de limpieza adaptados a las condiciones del entorno acuático.

En conjunto, aunque la instalación fotovoltaica flotante introduce mayores exigencias desde el punto de vista operativo y de seguridad, estas pueden ser gestionadas adecuadamente mediante un diseño apropiado de la disposición de los módulos, del sistema de flotación y de los accesos, permitiendo una explotación segura y fiable a lo largo de la vida útil de la planta.



7.SIMULACIÓN ENERGÉTICA Y RESULTADOS

7.1. Producción energética

La producción energética de las instalaciones fotovoltaicas terrestre y flotante se ha estimado mediante simulaciones realizadas con el software PVsyst, empleando los mismos datos climáticos y criterios de cálculo para ambas tipologías, de acuerdo con la metodología definida en el Capítulo 3. Este enfoque permite realizar una comparación directa y coherente de los resultados obtenidos.

Las simulaciones se han llevado a cabo considerando una potencia instalada equivalente en ambos casos, así como la misma tecnología de módulos e inversores, de modo que las diferencias en la producción energética puedan atribuirse fundamentalmente a la tipología de implantación y a las condiciones de operación asociadas al entorno terrestre o flotante.

Como resultado del proceso de simulación, se obtiene la producción energética anual, expresada en términos de energía total generada (kWh/año). No obstante, para evaluar el rendimiento de ambas instalaciones de forma independiente de la potencia instalada y facilitar la comparación entre ellas, se emplea el indicador de producción específica, definido como la energía anual generada por unidad de potencia instalada. Este parámetro se calcula mediante la expresión:

$$E_{esp} = \frac{E_{anual}}{P_{inst}}$$

Donde:

- E_{esp} : producción específica [kWh/kWp * año]
- E_{anual} : producción energética anual [kWh/año]
- P_{inst} : Potencia instalada [kWp]

Los resultados obtenidos muestran que la instalación fotovoltaica terrestre presenta una producción anual acorde con los valores esperables para la localización analizada, caracterizada por un elevado recurso solar. Sin embargo, dicha producción se ve afectada por las pérdidas térmicas asociadas a las elevadas temperaturas de operación de los módulos durante los meses de mayor irradiación.

Por su parte, la instalación fotovoltaica flotante presenta una producción específica ligeramente superior, lo que indica un mejor aprovechamiento del recurso solar bajo las mismas condiciones de potencia instalada. Este comportamiento se asocia principalmente a un régimen térmico más favorable de los módulos fotovoltaicos, derivado de la proximidad de la lámina de agua y de una mayor ventilación natural, factores que contribuyen a reducir las pérdidas por temperatura.

Los valores de producción energética anual y de producción específica correspondientes a ambas instalaciones se recogen de forma comparativa en la Tabla 7.1, que constituye la base para el análisis posterior del rendimiento del sistema mediante el indicador Performance Ratio y para el estudio detallado de las pérdidas energéticas.

Instalación	Potencia Instalada (kWp)	Producción Anual (kWh/año)	Producción específica (kWh/kWp*año)
FV terrestre	960	1.472.299	1.533
FV flotante	960	1.410.688	1.462

Tabla 7.1. Producción energética anual y producción específica de las instalaciones fotovoltaicas terrestre y flotante

En base a estos resultados, se observa un mejor comportamiento energético de la instalación fotovoltaica flotante en términos de producción específica, lo que justifica la necesidad de analizar con mayor detalle el rendimiento global del sistema y el impacto de las distintas pérdidas energéticas, aspectos que se abordan en los apartados siguientes.

7.2. Performance Ratio (PR)

El Performance Ratio (PR) es un indicador ampliamente utilizado para evaluar el rendimiento global de las instalaciones fotovoltaicas, ya que permite cuantificar la eficiencia con la que un sistema convierte el recurso solar disponible en energía eléctrica útil, independientemente de la irradiación del emplazamiento o de la potencia instalada.

A diferencia de la producción específica, el Performance Ratio tiene en cuenta de forma agregada todas las pérdidas del sistema (térmicas, eléctricas, ópticas y de conversión) proporcionando una visión global del comportamiento real de la

instalación. Por este motivo, el PR constituye uno de los parámetros más relevantes para la comparación objetiva entre distintas tipologías de plantas fotovoltaicas.

El PR se define mediante la siguiente expresión:

$$PR = \frac{E_{anual}}{H_{POA} \cdot P_{inst}}$$

- *PR es el Performance Ratio*
- *E_{anual} es la energía anual generada por la instalación [kWh]*
- *H_{POA} es la irradiación anual recibida en el plano del generador [kWh/m²]*
- *P_{inst} es la potencia pico instalada [kWp]*

Los valores de PR obtenidos a partir de las simulaciones realizadas con PVsyst permiten comparar directamente el comportamiento de la instalación fotovoltaica terrestre y de la instalación flotante bajo las mismas condiciones de recurso solar y de diseño. Este indicador resulta especialmente útil para identificar diferencias en el impacto global de las pérdidas energéticas asociadas a cada tipología de instalación.

La instalación fotovoltaica terrestre presenta un valor de PR consistente con los valores habitualmente observados en plantas fotovoltaicas diseñadas correctamente en la localización analizada. Por su parte, la instalación fotovoltaica flotante muestra un valor de PR ligeramente inferior, lo que indica una mayor contribución relativa de ciertas pérdidas adicionales asociadas a su implantación sobre la lámina de agua, como las derivadas del diseño geométrico, del cableado o de los sistemas auxiliares.

Los valores de Performance Ratio correspondientes a ambas instalaciones se recogen de forma comparativa en la Tabla 7.2. Estos resultados permiten avanzar en la identificación de los factores que explican las diferencias observadas en la producción energética, y sirven como base para el análisis detallado de las pérdidas del sistema que se presenta en el apartado siguiente.

Instalación	Performance Ratio (%)
FV Terrestre	79,7
FV Flotante	84,3

Tabla 7.2. Performance Ratio de las instalaciones fotovoltaicas terrestre y flotante

7.3. Análisis de pérdidas energéticas

El análisis de pérdidas energéticas permite identificar los distintos factores que influyen en la reducción de la energía generada respecto al potencial teórico del generador fotovoltaico, y constituye una herramienta fundamental para interpretar las diferencias observadas en la producción energética y en el Performance Ratio de las instalaciones analizadas.

A partir de los resultados obtenidos mediante las simulaciones realizadas con el software PVsyst, se ha llevado a cabo un estudio comparativo de las principales pérdidas asociadas a la instalación fotovoltaica terrestre y a la instalación fotovoltaica flotante. Dado el elevado nivel de detalle que proporciona el software, en este apartado se presentan únicamente las categorías principales de pérdidas, con el fin de facilitar la interpretación de los resultados, mientras que el desglose completo se incluye en los anexos correspondientes.

Las pérdidas consideradas se agrupan en pérdidas ópticas y geométricas, pérdidas térmicas, pérdidas eléctricas en corriente continua y alterna, y pérdidas asociadas a la conversión de energía en los inversores. El análisis conjunto de estas pérdidas permite explicar de forma coherente las diferencias observadas en el comportamiento energético global de ambas tipologías de instalación.

Pérdidas ópticas y geométricas

Las pérdidas ópticas, asociadas principalmente a reflexiones en la superficie de los módulos y a efectos de incidencia angular, presentan valores similares en ambas instalaciones al emplearse la misma tecnología fotovoltaica. No obstante, en la instalación flotante se observa una ligera penalización adicional asociada a la configuración geométrica adoptada, en particular a la inclinación de los módulos y a la disposición modular de los bloques sobre la lámina de agua, necesaria para garantizar la estabilidad estructural del sistema.

Pérdidas térmicas

Las pérdidas térmicas están directamente relacionadas con la temperatura de operación de los módulos fotovoltaicos. En este aspecto, la instalación fotovoltaica flotante presenta un comportamiento más favorable, debido a la proximidad de la lámina de agua y a una mayor ventilación natural, lo que contribuye a reducir la temperatura media de los módulos respecto a la instalación terrestre.

Este efecto se traduce en una menor pérdida por temperatura en la instalación flotante, constituyendo una de las principales ventajas teóricas de la fotovoltaica flotante.

Pérdidas eléctricas y de conversión

Las pérdidas eléctricas en corriente continua y alterna, derivadas del cableado, las conexiones y los dispositivos de protección, resultan ligeramente superiores en la instalación flotante. Esta diferencia se debe principalmente a la mayor complejidad del tendido eléctrico en entornos acuáticos y a la necesidad de emplear cableado específico y protecciones adicionales frente a la humedad.

Las pérdidas asociadas a los inversores se mantienen en rangos similares en ambas configuraciones, al utilizarse la misma tipología de equipos, aunque la disposición de los inversores y su integración en el sistema flotante pueden introducir pequeñas pérdidas adicionales.

Resumen comparativo de pérdidas

Con el objetivo de sintetizar el análisis anterior y facilitar la comparación entre ambas instalaciones, en la Tabla 7.4 se presenta un resumen de las principales pérdidas energéticas obtenidas a partir de las simulaciones.

Tipo de pérdida	FV Terrestre (%)	FV Flotante (%)
Pérdidas ópticas y geométricas	-6,76	-5,19
Pérdidas térmicas	-4,87	-4,17
Pérdidas eléctricas (DC y AC)	-6,08	-5,68
Pérdidas en inversores	-1,80	-1,74
Pérdidas totales del sistema	-21,24	-18,26

Tabla 7.3. Resumen comparativo de pérdidas energéticas de las instalaciones fotovoltaicas terrestre y flotante

7.4. Comparativa de resultados

La comparación de resultados entre la instalación fotovoltaica terrestre y la instalación fotovoltaica flotante se ha realizado a partir de los indicadores analizados en los apartados anteriores: producción energética, producción específica, Performance Ratio y balance de pérdidas energéticas. Este enfoque permite evaluar de forma conjunta el comportamiento de ambas tipologías bajo condiciones equivalentes de potencia instalada, tecnología y recurso solar.

Desde el punto de vista de la producción energética, la instalación fotovoltaica terrestre presenta una producción anual y una producción específica superiores a las de la instalación flotante en el caso analizado. A primera vista, este resultado podría parecer contradictorio con las ventajas teóricas habitualmente asociadas a la fotovoltaica flotante, especialmente en lo relativo a la reducción de la temperatura de operación de los módulos.

Sin embargo, el análisis del balance de pérdidas energéticas, recogido en la Tabla 7.4, muestra que la instalación fotovoltaica flotante presenta menores pérdidas totales del sistema (-18,26 %) en comparación con la instalación terrestre (-21,24 %). Esta diferencia pone de manifiesto un funcionamiento interno más eficiente del sistema flotante, especialmente en lo relativo a las pérdidas térmicas y a las pérdidas ópticas y geométricas.

En particular, la instalación flotante presenta una reducción apreciable de las pérdidas térmicas (-4,17 % frente a -4,87 %), atribuible a un régimen térmico más

favorable de los módulos debido a la proximidad de la lámina de agua y a una mayor ventilación natural. Asimismo, las pérdidas ópticas y geométricas resultan inferiores en la configuración flotante, lo que indica un mejor aprovechamiento de la irradiación incidente una vez que esta alcanza el plano del generador.

Las pérdidas eléctricas, tanto en corriente continua como en corriente alterna, muestran valores ligeramente menores en la instalación flotante, mientras que las pérdidas en inversores son muy similares en ambas configuraciones, al emplearse la misma tipología de equipos. Estos resultados refuerzan la idea de que, desde el punto de vista del sistema, la instalación fotovoltaica flotante presenta un comportamiento globalmente más eficiente.

No obstante, esta mayor eficiencia interna no se traduce en una mayor producción energética total. La explicación de este resultado se encuentra en la energía solar disponible en el plano del generador, que resulta inferior en la instalación flotante debido a las diferencias geométricas del diseño, especialmente en términos de inclinación de los módulos. En el caso analizado, la configuración flotante prioriza la estabilidad estructural y la operatividad del sistema sobre la lámina de agua, lo que implica una captación geométrica del recurso solar ligeramente menos favorable que en la instalación terrestre.

En consecuencia, aunque la instalación flotante pierde un menor porcentaje de energía a lo largo de la cadena de conversión, parte de una irradiación efectiva inferior, lo que conduce a una producción final más baja. Este resultado pone de manifiesto que el rendimiento energético de una instalación fotovoltaica no depende únicamente de la magnitud de las pérdidas del sistema, sino también de la combinación entre captación geométrica del recurso solar y eficiencia global del sistema.

En conjunto, la comparativa realizada evidencia que la fotovoltaica flotante no presenta un comportamiento intrínsecamente superior al de una instalación terrestre equivalente, sino que su rendimiento final depende de forma significativa del diseño adoptado y de las condiciones específicas del emplazamiento. En el caso estudiado, la solución flotante ofrece un sistema más eficiente desde el punto

de vista interno, pero con una producción energética inferior debido a una menor captación de irradiación solar, lo que justifica los resultados obtenidos y refuerza la necesidad de un análisis integrado técnico, energético y económico.



8. ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico tiene como objetivo comparar la viabilidad de la instalación fotovoltaica terrestre y de la instalación fotovoltaica flotante desde el punto de vista de los costes de inversión, los costes de operación y mantenimiento y los principales indicadores económicos del proyecto.

Para ello, se ha elaborado un presupuesto estimativo detallado en Excel, estructurado por partidas principales y con desglose de materiales, equipos y conceptos asociados a cada tipología de instalación. Este enfoque permite obtener una estimación más precisa que el uso exclusivo de ratios generales en €/kWp y facilita la comparación directa entre ambas soluciones.

El presupuesto completo, incluyendo el detalle de partidas, materiales, cantidades, precios unitarios e importes parciales, se recoge en el Anexo C.

8.1. Costes de inversión (CAPEX)

Los costes de inversión inicial, conocidos como CAPEX, incluyen todos los costes necesarios para la ejecución, montaje, conexión y puesta en marcha de las instalaciones fotovoltaicas analizadas.

En este trabajo, el CAPEX se ha obtenido a partir de un presupuesto estimativo detallado, desarrollado específicamente para la instalación fotovoltaica terrestre y para la instalación fotovoltaica flotante. Este presupuesto se ha estructurado en capítulos de coste, diferenciando entre equipos principales, estructura o sistema flotante, instalación eléctrica, obra civil, sistemas auxiliares, ingeniería, puesta en marcha y contingencias.

En el caso de la instalación fotovoltaica terrestre, el presupuesto incluye partidas correspondientes a módulos fotovoltaicos, inversores, estructura fija, hincado o cimentación, cableado en corriente continua y alterna, protecciones eléctricas, centro de transformación, obra civil, vallado, monitorización, ingeniería y puesta en marcha.

Para la instalación fotovoltaica flotante, además de los elementos comunes con la solución terrestre, se han incorporado partidas específicas relativas al sistema de flotación, flotadores principales y auxiliares, elementos de unión, sistemas de

anclaje y amarre, cableado adaptado a entornos húmedos, medios auxiliares de montaje sobre lámina de agua y mayores exigencias logísticas y de seguridad. Los resultados agregados del presupuesto se muestran en la Tabla 8.1.

Tipo de instalación	CAPEX específico (€/kWp)	CAPEX total (€)
FV Terrestre	800	768.000
FV Flotante	1.042,40	921.000

Tabla 8.1. Comparativa de costes de inversión (CAPEX)

Como se observa en la Tabla 8.1, la instalación fotovoltaica flotante presenta un CAPEX superior al de la instalación terrestre. Esta diferencia se debe principalmente a la incorporación de los sistemas de flotación y anclaje, así como a la mayor complejidad de montaje, logística y seguridad asociada a la implantación sobre una lámina de agua.

La diferencia entre ambas soluciones confirma que el impacto económico principal de la tecnología flotante se concentra en la fase inicial de inversión, especialmente en aquellos elementos que no están presentes en una instalación terrestre convencional.

8.2. Costes de operación y mantenimiento (OPEX)

Los costes de operación y mantenimiento, conocidos como OPEX, recogen los gastos asociados al funcionamiento de la instalación durante su vida útil. Estos costes incluyen tareas de inspección, limpieza, mantenimiento preventivo y correctivo, supervisión, seguridad y gestión operativa de la planta.

A diferencia del CAPEX, que se ha desarrollado mediante un presupuesto detallado de partidas y materiales, el OPEX se ha estimado mediante valores específicos anuales por unidad de potencia instalada, integrados dentro del modelo económico elaborado en Excel. Este enfoque permite comparar ambas tipologías de instalación de forma coherente, manteniendo criterios homogéneos de análisis.

En la instalación fotovoltaica terrestre, los costes de operación y mantenimiento se asocian principalmente a la limpieza de módulos, revisión de estructuras, mantenimiento de equipos eléctricos, control de vegetación, conservación de accesos y vigilancia de la instalación. Este tipo de planta presenta una operación relativamente sencilla debido a la buena accesibilidad de los equipos y a la madurez de las soluciones constructivas empleadas.

En la instalación fotovoltaica flotante, el OPEX puede verse afectado por dos factores contrapuestos. Por un lado, la presencia de la lámina de agua puede reducir parcialmente la acumulación de polvo sobre los módulos, disminuyendo potencialmente la frecuencia de limpieza. Por otro lado, el acceso a los equipos resulta más complejo y requiere inspecciones específicas del sistema de flotación, amarres y anclajes, lo que incrementa las necesidades de mantenimiento.

Por este motivo, se ha considerado un coste de operación y mantenimiento ligeramente superior para la instalación flotante respecto a la terrestre. Las hipótesis económicas empleadas y su integración en el modelo de cálculo se recogen en el Anexo C.

Comparativa de OPEX

Los costes de operación y mantenimiento estimados para ambas instalaciones se recogen en la Tabla 8.1.

Tipo de instalación	OPEX específico (€/kWp · año)	OPEX anual (€)
FV Terrestre	20	19.200
FV Flotante	22	21.120

Tabla 8.2. Comparativa de costes de operación y mantenimiento (OPEX)

La instalación flotante presenta un OPEX anual ligeramente superior, debido principalmente a la mayor complejidad de acceso, inspección y mantenimiento de los sistemas de flotación y anclaje. No obstante, esta diferencia es más reducida que la observada en el CAPEX, por lo que el principal impacto económico de la solución flotante se concentra en la inversión inicial.

8.3. Indicadores económicos (LCOE, VAN y TIR)

Con el fin de evaluar la viabilidad económica de ambas instalaciones, se han calculado tres indicadores principales: el Coste Nivelado de la Energía (LCOE), el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Los valores de CAPEX y OPEX utilizados para el cálculo de estos indicadores proceden del presupuesto estimativo detallado y del modelo económico incluidos en el Anexo C. Para el análisis se han adoptado las siguientes hipótesis:

- Vida útil del proyecto: 25 años
- Precio de la energía: 0,05 €/kWh
- Tasa de descuento: 5 %

Estos valores son representativos del contexto actual del sector y permiten realizar una estimación coherente para fines comparativos.

Coste Nivelado de la Energía (LCOE)

El LCOE representa el coste medio de generación de energía a lo largo de la vida útil del sistema y se calcula como:

$$LCOE = \frac{CAPEX + (OPEX \cdot N)}{E_{anual} \cdot N}$$

Donde:

- *CAPEX* es el coste de inversión inicial (€),
- *OPEX* es el coste anual de operación y mantenimiento (€/año),
- *E_{anual}* es la producción energética anual (kWh/año),
- *N* es la vida útil del proyecto (años).

Aplicando esta expresión a los resultados obtenidos, se tienen los siguientes valores:

- FV Terrestre:

$$LCOE = 0,0339 \text{ €/kWh}$$

- FV Flotante:

$$LCOE = 0,0433 \text{ €/kWh}$$

Estos resultados ponen de manifiesto que la instalación flotante presenta un coste de generación más elevado, debido principalmente a su mayor inversión inicial y a una producción energética inferior.

Valor Actual Neto (VAN)

El Valor Actual Neto permite evaluar la rentabilidad de la inversión considerando el valor temporal del dinero, y se calcula como:

$$VAN = -CAPEX + F \cdot \frac{1 - (1 + r)^{-N}}{r}$$

Donde:

- F es el flujo de caja anual (€),
- r es la tasa de descuento,
- N es la vida útil del proyecto.

El flujo de caja anual se calcula como:

$$F = E_{anual} \cdot P_{energía} - OPEX$$

A partir de los valores obtenidos:

- FV Terrestre:

$$VAN \approx -1.079 \text{ €}$$

- FV Flotante:

$$VAN \approx -304.256 \text{ €}$$

La instalación terrestre presenta un VAN cercano a cero, lo que indica una inversión prácticamente en equilibrio, mientras que la instalación flotante presenta un VAN negativo significativo.

Tasa Interna de Retorno (TIR)

La Tasa Interna de Retorno es la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero, y se expresa como:

$$0 = -CAPEX + \sum_{t=1}^N \frac{F_t}{(1 + TIR)^t}$$

A partir del análisis de los flujos de caja se obtienen los siguientes valores aproximados:

- FV Terrestre:

$$TIR \approx 5,0\%$$

- FV Flotante:

$$TIR \approx 1,7\%$$

Estos resultados indican que la instalación terrestre presenta una mayor rentabilidad relativa.

Comparación global de indicadores

Instalación	LCOE(€/kWh)	VAN (€)	TIR (%)
FV Terrestre	0,034	≈ - 1.079	≈ 5,0
FV Flotante	0,043	≈ - 304.256	≈ 1,7

Tabla 8.3. Indicadores económicos comparativos

Del análisis conjunto de los indicadores se observa que la instalación fotovoltaica terrestre presenta un comportamiento económico más favorable, con un menor coste de generación, una rentabilidad superior y un VAN prácticamente equilibrado.

Por el contrario, la instalación flotante, aunque presenta ventajas técnicas y ambientales específicas, no logra compensar su mayor coste de inversión con la producción obtenida en el escenario analizado. La incorporación de sistemas de flotación, anclaje, cableado adaptado y medios auxiliares de montaje incrementa de forma significativa el CAPEX, lo que penaliza sus indicadores económicos.

En consecuencia, para el caso estudiado, la instalación fotovoltaica terrestre resulta más competitiva desde el punto de vista económico. No obstante, la solución flotante podría adquirir mayor interés en escenarios donde la disponibilidad de suelo sea limitada, el coste del terreno sea elevado o existan incentivos específicos asociados al aprovechamiento de superficies acuáticas.

9. ANÁLISIS AMBIENTAL

El análisis ambiental permite evaluar las principales diferencias entre la instalación fotovoltaica terrestre y la instalación fotovoltaica flotante desde el punto de vista del uso del territorio, la afección al entorno y la reducción de emisiones asociada a la generación de energía renovable. Aunque ambas soluciones comparten el beneficio principal de producir electricidad sin emisiones directas durante su operación, su implantación presenta impactos ambientales diferentes que deben ser considerados. En primer lugar, la instalación fotovoltaica terrestre requiere la ocupación directa de una superficie de terreno para la disposición de módulos, estructuras, inversores, caminos de acceso y vallado perimetral. Esta ocupación puede suponer una alteración del uso del suelo, especialmente en zonas agrícolas, ganaderas o con valor ambiental. Además, durante la fase de construcción pueden producirse movimientos de tierra, compactación del terreno y modificación de la cubierta vegetal existente. No obstante, estos impactos pueden reducirse mediante una adecuada planificación del proyecto, la minimización de movimientos de tierra y la restauración ambiental de las zonas afectadas.

Por el contrario, la instalación fotovoltaica flotante permite reducir significativamente la ocupación de suelo, al situarse sobre una lámina de agua existente. Esta característica constituye una de sus principales ventajas ambientales frente a la solución terrestre, especialmente en emplazamientos donde la disponibilidad de terreno es limitada o donde se pretende evitar la competencia con otros usos del suelo. En este sentido, la fotovoltaica flotante permite aprovechar superficies ya existentes, como embalses o balsas de riego, sin necesidad de transformar nuevas áreas terrestres.

No obstante, la implantación sobre una masa de agua también introduce aspectos ambientales específicos. La presencia de plataformas flotantes puede modificar parcialmente la incidencia de radiación solar sobre la lámina de agua, alterar localmente las condiciones de temperatura superficial y afectar a determinados procesos biológicos. En algunos casos, la cobertura parcial del agua puede contribuir a reducir la evaporación, lo que supone una ventaja relevante en zonas con estrés hídrico. Sin embargo, estos efectos dependen de la superficie ocupada, del

porcentaje de cobertura del embalse y de las características ecológicas del medio acuático.

Desde el punto de vista de las emisiones, ambas instalaciones contribuyen a la reducción de gases de efecto invernadero al sustituir parte de la generación eléctrica procedente de fuentes convencionales. Para estimar las emisiones evitadas, se emplea un factor de emisión asociado al sistema eléctrico. Como referencia, el mix eléctrico nacional reciente se sitúa en torno a **0,102 kgCO₂e/kWh**, según datos relacionados con factores oficiales de emisión y evolución del mix eléctrico nacional. Asimismo, Red Eléctrica publica los factores de emisión de CO₂ asociados a la generación eléctrica en el sistema eléctrico nacional, expresados en tCO₂eq/MWh.

No obstante, con el objetivo de adoptar un criterio conservador y evitar sobreestimar el beneficio ambiental, en este trabajo se ha considerado un factor de emisión más desfavorable de:

$$FE = 0,20 \text{ kgCO}_2\text{e/kWh}$$

Las emisiones evitadas se calculan mediante la siguiente expresión:

$$\text{Emisiones evitadas} = E_{\text{anual}} \cdot FE$$

Donde:

- E_{anual} es la energía anual generada por la instalación [kWh/año].
- FE es el factor de emisión considerado [kgCO₂e/kWh].

Para la instalación fotovoltaica terrestre:

$$\text{Emisiones evitadas}_{\text{terrestre}} = 1.472.299 \cdot 0,20 = 294.459,8 \text{ kgCO}_2\text{e/kWh}$$

equivalente a:

$$294,46 \text{ tCO}_2\text{e/año}$$

Para la instalación fotovoltaica flotante:

$$\text{Emisiones evitadas}_{\text{flotante}} = 1.410.688 \cdot 0,20 = 282.137,6 \text{ kgCO}_2\text{e/kWh}$$

equivalente a:

282,14 tCO₂e/año

Los resultados obtenidos se resumen en la Tabla 10.1.

Instalación	Producción anual (kWh/año)	Factor de emisión considerado (kgCO₂e/kWh)	Emisiones evitadas (tCO₂e/año)
FV Terrestre	1.472.299	0,20	294,46
FV Flotante	1.410.688	0,20	282,14

Tabla 10.1. Análisis de sensibilidad de emisiones evitadas

Como se observa en la Tabla 10.1, la instalación fotovoltaica terrestre evita una mayor cantidad anual de emisiones de CO₂ debido a su mayor producción energética. No obstante, esta diferencia no implica necesariamente un peor comportamiento ambiental global de la instalación flotante, ya que esta presenta ventajas relevantes en términos de menor ocupación de suelo y posible reducción de la evaporación de agua.

Con el fin de comprobar la sensibilidad de los resultados al factor de emisión empleado, se presenta además una comparación considerando tres valores distintos: el valor de referencia del mix eléctrico nacional reciente (0,102 kgCO₂e/kWh), un valor intermedio conservador (0,15 kgCO₂e/kWh) y el valor desfavorable utilizado en el análisis principal (0,20 kgCO₂e/kWh).

Instalación	Emisiones evitadas con 0,102 kgCO₂e/kWh (tCO₂e/año)	Emisiones evitadas con 0,15 kgCO₂e/kWh (tCO₂e/año)	Emisiones evitadas con 0,20 kgCO₂e/kWh (tCO₂e/año)
FV Terrestre	150,17	220,84	294,46
FV Flotante	143,89	211,60	282,14

Tabla 10.2. Análisis de sensibilidad de emisiones evitadas según el factor de emisión

Este análisis muestra que, independientemente del factor de emisión considerado, la instalación terrestre presenta una mayor reducción anual de emisiones debido a su mayor producción energética. Sin embargo, la diferencia entre ambas soluciones debe interpretarse junto con otros impactos ambientales, como la ocupación del terreno, la alteración del entorno y el aprovechamiento de superficies acuáticas existentes.

En conjunto, desde el punto de vista ambiental, la instalación terrestre destaca por una mayor contribución directa a la reducción de emisiones, mientras que la instalación flotante presenta ventajas asociadas a la menor ocupación de suelo y al posible aprovechamiento de superficies de agua ya existentes. Por tanto, la valoración ambiental de ambas soluciones debe realizarse de forma integrada, considerando tanto las emisiones evitadas como las particularidades del emplazamiento y los impactos específicos de cada tipología.



10. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

La comparación desarrollada a lo largo del trabajo permite analizar de forma conjunta el comportamiento de dos soluciones fotovoltaicas distintas, una terrestre y otra flotante, diseñadas bajo criterios técnicos equivalentes y ubicadas en un entorno geográfico similar. Este enfoque permite centrar la discusión en las diferencias derivadas de la tipología de implantación, reduciendo la influencia de variables externas como la potencia instalada, la tecnología de módulos e inversores o el recurso solar disponible.

Desde el punto de vista energético, los resultados obtenidos muestran que la instalación fotovoltaica terrestre alcanza una producción anual y una producción específica superiores a las de la instalación flotante. Este resultado no implica necesariamente que la tecnología flotante sea menos eficiente en términos absolutos, sino que en el caso analizado la configuración geométrica adoptada para la instalación sobre la lámina de agua limita parcialmente la captación de irradiación sobre el plano del generador. Por tanto, la producción final no depende únicamente de las pérdidas internas del sistema, sino también de la cantidad de recurso solar que realmente incide sobre los módulos.

El análisis de pérdidas permite matizar esta interpretación. La instalación flotante presenta menores pérdidas totales del sistema que la instalación terrestre, especialmente debido a una reducción de las pérdidas térmicas asociada a un régimen de operación más favorable de los módulos. Este resultado confirma una de las ventajas teóricas principales de la fotovoltaica flotante: la posible mejora del comportamiento térmico gracias a la proximidad de la lámina de agua y a una mayor ventilación natural. Sin embargo, esta ventaja no resulta suficiente para compensar la menor irradiación captada por la configuración adoptada, lo que explica que la producción final sea inferior.

Esta diferencia entre eficiencia interna y producción final constituye uno de los aspectos más relevantes del trabajo. En una instalación fotovoltaica, un menor porcentaje de pérdidas no garantiza necesariamente una mayor generación anual si la energía incidente inicial es menor. Por ello, el análisis de resultados debe realizarse considerando conjuntamente la geometría de implantación, la irradiación en el plano del generador, las pérdidas energéticas y el rendimiento global del sistema.

Desde el punto de vista económico, la instalación terrestre presenta un comportamiento más favorable en el escenario considerado. Su menor coste de inversión, unido a una mayor producción energética, se traduce en un LCOE inferior y en indicadores de rentabilidad más competitivos. Por el contrario, la instalación flotante incorpora costes adicionales asociados a los sistemas de flotación, anclaje, cableado específico y mayor complejidad constructiva, lo que incrementa su CAPEX. En el caso analizado, esta mayor inversión inicial no se ve compensada por una mayor producción energética, por lo que la rentabilidad económica de la solución flotante resulta inferior.

No obstante, esta conclusión económica debe interpretarse dentro de las hipótesis adoptadas. Los valores de CAPEX, OPEX, precio de energía, tasa de descuento y vida útil se han estimado con criterios representativos, pero no proceden de ofertas reales de proyecto. Por tanto, los resultados económicos deben entenderse como una comparación razonada entre alternativas, y no como una evaluación financiera definitiva. En escenarios con costes de flotación más bajos, incentivos específicos, restricciones severas de suelo o mayor valor del terreno disponible, la competitividad de la solución flotante podría mejorar significativamente.

