

Trabajo Fin de Grado

Ingeniería de la Energía

Estudio de la viabilidad tecno-económica de plantas fotovoltaicas flotantes

Autor: Carlos Romero Ruiz

Tutor: Javier Serrano González

Dpto. Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2023



Trabajo Fin de Grado
Ingeniería de la Energía

Estudio de la viabilidad tecno-económica de plantas fotovoltaicas flotantes

Autor:

Carlos Romero Ruiz

Tutor:

Javier Serrano González

Profesor titular

Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2023

Trabajo Fin de Grado: Estudio de la viabilidad tecno-económica de plantas fotovoltaicas flotantes

Autor: Carlos Romero Ruiz

Tutor: Javier Serrano González

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2023

El Secretario del Tribunal

Agradecimientos

Quiero empezar dando las gracias a mi tutor, Javier Serrano, por su paciencia en este Trabajo de Fin de Grado que se ha dilatado mucho en el tiempo. A pesar de ello, ha estado en todo momento atendiendo mis dudas y revisando mis avances.

Gracias también a mi familia, por haberme aportado tanto a lo largo de estos años para intentar hacer la mejor versión de mí y enseñarme siempre la importancia de estar lo mejor preparado posible para afrontar la vida.

Carlos Romero Ruiz

Sevilla, 2023

Resumen

La acuciante realidad del cambio climático es cada vez más palpable en el día a día. Esto nos obliga a explorar nuevas formas de aprovechar todos los recursos que nos ofrece la naturaleza de la manera más sostenible posible, para poder seguir moviendo nuestro mundo día a día reduciendo el impacto de nuestras actividades sobre algo tan esencial y delicado como el clima.

En este contexto, el desarrollo de las energías renovables abre un horizonte de posibilidades como el que nos brinda la incipiente energía fotovoltaica flotante, que permite pensar un paso más allá en las aplicaciones de la tecnología fotovoltaica.

Para estudiar la energía fotovoltaica flotante, se han analizado de manera teórica sus principales características, incluyendo los componentes específicos de esta tecnología y las consideraciones y particularidades que la definen. Además, se presentan los parámetros que podrían conformar el modelo económico.

Se ha llevado a la práctica este estudio proponiendo el diseño y modelado de una planta fotovoltaica flotante de alrededor de 1 kW de potencia instalada sobre el embalse de Santa Teresa (Cáceres), para lo cual se ha usado el software PVsyst. Esta simulación ha arrojado unos valores principales de en torno a 1,8 GWh de producción anual y un LCoE (coste de producción de 1 kWh) de 68 €/kWh que dejan a esta tecnología en el camino de ser rentable por sí misma, como se desglosará en los distintos apartados del trabajo.

Abstract

The pressing reality of climate change is increasingly evident on our daily life. That makes us search for new ways of taking the most from natural resources in the most sustainable way to keep moving the world every day while reducing the impact of our activities on something as essential and delicate as climate.

In this context, development of renewable energies opens up a wide range of possibilities like the one that emerging floating photovoltaic energy provides us, which allow us to think one step forward in photovoltaic technology uses.

For studying floating photovoltaic energy, a theoretical analysis has been done about their main characteristics, including specific components of this technology and considerations and particularities that define it. In addition, parameters that can be part of the economical model are also introduced.

This study has been put into practice proposing a design and sizing of a floating photovoltaic plan of around 1 kW of installed power on Santa Teresa reservoir (Cáceres). For this purpose, PVsyst software has been used. This simulation has given some main results, such as a yearly production of 1,8 GWh and a LCoE (cost of producing 1 kWh) of 68 €/kWh that put this technology on the path of being profitable by itself, as it will be detailed in the coming chapters of the project.

Índice

| | |
|--|-------------|
| Agradecimientos | viii |
| Resumen | x |
| Abstract | xii |
| Índice | xiv |
| Índice de Tablas | xvi |
| Índice de Figuras | xvii |
| Notación | xix |
| 1 Introducción | 1 |
| 1.1. <i>Evolución del clima y componente antropogénico</i> | 1 |
| 1.2. <i>Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero e impulso de las energías renovables</i> | 2 |
| 1.3. <i>Objetivos del Trabajo de Fin de Grado</i> | 4 |
| 2 Visión general de la Fotovoltaica Flotante | 5 |
| 2.1. <i>Aspectos y componentes básicos de las instalaciones fotovoltaicas</i> | 5 |
| 2.1.1 Recurso solar | 5 |
| 2.1.2 Módulos fotovoltaicos | 6 |
| 2.1.3 Inversores | 8 |
| 2.1.4 Transformación a alto voltaje | 9 |
| 2.1.5 Esquema de una instalación fotovoltaica conectada a la red | 9 |
| 2.2. <i>Características y elementos principales de las plantas fotovoltaicas flotantes</i> | 10 |
| 2.2.1. Concepto y desarrollo | 10 |
| 2.2.2. Sistemas de flotación | 11 |
| 2.2.3. Sistemas de anclaje y amarre de la planta | 12 |
| 2.2.4. Configuración de componentes eléctricos | 13 |
| 2.2.5. Cargas de viento | 15 |
| 2.2.6. Sistemas de seguimiento | 16 |
| 2.2.7. Particularidades en el mantenimiento | 17 |
| 3 Modelo Económico y de Producción | 19 |
| 3.1 <i>Algunos indicadores económicos</i> | 19 |
| 3.1.1 LCoE: Levelized Cost of Energy | 19 |
| 3.1.2 VAN: Valor Actual Neto | 20 |
| 3.1.3 TIR: Tasa Interna de Retorno | 21 |
| 4 Dimensionamiento de una Planta Fotovoltaica Flotante | 23 |
| 4.1. <i>Metodología de trabajo</i> | 23 |
| 4.2. <i>Ubicación</i> | 23 |
| 4.3. <i>Entorno de la instalación</i> | 25 |
| 4.4. <i>Definición de la instalación</i> | 27 |

| | |
|--|-----------|
| 4.5. Elección de los componentes | 28 |
| 4.6. Factores de pérdidas | 30 |
| 5 Resultados | 32 |
| 5.1. Resultados de producción | 32 |
| 5.2. Resultados económicos | 35 |
| 5.2.1. CapEx (Costes iniciales) | 35 |
| 5.2.2. $C_{O\&M}$ (Costes de Operación) | 35 |
| 5.2.3. LCoE: Levelized Cost of Energy | 36 |
| 5.2.4. VAN: Valor Añadido Neto | 36 |
| 5.2.5. TIR: Tasa Interna de Retorno | 37 |
| 6 Análisis de los resultados y conclusiones | 38 |
| Anexo | 41 |
| Referencias | 46 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|--|----|
| Tabla 5-1: Evolución de la producción anual a 25 años | 34 |
| Tabla 5-2. Comparativa del VAN de las dos simulaciones | 36 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1-1. Efecto invernadero natural y modificado por la acción humana. | 2 |
| Figura 1-2. Porcentaje de energía proveniente de fuentes renovables en la Unión Europea. | 3 |
| Figura 2-1. Geometría relacionada con la radiación solar directa y el diseño de la instalación fotovoltaica. | 6 |
| Figura 2-2. Interior panel. | 6 |
| Figura 2-3. Curva I-V ejemplo. | 7 |
| Figura 2-