Desde el punto de vista ambiental, ambas alternativas presentan beneficios claros al generar electricidad sin emisiones directas durante su operación. La instalación terrestre evita una mayor cantidad de emisiones anuales debido a su mayor producción energética, mientras que la instalación flotante destaca por reducir la ocupación de suelo y aprovechar una superficie acuática existente. Esta diferencia es importante, ya que la valoración ambiental no debe basarse únicamente en las emisiones evitadas, sino también en el uso del territorio, la afección al entorno, la compatibilidad con otros usos y los posibles efectos sobre la lámina de agua.

En este sentido, la fotovoltaica flotante puede resultar especialmente interesante en emplazamientos donde el suelo disponible sea limitado, tenga un elevado valor agrícola o ambiental, o existan masas de agua artificiales con capacidad suficiente para albergar este tipo de instalaciones. Además, la posible reducción de evaporación puede constituir una ventaja adicional en zonas con estrés hídrico, aunque este efecto dependerá del porcentaje de cobertura de la lámina de agua y de las condiciones específicas del embalse.

En conjunto, los resultados del trabajo muestran que la instalación fotovoltaica terrestre es, para el caso estudiado, la opción más favorable desde el punto de vista

energético y económico. Sin embargo, la instalación flotante no debe descartarse como alternativa, ya que presenta ventajas técnicas y ambientales específicas que pueden resultar determinantes en determinados contextos. La decisión entre una solución terrestre y una flotante debe realizarse, por tanto, mediante un análisis integrado que considere no solo la producción energética y la rentabilidad económica, sino también la disponibilidad de superficie, las restricciones del emplazamiento, el impacto ambiental y los objetivos del proyecto.

La principal aportación del estudio es mostrar que la fotovoltaica flotante no puede evaluarse únicamente bajo la premisa de que presenta menores pérdidas térmicas. Aunque este efecto existe y se refleja en los resultados, el rendimiento final depende del equilibrio entre múltiples factores. Por ello, una comparativa rigurosa entre ambas tipologías debe considerar tanto las condiciones de operación como las decisiones de diseño adoptadas, especialmente la inclinación, la disposición de los módulos, el sistema de flotación, el cableado y las hipótesis económicas.



11. CONCLUSIONES

El presente Trabajo de Fin de Grado ha permitido realizar una comparación técnica, energética, económica y ambiental entre una instalación fotovoltaica terrestre y una instalación fotovoltaica flotante ubicadas en una misma zona geográfica y diseñadas bajo criterios equivalentes. Esta metodología ha permitido aislar, en la medida de lo posible, la influencia de la tipología de implantación sobre los resultados obtenidos. En primer lugar, se ha comprobado que ambas soluciones son técnicamente viables para el emplazamiento considerado. La instalación terrestre se apoya en una tecnología ampliamente consolidada, con soluciones constructivas estandarizadas y menores exigencias de implantación. Por su parte, la instalación flotante requiere sistemas específicos de flotación y anclaje, así como una mayor atención a aspectos relacionados con la estabilidad, la seguridad eléctrica y la operación en entorno acuático.

Desde el punto de vista energético, la instalación fotovoltaica terrestre ha presentado una mayor producción anual y una mayor producción específica en el caso analizado. Este resultado se debe principalmente a una configuración geométrica más favorable para la captación de irradiación solar sobre el plano del generador.

No obstante, el análisis de pérdidas ha mostrado que la instalación flotante presenta menores pérdidas internas del sistema, especialmente en lo relativo a pérdidas térmicas. Este resultado confirma una de las principales ventajas teóricas de la fotovoltaica flotante: la mejora del comportamiento térmico de los módulos debido a la proximidad de la lámina de agua. Sin embargo, esta ventaja no ha sido suficiente para compensar la menor captación de irradiación asociada al diseño considerado.

Desde el punto de vista económico, la instalación terrestre ha resultado más favorable en el escenario estudiado. Su menor coste de inversión inicial y su mayor producción energética se traducen en un menor LCOE y en indicadores de rentabilidad más competitivos. La instalación flotante, pese a presentar un comportamiento técnico eficiente, no logra compensar su mayor CAPEX con la producción obtenida, lo que reduce su viabilidad económica en este caso concreto.

En cuanto al análisis ambiental, ambas instalaciones contribuyen a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero al generar electricidad sin emisiones directas durante su operación. La instalación terrestre evita una mayor cantidad de emisiones anuales debido a su mayor producción energética, mientras que la

instalación flotante destaca por su menor ocupación de suelo y por el aprovechamiento de una superficie acuática existente.

En conjunto, los resultados muestran que, para el caso analizado, la instalación fotovoltaica terrestre constituye la alternativa más favorable desde el punto de vista energético y económico. Sin embargo, la instalación fotovoltaica flotante se presenta como una solución técnicamente viable y ambientalmente interesante, especialmente en emplazamientos donde la disponibilidad de terreno sea limitada o donde el uso de superficies acuáticas permita reducir la presión sobre el suelo.

Por último, se concluye que la fotovoltaica flotante no debe evaluarse únicamente en función de su posible mejora térmica, sino mediante un análisis integral que considere producción energética, pérdidas, costes, disponibilidad de superficie, condiciones del emplazamiento e impactos ambientales. Esta visión global resulta fundamental para determinar la idoneidad de cada tipología de instalación en futuros proyectos fotovoltaicos.



12. ANEXOS

En este apartado se recoge la documentación complementaria utilizada para el desarrollo del presente Trabajo de Fin de Grado. Los anexos incluyen información técnica de los equipos seleccionados, informes de recurso solar y simulación energética, cálculos económicos detallados y documentación normativa de apoyo.

El objetivo de estos anexos es respaldar las decisiones adoptadas a lo largo del trabajo y proporcionar un mayor nivel de detalle sin sobrecargar el cuerpo principal de la memoria. De este modo, la información más extensa, como fichas técnicas, informes de simulación, presupuestos y documentación complementaria, se presenta de forma ordenada al final del documento.

Los anexos se estructuran de la siguiente forma:

- **Anexo A. Fichas técnicas de equipos principales**

Este anexo recoge la documentación técnica de los principales equipos empleados en el diseño de las instalaciones fotovoltaicas terrestre y flotante. En concreto, se incluyen las fichas técnicas del módulo fotovoltaico Trina Solar TSM-NEG19RC.20 de 635 Wp y del inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1 de 100 kW. Esta documentación sirve de apoyo al dimensionamiento eléctrico y a la selección de componentes realizada en los capítulos de diseño.

- **Anexo B. Informes de recurso solar y simulación energética**

Este anexo incluye el informe de recurso solar obtenido mediante Solargis, así como los informes de simulación energética generados con PVsyst para la instalación fotovoltaica terrestre y la instalación fotovoltaica flotante. También se recogen los diagramas completos de pérdidas y los resultados detallados utilizados para el análisis energético.

- **Anexo C. Presupuesto estimativo detallado**

Este anexo contiene el presupuesto estimativo elaborado en Excel para ambas instalaciones. Se incluyen las hipótesis económicas adoptadas, el desglose de partidas y materiales, el cálculo del CAPEX, OPEX y los indicadores económicos empleados en el análisis comparativo.

ANEXO

A



Biblioteca
UNIVERSITAS Miguel Hernández



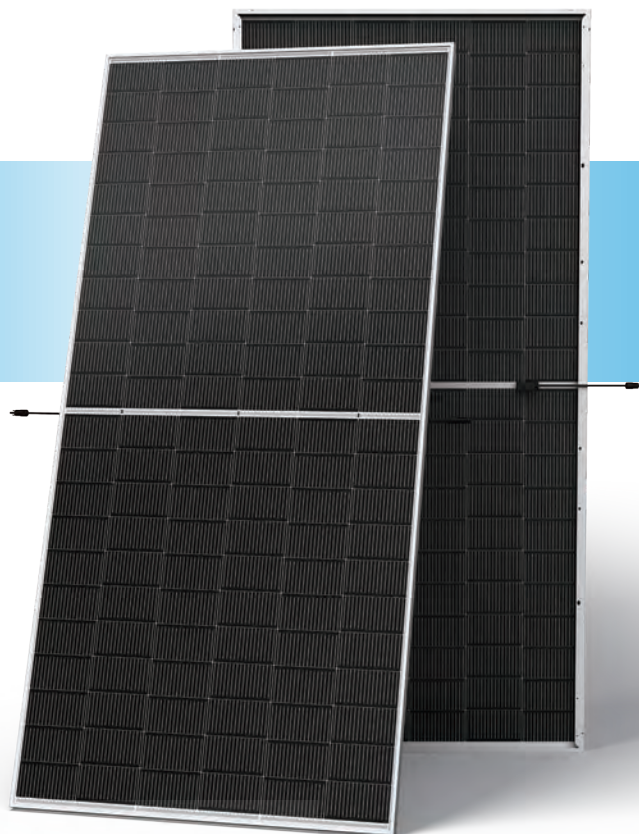
N-type i-TOPCon

BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

TSM-NEG19RC.20 610-635W

635W / MAXIMUM POWER OUTPUT

23.5% / MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- Best partner of 1P tracker, with highest utilization of tracker length
- Low voltage design with higher string power, effectively reducing BOS (Balance of System) and LCOE (Levelized Cost of Energy) by 1%~5%
- Standardized module size with higher container space utilization effectively reduces the freight cost
- Excellent compatibility with existing mainstream system components
- Certified Low-Carbon Footprint



High power up to 635W

- Up to 23.5% module efficiency, on 210 innovation platform
- Patented i-TOPCon technology with continuous efficiency upgrade, including contact resistance reduction, rear reflection enhancement and edge quality repairment



High reliability

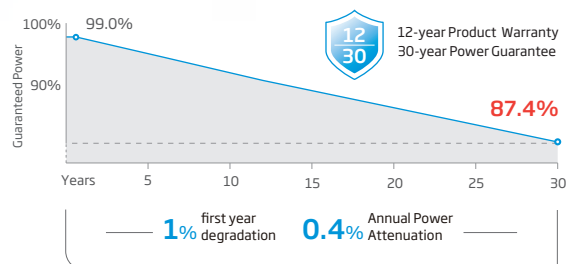
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology and high-density packaging
- Reduced risks of hot-spot with half-cut technology
- Certified high resistance against salt, ammonia, sand, PID, LID, LeTID
- Sustainable in harsh environments and extreme weather conditions



High energy yield

- Excellent low irradiation performance, validated by 3rd party
- Lower temperature coefficient (-0.29%/°C)
- Higher bifaciality, with up to 10%~20% additional power gain from back side depending on albedo
- Reliable dual-glass structure with 30-year power guarantee

Performance Warranty



* Please refer to product warranty for details

Comprehensive Products and System Certificates

IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730

ISO 9001: Quality Management System

ISO 14001: Environmental Management System

ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification

ISO45001: Occupational Health and Safety Management System

ISO14067: Product Carbon Footprint Limited Assurance



ELECTRICAL DATA

Testing Condition	STC	NOCT	BNPI	STC	NOCT	BNPI	STC	NOCT	BNPI	STC	NOCT	BNPI	STC	NOCT	BNPI	STC	NOCT	BNPI
Peak Power Watts- $P_{MAX}(W_p)^*$	610	465	676	615	469	681	620	473	687	625	477	692	630	481	698	635	487	704
Power Selection (W)**	0 ~ +5																	
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	39.79	37.60	39.79	39.97	37.80	39.97	40.24	37.90	40.24	40.46	38.10	40.46	40.68	38.30	40.68	40.84	38.60	40.84
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	15.33	12.38	17.00	15.39	12.43	17.05	15.41	12.47	17.07	15.45	12.52	17.12	15.49	12.57	17.16	15.55	12.60	17.23
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	48.09	45.70	48.09	48.29	45.90	48.29	48.50	46.10	48.50	48.70	46.30	48.70	48.90	46.50	48.90	49.10	46.60	49.10
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	16.14	13.00	17.88	16.20	13.05	17.95	16.26	13.10	18.02	16.32	13.15	18.08	16.38	13.20	18.15	16.44	13.25	18.22
Module Efficiency η_m (%)	22.6			22.8			23.0			23.1			23.3			23.5		

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s. BNPI: Irradiance: front 1000W/m², rear 135W/m², Temperature 25°C, Air Mass AM1.5
*Measuring tolerance: ±3%. **Power selection up to: +3%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 5% & 10% backside power gain)

Backside Power Gain	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%
Peak Power Watts- $P_{MAX}(W_p)$	641	671	646	677	651	682	656	688	662	693	667	699
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	39.79	39.79	39.97	39.97	40.24	40.24	40.46	40.46	40.68	40.68	40.84	40.84
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	16.10	16.86	16.16	16.93	16.18	16.95	16.22	17.00	16.26	17.04	17.26	18.08
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	48.09	48.09	48.29	48.29	48.50	48.50	48.70	48.70	48.90	48.90	49.10	49.10
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	16.95	17.75	17.01	17.82	17.07	17.89	17.14	17.95	17.20	18.02	16.33	17.11

Power Bifaciality: 80±5%.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) 43°C (±2°C)

Temperature Coefficient of P_{MAX} -0.29% /°C

Temperature Coefficient of V_{oc} -0.24% /°C

Temperature Coefficient of I_{sc} 0.04% /°C

Due to different testing methods, the actual performances might differ from the declared specifications.

APPLICATION CONDITIONS

Operating Temperature -40~+70°C

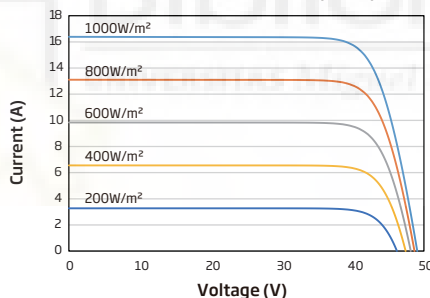
Maximum System Voltage 1500V DC (IEC)

1500V DC (UL)

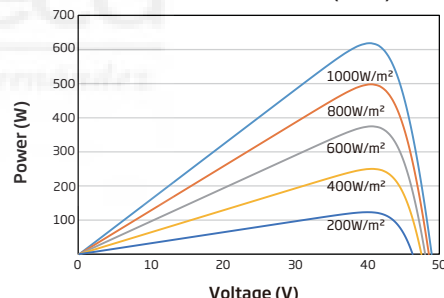
Max Series Fuse Rating 35A

CURVES OF PV MODULE

I-V CURVES OF PV MODULE (620W)



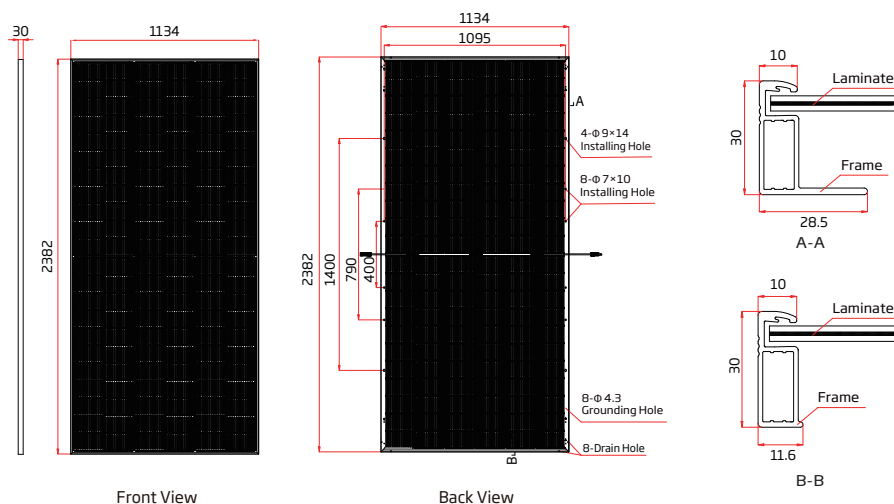
P-V CURVES OF PV MODULE (620W)



MECHANICAL DATA

Solar Cells	N-type i-TOPCon Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2382×1134×30 mm (93.78×44.65×1.18 inches)
Weight	33.0 kg (72.8 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), AR Coating Heat Strengthened Glass
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Coating)
Frame	30mm (1.18 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²) Portrait: 350/280 mm (13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EV02 / TS4 Plus / TS4*
Packaging	Modules per box: 36 pieces Modules per 40' container: 720 pieces

*Please refer to regional datasheet for specified connector.



www.trinasolar.com

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2025 Trina Solar Co., Ltd. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

The right of final interpretation belongs to Trina Solar Co., Ltd.

Version number: TSM_EN_2025_B

SUN2000-100KTL-M2 Smart PV Controller



10
MPP Trackers



98.8% (@480V)
Max. Efficiency



String-level
Management



Smart I-V Curve Diagnosis
Supported



MBUS
Supported



Support AFCI &
Smart String Level
Disconnecter



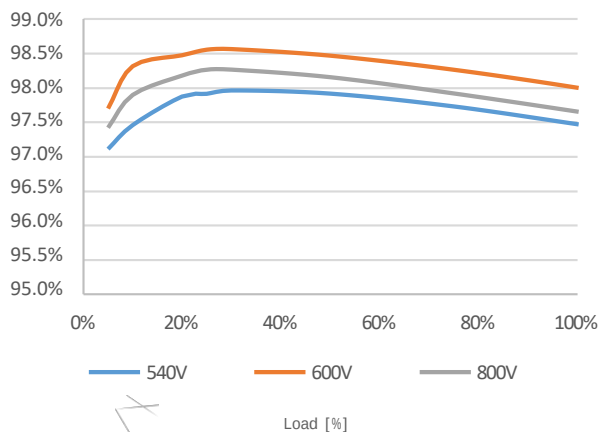
Surge Arresters for
DC & AC



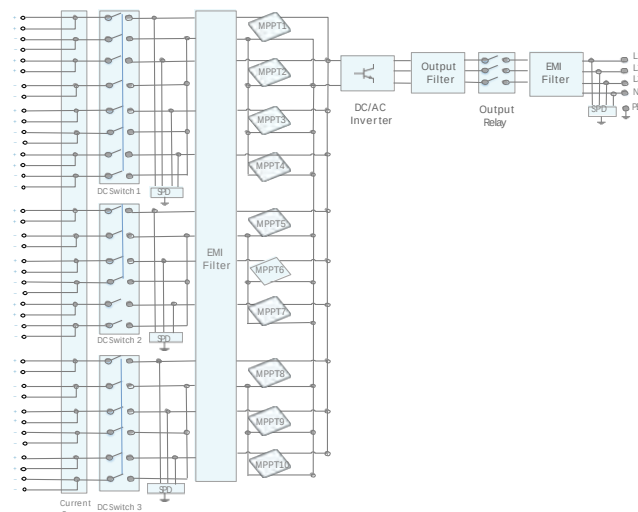
IP66
Protection

Efficiency Curve

SUN2000-100KTL-M2 @400 V



Circuit Diagram



SUN2000-100KTL-M2

Technical Specification

Technical Specification	SUN2000-100KTL-M2
-------------------------	-------------------

Efficiency	
Max. efficiency	98.6% @ 400 V, 98.8% @ 480 V
European efficiency	98.4% @ 400 V, 98.6% @ 480 V

Input	
Max. Input Voltage ¹	1,100 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Current per Input ³	20 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range ²	200 V ~ 1,000 V
Nominal Input Voltage	600 V @ 400 Vac, 720 V @ 480 Vac
Number of MPP trackers	10
Max. input number per MPP tracker	2

Output	
Nominal AC Active Power	100,000 W
Max. AC Apparent Power	110,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	110,000 W
Nominal Output Voltage	380 V / 400 V / 480 V, 3W+(N)+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A @ 400 V, 120.3 A @ 480 V
Max. Output Current	160.4 A @ 400 V, 133.7 A @ 480 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading... 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%

Protection	
Input-side Disconnection Device	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
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Arc Fault Protection	Yes
Smart String Level Disconnecter	Yes

Communication	
Display	LED indicators; WLAN adaptor + FusionSolar APP
RS485	Yes
USB	Yes
Smart Dongle-4G	Smart Dongle - 4G / WLAN (Optional)
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (isolation transformer required)

General Data	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm
Weight (with mounting plate)	93 kg
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol Helios H4
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	< 3.5 W

Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards	VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11

*1 The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.
 *2 Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.
 *3 Single-string access.

ISIFLOATING: SISTEMA SOLAR FLOTANTE DE ALTA CALIDAD Y DURABILIDAD



Diseñado para instalar plantas solares flotantes en múltiples cuerpos de agua: balsas de irrigación, hidroeléctricas, lagos naturales, plantas de tratamiento de agua, lagos de cantera, granjas de piscicultura y otros

PRINCIPALES BENEFICIOS MEDIOAMBIENTALES



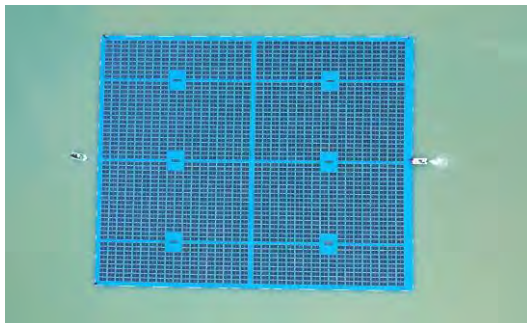
- Aumenta ~ 5-15% la eficiencia energética debido a su efecto de refrigeración
- Produce energía renovable más cerca de donde se consume.



- Reduce ~ 80% la evaporación del agua al cubrir la superficie acuática
- Mejora la calidad del agua, reduciendo algas, y disminuyendo los costes de mantenimiento



- Mantiene el suelo libre para agricultura, ganadería o bosques
- Minimiza el impacto visual





ALTA CALIDAD

- Diseño patentado de doble flotador principal por panel. Producido en HDPE virgen (aditivos contra UV y anti oxidación, 100% reciclable)
- Fabricación por inyección para máxima precisión y por tanto durabilidad
- Espesor mínimo > 2mm del flotador principal, garantía de resistencia y longevidad maximizada
- Máxima velocidad de fabricación (1MWp de flotadores producido en menos de 5 días)



SEGURIDAD

- Acceso fácil y seguro a cualquier panel para limpieza y mantenimiento
- Mayor estabilidad y flotabilidad optimizadas fruto de la experiencia acumulada desde 2009
- Control de calidad y especificaciones de última generación
- Coeficiente aerodinámico optimizado gracias a la inclinación de 5° y el bloqueo del efecto “vela” en la parte trasera del panel



ADAPTABILIDAD

- Acompaña sin desplazarse las variaciones de nivel del agua, incluso hasta asentarse en laderas o en el fondo
- Posibilidad de implantación faseada creciendo con sus necesidades energéticas
- Elevada densidad de potencia instalada por m2
- Soporta vientos fuertes (180 km/h); oleaje de 1 m (más si está equipado con barreras anti-olas) y temperaturas extremas (-20° a 60°C)



EFICIENCIA EN COSTE

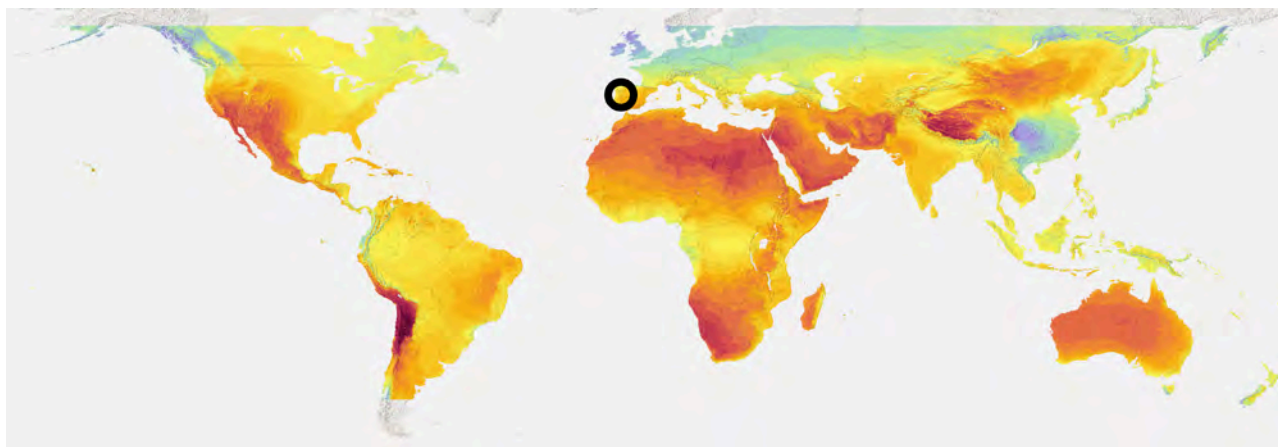
- Logística y almacenaje optimizada por el diseño apilable y encajable (1 MWp ocupa <8 contenedores de 40’)
- Equipos de montaje reducidos sin especialización requerida. Se utilizan solo herramientas y equipos básicos
- Alta velocidad de montaje (1MWp en menos de 15 días con un equipo de 5 personas)
- Limpieza con equipo básico y compatible con limpieza usando robots.

ANEXO

B



Biblioteca
UNIVERSITAS Miguel Hernández



Evaluación preliminar de la producción eléctrica fotovoltaica

Proyecto: Castuera, Extremadura, España (España)

Coordenadas geográficas	38.902581°, -005.380050° (38°54'09", -005°22'48")
Número de informe	SG-P-40720-251024-091506
Informe generado	24/10/2025
Generado por	Solargis

Contenidos

1	Resumen	1
2	Información del proyecto	2
3	Configuración de la instalación fotovoltaica	4
4	Solar y climático: Estadísticas mensuales	5
5	Electricidad FV: Estadísticas mensuales	9
6	Electricidad FV: Perfiles horarios	11
7	Rendimiento FV: Conversión energética y pérdidas de la instalación	13
8	Rendimiento FV: Rendimiento durante la vida útil	15
9	Acrónimos y glosario	16
10	Metadatos	18
11	Descargo de responsabilidad e información legal	20

1 Resumen

Tabla 1.1: Promedio anual

Producción fotovoltaica específica	PVOUT_specific	1604.7 kWh/kWp
Producción fotovoltaica total	PVOUT_total	1.605 GWh
Irradiación global inclinada	GTI	2041.0 kWh/m ²
Rendimiento energético (PR)	PR	78.6 %
Irradiación global horizontal	GHI	1790.8 kWh/m ²
Irradiación directa normal	DNI	2073.4 kWh/m ²
Irradiación difusa horizontal	DIF	554.3 kWh/m ²
Temperatura del aire	TEMP	17.2 °C

2 Información del proyecto

Nombre del proyecto	Castuera, Extremadura, España
Dirección	Castuera, Extremadura, España
Coordenadas geográficas	38.902581°, -005.380050° (38°54'09", -005°22'48")
Zona horaria	UTC+01, Europe/Madrid [CET], No se considera horario de verano/invierno (tiempo de ahorro de energía diurna)
Elevación	350 m
Cobertura del terreno	Mosaico vegetación natural (>50%) / cultivos
Densidad de población	14 hab./km ²
Azimut del terreno	353°
Pendiente del terreno	11°
Localización en el mapa	https://apps.solargis.com/prospect/map?center=38.902581,-5.380050,15&layer=mapbox-satellite&location=38.902581,-5.380050



Figura 2.1: Localización del proyecto



Figura 2.2: Vista de mapa en detalle

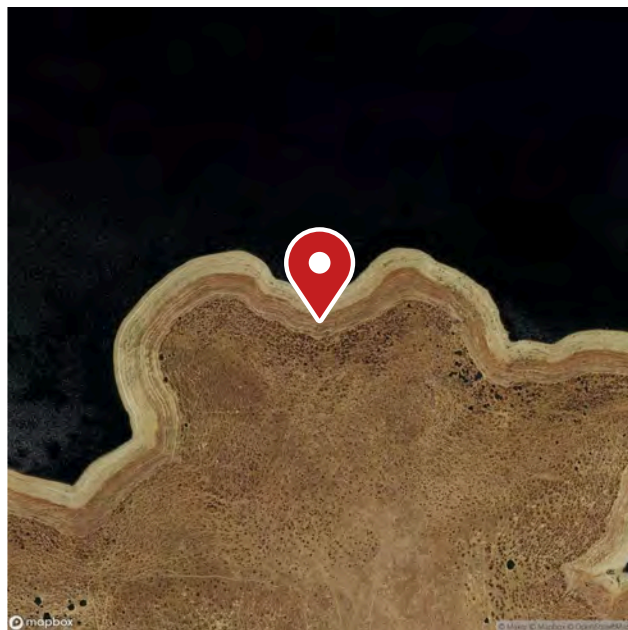


Figura 2.3: Horizonte y trayectoria solar en el sitio

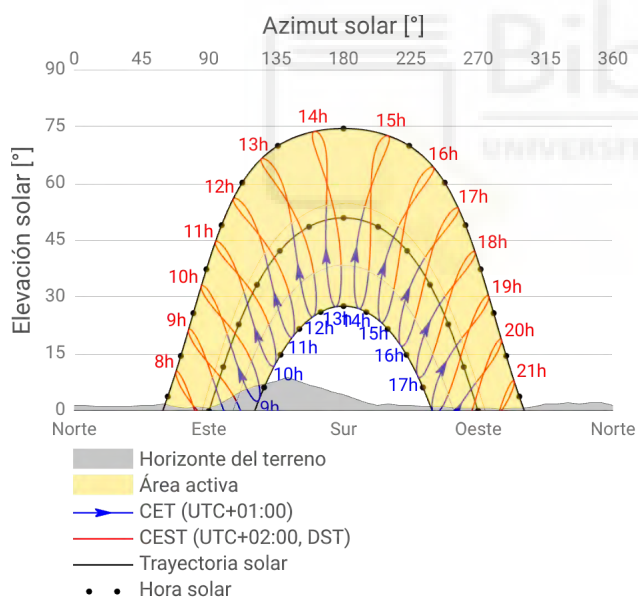
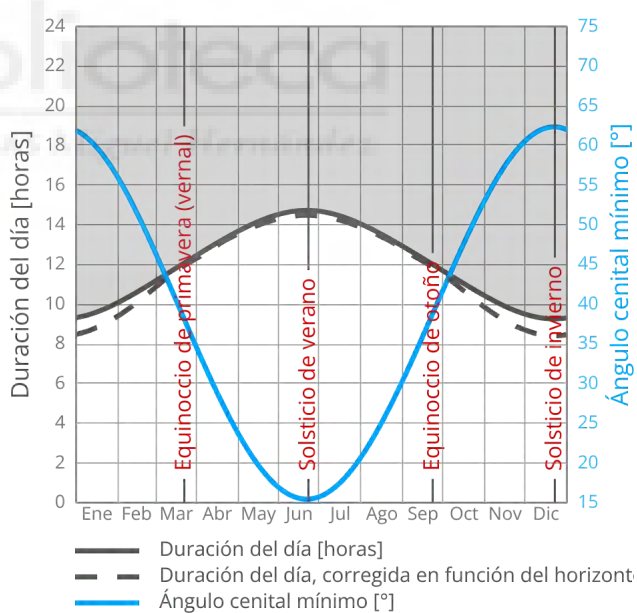
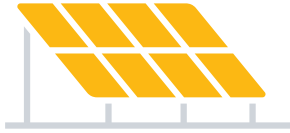


Figura 2.4: Duración del día y ángulo cenital solar



3 Configuración de la instalación fotovoltaica

Estructuras fijas en terreno



Instalación fotovoltaica comercial de gran escala instalada en terreno nivelado. Azimut e inclinación de los módulos homogénea, normalmente orientados hacia el ecuador geográfico y con la inclinación óptima para maximizar la producción anual de energía. Módulos instalados en estructuras fijas alineadas en filas. Cuando el ángulo de incidencia solar es bajo podrían generarse sombras sobre los módulos por parte de las filas precedentes. Módulos con buena ventilación. Instalación conectada a la red de media o alta tensión mediante un inversor y un transformador, incluso podría emplearse un transformador adicional. No se considera almacenamiento eléctrico en la instalación.

Tamaño de la instalación	Capacidad instalada: 1000kWp
Tipo de módulo fotovoltaico	c-Si - silicio cristalino (mono o policristalino)
Geometría de los módulos fotovoltaicos	Azimut: 180° • Inclinación: 33°
Separación relativa entre filas	2.5
Tipo de inversor	Inversor de alta eficiencia centralizado [97.8% eficiencia]
Tipo de transformador	Alta eficiencia [0.9% pérdida]
Pérdidas por nieve y suciedad sobre los módulos fotovoltaicos	Pérdidas mensuales por suciedad hasta 3.0 % • Pérdidas mensuales por nieve hasta 0.0 %
Pérdidas por cableado	Cableado en corriente continua (DC) 1.5 % • Desajustes en corriente continua (DC) 1.5 % • Cableado en corriente alterna (AC) 1.5 %
Disponibilidad de la instalación	98 %

Tabla 3.1: Pérdidas por nieve y suciedad sobre los módulos fotovoltaicos

	Ene %	Feb %	Mar %	Abr %	May %	Jun %	Jul %	Ago %	Sep %	Oct %	Nov %	Dic %
Pérdidas por suciedad	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Pérdidas por nieve	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

4 Solar y climático: Estadísticas mensuales

El parámetro meteorológico más importante y específico del proyecto que determina la producción de electricidad solar es la radiación solar, que alimenta una instalación fotovoltaica. La producción de energía también recibe influencia de la temperatura del aire. Otros parámetros meteorológicos también tienen un impacto en el rendimiento, disponibilidad y envejecimiento de un sistema fotovoltaico.

Tabla 4.1: Radiación solar y parámetros meteorológicos

Mes	GHI kWh/m ²	DNI kWh/m ²	DIF kWh/m ²	D2G	TEMP °C	WS m/s	CDD Grados día	HDD Grados día
Ene	69.6	112.4	26.3	0.378	7.8	2.4	0	315
Feb	92.2	127.9	32.6	0.353	9.4	2.5	0	243
Mar	140.6	160.8	48.7	0.347	12.4	2.7	4	176
Abr	172.1	174.5	58.9	0.342	15.1	2.6	19	106
May	207.4	199.1	69.1	0.333	19.3	2.4	79	39
Jun	230.3	230.4	66.0	0.287	24.5	2.3	197	2
Jul	247.8	275.6	55.3	0.223	27.8	2.3	304	0
Ago	218.9	246.3	54.5	0.249	27.6	2.1	299	0
Sep	161.4	184.3	49.1	0.304	23.0	2.1	154	3
Oct	114.1	142.1	42.0	0.368	18.2	2.3	50	44
Nov	75.4	115.8	27.8	0.369	12.1	2.5	0	178
Dic	60.9	104.2	23.9	0.391	8.8	2.4	0	284
Anual	1790.8	2073.4	554.3	0.310	17.2	2.4	1105	1391

Tabla 4.2: Otros parámetros meteorológicos

Mes	RH %	PREC mm	SNOWD días	ALB	PWAT kg/m ²
Ene	81	55.8	ocasional	0.06	12
Feb	73	46.4	ocasional	0.06	12
Mar	66	54.6	N/A	0.07	13
Abr	63	53.3	N/A	0.07	15
May	56	39.8	N/A	0.08	17
Jun	46	14.2	N/A	0.07	20
Jul	40	4.8	N/A	0.08	20
Ago	41	7.9	N/A	0.08	21
Sep	51	33	N/A	0.07	21
Oct	65	72.9	N/A	0.06	20
Nov	76	70.1	N/A	0.06	16
Dic	81	68.5	N/A	0.06	14
Anual	62	521.3	ocasional	0.07	17

Figura 4.1: Irradiación + irradiación difusa horizontal

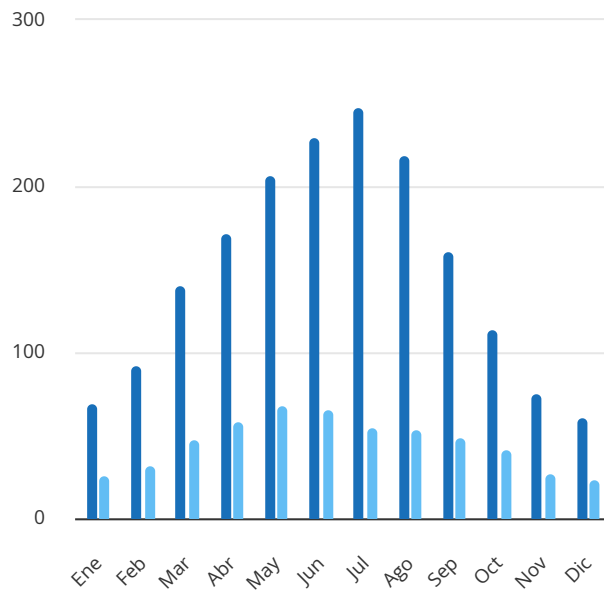


Figura 4.2: Irradiación directa normal

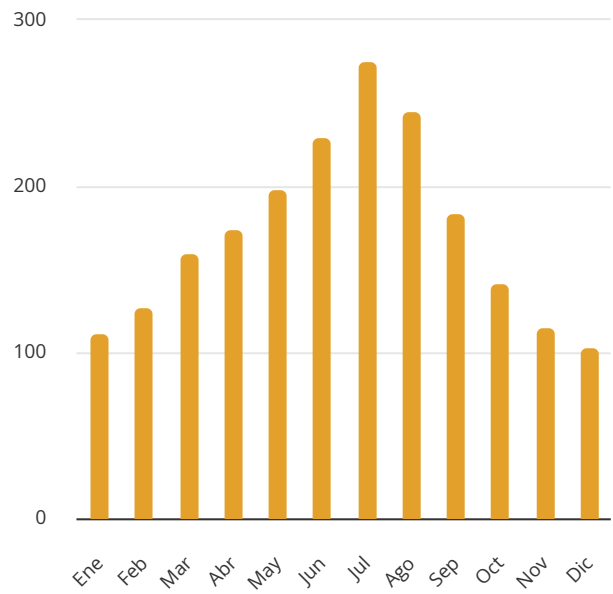


Figura 4.3: Ratio entre irradiación difusa y global

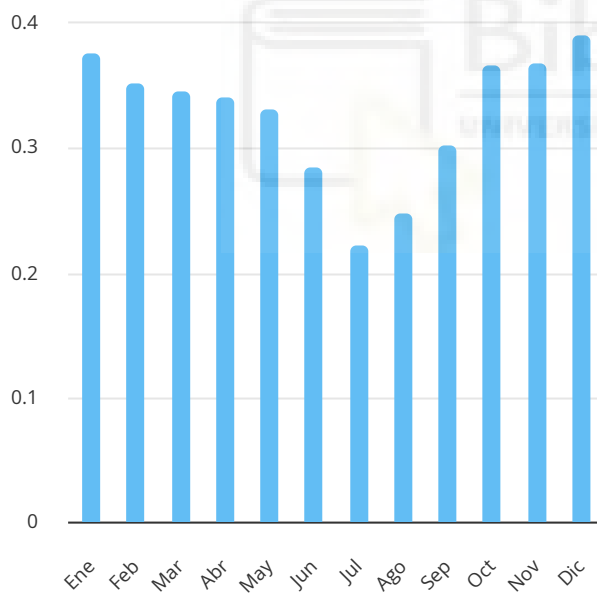


Figura 4.4: Temperatura del aire

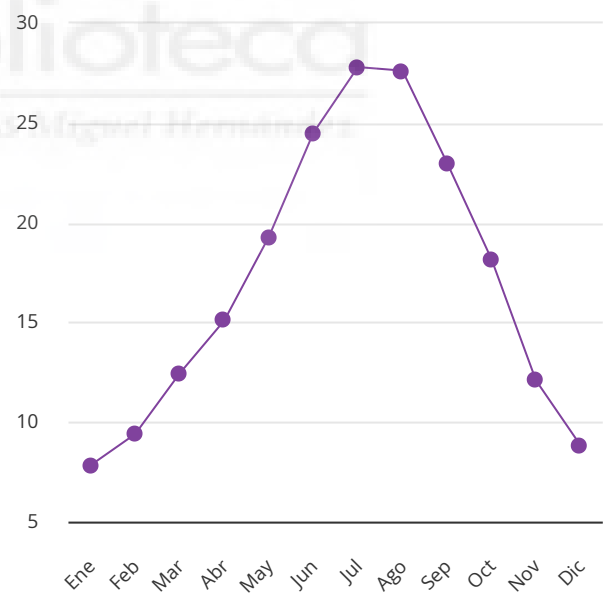


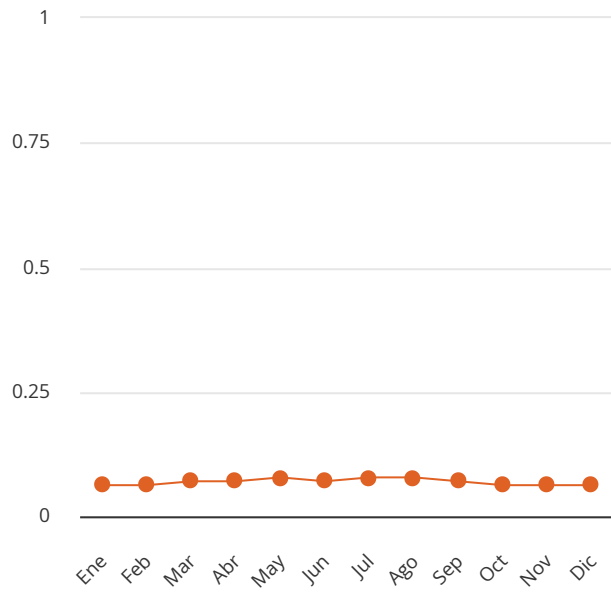
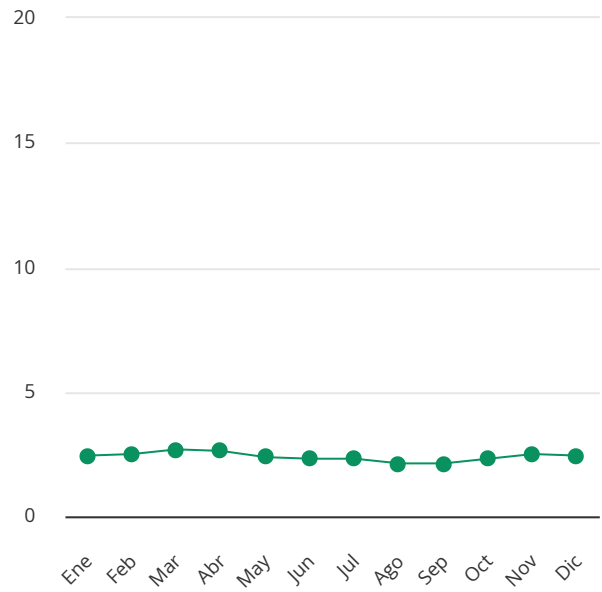
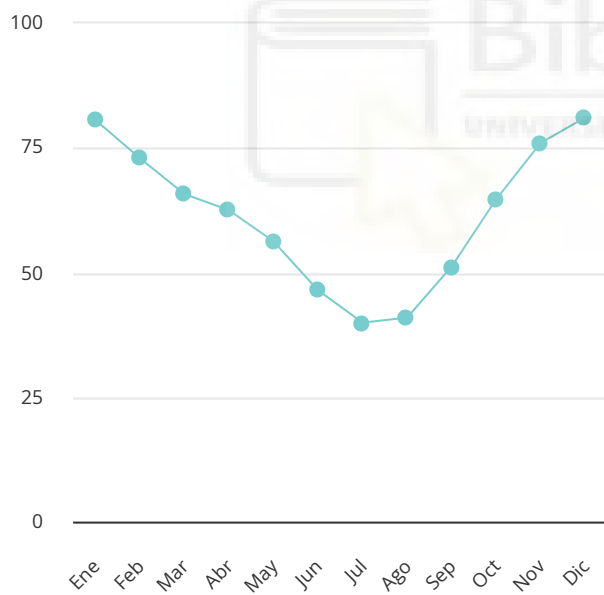
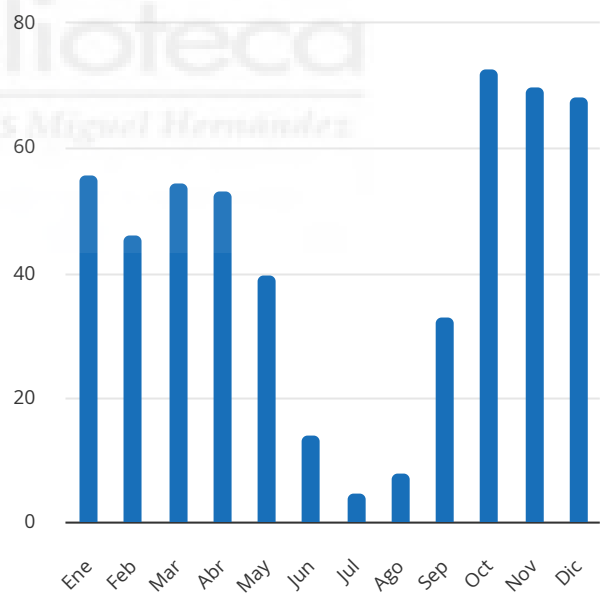
Figura 4.5: Albedo de la superficie del suelo**Figura 4.6:** Velocidad del viento**Figura 4.7:** Humedad relativa**Figura 4.8:** Precipitación (lluvia)

Figura 4.9: Agua precipitable

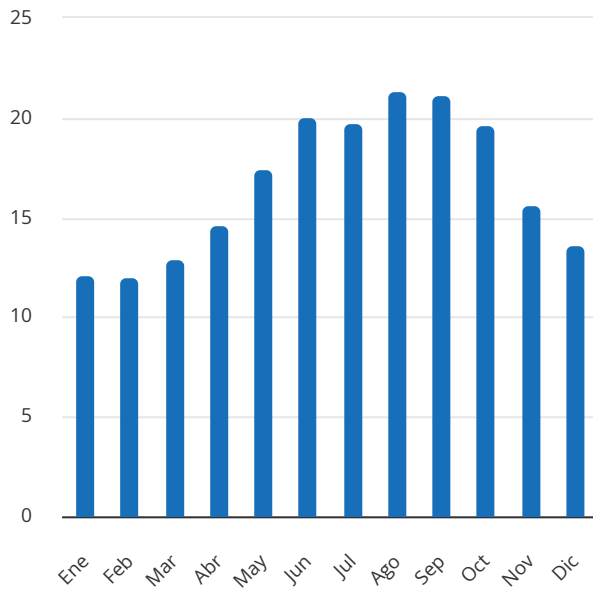


Figura 4.10: Días de nieve

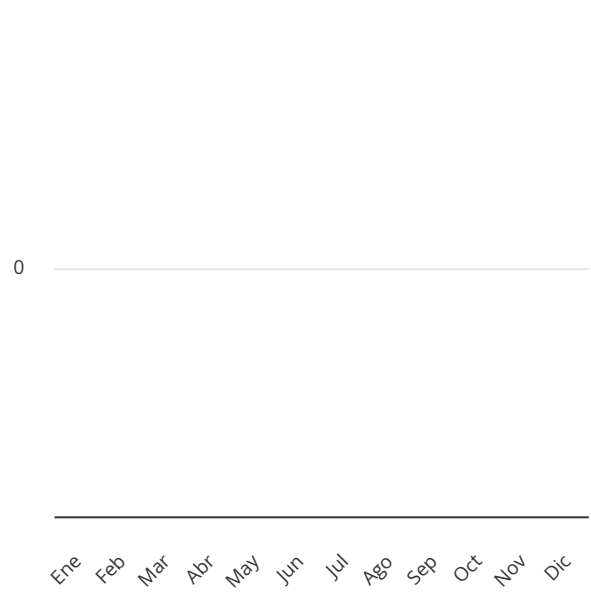


Figura 4.11: Grados día de refrigeración

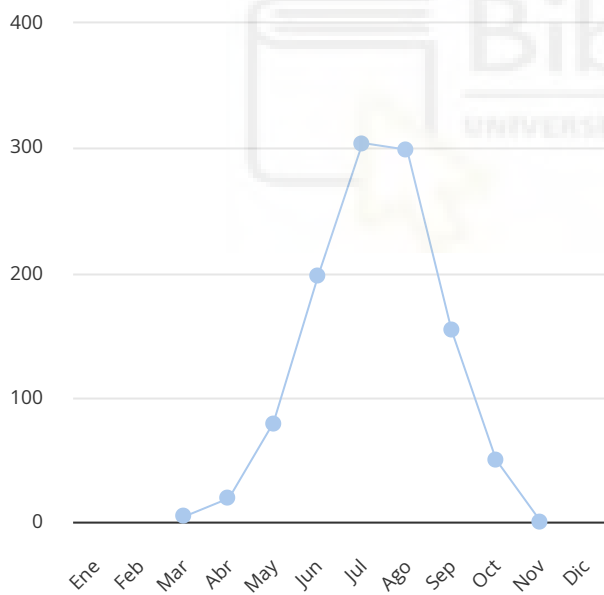
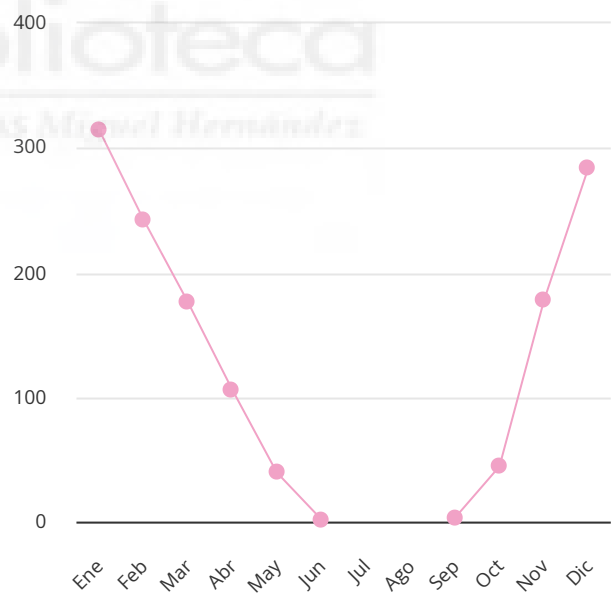


Figura 4.12: Grados día de calefacción



5 Electricidad FV: Estadísticas mensuales

Estimación teórica de la producción solar eléctrica generada por una instalación fotovoltaica, sin consideración del envejecimiento y degradación del rendimiento a largo plazo de los módulos fotovoltaicos y otros componentes de la instalación.

Tabla 5.1: Producción fotovoltaica – promedios a largo plazo

Mes	GTI Sumas mensuales kWh/m ²	GTI Promedios diarios Wh/m ²	PVOUT specific Sumas mensuales kWh/kWp	PVOUT specific Promedios diarios Wh/kWp	PVOUT total Sumas mensuales GWh	PVOUT total Promedios diarios MWh	PR %
Ene	114.3	3686	96.1	3099.1	0.096	3.099	84.1
Feb	133.7	4777	111.4	3979.5	0.111	3.979	83.3
Mar	173.7	5603	140.6	4535.7	0.141	4.536	81.0
Abr	183.9	6130	145.7	4856.3	0.146	4.856	79.2
May	198.7	6410	154.1	4970.6	0.154	4.971	77.5
Jun	209.8	6995	158.6	5285.6	0.159	5.286	75.6
Jul	231.2	7457	171.3	5524.4	0.171	5.524	74.1
Ago	226.2	7298	168.6	5439.6	0.169	5.440	74.5
Sep	190.4	6348	147.2	4907.6	0.147	4.908	77.3
Oct	155.1	5003	124.6	4018.8	0.125	4.019	80.3
Nov	119.3	3975	99.3	3308.5	0.099	3.308	83.2
Dic	104.7	3378	87.3	2817.4	0.087	2.817	83.4
Anual	2041.0	5588	1604.7	4395.3	1.605	4.395	78.6

Figura 5.1: Producción fotovoltaica específica

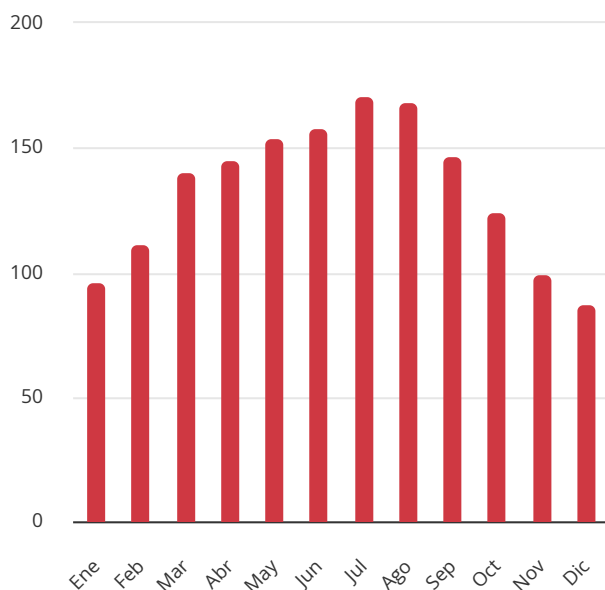


Figura 5.2: Irradiación global inclinada

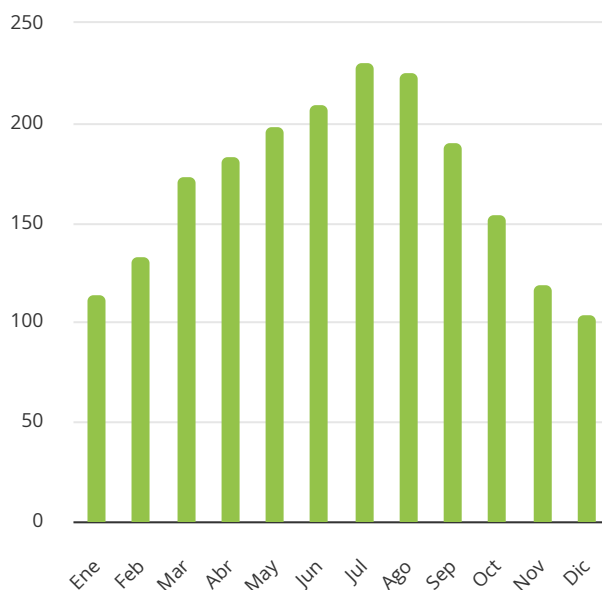
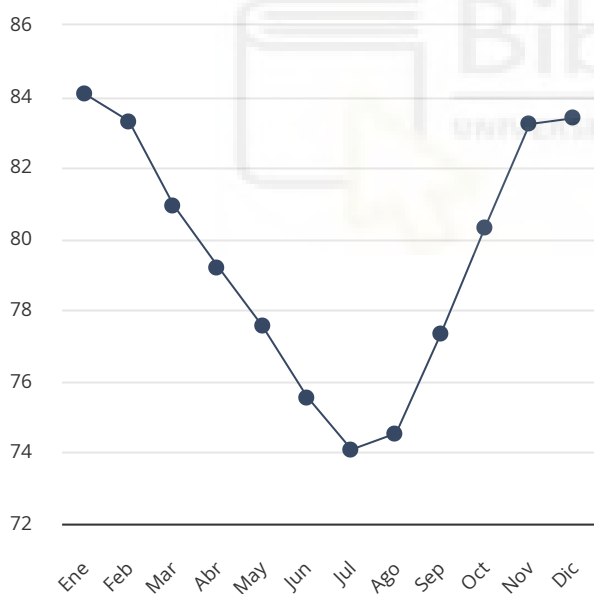


Figura 5.3: Rendimiento energético (PR)



6 Electricidad FV: Perfiles horarios

Los perfiles de generación eléctrica fotovoltaica, mostrados abajo, se calculan como el valor promedio de todas los datos horarios para cada mes. Los perfiles dan una indicación de los patrones de cambio en la producción eléctrica a causa del tiempo atmosférico y la configuración seleccionada para la instalación fotovoltaica durante el curso de un día. Nótese que el "perfil diario promedio" es un concepto teórico ya que, en la mayoría de casos, el perfil es específico para cada día del año debido a la variabilidad del tiempo atmosférico.

Figura 6.1: Producción eléctrica fotovoltaica específica – promedios horarios



Tabla 6.1: Producción eléctrica fotovoltaica específica – promedios horarios [Wh/kWp]

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0 - 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1 - 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2 - 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3 - 4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4 - 5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5 - 6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6 - 7	-	-	-	0.2	8.0	11.9	7.2	0.8	-	-	-	-
7 - 8	-	-	2.0	31.9	62.8	65.0	51.3	38.8	18.3	1.5	-	-
8 - 9	0.6	18.7	94.9	174.0	202.3	208.2	196.7	186.2	174.4	124.0	27.6	1.3
9 - 10	103.5	210.2	278.2	339.0	361.8	376.9	377.9	372.4	354.6	301.9	230.6	106.0
10 - 11	297.7	365.8	425.0	470.3	493.7	515.2	528.0	527.6	502.0	433.3	367.0	300.9
11 - 12	411.8	489.6	539.8	579.0	586.1	611.1	633.0	639.6	612.2	532.0	467.4	404.6
12 - 13	482.8	573.1	625.5	643.4	640.6	668.0	691.7	700.5	673.7	595.0	521.6	461.3
13 - 14	506.0	607.2	651.2	654.1	643.7	676.6	707.0	712.4	672.8	581.6	519.9	470.5
14 - 15	479.8	567.7	604.2	610.8	597.8	637.0	678.0	681.2	626.8	527.7	469.3	434.7
15 - 16	409.5	491.3	528.1	530.0	521.6	564.0	606.9	602.9	540.7	442.7	386.1	366.0
16 - 17	312.9	388.6	422.9	415.4	415.6	451.6	494.1	483.7	411.7	324.2	268.4	237.3
17 - 18	94.3	236.2	270.0	277.0	277.9	307.3	343.2	324.8	253.8	150.5	50.6	34.8
18 - 19	0.2	31.0	92.3	118.5	128.4	149.7	168.5	146.7	66.1	4.5	-	-
19 - 20	-	-	1.6	12.9	29.6	40.3	38.8	22.1	0.4	-	-	-
20 - 21	-	-	-	-	0.8	2.8	2.4	-	-	-	-	-
21 - 22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22 - 23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23 - 24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Suma	3099.1	3979.5	4535.7	4856.3	4970.6	5285.6	5524.4	5439.6	4907.6	4018.8	3308.5	2817.4

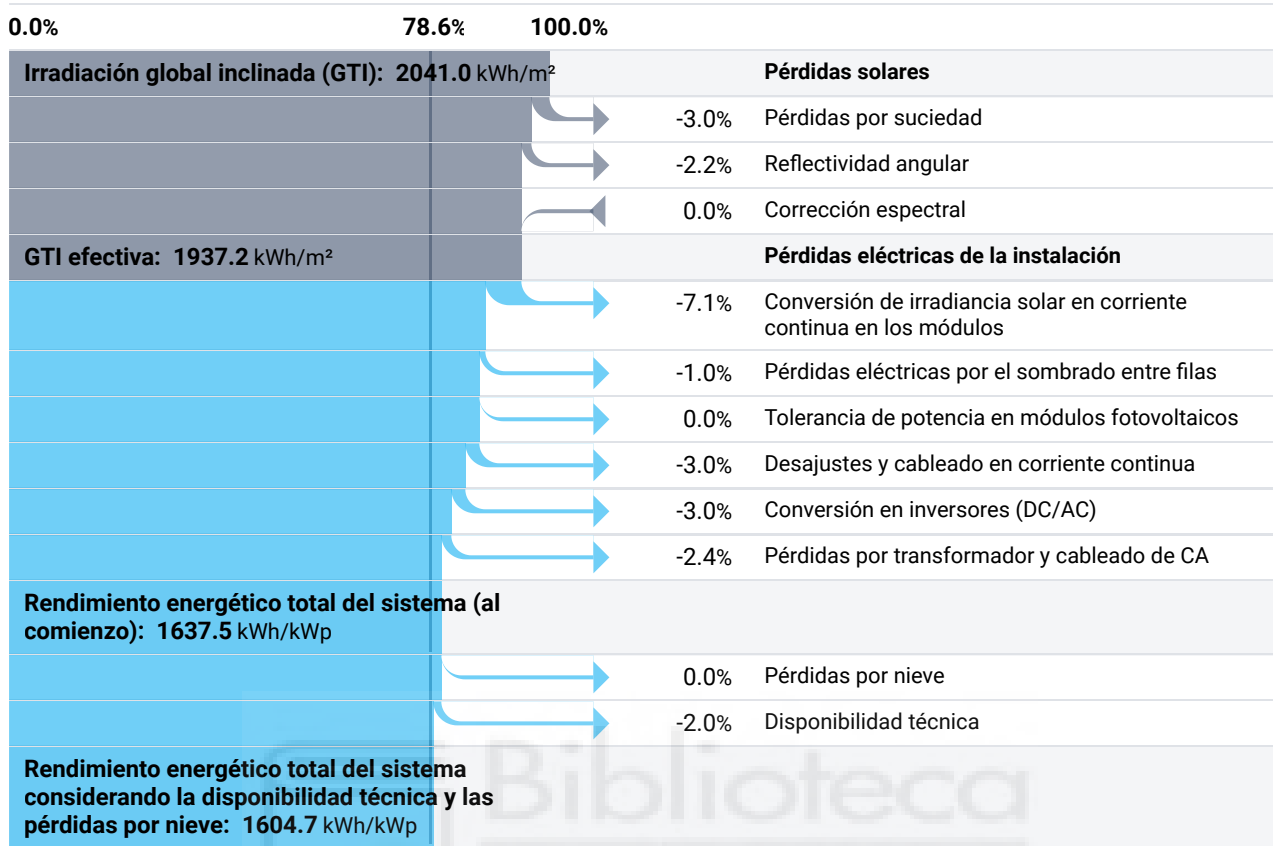
7 Rendimiento FV: Conversión energética y pérdidas de la instalación

Estimación específica teórica de la producción eléctrica anual generada por una instalación fotovoltaica sin considerar envejecimiento y degradación de los módulos y otros componentes. Valor promedio a largo plazo del rendimiento energético (PR) calculado para el inicio o puesta en marcha de la instalación fotovoltaica.

Tabla 7.1: Conversión energética y pérdidas relacionadas

	Entrada de energía kWh/m ²	Pérdida/ganancia de energía kWh/m ²	Energía PVOUT específica kWh/kWp	Pérdida/ganancia de energía kWh/kWp	Pérdida de energía %	PR %
Irradiación global horizontal (GHI) teórica	1791.8					
Sombreado del horizonte (terreno + objetos en el horizonte)	1790.8	-1.0			-0.1	
Irradiación global horizontal específica del sitio	1790.8	-1.0			-0.1	
Conversión a la superficie de los módulos fotovoltaicos	2041.0	250.3			14.0	
Irradiación global inclinada (GTI)	2041.0					100.0
Pérdidas por suciedad	1979.8	-61.2			-3.0	97.0
Reflectividad angular	1936.9	-42.9			-2.2	94.9
Corrección espectral	1937.2	0.3			0.0	94.9
GTI efectiva	1937.2	-103.8			-5.1	94.9
Conversión de irradiancia solar en corriente continua en los módulos			1799.2	-138.0	-7.1	88.2
Pérdidas eléctricas por el sombreado entre filas			1781.6	-17.6	-1.0	87.3
Tolerancia de potencia en módulos fotovoltaicos			1781.6	0.0	0.0	87.3
Desajustes y cableado en corriente continua			1728.6	-53.0	-3.0	84.7
Conversión en inversores (DC/AC)			1677.5	-51.0	-3.0	82.2
Pérdidas por transformador y cableado de CA			1637.5	-40.0	-2.4	80.2
Rendimiento energético total del sistema (al comienzo)			1637.5	-299.7	-15.5	80.2
Pérdidas por nieve			1637.5	0.0	0.0	80.2
Disponibilidad técnica			1604.7	-32.7	-2.0	78.6
Rendimiento energético total del sistema considerando la disponibilidad técnica y las pérdidas por nieve			1604.7	-32.7	-2.0	78.6
Factor de capacidad			18.3%			

Tabla 7.2: Diagrama de pérdidas



El diagrama muestra las pérdidas teóricas debidas a la conversión de energía en la instalación fotovoltaica

8 Rendimiento FV: Rendimiento durante la vida útil

Estimación del valor promedio anual de la producción eléctrica generada por una instalación fotovoltaica. Este valor considera la configuración de la instalación y tiene en cuenta además la disminución del rendimiento debido al envejecimiento y degradación de los módulos fotovoltaicos y otros componentes. La producción eléctrica específica es útil para comparar diferentes sitios o configuraciones. El rendimiento energético (PR) muestra el valor promedio de la eficiencia a lo largo de la vida útil de la instalación, teniendo en cuenta la disminución de su rendimiento.

Tabla 8.1: Producción eléctrica fotovoltaica durante la vida útil

Final de año	Tasa de degradación %	PVOUT specific kWh/kWp	PVOUT total kWh	PR %
Teórico	-	1604.7	1,604,739.5	78.6
1	0.8	1591.9	1,591,901.6	78.0
2	0.5	1583.9	1,583,942.1	77.6
3	0.5	1576.0	1,576,022.4	77.2
4	0.5	1568.1	1,568,142.2	76.8
5	0.5	1560.3	1,560,301.5	76.4
6	0.5	1552.5	1,552,500.0	76.1
7	0.5	1544.7	1,544,737.5	75.7
8	0.5	1537.0	1,537,013.8	75.3
9	0.5	1529.3	1,529,328.8	74.9
10	0.5	1521.7	1,521,682.1	74.6
11	0.5	1514.1	1,514,073.7	74.2
12	0.5	1506.5	1,506,503.3	73.8
13	0.5	1499.0	1,498,970.8	73.4
14	0.5	1491.5	1,491,476.0	73.1
15	0.5	1484.0	1,484,018.6	72.7
16	0.5	1476.6	1,476,598.5	72.3
17	0.5	1469.2	1,469,215.5	72.0
18	0.5	1461.9	1,461,869.4	71.6
19	0.5	1454.6	1,454,560.1	71.3
20	0.5	1447.3	1,447,287.3	70.9
21	0.5	1440.1	1,440,050.8	70.6
22	0.5	1432.9	1,432,850.6	70.2
23	0.5	1425.7	1,425,686.3	69.9
24	0.5	1418.6	1,418,557.9	69.5
25	0.5	1411.5	1,411,465.1	69.2
Promedio	0.5	1500.0	1,499,950.2	73.5
Acumulado	12.0	-	37,498,756.2	-

9 Acrónimos y glosario

Tabla 9.1: Acrónimos y glosario

Acrónimo	Nombre completo	Unidad	Aclaración
GHI	Irradiación global horizontal	kWh/m ²	Valor promedio de la suma anual, mensual o diaria de la irradiación global horizontal
DNI	Irradiación directa normal	kWh/m ²	Valor promedio de la suma anual, mensual o diaria de la irradiación directa normal
DIF	Irradiación difusa horizontal	kWh/m ²	Valor promedio de la suma anual, mensual o diaria de la irradiación difusa horizontal
D2G	Ratio entre irradiación difusa y global		Ratio entre la irradiación difusa horizontal e irradiación global horizontal (DIF/GHI)
GHI VAR long	Variabilidad interanual de la irradiación horizontal global	%	Se calcula estadísticamente como la desviación estándar relativa de los resúmenes anuales de GHI
GHI VAR short	Variabilidad a corto plazo de la irradiación horizontal global	recuento	Se calcula como el recuento de rampas (subidas o bajadas) en la GHI superiores a 300 W/m ² en una ventana de 10 o 15 minutos (según la región del mundo)
GHI VAR season	Estacionalidad de la irradiación global horizontal		Ratio entre el máximo y el mínimo valor promedio mensual de irradiación global horizontal (GHI_month_max/GHI_month_min)
DNI VAR season	Estacionalidad de la irradiación directa normal		Ratio entre el máximo y el mínimo valor promedio mensual de irradiación directa normal (DNI_month_max/DNI_month_min)
GTI theoretical	Irradiación global inclinada (teórica)	kWh/m ²	Valor promedio de la suma anual, mensual o diaria de la irradiación global inclinada sin considerar sombras del terreno
TEMP	Temperatura del aire	°C	Valores anuales, mensuales y diarios promedio de la temperatura del aire a 2 metros sobre el suelo
TMOD AMP50	Amplitud diaria de temperatura del módulo superior a 50 °C	días	Número promedio de días con una amplitud diaria de temperatura del módulo fotovoltaico superior a 50 °C
RH	Humedad relativa	%	Valores anuales y mensuales promedio de humedad relativa a 2 m sobre el suelo
WS	Velocidad del viento	m/s	Valores anuales, mensuales y diarios promedio de la velocidad del viento a 10 metros sobre el suelo
WG p99	Ráfaga de viento p99	m/s	Percentil 99 anual y mensual de la ráfaga de viento, obtenido de los datos de series temporales por hora
PREC	Precipitación (lluvia)	mm	Promedios de las sumas anual y mensual de precipitación
SNOWD	Días de nieve	días	Los días de nieve se calculan como días con una profundidad (acumulación) de nieve igual o mayor a 5 mm

Acrónimo	Nombre completo	Unidad	Aclaración
CDD	Grados día de refrigeración	Grados día	Cuantifica la demanda de energía necesaria para refrigerar un edificio. Los "grados día de refrigeración" son una medida de cuánto (en grados), y por cuánto tiempo (en días), la temperatura del aire exterior fue más alta que una temperatura media diaria específica de referencia (18°C). Los valores anuales y mensuales se agregan a partir de los valores diarios
HDD	Grados día de calefacción	Grados día	Cuantifica la demanda de energía necesaria para calefactar un edificio. Los "grados día de calefacción" son una medida de cuánto (en grados), y por cuánto tiempo (en días), la temperatura del aire exterior fue más baja que una temperatura media diaria específica de referencia (18°C). Los valores anuales y mensuales se agregan a partir de los valores diarios
PVOUT specific	Producción fotovoltaica específica	kWh/kWp	Valores anuales y mensuales promedio de producción de energía eléctrica fotovoltaica (corriente alterna) suministrada por la instalación fotovoltaica normalizada para 1 kWp de capacidad instalada
PVOUT total	Producción fotovoltaica total	kWh	Valores anuales y mensuales promedio de producción de energía eléctrica fotovoltaica (corriente alterna) suministrada por el total de la capacidad instalada de la instalación fotovoltaica
PR	Rendimiento energético (PR)	%	Ratio entre la producción fotovoltaica específica (en corriente alterna, AC) y la irradiación global inclinada recibida por la superficie de los módulos de la instalación (PVOUTspecific/GTI)
GTI	Irradiación global inclinada	kWh/m ²	Valor promedio de la suma anual, mensual o diaria de la irradiación global inclinada
CF	Factor de capacidad	%	El ratio entre la producción real de energía eléctrica durante un año y la producción máxima posible de energía eléctrica durante un año expresada en %. La producción máxima posible es la capacidad instalada en alterna multiplicada por el número de horas del año, mientras que la producción real es la cantidad de energía entregada anualmente por el proyecto.

10 Metadatos

Este informe está basado en bases de datos solares y meteorológicas desarrolladas y operadas por Solargis. Los parámetros de datos presentados en este informe están computados por modelos y algoritmos de Solargis. Los datos usados como entrada a los modelos vienen de diferentes fuentes. Las características de los datos están explicadas abajo.

Intervalo de tiempo: estadísticas mensuales y anuales a largo plazo

Las estimaciones asumen que un año tiene 365 días

Versión 1.8 de la base de datos Solargis Prospect

Parámetro	Fuente de entradas de datos (Organización)	Representación temporal	Método Solargis	Última modificación
ELE	SRTM v4.1 (CGIAR CSI), Viewfinder Panoramas (Jonathan de Ferranti BA), GEBCO_2014 Grid (GEBCO)		Data merging, cleaning, processing	2019-02-01
SLO	ELE (Solargis)		Data processing	2019-02-01
AZI	ELE (Solargis)		Data processing	2019-02-01
LANDC	C3S global land cover (LC) maps at 300m, v2.1.1 (ESA CCI)		Post-processing	2022-02-09
POPUL	GPW v4, UN WPP-Adjusted Population Density, v4.11, year 2020 (CIESIN)		Data processing	2022-02-09
PVOUT_csi	GHI, DNI, TEMP, OPTA, ALBEDO, ELE (Solargis)	1994 - 2024	PV simulation model	2025-03-01
GHI	Solargis solar model (Solargis)	1994 - 2024	Solar model	2025-03-01
DNI	Solargis solar model (Solargis)	1994 - 2024	Solar model	2025-03-01
DIF	GHI DNI (Solargis)	1994 - 2024	Solar model	2025-03-01
D2G	GHI, DNI (Solargis)	1994 - 2024	Solar model	2025-03-01
GTI_opta	GHI DNI ALB HORIZON (Solargis)	1994 - 2024	Solar model	2025-03-01
OPTA	GHI, DNI, ALBEDO (Solargis)	1994 - 2024	PV simulation model	2025-03-01
GHI_VAR_long	GHI (Solargis)	1994 - 2024	Data processing	2025-03-01
GHI_VAR_short	GHI (Solargis)	2019 - 2023	Data processing	2024-11-21
GHI_VAR_season	GHI (Solargis)	1994 - 2024	Data processing	2025-03-01
DNI_VAR_season	DNI (Solargis)	1994 - 2024	Data processing	2025-03-01
TEMP	ERA5-Land, ERA5 (ECMWF)	1994 - 2024	Data processing	2025-03-01
TMOD_AMP50	ERA5 (ECMWF)	1994 - 2024	Data processing	2025-03-01
RH	ERA5 (ECMWF)	1994 - 2024	Data processing	2025-03-01
WS	ERA5 (ECMWF)	1994 - 2024	Data processing	2025-03-01
WG_p99	ERA5 (ECMWF)	1994 - 2024	Data processing	2025-03-01
PREC	ERA5-Land, ERA5 (ECMWF)	1994 - 2024	Data processing	2025-03-01
SNOWD	ERA5-Land, ERA5 (ECMWF)	1994 - 2024	Data processing	2025-03-01
CDD	TEMP (Solargis)	1994 - 2024	Data processing	2025-03-01
HDD	TEMP (Solargis)	1994 - 2024	Data processing	2025-03-01

ALB	Modis MCD43GF (NASA and LP DAAC), ERA5 (ECMWF)	2006 - 2015	Data merging, cleaning, processing	2019-03-01
TLEO	ERA5 (ECMWF)	2001 - 2020	Data processing	2023-03-21
THEO	ERA5-Land, ERA5 (ECMWF)	2001 - 2020	Data processing	2025-03-01
PWAT	ERA5 (ECMWF)	1994 - 2024	Data processing	2025-03-01
UVA	ERA5 (ECMWF)	1994 - 2024	Data processing	2025-03-01
UVB	ERA5 (ECMWF)	1994 - 2024	Data processing	2025-03-01
CORR	ERA5 (ECMWF)	1994 - 2024	Data processing	2025-03-01
PVOUT_specific	GTI TEMP PWAT ELE (Solargis)	1994 - 2024		2025-03-01
PVOUT_total	PVOUT_specific (Solargis)	1994 - 2024		2025-03-01
PR	GTI PVOUT_specific (Solargis)	1994 - 2024		2025-03-01
GTI	GHI DNI ALB HORIZON (Solargis)	1994 - 2024		2025-03-01
GTI_theoretical	GHI DNI ALB (Solargis)	1994 - 2024		2025-03-01

Documentación

Incertidumbre de datos <https://kb.solargis.com/docs/accuracy-validation>

Metodología <https://kb.solargis.com/docs/satellite-based-irradiance>

Simulación de producción fotovoltaica <https://kb.solargis.com/docs/energy-yield-simulation>



11 Descargo de responsabilidad e información legal

Considerando la incertidumbre de los datos y los cálculos, Solargis s.r.o. no garantiza la exactitud de las estimaciones. Se ha hecho lo máximo posible para la evaluación de los parámetros meteorológicos y la evaluación preliminar de la producción eléctrica fotovoltaica basada en los mejores datos, software y conocimiento disponibles. Solargis s.r.o. no es responsable de ningún daño directo, incidental, consecuente, indirecto o punitivo relacionado o que se alegue como relacionado del uso del informe proporcionado.

Este informe muestra la estimación de la producción eléctrica solar de una instalación fotovoltaica en su fase inicial, así como durante toda su vida útil. Las estimaciones tienen la exactitud suficiente para una evaluación preliminar de proyectos fotovoltaicos. Para la planificación y financiación de grandes proyectos, es necesaria más información: 1. Distribución estadística e incertidumbre de la radiación solar 2. Especificaciones detalladas de la instalación fotovoltaica 3. Variabilidad interanual e incertidumbre P90 de la producción fotovoltaica 4. Producción de energía durante la vida útil considerando la degradación de los componentes de la instalación fotovoltaica.

Puede encontrarse más información sobre la evaluación completa de la producción fotovoltaica en:
<https://solargis.com/services/pv-energy-yield-assessment>

El copyright de este informe es de © 2025 Solargis s.r.o., todos los derechos reservados.
Solargis® es una marca comercial de Solargis s.r.o.

Vea el texto completo de los TÉRMINOS GENERALES DEL CONTRATO PARA SERVICIOS DE PAGO en:
<https://solargis.com/legal/general-contractual-terms/>

Validación de autenticidad

Este informe PDF está firmado electrónicamente por Solargis s.r.o..

Proveedor de servicios

Solargis s.r.o., Bottova 2A, 811 09 Bratislava, Eslovaquia
ID de registro: 45 354 766
Número IVA: SK2022962766
Teléfono: +421 2 4319 1708
Correo electrónico: contact@solargis.com
URL: solargis.com

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: Instalación TFG

Variante: Instalación en suelo

Cobertizos en el suelo

Potencia del sistema: 960 kWp

Navalvillar de Pela - España





Proyecto: Instalación TFG

Variante: Instalación en suelo

PVsyst V7.3.1

VC1, Fecha de simulación:
03/01/26 10:50
con v7.3.1

Resumen del proyecto

Sitio geográfico

Navalvillar de Pela
España

Situación

Latitud 39.05 °N
Longitud -5.40 °W
Altitud 315 m
Zona horaria UTC+1

Configuración del proyecto

Albedo 0.20

Datos meteo

Navalvillar de Pela
Solargis - Sintético

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red

Orientación campo FV

Plano fijo
Inclinación/Azimut 30 / 0 °

Cobertizos en el suelo

Sombreados cercanos

Cálculo eléctrico detallado
según el diseño de módulo

Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

Información del sistema

Generador FV

Núm. de módulos
Pnom total

1512 unidades
960 kWp

Inversores

Núm. de unidades
Pnom total
Proporción Pnom

8 unidades
800 kWca
1.200

Resumen de resultados

Energía producida 1586075 kWh/año Producción específica 1652 kWh/kWp/año Proporción rend. PR 79.75 %

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del horizonte	6
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	7
Resultados principales	8
Diagrama de pérdida	9
Gráficos predefinidos	10
Evaluación P50 - P90	11
Diagrama unifilar	12
Costo del sistema	13
Balance de emisiones de CO ₂	14



Proyecto: Instalación TFG

Variante: Instalación en suelo

PVsyst V7.3.1

VC1, Fecha de simulación:
03/01/26 10:50
con v7.3.1

Parámetros generales

Sistema conectado a la red

Orientación campo FV

Orientación

Plano fijo
Inclinación/Azimut 30 / 0 °

Horizonte

Altura promedio 2.7 °

Cobertizos en el suelo

Configuración de cobertizos

Núm. de cobertizos 36 unidades

Tamaños

Espaciado entre cobertizos 11.0 m

Ancho de colector 4.79 m

Proporc. cob. suelo (GCR) 43.5 %

Ángulo límite de sombreado

Ángulo límite de perfil 19.3 °

Sombreados cercanos

Cálculo eléctrico detallado
según el diseño de módulo

Modelos usados

Transposición Perez
Difuso Perez, Meteonorm
Circunsolar separado

Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

Características del generador FV

Módulo FV

Fabricante Trina Solar

Modelo TSM-DEG21C-20-635Wp Vertex

(Base de datos PVsyst original)

Unidad Nom. Potencia 635 Wp

Número de módulos FV 1512 unidades

Nominal (STC) 960 kWp

Conjunto #1 - Generador FV

Número de módulos FV 1330 unidades

Nominal (STC) 845 kWp

Módulos 70 Cadenas x 19 En series

En cond. de funcionam. (43°C)

Pmpp 794 kWp

U mpp 659 V

I mpp 1206 A

Conjunto #2 - Subconjunto #2

Número de módulos FV 152 unidades

Nominal (STC) 96.5 kWp

Módulos 8 Cadenas x 19 En series

En cond. de funcionam. (43°C)

Pmpp 90.8 kWp

U mpp 659 V

I mpp 138 A

Conjunto #3 - Subconjunto #3

Número de módulos FV 30 unidades

Nominal (STC) 19.05 kWp

Módulos 2 Cadenas x 15 En series

En cond. de funcionam. (43°C)

Pmpp 17.92 kWp

U mpp 520 V

I mpp 34 A

Inversor

Fabricante Huawei Technologies

Modelo SUN2000-100KTL-M1-480Vac

(Base de datos PVsyst original)

Unidad Nom. Potencia 100 kWca

Número de inversores 8 unidades

Potencia total 800 kWca

Número de inversores 7 unidades

Potencia total 700 kWca

Voltaje de funcionamiento 200-1000 V

Potencia máx. (=>40°C) 110 kWca

Proporción Pnom (CC:CA) 1.21

Power sharing within this inverter

Número de inversores 8 * MPPT 10% 0.8 unidad

Potencia total 83.5 kWca

Voltaje de funcionamiento 200-1000 V

Potencia máx. (=>40°C) 110 kWca

Proporción Pnom (CC:CA) 1.16

Número de inversores 2 * MPPT 8% 0.2 unidad

Potencia total 16.5 kWca

Voltaje de funcionamiento 200-1000 V

Potencia máx. (=>40°C) 110 kWca

Proporción Pnom (CC:CA) 1.16



Proyecto: Instalación TFG

Variante: Instalación en suelo

PVsyst V7.3.1

VC1, Fecha de simulación:
03/01/26 10:50
con v7.3.1

Características del generador FV

Potencia FV total

Nominal (STC) 960 kWp
Total 1512 módulos
Área del módulo 4697 m²

Potencia total del inversor

Potencia total 800 kWca
Número de inversores 8 unidades
Proporción Pnom 1.20
Power sharing defined

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de suciedad del conjunto

Frac. de pérdida 3.0 %

Factor de pérdida térmica

Temperatura módulo según irradiancia
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (viento) 0.0 W/m²K/m/s

Pérdida diodos serie

Caída de tensión 0.7 V
Frac. de pérdida 0.1 % en STC

LID - Degradación Inducida por Luz

Frac. de pérdida 1.0 %

Pérdida de calidad módulo

Frac. de pérdida 0.0 %

Pérdidas de desajuste de módulo

Frac. de pérdida 2.0 % en MPP

Pérdidas de desajuste de cadenas

Frac. de pérdida 0.1 %

Factor de pérdida IAM

Efecto de incidencia (IAM): Fresnel, revestimiento AR, n(vidrio)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

Pérdidas de cableado CC

Res. de cableado global 7.6 mΩ
Frac. de pérdida 1.5 % en STC

Conjunto #1 - Generador FV

Res. conjunto global 8.7 mΩ
Frac. de pérdida 1.5 % en STC

Conjunto #2 - Subconjunto #2

Res. conjunto global 76 mΩ
Frac. de pérdida 1.5 % en STC

Conjunto #3 - Subconjunto #3

Res. conjunto global 241 mΩ
Frac. de pérdida 1.5 % en STC

Pérdidas del sistema.

Indisponibilidad del sistema

Frac. de tiempo 2.0 %
7.3 días,
5 períodos

Pérdidas de cableado CA

Línea de salida del inv. hasta transfo MV

Voltaje inversor 480 Vca tri
Frac. de pérdida 1.50 % en STC

Inversor: SUN2000-100KTL-M1-480Vac

Sección cables (8 Inv.) Cobre 8 x 3 x 50 mm²
Longitud media de los cables 78 m

Línea MV hasta inyección

Voltaje MV 20 kV
Cables Cobre 3 x 4 mm²
Longitud 906 m
Frac. de pérdida 1.00 % en STC



PVsyst V7.3.1

VC1, Fecha de simulación:

03/01/26 10:50

con v7.3.1

Pérdidas de CA en transformadores

Transfo MV

Voltaje medio

20 kV

Parámetros del transformador

Potencia nominal en STC

939 kVA

Iron Loss (desconexión nocturna)

0.94 kVA

Fracción de pérdida de hierro

0.10 % en STC

Pérdida de cobre

9.39 kVA

Fracción de pérdida de cobre

1.00 % en STC

Resistencia equivalente de bobinas

3 x 2.45 mΩ





PVsyst V7.3.1

VC1, Fecha de simulación:
03/01/26 10:50
con v7.3.1

Definición del horizonte

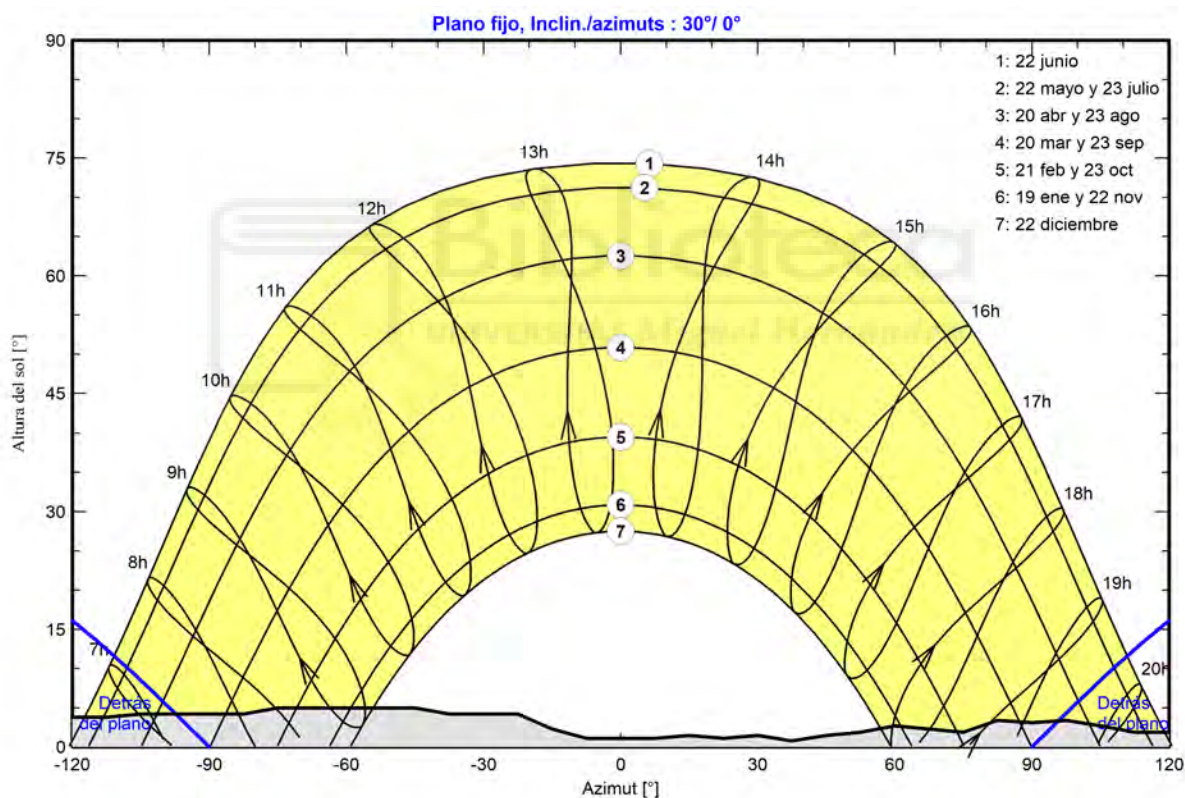
Horizon from PVGIS website API, Lat=39°2'50', Long=-5°23'42', Alt=315m

Altura promedio	2.7 °	Factor Albedo	0.88
Factor difuso	0.99	Fracción de albedo	100 %

Perfil del horizonte

Azimet [°]	-180	-173	-165	-158	-143	-135	-113	-105	-83	-75	-45	-38
Altura [°]	1.1	0.8	0.8	2.3	2.3	3.8	3.8	4.2	4.2	5.0	5.0	4.2
Azimet [°]	-23	-15	-8	8	15	23	30	38	45	53	60	68
Altura [°]	4.2	2.3	1.1	1.1	1.5	1.1	1.5	0.8	1.5	1.9	2.7	2.3
Azimet [°]	75	83	90	98	105	113	150	158	165	173	180	
Altura [°]	1.9	3.4	3.1	3.4	2.7	1.9	1.9	1.5	1.5	0.8	1.1	

Recorridos solares (diagrama de altura / azimet)





PVsyst V7.3.1

VC1, Fecha de simulación:

03/01/26 10:50

con v7.3.1

Parámetro de sombreados cercanos

Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante

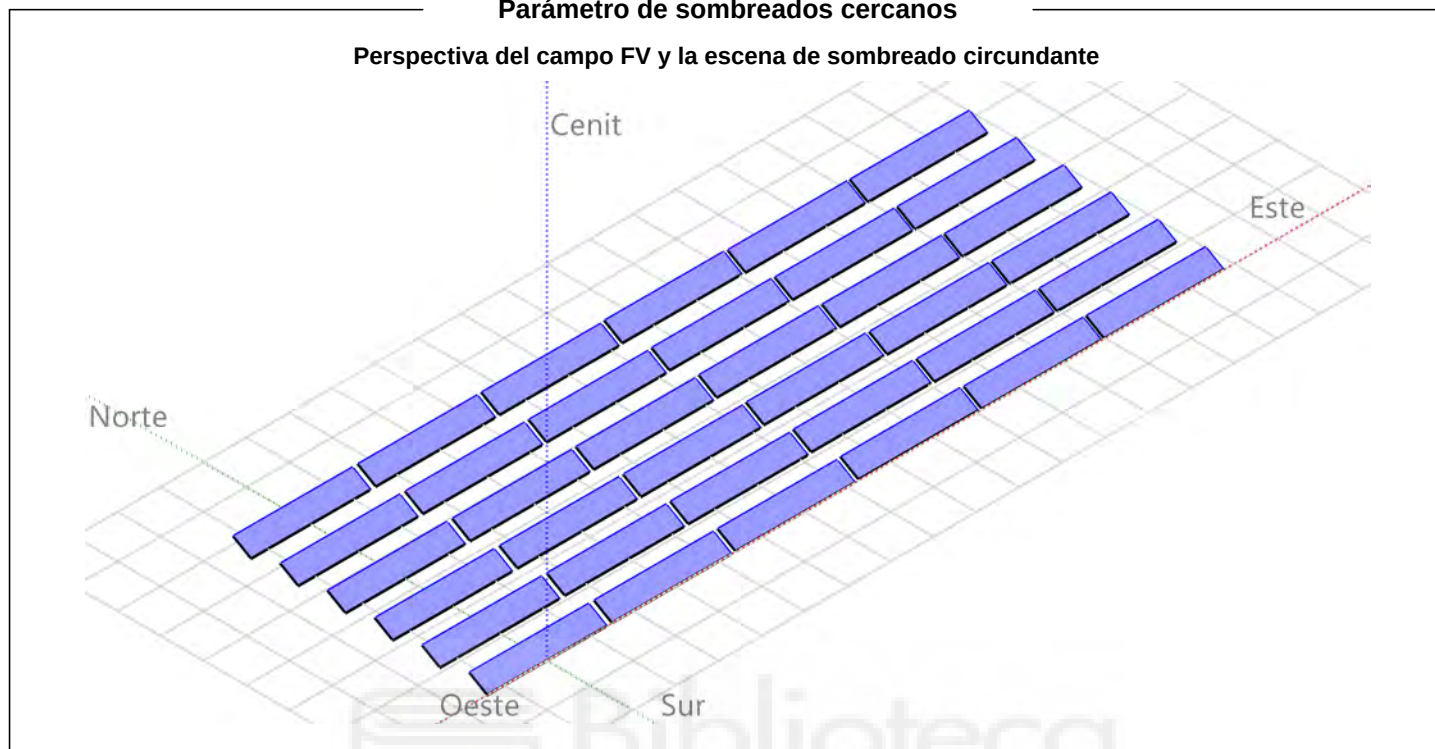
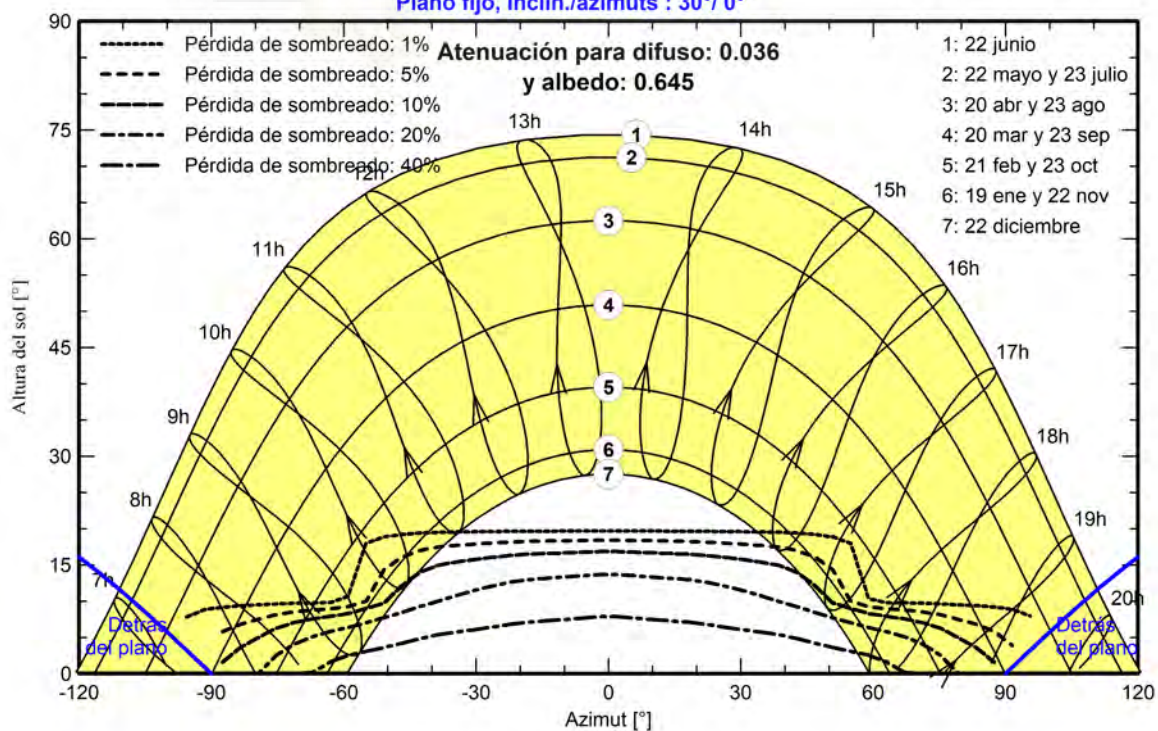


Diagrama de iso-sombreados

Orientación #1

Plano fijo, Inclín./azimuts : 30°/ 0°





Proyecto: Instalación TFG

Variante: Instalación en suelo

PVsyst V7.3.1

VC1, Fecha de simulación:

03/01/26 10:50

con v7.3.1

Resultados principales

Producción del sistema

Energía producida (P50) 1586075 kWh/año

Energía producida (P90) 1523389 kWh/año

Energía producida (P99) 1472299 kWh/año

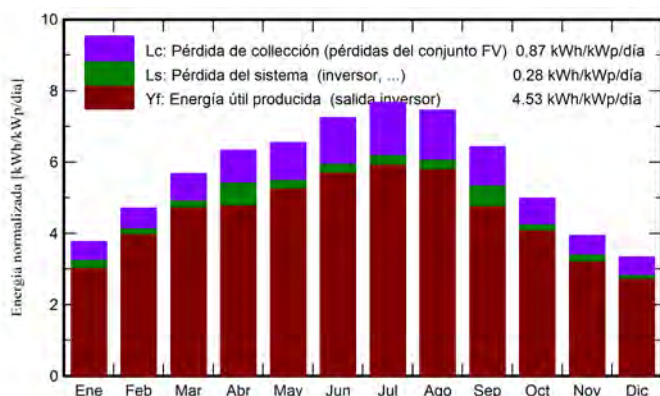
Producción específica (P50) 1652 kWh/kWp/año

Energía producida (P90) 1587 kWh/kWp/año

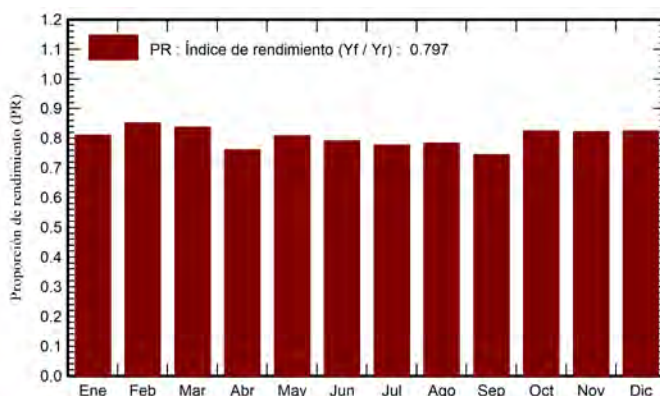
Energía producida (P99) 1533 kWh/kWp/año

Proporción de rendimiento (PR) 0.795 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	proporción
Enero	69.6	26.30	7.80	116.6	108.0	97635	90747	0.810
Febrero	92.2	32.60	9.40	131.6	124.1	112056	107611	0.851
Marzo	140.6	48.70	12.40	175.9	164.8	147299	141327	0.837
Abril	172.1	58.90	15.10	189.9	177.4	156881	138680	0.761
Mayo	207.4	69.10	19.30	202.9	188.5	164252	157420	0.808
Junio	230.3	66.00	24.50	217.4	202.3	172278	164928	0.790
Julio	247.8	55.30	27.80	237.6	221.4	185217	177140	0.776
Agosto	218.9	54.50	27.60	230.8	216.1	181308	173473	0.783
Septiembre	161.4	49.10	23.00	192.9	180.9	154724	137776	0.744
Octubre	114.1	42.00	18.20	154.4	144.8	127115	122071	0.824
Noviembre	75.4	27.80	12.10	118.1	110.5	98776	93180	0.822
Diciembre	60.9	23.90	8.80	103.2	95.9	84914	81722	0.824
Año	1790.7	554.20	17.21	2071.4	1934.6	1682455	1586075	0.797

Leyendas

GlobHor Irradiación horizontal global

DiffHor Irradiación difusa horizontal

T_Amb Temperatura ambiente

GlobInc Global incidente plano receptor

GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados

EArray Energía efectiva a la salida del conjunto

E_Grid Energía inyectada en la red

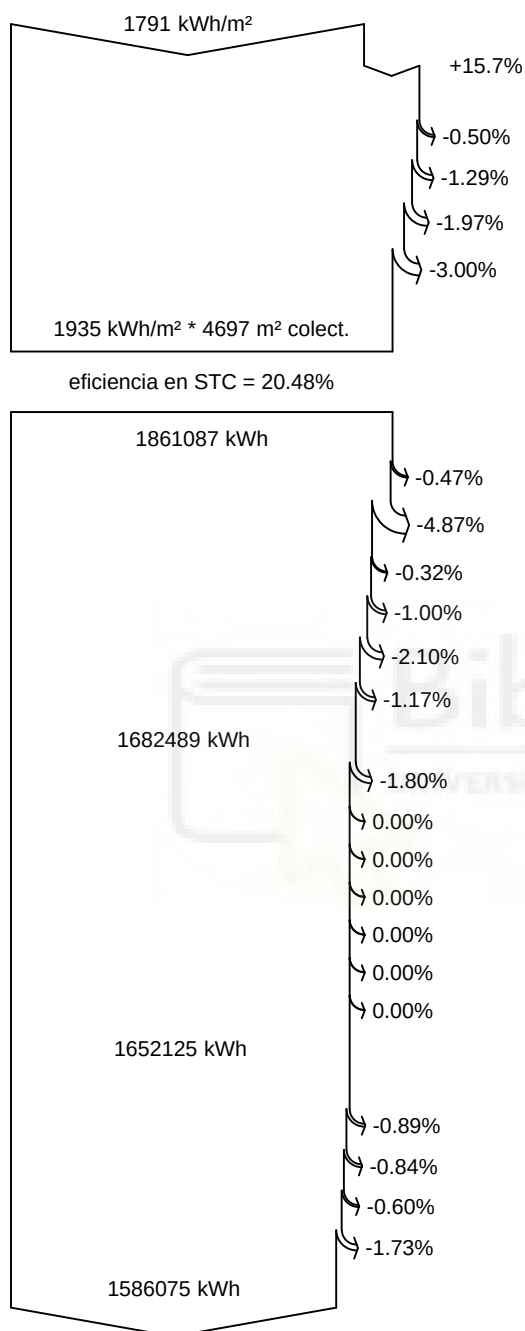
PR Proporción de rendimiento



PVsyst V7.3.1

VC1, Fecha de simulación:
03/01/26 10:50
con v7.3.1

Diagrama de pérdida



Irradiación horizontal global

Global incidente plano receptor

Sombreados lejanos / Horizonte

Sombreados cercanos: pérdida de irradiancia

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.

Sombreados: pérdida eléctrica cálculo detallado de módulos

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

Indisponibilidad del sistema

Energía inyectada en la red

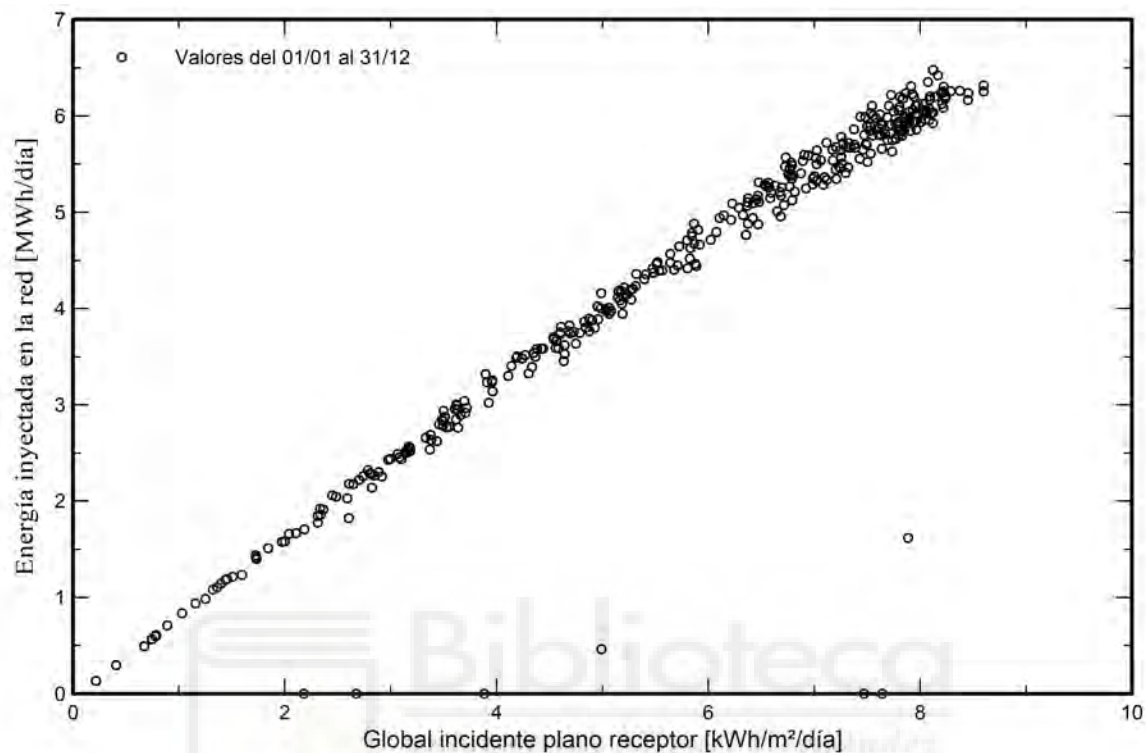


PVsyst V7.3.1

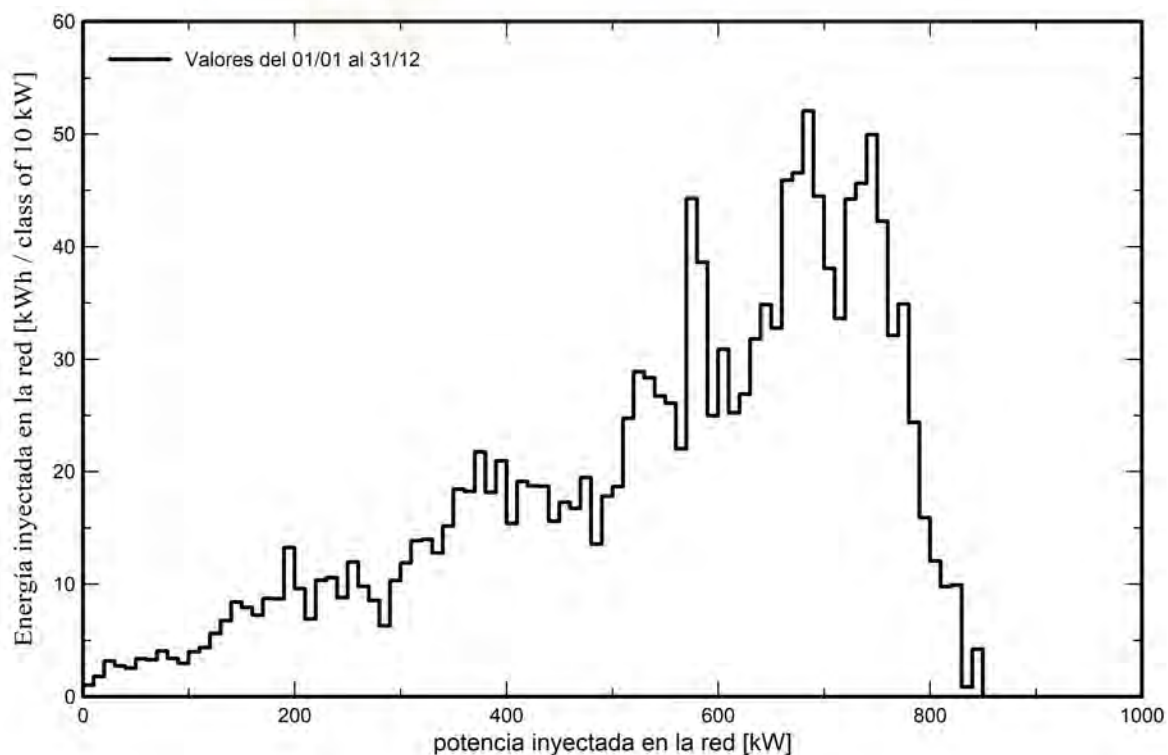
VC1, Fecha de simulación:
03/01/26 10:50
con v7.3.1

Gráficos predefinidos

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





PVsyst V7.3.1

VC1, Fecha de simulación:
03/01/26 10:50
con v7.3.1

Evaluación P50 - P90

Datos meteo

Fuente	Solargis
Tipo	Promedios mensuales
Sintético - Promedio multianual	
Variabilidad año a año (Varianza)	2.5 %

Desviación especificada

Cambio climático	0.0 %
------------------	-------

Variabilidad global (meteo y sistema)

Variabilidad (Suma cuadrática)	3.1 %
--------------------------------	-------

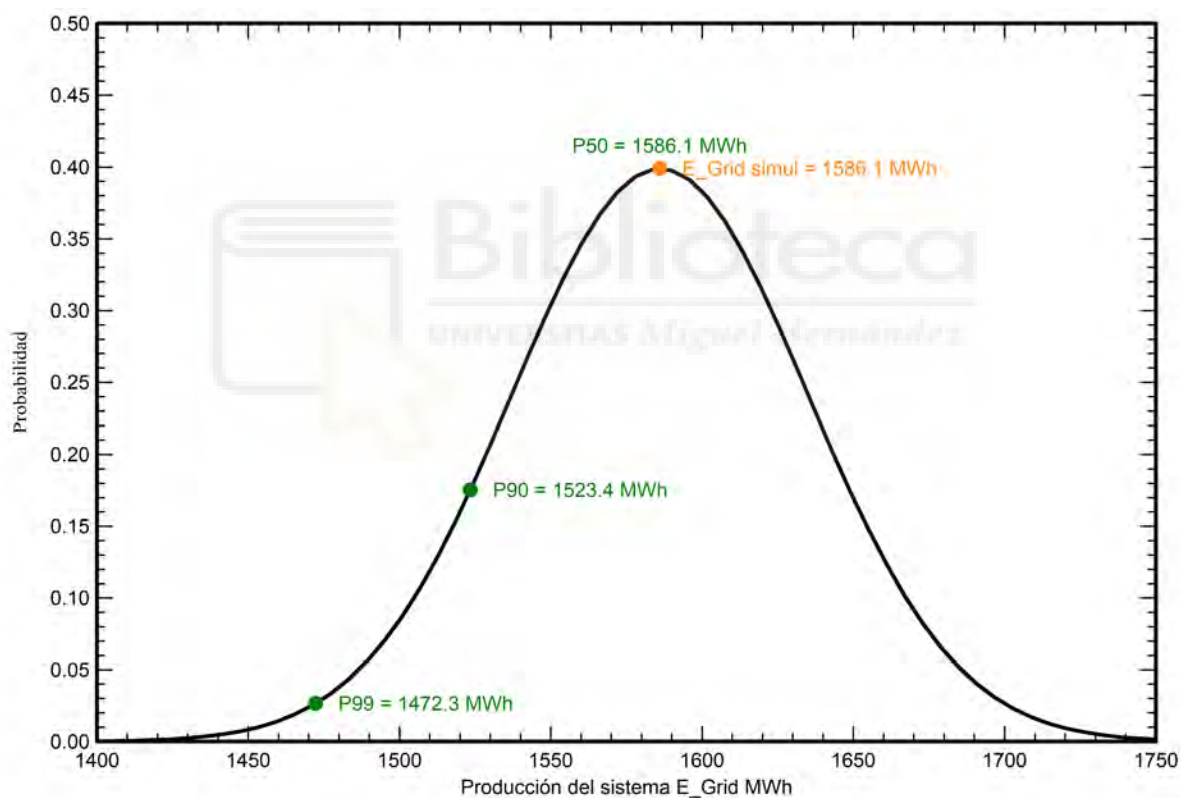
Incertidumbres sobre la simulación y los parámetros

Modelado/parámetros del módulo FV	1.0 %
Incertidumbre eficiencia inversor	0.5 %
Incertidumbres de suciedad y desajuste	1.0 %
Incertidumbre de degradación	1.0 %

Probabilidad de producción anual

Variabilidad	48.9 MWh
P50	1586.1 MWh
P90	1523.4 MWh
P99	1472.3 MWh

Distribución de probabilidad





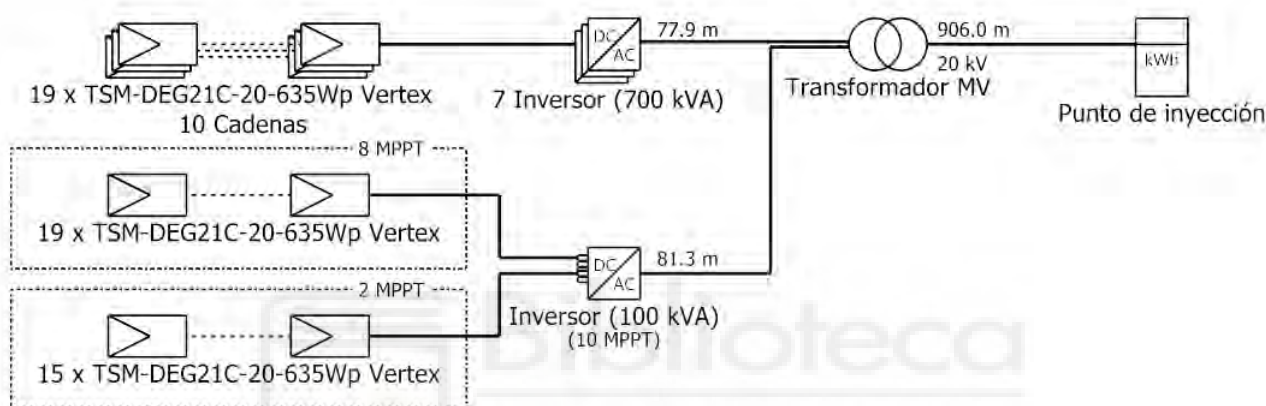
PVsyst V7.3.1

VC1, Fecha de simulación:

03/01/26 10:50

con v7.3.1

Diagrama unifilar



Módulo FV	TSM-DEG21C-20-635Wp Vertex
Inversor	SUN2000-100KTL-M1-480Vac
Cadena 1	19 x TSM-DEG21C-20-635Wp Vertex
Cadena 2	15 x TSM-DEG21C-20-635Wp Vertex

Instalación TFG

VC1 : Instalación en suelo

03/01/26

**PVsyst V7.3.1**

VC1, Fecha de simulación:
03/01/26 10:50
con v7.3.1

Proyecto: Instalación TFG

Variante: Instalación en suelo

Costo del sistema**Costes de instalación**

Artículo	Cantidad unidades	Costo EUR	Total EUR
		Total	0.00
		Activo amortizable	0.00

Costos de operación

Artículo	Total EUR/año
Total (OPEX)	0.00

Resumen del sistema

Costo total de instalación	0.00 EUR
Costos de operación	0.00 EUR/año
Energía producida	1586 MWh/año
Costo de la energía producida (LCOE)	0.002 EUR/kWh





PVsyst V7.3.1

VC1, Fecha de simulación:
03/01/26 10:50
con v7.3.1

Balance de emisiones de CO₂

Total: 10174.1 tCO₂

Emisiones generadas

Total: 1674.88 tCO₂

Fuente: Cálculo detallado de la siguiente tabla:

Emisiones reemplazadas

Total: 13656.1 tCO₂

Sistema de producción: 1586.08 MWh/año

Emisiones del ciclo de vida de la red: 287 gCO₂/kWh

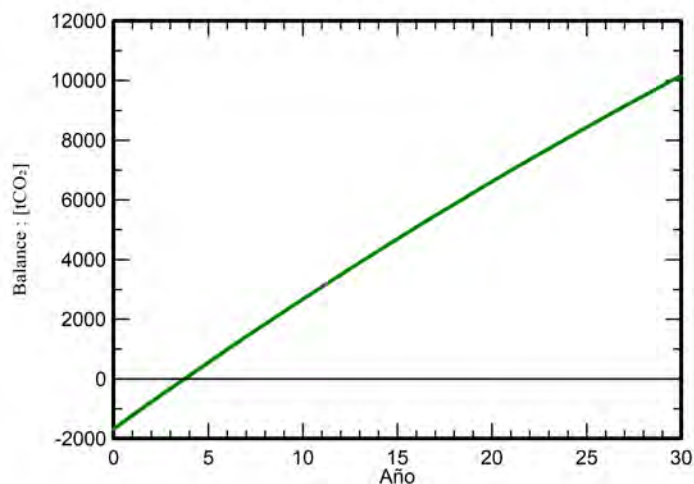
Fuente: Lista IEA

País: Spain

Toda la vida: 30 años

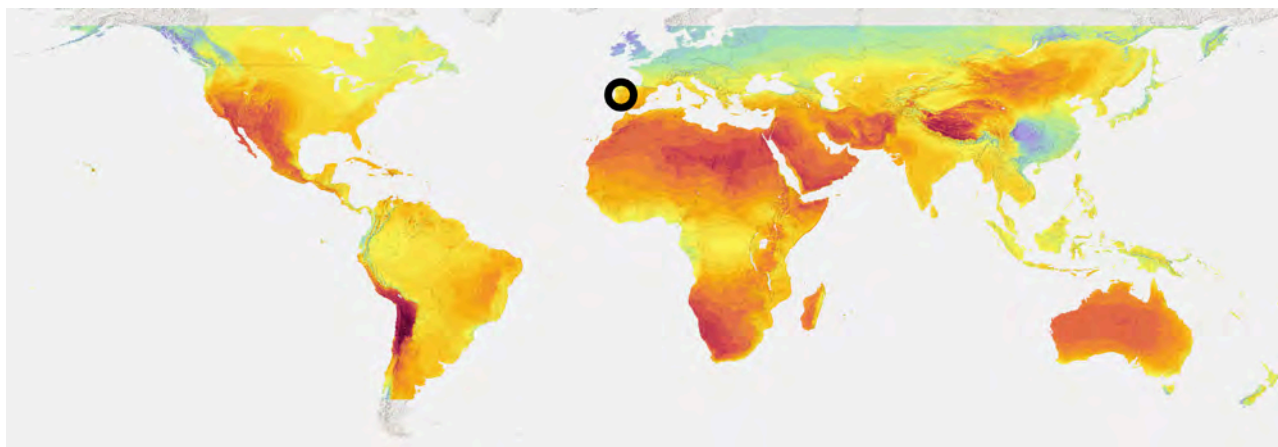
Degradación anual: 1.0 %

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	960 kWp	1644417
Soportes	1.91 kgCO ₂ /kg	15120 kg	28944
Inversores	190 kgCO ₂ /unidades	8.00 unidades	1517



Evaluación preliminar de la producción eléctrica fotovoltaica

Proyecto: Castuera, Extremadura, España (España)

Coordenadas geográficas 38.902581°, -005.380050° (38°54'09", -005°22'48")

Número de informe SG-P-40720-251024-091635

Informe generado 24/10/2025

Generado por Solargis

Contenidos

1	Resumen	1
2	Información del proyecto	2
3	Configuración de la instalación fotovoltaica	4
4	Solar y climático: Estadísticas mensuales	5
5	Electricidad FV: Estadísticas mensuales	9
6	Electricidad FV: Perfiles horarios	11
7	Rendimiento FV: Conversión energética y pérdidas de la instalación	13
8	Rendimiento FV: Rendimiento durante la vida útil	15
9	Acrónimos y glosario	16
10	Metadatos	18
11	Descargo de responsabilidad e información legal	20

1 Resumen

Tabla 1.1: Promedio anual

Producción fotovoltaica específica	PVOUT_specific	1495.2 kWh/kWp
Producción fotovoltaica total	PVOUT_total	1.495 GWh
Irradiación global inclinada	GTI	1927.3 kWh/m²
Rendimiento energético (PR)	PR	77.6 %
Irradiación global horizontal	GHI	1790.8 kWh/m²
Irradiación directa normal	DNI	2073.4 kWh/m²
Irradiación difusa horizontal	DIF	554.3 kWh/m²
Temperatura del aire	TEMP	17.2 °C

2 Información del proyecto

Nombre del proyecto	Castuera, Extremadura, España
Dirección	Castuera, Extremadura, España
Coordenadas geográficas	38.902581°, -005.380050° (38°54'09", -005°22'48")
Zona horaria	UTC+01, Europe/Madrid [CET], No se considera horario de verano/invierno (tiempo de ahorro de energía diurna)
Elevación	350 m
Cobertura del terreno	Mosaico vegetación natural (>50%) / cultivos
Densidad de población	14 hab./km²
Azimut del terreno	353°
Pendiente del terreno	11°
Localización en el mapa	https://apps.solargis.com/prospect/map?center=38.902581,-5.380050,15&layer=mapbox-satellite&location=38.902581,-5.380050



Figura 2.1: Localización del proyecto



Figura 2.2: Vista de mapa en detalle

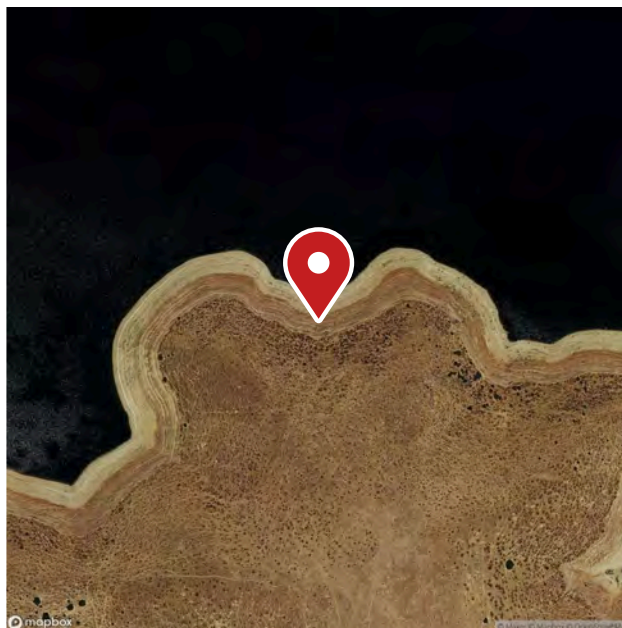


Figura 2.3: Horizonte y trayectoria solar en el sitio

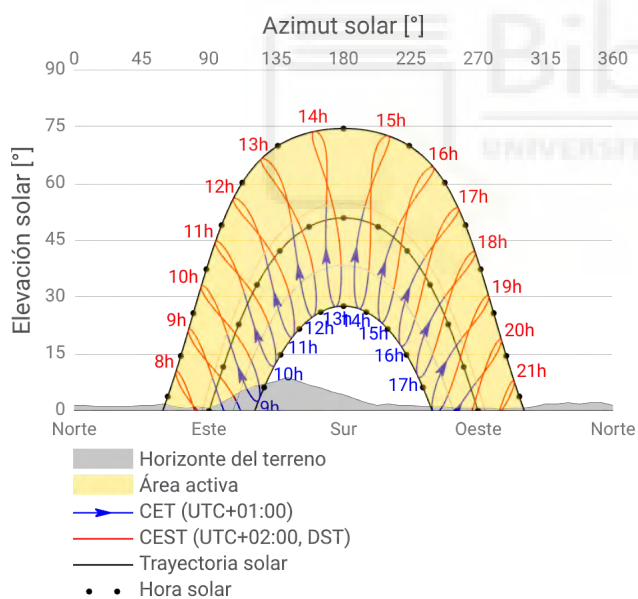
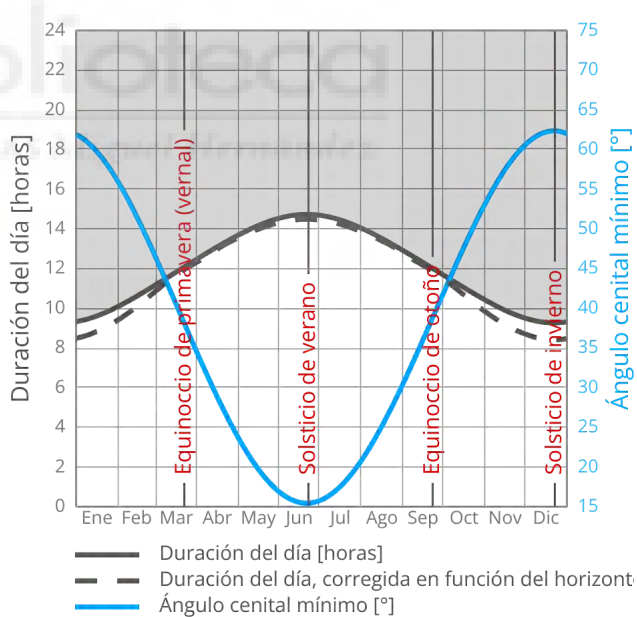


Figura 2.4: Duración del día y ángulo cenital solar



3 Configuración de la instalación fotovoltaica

Fotovoltaica flotante



Esta opción es para grandes instalaciones fotovoltaicas flotantes. Se considera que los módulos están montados sobre pontones flotantes, orientados hacia el ecuador. Los módulos tienen una temperatura de operación menor debido a la refrigeración por evaporación del agua superficial. Se espera un mayor desajuste inducido por el oleaje en series de módulos (strings) y una mayor suciedad debida a excrementos de aves. En la instalación ejemplo, se consideran inversores de string y transformador de distribución. En comparación con instalaciones fotovoltaicas de gran escala montadas sobre suelo, la disponibilidad esperada del sistema es menor debido a un ambiente de condiciones más severas, con una mayor probabilidad de que ocurran fallos de diversos tipos.

Tamaño de la instalación	Capacidad instalada: 1000kWp
Tipo de módulo fotovoltaico	c-Si - silicio cristalino (mono o policristalino)
Geometría de los módulos fotovoltaicos	Azimet: 180° • Inclinación: 10°
Separación relativa entre filas	1.4
Tipo de inversor	Inversor de cadena (string) [96.4% eficiencia]
Tipo de transformador	Estándar [1% pérdida]
Pérdidas por nieve y suciedad sobre los módulos fotovoltaicos	Pérdidas mensuales por suciedad hasta 5.0 % • Pérdidas mensuales por nieve hasta 0.0 %
Pérdidas por cableado	Cableado en corriente continua (DC) 1.5 % • Desajustes en corriente continua (DC) 1.5 % • Cableado en corriente alterna (AC) 1.5 %
Disponibilidad de la instalación	98 %

Tabla 3.1: Pérdidas por nieve y suciedad sobre los módulos fotovoltaicos

	Ene %	Feb %	Mar %	Abr %	May %	Jun %	Jul %	Ago %	Sep %	Oct %	Nov %	Dic %
Pérdidas por suciedad	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
Pérdidas por nieve	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

4 Solar y climático: Estadísticas mensuales

El parámetro meteorológico más importante y específico del proyecto que determina la producción de electricidad solar es la radiación solar, que alimenta una instalación fotovoltaica. La producción de energía también recibe influencia de la temperatura del aire. Otros parámetros meteorológicos también tienen un impacto en el rendimiento, disponibilidad y envejecimiento de un sistema fotovoltaico.

Tabla 4.1: Radiación solar y parámetros meteorológicos

Mes	GHI kWh/m ²	DNI kWh/m ²	DIF kWh/m ²	D2G	TEMP °C	WS m/s	CDD Grados día	HDD Grados día
Ene	69.6	112.4	26.3	0.378	7.8	2.4	0	315
Feb	92.2	127.9	32.6	0.353	9.4	2.5	0	243
Mar	140.6	160.8	48.7	0.347	12.4	2.7	4	176
Abr	172.1	174.5	58.9	0.342	15.1	2.6	19	106
May	207.4	199.1	69.1	0.333	19.3	2.4	79	39
Jun	230.3	230.4	66.0	0.287	24.5	2.3	197	2
Jul	247.8	275.6	55.3	0.223	27.8	2.3	304	0
Ago	218.9	246.3	54.5	0.249	27.6	2.1	299	0
Sep	161.4	184.3	49.1	0.304	23.0	2.1	154	3
Oct	114.1	142.1	42.0	0.368	18.2	2.3	50	44
Nov	75.4	115.8	27.8	0.369	12.1	2.5	0	178
Dic	60.9	104.2	23.9	0.391	8.8	2.4	0	284
Anual	1790.8	2073.4	554.3	0.310	17.2	2.4	1105	1391

Tabla 4.2: Otros parámetros meteorológicos

Mes	RH %	PREC mm	SNOWD días	ALB	PWAT kg/m ²
Ene	81	55.8	ocasional	0.06	12
Feb	73	46.4	ocasional	0.06	12
Mar	66	54.6	N/A	0.07	13
Abr	63	53.3	N/A	0.07	15
May	56	39.8	N/A	0.08	17
Jun	46	14.2	N/A	0.07	20
Jul	40	4.8	N/A	0.08	20
Ago	41	7.9	N/A	0.08	21
Sep	51	33	N/A	0.07	21
Oct	65	72.9	N/A	0.06	20
Nov	76	70.1	N/A	0.06	16
Dic	81	68.5	N/A	0.06	14
Anual	62	521.3	ocasional	0.07	17

Figura 4.1: Irradiación + irradiación difusa horizontal

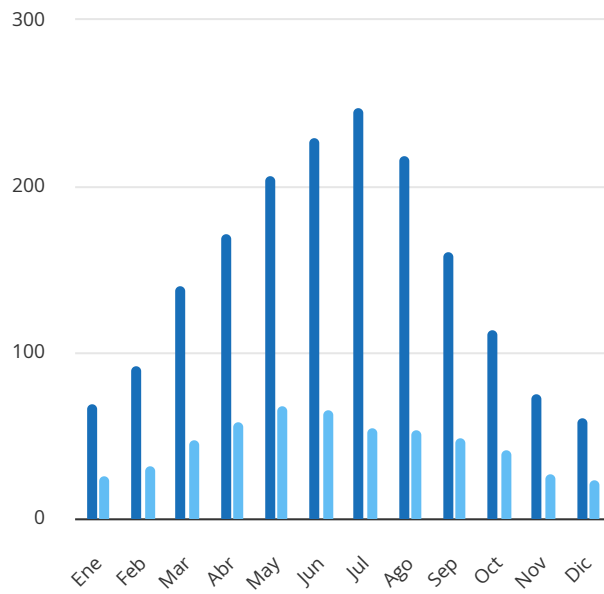


Figura 4.2: Irradiación directa normal

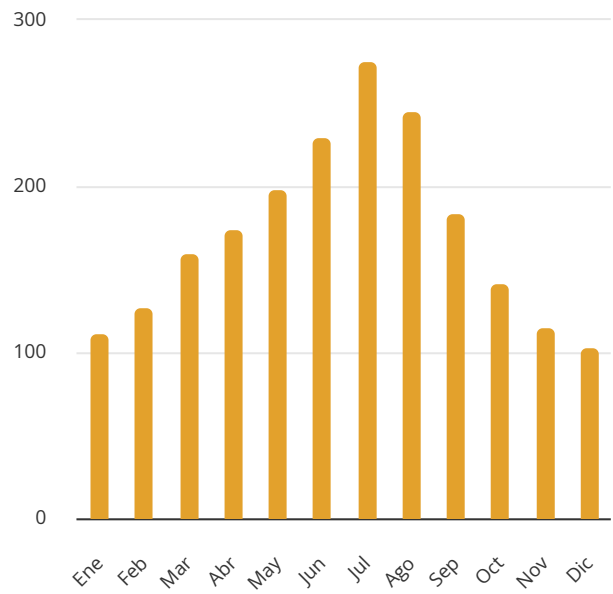


Figura 4.3: Ratio entre irradiación difusa y global

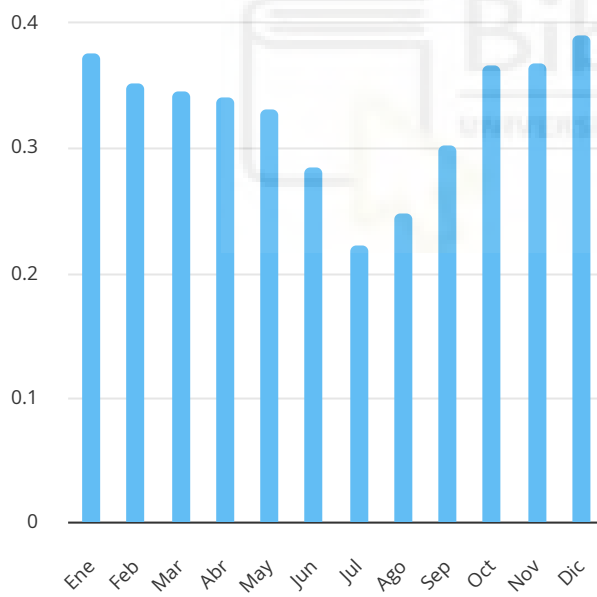


Figura 4.4: Temperatura del aire

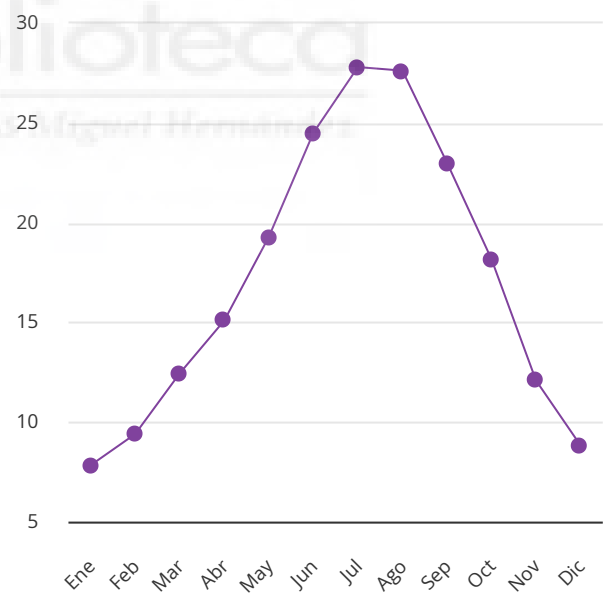


Figura 4.5: Albedo de la superficie del suelo

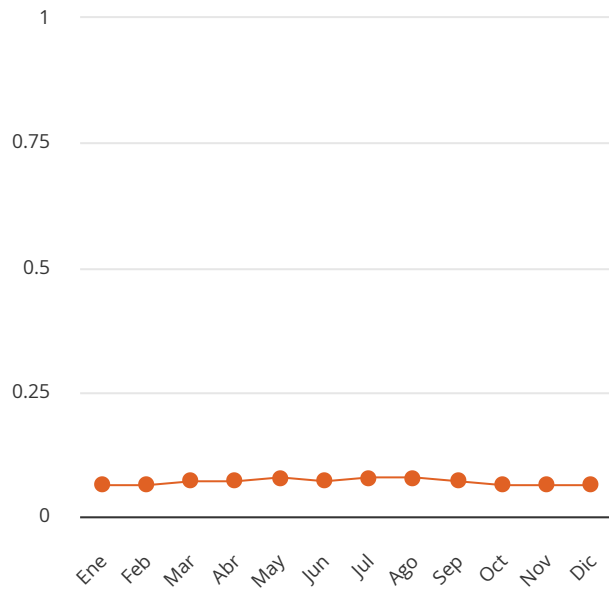


Figura 4.6: Velocidad del viento

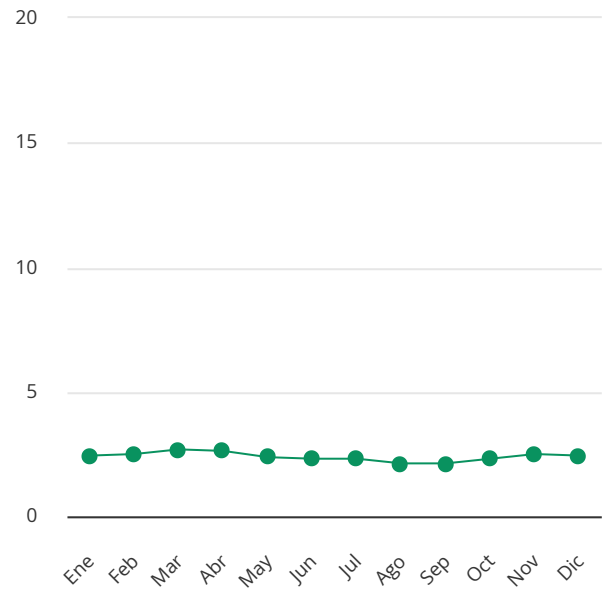


Figura 4.7: Humedad relativa

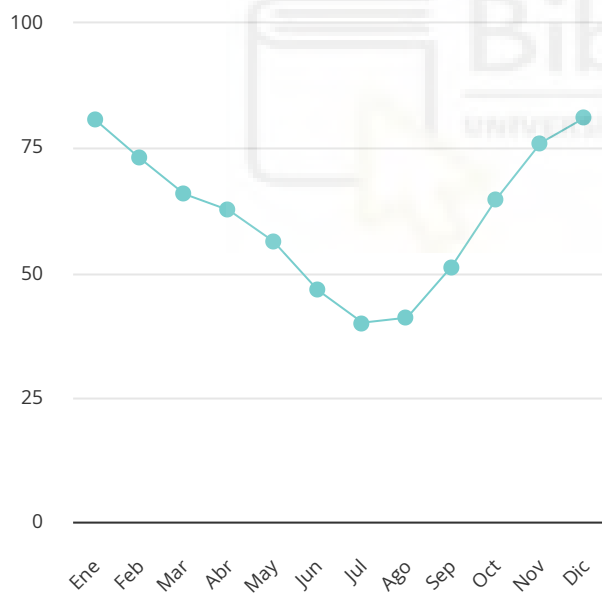


Figura 4.8: Precipitación (lluvia)

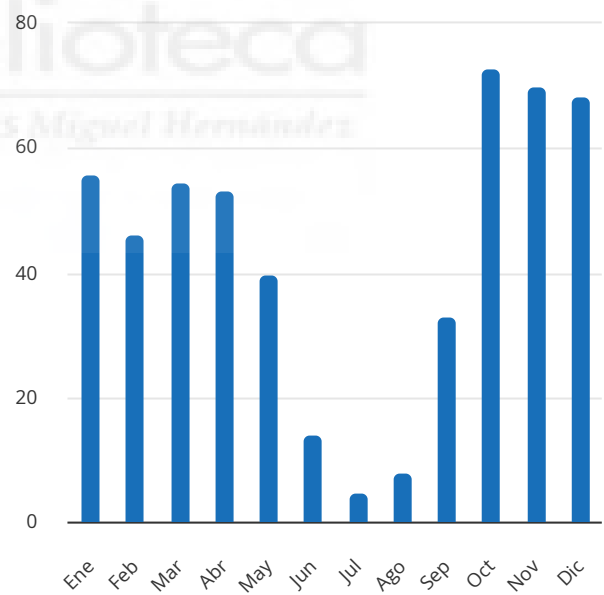


Figura 4.9: Agua precipitable

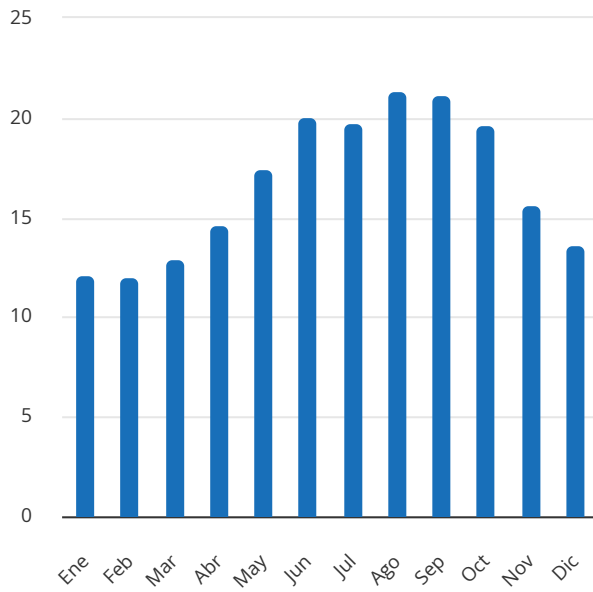


Figura 4.10: Días de nieve

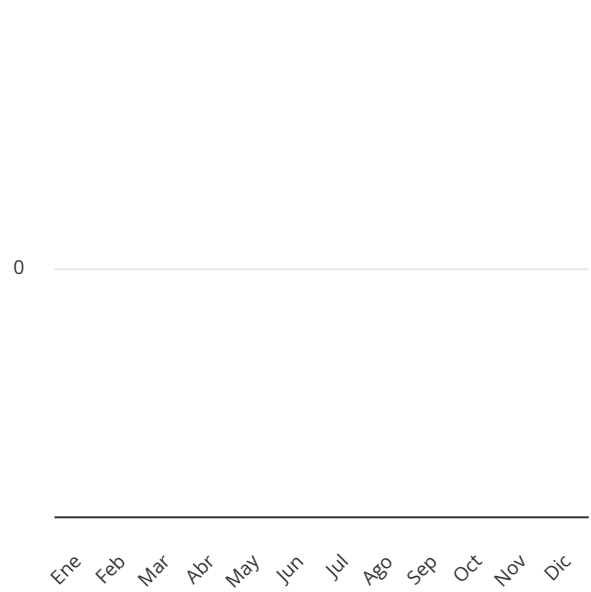


Figura 4.11: Grados día de refrigeración

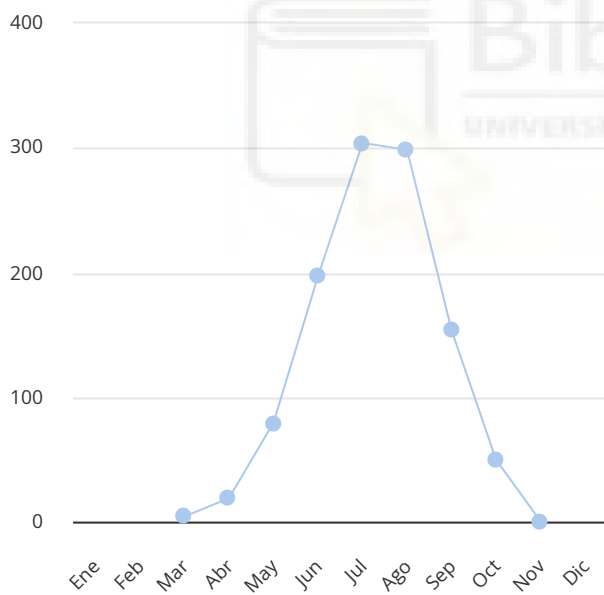
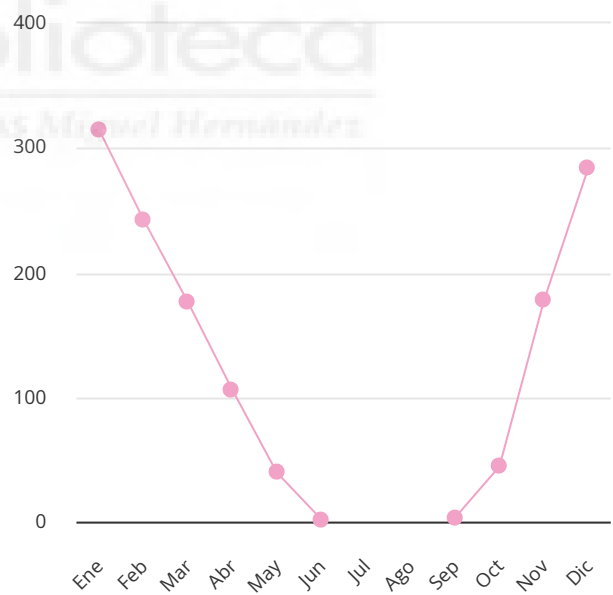


Figura 4.12: Grados día de calefacción



5 Electricidad FV: Estadísticas mensuales

Estimación teórica de la producción solar eléctrica generada por una instalación fotovoltaica, sin consideración del envejecimiento y degradación del rendimiento a largo plazo de los módulos fotovoltaicos y otros componentes de la instalación.

Tabla 5.1: Producción fotovoltaica – promedios a largo plazo

Mes	GTI Sumas mensuales kWh/m ²	GTI Promedios diarios Wh/m ²	PVOUT specific Sumas mensuales kWh/kWp	PVOUT specific Promedios diarios Wh/kWp	PVOUT total Sumas mensuales GWh	PVOUT total Promedios diarios MWh	PR %
Ene	85.9	2772	69.1	2228.3	0.069	2.228	80.4
Feb	108.3	3868	88.1	3147.1	0.088	3.147	81.4
Mar	155.5	5017	124.6	4019.6	0.125	4.020	80.1
Abr	181.3	6043	142.9	4765.0	0.143	4.765	78.9
May	211.1	6810	163.5	5274.5	0.164	5.274	77.4
Jun	231.1	7704	175.2	5841.0	0.175	5.841	75.8
Jul	250.6	8083	187.0	6032.6	0.187	6.033	74.6
Ago	228.5	7370	171.4	5529.7	0.171	5.530	75.0
Sep	175.9	5863	135.8	4526.9	0.136	4.527	77.2
Oct	130.7	4216	103.5	3339.0	0.104	3.339	79.2
Nov	91.7	3057	73.6	2453.1	0.074	2.453	80.2
Dic	76.7	2475	60.4	1948.7	0.060	1.949	78.7
Anual	1927.3	5273	1495.2	4092.1	1.495	4.092	77.6

Figura 5.1: Producción fotovoltaica específica

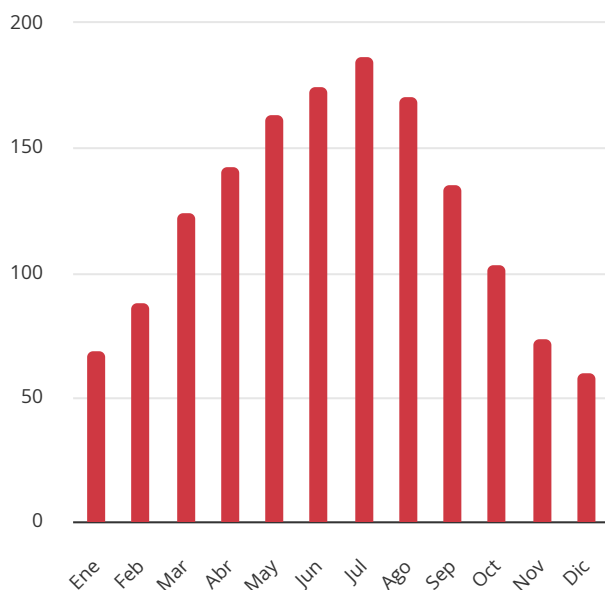


Figura 5.2: Irradiación global inclinada

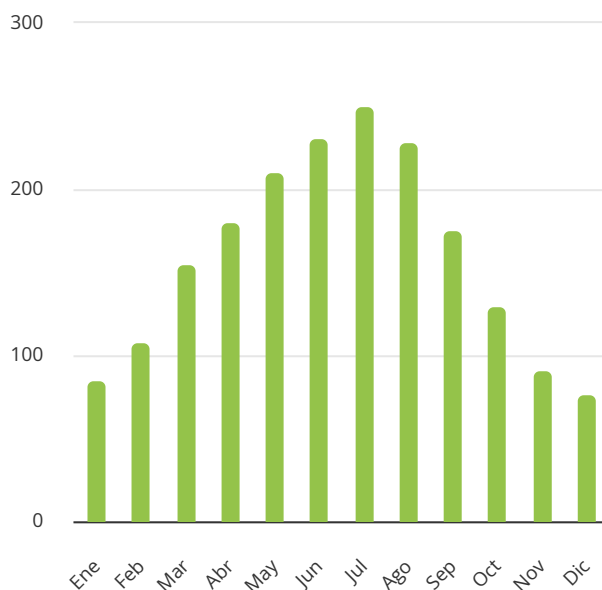
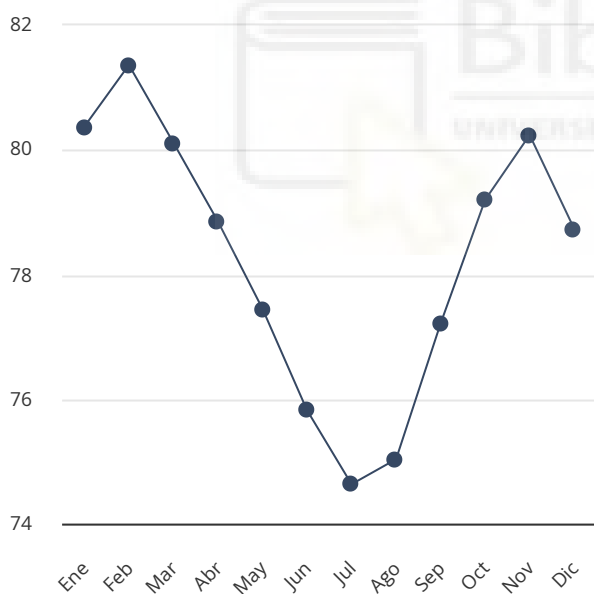


Figura 5.3: Rendimiento energético (PR)



6 Electricidad FV: Perfiles horarios

Los perfiles de generación eléctrica fotovoltaica, mostrados abajo, se calculan como el valor promedio de todas los datos horarios para cada mes. Los perfiles dan una indicación de los patrones de cambio en la producción eléctrica a causa del tiempo atmosférico y la configuración seleccionada para la instalación fotovoltaica durante el curso de un día. Nótese que el "perfil diario promedio" es un concepto teórico ya que, en la mayoría de casos, el perfil es específico para cada día del año debido a la variabilidad del tiempo atmosférico.

Figura 6.1: Producción eléctrica fotovoltaica específica – promedios horarios



Tabla 6.1: Producción eléctrica fotovoltaica específica – promedios horarios [Wh/kWp]

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0 - 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1 - 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2 - 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3 - 4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4 - 5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5 - 6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6 - 7	-	-	-	0.3	8.8	15.1	7.9	0.9	-	-	-	-
7 - 8	-	-	1.8	39.9	98.6	117.8	97.5	58.3	18.2	1.2	-	-
8 - 9	0.4	9.3	80.5	186.0	245.8	274.1	262.4	217.1	162.7	89.2	16.8	1.2
9 - 10	56.6	143.2	240.3	337.0	392.6	429.4	427.4	387.2	325.0	238.3	142.7	57.7
10 - 11	195.8	280.0	374.1	457.2	513.3	555.1	562.9	528.9	459.7	358.7	267.5	184.2
11 - 12	301.9	392.4	480.0	558.0	598.8	643.1	659.5	632.5	563.1	449.6	357.9	289.9
12 - 13	366.7	469.5	559.2	619.2	649.9	696.6	714.6	690.1	621.2	508.4	408.2	342.0
13 - 14	388.2	500.4	583.7	629.8	652.5	704.8	729.2	701.7	621.6	498.0	408.3	351.1
14 - 15	364.6	467.8	541.9	589.1	608.6	666.5	701.7	672.4	578.7	449.1	362.8	318.7
15 - 16	300.5	397.4	471.2	513.5	537.9	597.9	635.1	599.0	498.6	370.5	286.4	254.2
16 - 17	206.4	301.8	373.4	406.9	439.3	493.6	530.7	488.3	378.9	260.6	176.6	129.6
17 - 18	47.2	167.5	233.9	279.8	312.1	360.2	393.4	342.5	235.0	112.6	26.0	20.2
18 - 19	0.2	17.8	78.3	132.1	170.3	210.9	232.1	177.1	63.6	2.9	-	-
19 - 20	-	-	1.4	16.3	45.5	72.7	75.7	33.6	0.5	-	-	-
20 - 21	-	-	-	-	0.6	3.1	2.6	-	-	-	-	-
21 - 22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22 - 23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23 - 24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Suma	2228.3	3147.1	4019.6	4765.0	5274.5	5841.0	6032.6	5529.7	4526.9	3339.0	2453.1	1948.7

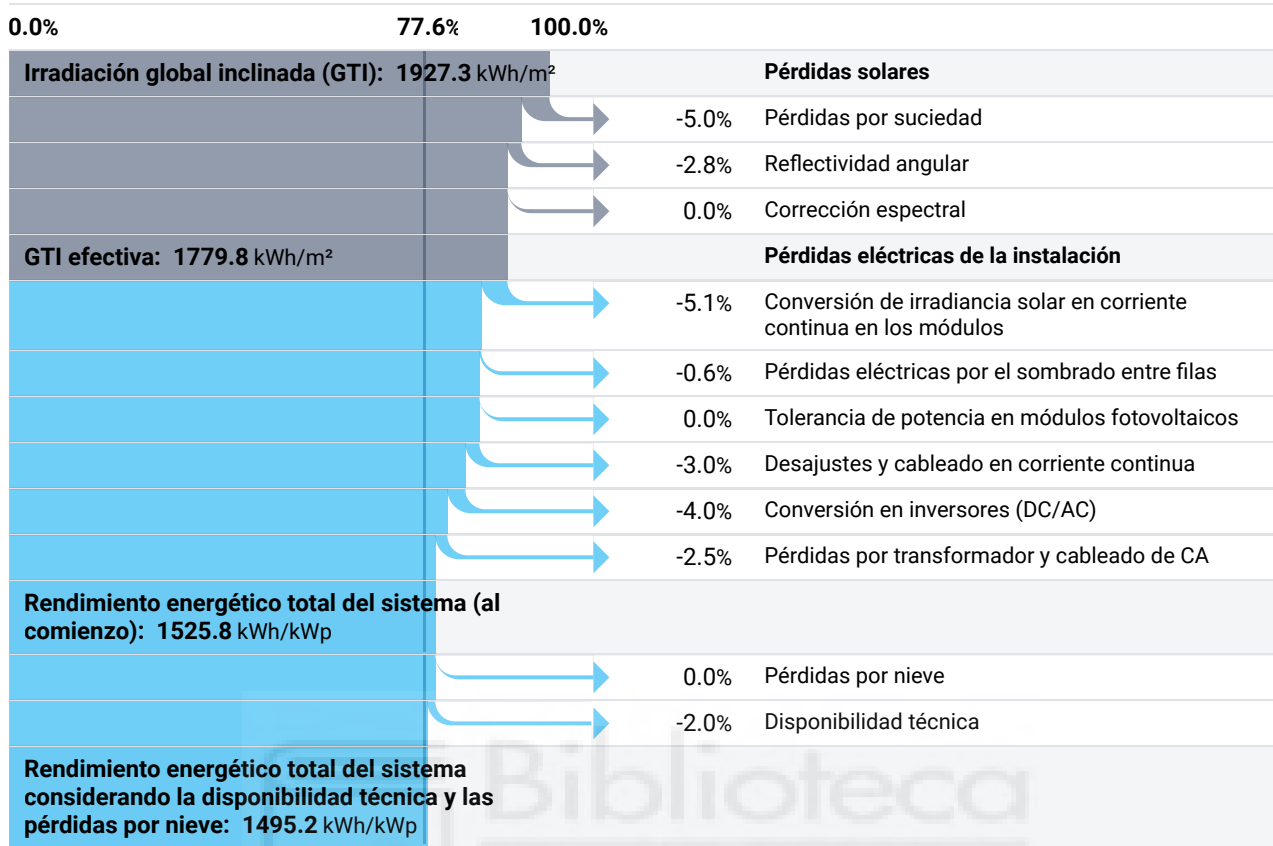
7 Rendimiento FV: Conversión energética y pérdidas de la instalación

Estimación específica teórica de la producción eléctrica anual generada por una instalación fotovoltaica sin considerar envejecimiento y degradación de los módulos y otros componentes. Valor promedio a largo plazo del rendimiento energético (PR) calculado para el inicio o puesta en marcha de la instalación fotovoltaica.

Tabla 7.1: Conversión energética y pérdidas relacionadas

	Entrada de energía kWh/m ²	Pérdida/ganancia de energía kWh/m ²	Energía PVOUT específica kWh/kWp	Pérdida/ganancia de energía kWh/kWp	Pérdida de energía %	PR %
Irradiación global horizontal (GHI) teórica	1791.8					
Sombreado del horizonte (terreno + objetos en el horizonte)	1790.8	-1.0			-0.1	
Irradiación global horizontal específica del sitio	1790.8	-1.0			-0.1	
Conversión a la superficie de los módulos fotovoltaicos	1927.3	136.6			7.6	
Irradiación global inclinada (GTI)	1927.3					100.0
Pérdidas por suciedad	1831.0	-96.4			-5.0	95.0
Reflectividad angular	1780.5	-50.5			-2.8	92.4
Corrección espectral	1779.8	-0.7			0.0	92.3
GTI efectiva	1779.8	-147.5			-7.7	92.3
Conversión de irradiancia solar en corriente continua en los módulos			1689.3	-90.6	-5.1	87.6
Pérdidas eléctricas por el sombreado entre filas			1679.1	-10.1	-0.6	87.1
Tolerancia de potencia en módulos fotovoltaicos			1679.1	0.0	0.0	87.1
Desajustes y cableado en corriente continua			1629.1	-50.0	-3.0	84.5
Conversión en inversores (DC/AC)			1564.6	-64.5	-4.0	81.2
Pérdidas por transformador y cableado de CA			1525.8	-38.9	-2.5	79.2
Rendimiento energético total del sistema (al comienzo)			1525.8	-254.1	-14.3	79.2
Pérdidas por nieve			1525.8	0.0	0.0	79.2
Disponibilidad técnica			1495.2	-30.5	-2.0	77.6
Rendimiento energético total del sistema considerando la disponibilidad técnica y las pérdidas por nieve			1495.2	-30.5	-2.0	77.6
Factor de capacidad			17.1%			

Tabla 7.2: Diagrama de pérdidas



El diagrama muestra las pérdidas teóricas debidas a la conversión de energía en la instalación fotovoltaica

8 Rendimiento FV: Rendimiento durante la vida útil

Estimación del valor promedio anual de la producción eléctrica generada por una instalación fotovoltaica. Este valor considera la configuración de la instalación y tiene en cuenta además la disminución del rendimiento debido al envejecimiento y degradación de los módulos fotovoltaicos y otros componentes. La producción eléctrica específica es útil para comparar diferentes sitios o configuraciones. El rendimiento energético (PR) muestra el valor promedio de la eficiencia a lo largo de la vida útil de la instalación, teniendo en cuenta la disminución de su rendimiento.

Tabla 8.1: Producción eléctrica fotovoltaica durante la vida útil

Final de año	Tasa de degradación %	PVOUT specific kWh/kWp	PVOUT total kWh	PR %
Teórico	-	1495.2	1,495,239.9	77.6
1	0.8	1483.3	1,483,278.0	77.0
2	0.5	1475.9	1,475,861.6	76.6
3	0.5	1468.5	1,468,482.3	76.2
4	0.5	1461.1	1,461,139.9	75.8
5	0.5	1453.8	1,453,834.2	75.4
6	0.5	1446.6	1,446,565.0	75.1
7	0.5	1439.3	1,439,332.2	74.7
8	0.5	1432.1	1,432,135.5	74.3
9	0.5	1425.0	1,424,974.8	73.9
10	0.5	1417.8	1,417,850.0	73.6
11	0.5	1410.8	1,410,760.7	73.2
12	0.5	1403.7	1,403,706.9	72.8
13	0.5	1396.7	1,396,688.4	72.5
14	0.5	1389.7	1,389,704.9	72.1
15	0.5	1382.8	1,382,756.4	71.7
16	0.5	1375.8	1,375,842.6	71.4
17	0.5	1369.0	1,368,963.4	71.0
18	0.5	1362.1	1,362,118.6	70.7
19	0.5	1355.3	1,355,308.0	70.3
20	0.5	1348.5	1,348,531.5	70.0
21	0.5	1341.8	1,341,788.8	69.6
22	0.5	1335.1	1,335,079.9	69.3
23	0.5	1328.4	1,328,404.5	68.9
24	0.5	1321.8	1,321,762.4	68.6
25	0.5	1315.2	1,315,153.6	68.2
Promedio	0.5	1397.6	1,397,601.0	72.5
Acumulado	12.0	-	34,940,024.0	-

9 Acrónimos y glosario

Tabla 9.1: Acrónimos y glosario

Acrónimo	Nombre completo	Unidad	Aclaración
GHI	Irradiación global horizontal	kWh/m ²	Valor promedio de la suma anual, mensual o diaria de la irradiación global horizontal
DNI	Irradiación directa normal	kWh/m ²	Valor promedio de la suma anual, mensual o diaria de la irradiación directa normal
DIF	Irradiación difusa horizontal	kWh/m ²	Valor promedio de la suma anual, mensual o diaria de la irradiación difusa horizontal
D2G	Ratio entre irradiación difusa y global		Ratio entre la irradiación difusa horizontal e irradiación global horizontal (DIF/GHI)
GHI VAR long	Variabilidad interanual de la irradiación horizontal global	%	Se calcula estadísticamente como la desviación estándar relativa de los resúmenes anuales de GHI
GHI VAR short	Variabilidad a corto plazo de la irradiación horizontal global	recuento	Se calcula como el recuento de rampas (subidas o bajadas) en la GHI superiores a 300 W/m ² en una ventana de 10 o 15 minutos (según la región del mundo)
GHI VAR season	Estacionalidad de la irradiación global horizontal		Ratio entre el máximo y el mínimo valor promedio mensual de irradiación global horizontal (GHI_month_max/GHI_month_min)
DNI VAR season	Estacionalidad de la irradiación directa normal		Ratio entre el máximo y el mínimo valor promedio mensual de irradiación directa normal (DNI_month_max/DNI_month_min)
GTI theoretical	Irradiación global inclinada (teórica)	kWh/m ²	Valor promedio de la suma anual, mensual o diaria de la irradiación global inclinada sin considerar sombras del terreno
TEMP	Temperatura del aire	°C	Valores anuales, mensuales y diarios promedio de la temperatura del aire a 2 metros sobre el suelo
TMOD AMP50	Amplitud diaria de temperatura del módulo superior a 50 °C	días	Número promedio de días con una amplitud diaria de temperatura del módulo fotovoltaico superior a 50 °C
RH	Humedad relativa	%	Valores anuales y mensuales promedio de humedad relativa a 2 m sobre el suelo
WS	Velocidad del viento	m/s	Valores anuales, mensuales y diarios promedio de la velocidad del viento a 10 metros sobre el suelo
WG p99	Ráfaga de viento p99	m/s	Percentil 99 anual y mensual de la ráfaga de viento, obtenido de los datos de series temporales por hora
PREC	Precipitación (lluvia)	mm	Promedios de las sumas anual y mensual de precipitación
SNOWD	Días de nieve	días	Los días de nieve se calculan como días con una profundidad (acumulación) de nieve igual o mayor a 5 mm

Acrónimo	Nombre completo	Unidad	Aclaración
CDD	Grados día de refrigeración	Grados día	Cuantifica la demanda de energía necesaria para refrigerar un edificio. Los "grados día de refrigeración" son una medida de cuánto (en grados), y por cuánto tiempo (en días), la temperatura del aire exterior fue más alta que una temperatura media diaria específica de referencia (18°C). Los valores anuales y mensuales se agregan a partir de los valores diarios
HDD	Grados día de calefacción	Grados día	Cuantifica la demanda de energía necesaria para calefactar un edificio. Los "grados día de calefacción" son una medida de cuánto (en grados), y por cuánto tiempo (en días), la temperatura del aire exterior fue más baja que una temperatura media diaria específica de referencia (18°C). Los valores anuales y mensuales se agregan a partir de los valores diarios
PVOUT specific	Producción fotovoltaica específica	kWh/kWp	Valores anuales y mensuales promedio de producción de energía eléctrica fotovoltaica (corriente alterna) suministrada por la instalación fotovoltaica normalizada para 1 kWp de capacidad instalada
PVOUT total	Producción fotovoltaica total	kWh	Valores anuales y mensuales promedio de producción de energía eléctrica fotovoltaica (corriente alterna) suministrada por el total de la capacidad instalada de la instalación fotovoltaica
PR	Rendimiento energético (PR)	%	Ratio entre la producción fotovoltaica específica (en corriente alterna, AC) y la irradiación global inclinada recibida por la superficie de los módulos de la instalación (PVOUTspecific/GTI)
GTI	Irradiación global inclinada	kWh/m ²	Valor promedio de la suma anual, mensual o diaria de la irradiación global inclinada
CF	Factor de capacidad	%	El ratio entre la producción real de energía eléctrica durante un año y la producción máxima posible de energía eléctrica durante un año expresada en %. La producción máxima posible es la capacidad instalada en alterna multiplicada por el número de horas del año, mientras que la producción real es la cantidad de energía entregada anualmente por el proyecto.

10 Metadatos

Este informe está basado en bases de datos solares y meteorológicas desarrolladas y operadas por Solargis. Los parámetros de datos presentados en este informe están computados por modelos y algoritmos de Solargis. Los datos usados como entrada a los modelos vienen de diferentes fuentes. Las características de los datos están explicadas abajo.

Intervalo de tiempo: estadísticas mensuales y anuales a largo plazo

Las estimaciones asumen que un año tiene 365 días

Versión 1.8 de la base de datos Solargis Prospect

Parámetro	Fuente de entradas de datos (Organización)	Representación temporal	Método Solargis	Última modificación
ELE	SRTM v4.1 (CGIAR CSI), Viewfinder Panoramas (Jonathan de Ferranti BA), GEBCO_2014 Grid (GEBCO)		Data merging, cleaning, processing	2019-02-01
SLO	ELE (Solargis)		Data processing	2019-02-01
AZI	ELE (Solargis)		Data processing	2019-02-01
LANDC	C3S global land cover (LC) maps at 300m, v2.1.1 (ESA CCI)		Post-processing	2022-02-09
POPUL	GPW v4, UN WPP-Adjusted Population Density, v4.11, year 2020 (CIESIN)		Data processing	2022-02-09
PVOUT_csi	GHI, DNI, TEMP, OPTA, ALBEDO, ELE (Solargis)	1994 - 2024	PV simulation model	2025-03-01
GHI	Solargis solar model (Solargis)	1994 - 2024	Solar model	2025-03-01
DNI	Solargis solar model (Solargis)	1994 - 2024	Solar model	2025-03-01
DIF	GHI DNI (Solargis)	1994 - 2024	Solar model	2025-03-01
D2G	GHI, DNI (Solargis)	1994 - 2024	Solar model	2025-03-01
GTI_opta	GHI DNI ALB HORIZON (Solargis)	1994 - 2024	Solar model	2025-03-01
OPTA	GHI, DNI, ALBEDO (Solargis)	1994 - 2024	PV simulation model	2025-03-01
GHI_VAR_long	GHI (Solargis)	1994 - 2024	Data processing	2025-03-01
GHI_VAR_short	GHI (Solargis)	2019 - 2023	Data processing	2024-11-21
GHI_VAR_season	GHI (Solargis)	1994 - 2024	Data processing	2025-03-01
DNI_VAR_season	DNI (Solargis)	1994 - 2024	Data processing	2025-03-01
TEMP	ERA5-Land, ERA5 (ECMWF)	1994 - 2024	Data processing	2025-03-01
TMOD_AMP50	ERA5 (ECMWF)	1994 - 2024	Data processing	2025-03-01
RH	ERA5 (ECMWF)	1994 - 2024	Data processing	2025-03-01
WS	ERA5 (ECMWF)	1994 - 2024	Data processing	2025-03-01
WG_p99	ERA5 (ECMWF)	1994 - 2024	Data processing	2025-03-01
PREC	ERA5-Land, ERA5 (ECMWF)	1994 - 2024	Data processing	2025-03-01
SNOWD	ERA5-Land, ERA5 (ECMWF)	1994 - 2024	Data processing	2025-03-01
CDD	TEMP (Solargis)	1994 - 2024	Data processing	2025-03-01
HDD	TEMP (Solargis)	1994 - 2024	Data processing	2025-03-01

ALB	Modis MCD43GF (NASA and LP DAAC), ERA5 (ECMWF)	2006 - 2015	Data merging, cleaning, processing	2019-03-01
TLEO	ERA5 (ECMWF)	2001 - 2020	Data processing	2023-03-21
THEO	ERA5-Land, ERA5 (ECMWF)	2001 - 2020	Data processing	2025-03-01
PWAT	ERA5 (ECMWF)	1994 - 2024	Data processing	2025-03-01
UVA	ERA5 (ECMWF)	1994 - 2024	Data processing	2025-03-01
UVB	ERA5 (ECMWF)	1994 - 2024	Data processing	2025-03-01
CORR	ERA5 (ECMWF)	1994 - 2024	Data processing	2025-03-01
PVOUT_specific	GTI TEMP PWAT ELE (Solargis)	1994 - 2024		2025-03-01
PVOUT_total	PVOUT_specific (Solargis)	1994 - 2024		2025-03-01
PR	GTI PVOUT_specific (Solargis)	1994 - 2024		2025-03-01
GTI	GHI DNI ALB HORIZON (Solargis)	1994 - 2024		2025-03-01
GTI_theoretical	GHI DNI ALB (Solargis)	1994 - 2024		2025-03-01

Documentación

Incertidumbre de datos <https://kb.solargis.com/docs/accuracy-validation>

Metodología <https://kb.solargis.com/docs/satellite-based-irradiance>

Simulación de producción fotovoltaica <https://kb.solargis.com/docs/energy-yield-simulation>



11 Descargo de responsabilidad e información legal

Considerando la incertidumbre de los datos y los cálculos, Solargis s.r.o. no garantiza la exactitud de las estimaciones. Se ha hecho lo máximo posible para la evaluación de los parámetros meteorológicos y la evaluación preliminar de la producción eléctrica fotovoltaica basada en los mejores datos, software y conocimiento disponibles. Solargis s.r.o. no es responsable de ningún daño directo, incidental, consecuente, indirecto o punitivo relacionado o que se alegue como relacionado del uso del informe proporcionado.

Este informe muestra la estimación de la producción eléctrica solar de una instalación fotovoltaica en su fase inicial, así como durante toda su vida útil. Las estimaciones tienen la exactitud suficiente para una evaluación preliminar de proyectos fotovoltaicos. Para la planificación y financiación de grandes proyectos, es necesaria más información: 1. Distribución estadística e incertidumbre de la radiación solar 2. Especificaciones detalladas de la instalación fotovoltaica 3. Variabilidad interanual e incertidumbre P90 de la producción fotovoltaica 4. Producción de energía durante la vida útil considerando la degradación de los componentes de la instalación fotovoltaica.

Puede encontrarse más información sobre la evaluación completa de la producción fotovoltaica en:
<https://solargis.com/services/pv-energy-yield-assessment>

El copyright de este informe es de © 2025 Solargis s.r.o., todos los derechos reservados.
Solargis® es una marca comercial de Solargis s.r.o.

Vea el texto completo de los TÉRMINOS GENERALES DEL CONTRATO PARA SERVICIOS DE PAGO en:
<https://solargis.com/legal/general-contractual-terms/>

Validación de autenticidad

Este informe PDF está firmado electrónicamente por Solargis s.r.o..

Proveedor de servicios

Solargis s.r.o., Bottova 2A, 811 09 Bratislava, Eslovaquia
ID de registro: 45 354 766
Número IVA: SK2022962766
Teléfono: +421 2 4319 1708
Correo electrónico: contact@solargis.com
URL: solargis.com

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: Instalación TFG

Variante: Instalación flotante

Cobertizos en el suelo

Potencia del sistema: 965 kWp

Navalvillar de Pela - Spain





Proyecto: Instalación TFG

Variante: Instalación flotante

PVsyst V7.3.1

VCO, Fecha de simulación:
03/01/26 12:15
con v7.3.1

Resumen del proyecto

Sitio geográfico

Navalvillar de Pela
España

Situación

Latitud 39.05 °N
Longitud -5.40 °W
Altitud 315 m
Zona horaria UTC+1

Configuración del proyecto

Albedo 0.06

Datos meteo

Navalvillar de Pela
Solargis - Sintético

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red

Orientación campo FV

Plano fijo
Inclinación/Azimet 5 / 0 °

Cobertizos en el suelo

Sombreados cercanos

Cálculo eléctrico detallado
según el diseño de módulo

Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

Información del sistema

Generador FV

Núm. de módulos
Pnom total

1520 unidades
965 kWp

Inversores

Núm. de unidades
Pnom total
Proporción Pnom

8 unidades
800 kWca
1.206

Resumen de resultados

Energía producida 1519704 kWh/año Producción específica 1574 kWh/kWp/año Proporción rend. PR 84.35 %

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del horizonte	6
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	7
Resultados principales	8
Diagrama de pérdida	9
Gráficos predefinidos	10
Evaluación P50 - P90	11
Diagrama unifilar	12
Costo del sistema	13
Balance de emisiones de CO ₂	14



Proyecto: Instalación TFG

Variante: Instalación flotante

PVsyst V7.3.1

VCO, Fecha de simulación:
03/01/26 12:15
con v7.3.1

Parámetros generales

Sistema conectado a la red

Orientación campo FV

Orientación

Plano fijo
Inclinación/Azimet 5 / 0 °

Cobertizos en el suelo

Configuración de cobertizos

Núm. de cobertizos 80 unidades
Conjuntos idénticos

Tamaños

Espaciado entre cobertizos 1.66 m
Ancho de colector 1.30 m
Proporc. cob. suelo (GCR) 78.6 %

Ángulo límite de sombreado

Ángulo límite de perfil 17.6 °

Modelos usados

Transposición Perez
Difuso Perez, Meteonorm
Circunsolar separado

Horizonte

Altura promedio 2.7 °

Sombreados cercanos

Cálculo eléctrico detallado
según el diseño de módulo

Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

Sistema bifacial

Modelo Cálculo 2D
cobertizos ilimitados

Geometría del modelo bifacial

Espaciado entre cobertizos 1.66 m
Ancho cobertizos 1.34 m
Ángulo límite de perfil 17.6 °
GCR 81.0 %
Altura sobre el suelo 1.50 m

Definiciones del modelo bifacial

Albedo de tierra 0.30
Factor de bifacialidad 72 %
Fact. sombreado trasero 5.0 %
Fact. desajuste trasero 10.0 %
Fracción transparente de cobertizo 0.0 %

Características del generador FV

Módulo FV

Fabricante Trina Solar
Modelo TSM-DEG21C-20-635Wp Vertex
(Base de datos PVsyst original)
Unidad Nom. Potencia 635 Wp
Número de módulos FV 1520 unidades
Nominal (STC) 965 kWp

Conjunto #1 - Generador FV

Número de módulos FV 1330 unidades
Nominal (STC) 845 kWp
Módulos 70 Cadenas x 19 En series

En cond. de funcionam. (43°C)

Pmpp 794 kWp
U mpp 659 V
I mpp 1206 A

Conjunto #2 - Subconjunto #2

Número de módulos FV 160 unidades
Nominal (STC) 102 kWp
Módulos 8 Cadenas x 20 En series

En cond. de funcionam. (43°C)

Pmpp 95.6 kWp
U mpp 694 V
I mpp 138 A

Inversor

Fabricante Huawei Technologies
Modelo SUN2000-100KTL-M1-480Vac
(Base de datos PVsyst original)
Unidad Nom. Potencia 100 kWca
Número de inversores 8 unidades
Potencia total 800 kWca

Número de inversores 7 unidades
Potencia total 700 kWca

Voltaje de funcionamiento 200-1000 V
Potencia máx. (=>40°C) 110 kWca
Proporción Pnom (CC:CA) 1.21
Power sharing within this inverter

Número de inversores 8 * MPPT 10% 0.8 unidad
Potencia total 83.5 kWca

Voltaje de funcionamiento 200-1000 V
Potencia máx. (=>40°C) 110 kWca
Proporción Pnom (CC:CA) 1.22



Proyecto: Instalación TFG

Variante: Instalación flotante

PVsyst V7.3.1

VC0, Fecha de simulación:
03/01/26 12:15
con v7.3.1

Características del generador FV

Conjunto #3 - Subconjunto #3

Número de módulos FV 30 unidades
Nominal (STC) 19.05 kWp
Módulos 2 Cadenas x 15 En series

En cond. de funcionam. (43°C)

Pmpp 17.92 kWp
U mpp 520 V
I mpp 34 A

Potencia FV total

Nominal (STC) 965 kWp
Total 1520 módulos
Área del módulo 4722 m²

Número de inversores 2 * MPPT 8% 0.2 unidad
Potencia total 16.5 kWca

Voltaje de funcionamiento 200-1000 V
Potencia máx. (=>40°C) 110 kWca
Proporción Pnom (CC:CA) 1.16

Potencia total del inversor

Potencia total 800 kWca
Número de inversores 8 unidades
Proporción Pnom 1.21
Power sharing defined

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de suciedad del conjunto

Frac. de pérdida 2.0 %

Factor de pérdida térmica

Temperatura módulo según irradiancia
Uc (const) 32.0 W/m²K
Uv (viento) 0.0 W/m²K/m/s

Pérdida diodos serie

Caída de tensión 0.7 V
Frac. de pérdida 0.1 % en STC

LID - Degradación Inducida por Luz

Frac. de pérdida 1.0 %

Pérdida de calidad módulo

Frac. de pérdida 0.0 %

Pérdidas de desajuste de módulo

Frac. de pérdida 2.0 % en MPP

Pérdidas de desajuste de cadenas

Frac. de pérdida 0.1 %

Factor de pérdida IAM

Efecto de incidencia (IAM): Fresnel, revestimiento AR, n(vidrio)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

Pérdidas de cableado CC

Res. de cableado global 7.6 mΩ
Frac. de pérdida 1.5 % en STC

Conjunto #1 - Generador FV

Res. conjunto global 8.7 mΩ
Frac. de pérdida 1.5 % en STC

Conjunto #3 - Subconjunto #3

Res. conjunto global 241 mΩ
Frac. de pérdida 1.5 % en STC

Conjunto #2 - Subconjunto #2

Res. conjunto global 80 mΩ
Frac. de pérdida 1.5 % en STC

Pérdidas del sistema.

Indisponibilidad del sistema

Frac. de tiempo 2.0 %
7.3 días,
4 períodos



PVsyst V7.3.1

VCO, Fecha de simulación:

03/01/26 12:15

con v7.3.1

Pérdidas de cableado CA

Línea de salida del inv. hasta transfo MV

Voltaje inversor 480 Vca tri
Frac. de pérdida 1.50 % en STC

Inversor: SUN2000-100KTL-M1-480Vac

Sección cables (8 Inv.) Cobre 8 x 3 x 50 mm²
Longitud media de los cables 78 m

Línea MV hasta inyección

Voltaje MV 20 kV
Cables Cobre 3 x 4 mm²
Longitud 901 m
Frac. de pérdida 1.00 % en STC

Pérdidas de CA en transformadores

Transfo MV

Voltaje medio 20 kV

Parámetros del transformador

Potencia nominal en STC 944 kVA
Iron Loss (desconexión nocturna) 0.94 kVA
Fracción de pérdida de hierro 0.10 % en STC
Pérdida de cobre 9.44 kVA
Fracción de pérdida de cobre 1.00 % en STC
Resistencia equivalente de bobinas 3 x 2.44 mΩ



PVsyst V7.3.1

VC0, Fecha de simulación:
03/01/26 12:15
con v7.3.1

Definición del horizonte

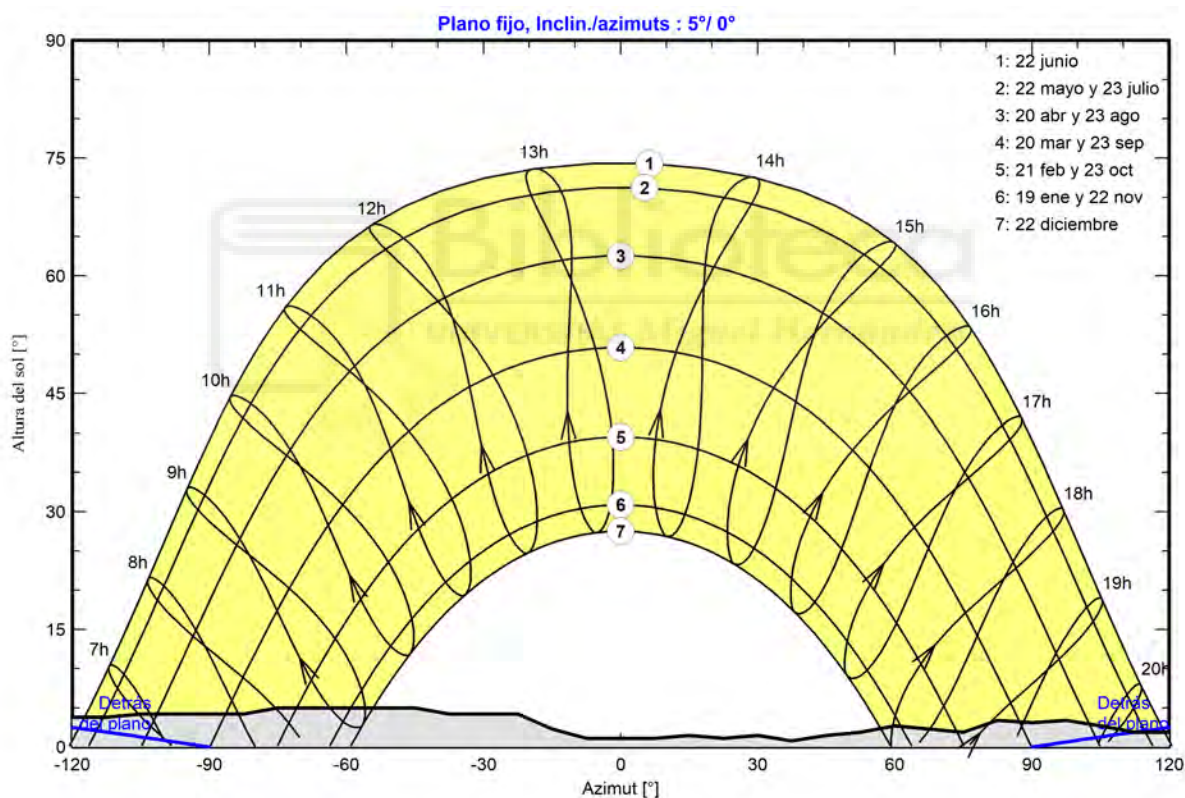
Horizon from PVGIS website API, Lat=39°2'50', Long=-5°23'42', Alt=315m

Altura promedio	2.7 °	Factor Albedo	0.88
Factor difuso	1.00	Fracción de albedo	100 %

Perfil del horizonte

Azimut [°]	-180	-173	-165	-158	-143	-135	-113	-105	-83	-75	-45	-38
Altura [°]	1.1	0.8	0.8	2.3	2.3	3.8	3.8	4.2	4.2	5.0	5.0	4.2
Azimut [°]	-23	-15	-8	8	15	23	30	38	45	53	60	68
Altura [°]	4.2	2.3	1.1	1.1	1.5	1.1	1.5	0.8	1.5	1.9	2.7	2.3
Azimut [°]	75	83	90	98	105	113	150	158	165	173	180	
Altura [°]	1.9	3.4	3.1	3.4	2.7	1.9	1.9	1.5	1.5	0.8	1.1	

Recorridos solares (diagrama de altura / azimut)





PVsyst V7.3.1

VC0, Fecha de simulación:
03/01/26 12:15
con v7.3.1

Parámetro de sombreados cercanos

Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante

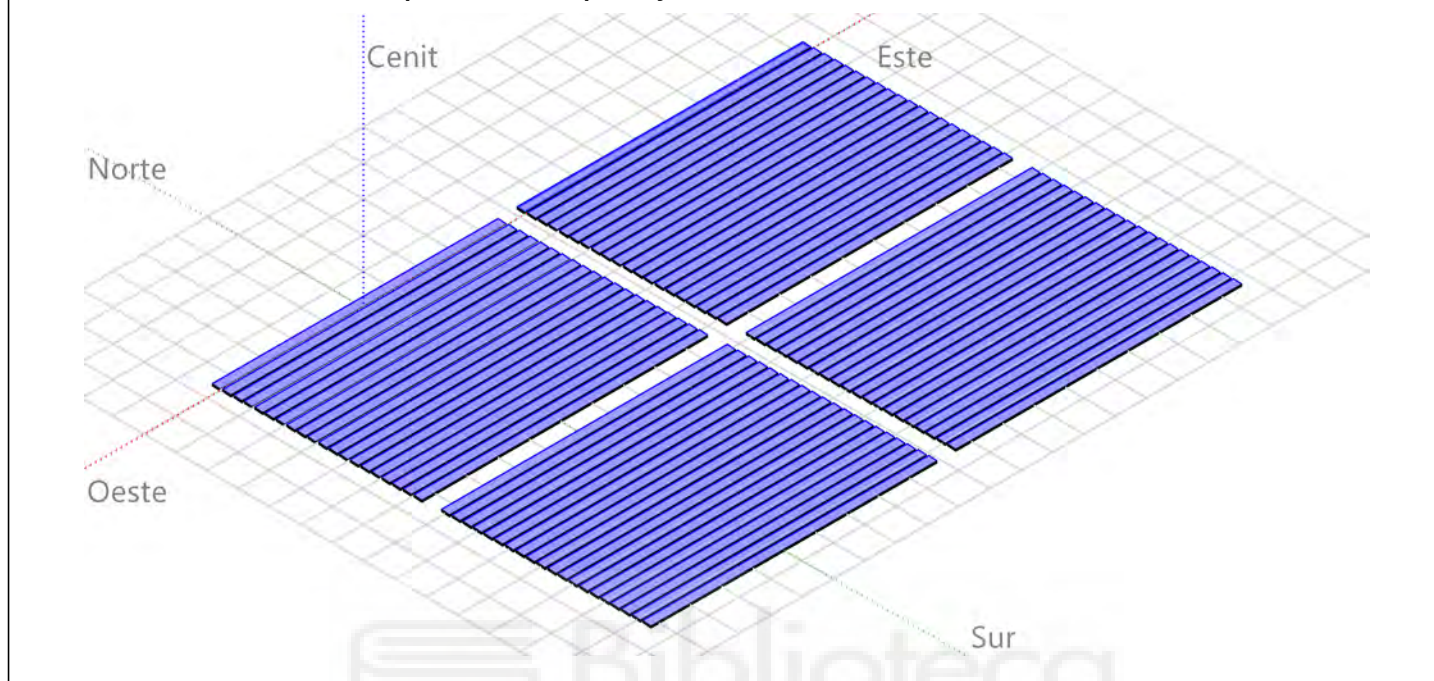
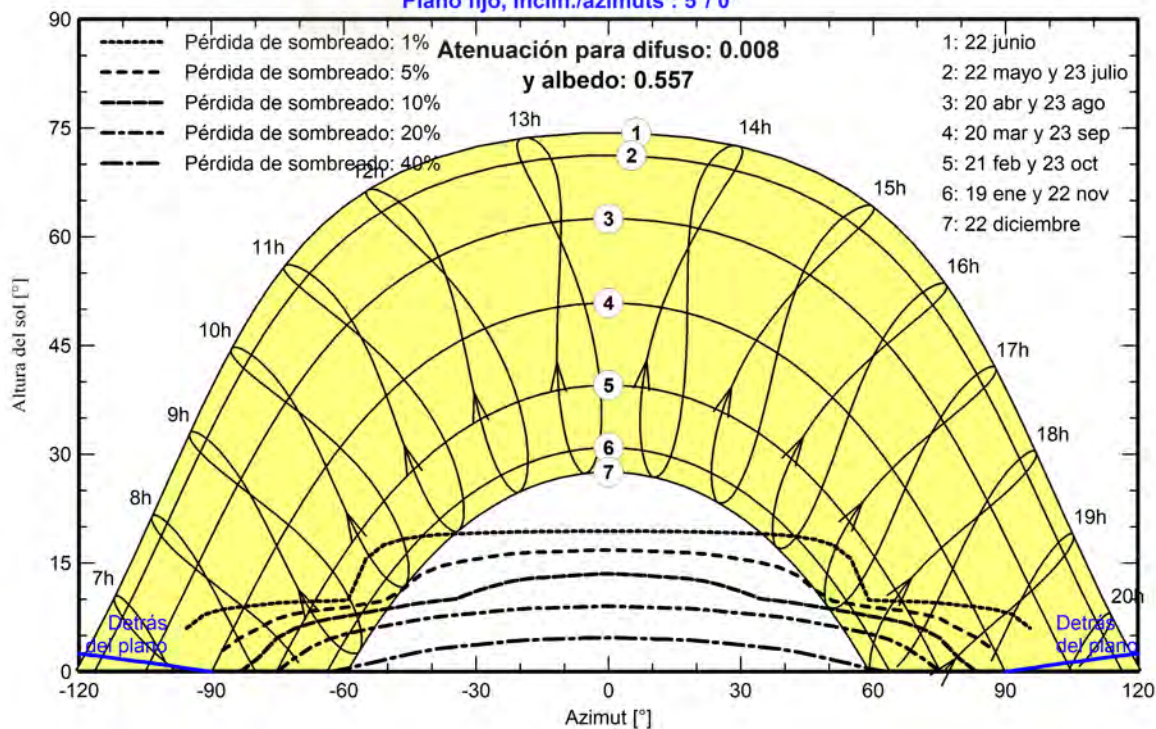


Diagrama de iso-sombreados

Orientación #1

Plano fijo, Inclín./azimuts : 5°/ 0°





Proyecto: Instalación TFG

Variante: Instalación flotante

PVsyst V7.3.1

VCO, Fecha de simulación:

03/01/26 12:15

con v7.3.1

Resultados principales

Producción del sistema

Energía producida (P50) 1519704 kWh/año

Energía producida (P90) 1459641 kWh/año

Energía producida (P99) 1410688 kWh/año

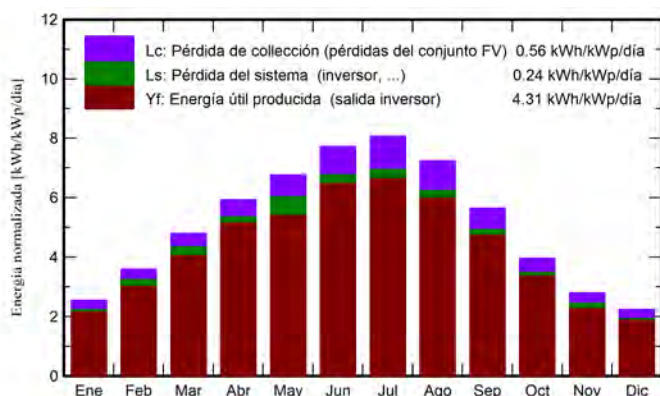
Producción específica (P50) 1574 kWh/kWp/año

Energía producida (P90) 1512 kWh/kWp/año

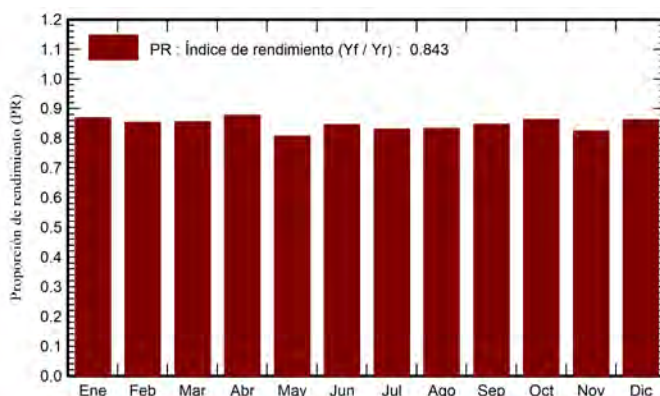
Energía producida (P99) 1462 kWh/kWp/año

Proporción de rendimiento (PR) 0.843

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	proporción
Enero	69.6	26.30	7.80	78.8	72.3	68103	66019	0.868
Febrero	92.2	32.60	9.40	100.4	94.6	89091	82638	0.853
Marzo	140.6	48.70	12.40	148.8	141.0	131569	122773	0.855
Abril	172.1	58.90	15.10	177.8	169.5	156768	150545	0.877
Mayo	207.4	69.10	19.30	209.7	200.1	182241	163237	0.806
Junio	230.3	66.00	24.50	231.6	221.9	197500	188968	0.845
Julio	247.8	55.30	27.80	250.0	239.4	209496	200293	0.830
Agosto	218.9	54.50	27.60	224.5	214.5	188395	180411	0.833
Septiembre	161.4	49.10	23.00	169.3	161.1	144227	138449	0.847
Octubre	114.1	42.00	18.20	122.7	115.6	105896	102153	0.862
Noviembre	75.4	27.80	12.10	83.9	77.9	72615	66745	0.824
Diciembre	60.9	23.90	8.80	69.1	63.3	59341	57470	0.862
Año	1790.7	554.20	17.21	1866.7	1771.3	1605242	1519704	0.843

Leyendas

GlobHor Irradiación horizontal global

DiffHor Irradiación difusa horizontal

T_Amb Temperatura ambiente

GlobInc Global incidente plano receptor

GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados

EArray Energía efectiva a la salida del conjunto

E_Grid Energía inyectada en la red

PR Proporción de rendimiento



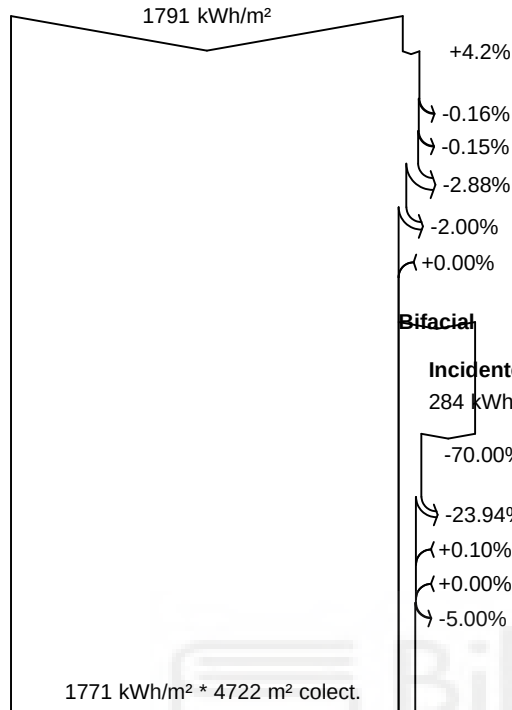
Proyecto: Instalación TFG

Variante: Instalación flotante

PVsyst V7.3.1

VC0, Fecha de simulación:
03/01/26 12:15
con v7.3.1

Diagrama de pérdida



Irradiación horizontal global

Global incidente plano receptor

- Sombreados lejanos / Horizonte
- Sombreados cercanos: pérdida de irradiancia
- Factor IAM en global
- Factor de pérdida de suciedad
- Reflejo del suelo en la parte frontal

Bifacial

Incidente global en tierra

284 kWh/m² en 5826 m²

-70.00% (0.30 Albedo de tierra)

Pérdida de reflexión del suelo

-23.94%

Factor de vista para el lado trasero

+0.10%

Cielo difuso en la parte trasera

+0.00%

Haz efectivo en la parte trasera

-5.00%

Pérdida de sombreados en la parte posterior

4.29% Irradiancia global en la parte trasera (76 kWh/m²)

Irradiancia efectiva en colectores

Conversión FV, Factor de bifacialidad = 0.72

Conjunto de energía nominal (con efic. STC)

Pérdida FV debido al nivel de irradiancia

Pérdida FV debido a la temperatura.

Sombreados: pérdida eléctrica cálculo detallado de módulos

LID - Degradación inducida por luz

Pérdidas de desajuste, módulos y cadenas

Desajuste de irradiancia posterior

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

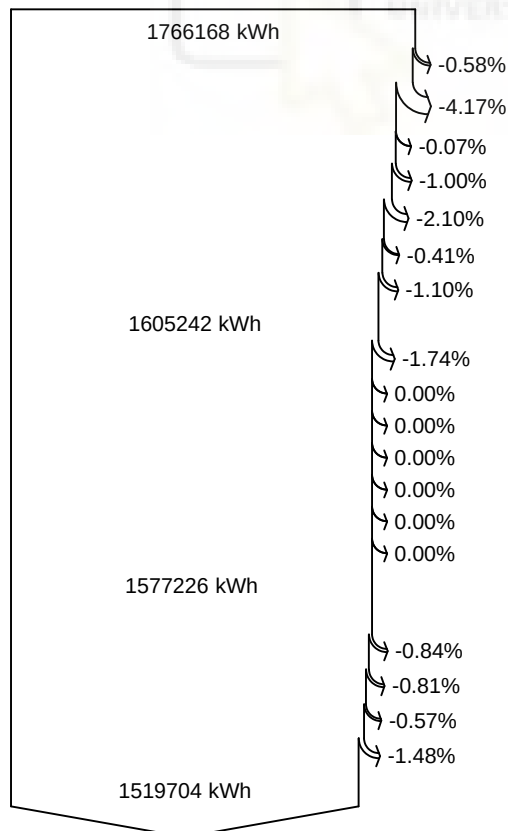
Pérdidas óhmicas CA

Pérdida de transfo de voltaje medio

Pérdida óhmica de línea MV

Indisponibilidad del sistema

Energía inyectada en la red





PVsyst V7.3.1

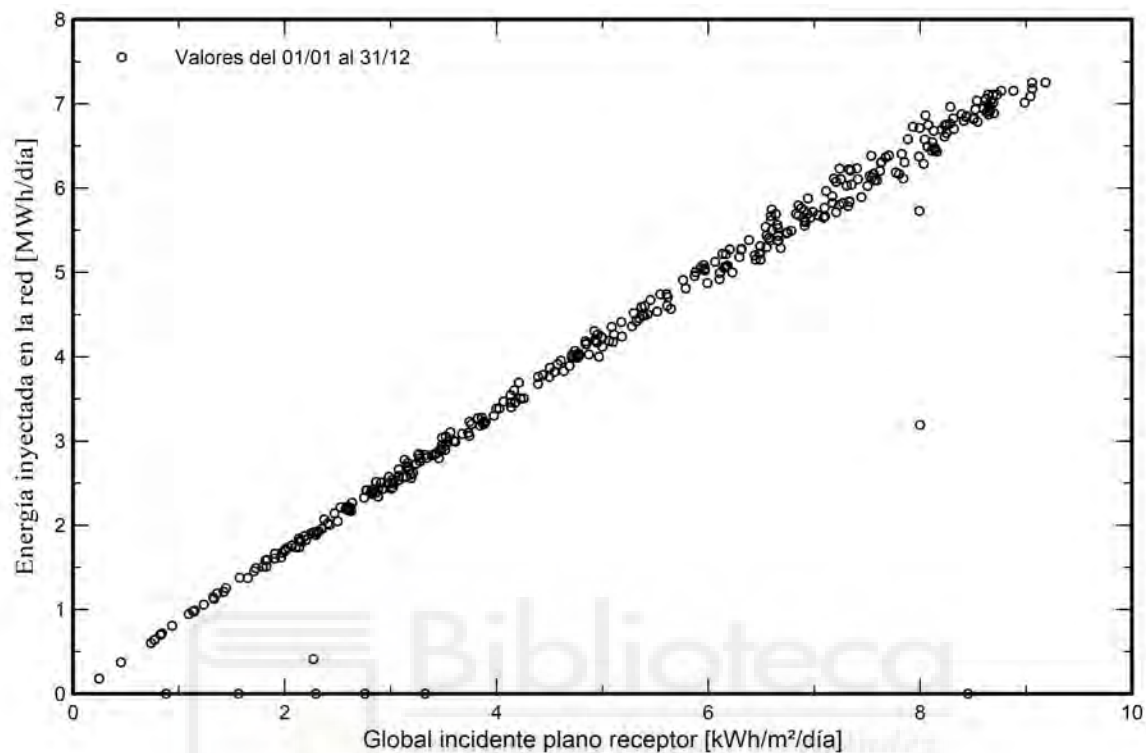
VC0, Fecha de simulación:

03/01/26 12:15

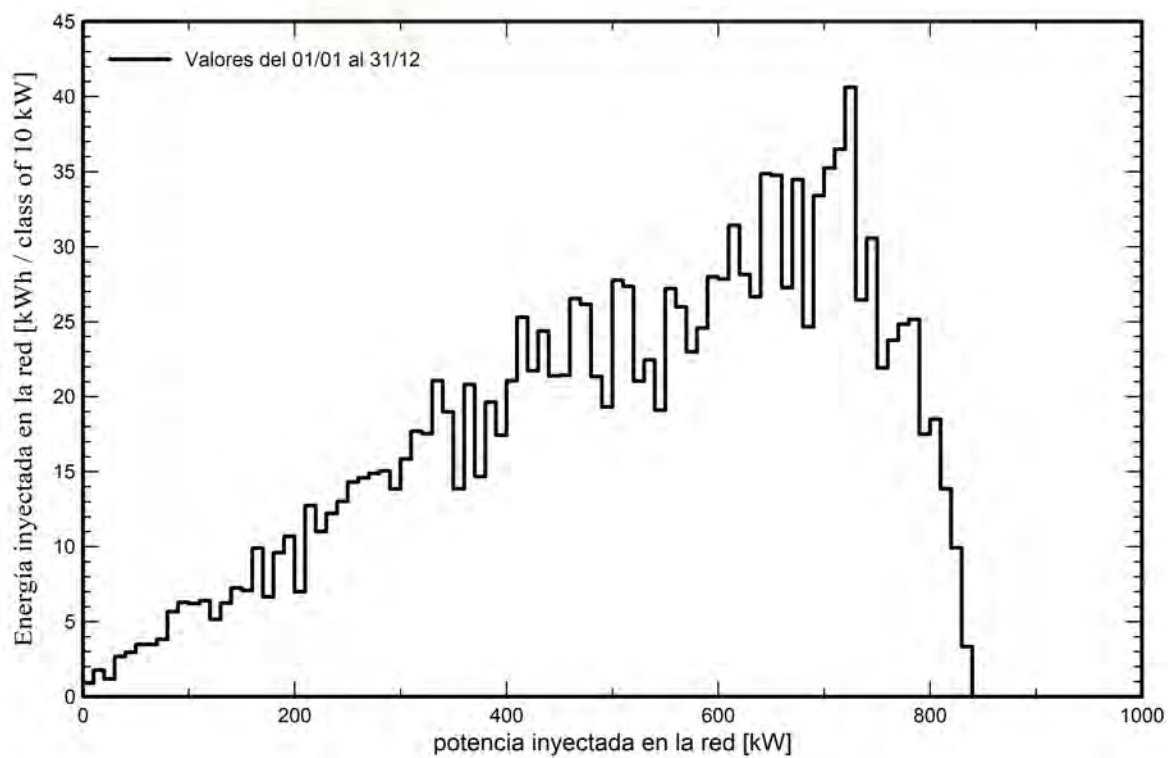
con v7.3.1

Gráficos predefinidos

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





PVsyst V7.3.1

VC0, Fecha de simulación:
03/01/26 12:15
con v7.3.1

Evaluación P50 - P90

Datos meteo

Fuente Solargis
Tipo TMY, multianual
Variabilidad año a año (Varianza) 2.5 %

Desviación especificada

Cambio climático 0.0 %

Variabilidad global (meteo y sistema)

Variabilidad (Suma cuadrática) 3.1 %

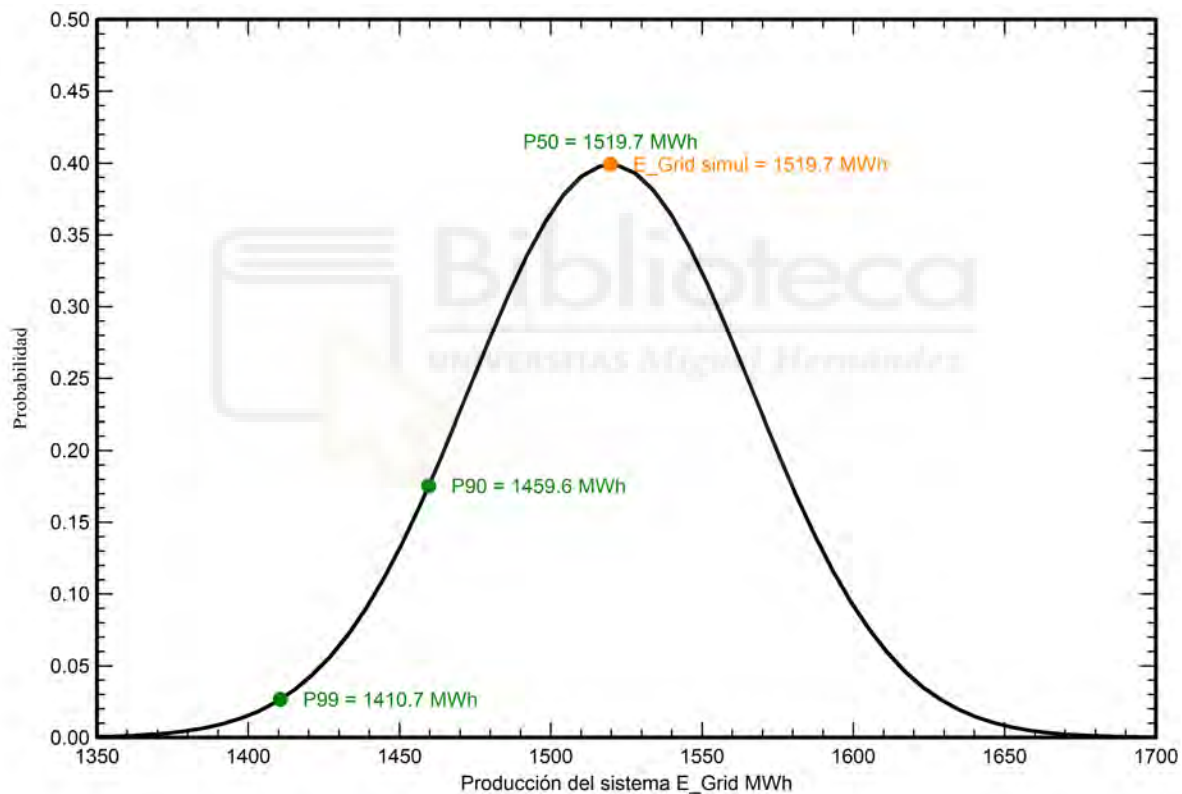
Incertidumbres sobre la simulación y los parámetros

Modelado/parámetros del módulo FV 1.0 %
Incertidumbre eficiencia inversor 0.5 %
Incertidumbres de suciedad y desajuste 1.0 %
Incertidumbre de degradación 1.0 %

Probabilidad de producción anual

Variabilidad 46.8 MWh
P50 1519.7 MWh
P90 1459.6 MWh
P99 1410.7 MWh

Distribución de probabilidad





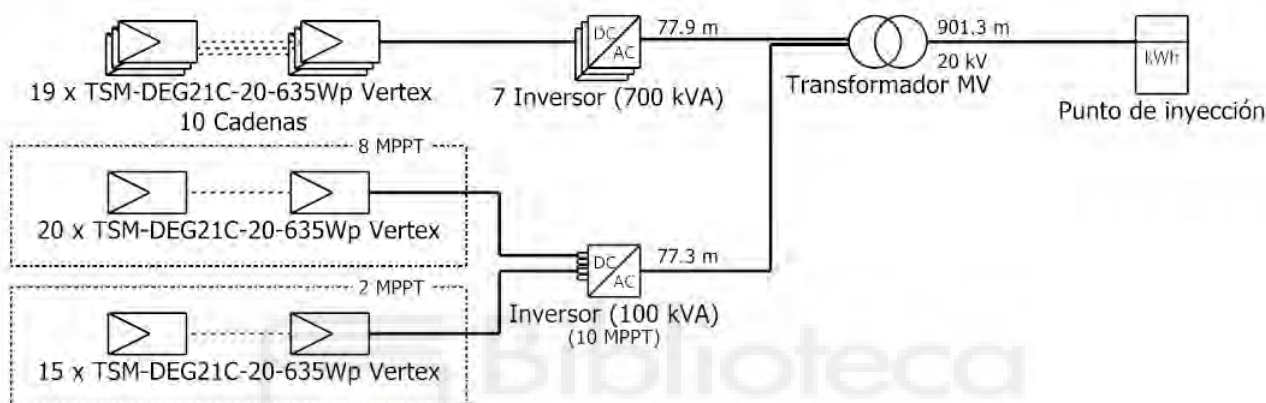
PVsyst V7.3.1

VC0, Fecha de simulación:

03/01/26 12:15

con v7.3.1

Diagrama unifilar



Módulo FV	TSM-DEG21C-20-635Wp Vertex
Inversor	SUN2000-100KTL-M1-480Vac
Cadena 1	19 x TSM-DEG21C-20-635Wp Vertex
Cadena 2	20 x TSM-DEG21C-20-635Wp Vertex
Cadena 3	15 x TSM-DEG21C-20-635Wp Vertex

Instalación TFG

VC0 : Instalación flotante

03/01/26

**PVsyst V7.3.1**

VC0, Fecha de simulación:
03/01/26 12:15
con v7.3.1

Proyecto: Instalación TFG

Variante: Instalación flotante

Costo del sistema**Costes de instalación**

Artículo	Cantidad unidades	Costo EUR	Total EUR
		Total	0.00
		Activo amortizable	0.00

Costos de operación

Artículo	Total EUR/año
Total (OPEX)	0.00

Resumen del sistema

Costo total de instalación	0.00 EUR
Costos de operación	0.00 EUR/año
Energía producida	1520 MWh/año
Costo de la energía producida (LCOE)	0.002 EUR/kWh





PVsyst V7.3.1

VC0, Fecha de simulación:
03/01/26 12:15
con v7.3.1

Balance de emisiones de CO₂

Total: 9678.2 tCO₂

Emisiones generadas

Total: 1674.88 tCO₂

Fuente: Cálculo detallado de la siguiente tabla:

Emisiones reemplazadas

Total: 13084.6 tCO₂

Sistema de producción: 1519.70 MWh/año

Emisiones del ciclo de vida de la red: 287 gCO₂/kWh

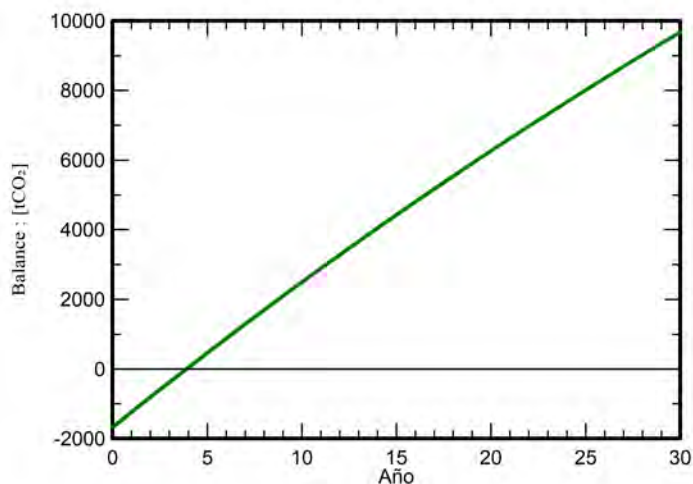
Fuente: Lista IEA

País: Spain

Toda la vida: 30 años

Degradación anual: 1.0 %

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	960 kWp	1644417
Soportes	1.91 kgCO ₂ /kg	15120 kg	28944
Inversores	190 kgCO ₂ /	8.00	1517

ANEXO

C



Biblioteca
UNIVERSITAS Miguel Hernández

INSTALACIÓN TERRESTRE

Código	Capítulo	Material / Equipo	Unidad	Cantidad	Precio unitario (€)	Importe (€)	Partida CAPEX asociada	Observaciones
MT-01	Módulos e inversores	Módulo FV Trina Solar 635 Wp	ud	1.512,00	150,00 €	226.800,00 €	T-01	Módulos FV del generador
MT-02	Módulos e inversores	Inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1 100 kW	ud	10,00	6.500,00 €	65.000,00 €	T-02	Inversores string de 100 kWn
MT-03	Estructura soporte	Perfiles/rails de aluminio para estructura fija	kWp	960,00	32,00 €	30.720,00 €	T-05	Subestructura principal
MT-04	Estructura soporte	Postes/hincas metálicas galvanizadas	kWp	960,00	20,00 €	19.200,00 €	T-05	Apoyo estructural sobre terreno
MT-05	Estructura soporte	Grapas, tornillería y elementos de fijación	kWp	960,00	8,00 €	7.680,00 €	T-05	Pequeño material de montaje
MT-06	Instalación DC	Cable solar DC 1,5 kV	m	8.500,00	1,65 €	14.025,00 €	T-08	Tendidos entre strings e inversores
MT-07	Instalación DC	Conectores MC4 compatibles	ud	3.500,00	1,80 €	6.300,00 €	T-08	Conexiones de strings
MT-08	Instalación DC	Cajas/seccionadores DC y fusibles	lote	1,00	9.500,00 €	9.500,00 €	T-03	Protección y seccionamiento en continua
MT-09	Instalación AC	Cable AC BT	m	2.200,00	9,50 €	20.900,00 €	T-09	Salida de inversores hacia agrupación/CT
MT-10	Instalación AC	Canalización, tubo y bandeja portacables	m	1.800,00	7,00 €	12.600,00 €	T-09	Conducción y protección de cableado
MT-11	Instalación AC	Cuadros AC, magnetotérmicos, diferenciales y SPD	lote	1,00	12.500,00 €	12.500,00 €	T-03	Protecciones en alterna
MT-12	Puesta a tierra	Cable de tierra, picas y red equipotencial	lote	1,00	8.500,00 €	8.500,00 €	T-09	Sistema de puesta a tierra
MT-13	Transformación y evacuación	Centro de transformación compacto	ud	1,00	58.000,00 €	58.000,00 €	T-10	Transformación BT/MT
MT-14	Transformación y evacuación	Celdas MT, protecciones y medida	lote	1,00	17.000,00 €	17.000,00 €	T-10	Aparamenta de media tensión
MT-15	Obra civil y vallado	Vallado perimetral y puertas de acceso	m	480,00	32,00 €	15.360,00 €	T-07	Cierre perimetral de la instalación
MT-16	Obra civil y vallado	Material granular, zorra y acondicionamiento de accesos	lote	1,00	18.000,00 €	18.000,00 €	T-07	Adecuación básica de terreno
MT-17	Monitorización	Datalogger, comunicaciones y sensores meteorológicos	lote	1,00	12.000,00 €	12.000,00 €	T-04	Sistema de supervisión

TOTAL MATERIALES	554.085,00 €
-------------------------	---------------------

CAPEX TERRESTRE

Código	Capítulo	Partida	Unidad	Cantidad	Precio unitario (€)	Importe (€)	Observaciones
T-01	Equipos principales	Módulos FV Trina Solar 635 Wp	ud	1.512,00	150,00 €	226.800,00 €	Precio estimativo por módulo
T-02	Equipos principales	Inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1 100 kW	ud	10,00	6.500,00 €	65.000,00 €	Inversores string
T-03	Equipos principales	Cuadros, protecciones y seccionamiento DC/AC	lote	1,00	22.000,00 €	22.000,00 €	Protecciones generales
T-04	Equipos principales	Sistema de monitorización y comunicaciones	lote	1,00	12.000,00 €	12.000,00 €	Supervisión de planta
T-05	Estructura y obra civil	Estructura fija terrestre	kWp	960,00	80,00 €	76.800,00 €	Soporte sobre terreno
T-06	Estructura y obra civil	Hincado/cimentación de estructuras	kWp	960,00	30,00 €	28.800,00 €	Ejecución de soportes
T-07	Estructura y obra civil	Movimiento de tierras, vallado y accesos	lote	1,00	65.000,00 €	65.000,00 €	Acondicionamiento general
T-08	Instalación eléctrica	Cableado DC y conectores	lote	1,00	45.000,00 €	45.000,00 €	Tendidos de corriente continua
T-09	Instalación eléctrica	Cableado AC y canalizaciones	lote	1,00	35.000,00 €	35.000,00 €	Tendidos de corriente alterna
T-10	Instalación eléctrica	Centro de transformación y evacuación	lote	1,00	85.000,00 €	85.000,00 €	Transformación y conexión
T-11	Ingeniería y puesta en marcha	Ingeniería, dirección de obra y tramitación	lote	1,00	35.000,00 €	35.000,00 €	Costes técnicos
T-12	Ingeniería y puesta en marcha	Puesta en marcha y pruebas	lote	1,00	18.000,00 €	18.000,00 €	Comisionado
T-13	Ingeniería y puesta en marcha	Seguridad y salud	lote	1,00	15.000,00 €	15.000,00 €	Medidas preventivas
T-14	Contingencias	Contingencia y ajuste de presupuesto	lote	1,00	38.600,00 €	38.600,00 €	Ajuste para presupuesto objetivo

TOTAL CAPEX 768.000,00 €

INSTALACIÓN FLOTANTE

Código	Capítulo	Material / Equipo	Unidad	Cantidad	Precio unitario (€)	Importe (€)	Partida CAPEX asociada	Observaciones
MF-01	Módulos e inversores	Módulo FV Trina Solar 635 Wp	ud	1.512,00	150,00 €	226.800,00 €	F-01	Misma tecnología que terrestre
MF-02	Módulos e inversores	Inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1 100 kW	ud	10,00	6.500,00 €	65.000,00 €	F-02	Inversores string de 100 kWn
MF-03	Sistema flotante	Flotador principal HDPE para soporte de módulo	ud	1.512,00	62,00 €	93.744,00 €	F-05	Flotador principal por módulo
MF-04	Sistema flotante	Flotadores secundarios / pasillos de mantenimiento	ud	420,00	95,00 €	39.900,00 €	F-06	Accesos internos y estabilidad
MF-05	Sistema flotante	Pasadores, uniones, grapas y tornillería inoxidable	lote	1,00	28.500,00 €	28.500,00 €	F-06	Elementos de unión del campo flotante
MF-06	Sistema flotante	Soportes y piezas de integración módulo-flotador	lote	1,00	45.000,00 €	45.000,00 €	F-07	Fijación de módulos sobre plataforma
MF-07	Anclaje y amarre	Líneas de amarre sintéticas / cable marino	m	1.800,00	16,00 €	28.800,00 €	F-08	Amarre perimetral
MF-08	Anclaje y amarre	Anclajes de fondo o muertos de hormigón	ud	36,00	750,00 €	27.000,00 €	F-09	Puntos de fijación del sistema
MF-09	Anclaje y amarre	Tensores, guardacabos, grilletes y herrajes inoxidables	lote	1,00	18.500,00 €	18.500,00 €	F-08	Elementos auxiliares de amarre
MF-10	Instalación DC	Cable solar DC 1,5 kV resistente UV/humedad	m	9.500,00	1,95 €	18.525,00 €	F-10	Tendidos DC en entorno acuático
MF-11	Instalación DC	Conectores estancos y cajas de conexión IP67/IP68	lote	1,00	14.500,00 €	14.500,00 €	F-03	Conexiones con mayor protección
MF-12	Instalación AC	Cable AC BT protegido para entorno húmedo	m	2.600,00	10,80 €	28.080,00 €	F-11	Evacuación desde inversores
MF-13	Instalación AC	Canalizaciones, bandejas y protecciones mecánicas	m	1.900,00	8,50 €	16.150,00 €	F-11	Guiado y protección de conductores
MF-14	Instalación AC	Cuadros AC, SPD, seccionamiento y protecciones	lote	1,00	14.000,00 €	14.000,00 €	F-03	Protección en alterna
MF-15	Puesta a tierra	Red equipotencial y puesta a tierra adaptada a entorno flotante	lote	1,00	11.000,00 €	11.000,00 €	F-11	Seguridad eléctrica
MF-16	Transformación y evacuación	Centro de transformación compacto	ud	1,00	58.000,00 €	58.000,00 €	F-12	Transformación BT/MT
MF-17	Transformación y evacuación	Celdas MT, protecciones y medida	lote	1,00	17.000,00 €	17.000,00 €	F-12	Aparamenta de media tensión
MF-18	Montaje y logística	Elementos auxiliares de montaje en agua	lote	1,00	24.000,00 €	24.000,00 €	F-13	Medios de apoyo a montaje
MF-19	Monitorización	Datalogger, comunicaciones y sensores meteorológicos	lote	1,00	12.000,00 €	12.000,00 €	F-04	Sistema de supervisión

TOTAL MATERIALES	786.499,00 €
-------------------------	---------------------

CAPEX FLOTANTE

Código	Capítulo	Partida	Unidad	Cantidad	Precio unitario (€)	Importe (€)	Observaciones
F-01	Equipos principales	Módulos FV Trina Solar 635 Wp	ud	1.512,00	150,00 €	226.800,00 €	Misma tecnología que terrestre
F-02	Equipos principales	Inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1 100 kW	ud	10,00	6.500,00 €	65.000,00 €	Inversores string
F-03	Equipos principales	Cuadros, protecciones y seccionamiento DC/AC	lote	1,00	24.000,00 €	24.000,00 €	Mayor protección ambiental
F-04	Equipos principales	Sistema de monitorización y comunicaciones	lote	1,00	12.000,00 €	12.000,00 €	Supervisión de planta
F-05	Sistema flotante	Flotadores principales HDPE	kWp	960,00	125,00 €	120.000,00 €	Sistema flotante modular
F-06	Sistema flotante	Flotadores auxiliares, pasarelas y uniones	lote	1,00	80.000,00 €	80.000,00 €	Acceso y ensamblaje
F-07	Sistema flotante	Elementos de soporte e integración de módulos	lote	1,00	45.000,00 €	45.000,00 €	Fijación de módulos
F-08	Anclaje y amarre	Sistema de líneas de amarre	lote	1,00	55.000,00 €	55.000,00 €	Cables/cabos y tensores
F-09	Anclaje y amarre	Anclajes al fondo o márgenes	lote	1,00	42.000,00 €	42.000,00 €	Elementos de fijación
F-10	Instalación eléctrica	Cableado DC adaptado a entorno húmedo	lote	1,00	52.000,00 €	52.000,00 €	Tendidos DC protegidos
F-11	Instalación eléctrica	Cableado AC, canalizaciones y tramos protegidos	lote	1,00	42.000,00 €	42.000,00 €	Evacuación sobre agua/terra
F-12	Instalación eléctrica	Centro de transformación y evacuación	lote	1,00	85.000,00 €	85.000,00 €	Transformación y conexión
F-13	Montaje y logística	Montaje en lámina de agua y medios auxiliares	lote	1,00	65.000,00 €	65.000,00 €	Mayor complejidad de montaje
F-14	Montaje y logística	Transporte, acopio y seguridad específica	lote	1,00	25.000,00 €	25.000,00 €	Logística adicional
F-15	Ingeniería y puesta en marcha	Ingeniería, dirección de obra y tramitación	lote	1,00	38.000,00 €	38.000,00 €	Costes técnicos
F-16	Ingeniería y puesta en marcha	Puesta en marcha y pruebas	lote	1,00	20.000,00 €	20.000,00 €	Comisionado
F-17	Contingencias	Contingencia y ajuste de presupuesto	lote	1,00	3.900,00 €	3.900,00 €	Ajuste para presupuesto objetivo

TOTAL CAPEX 1.000.700,00 €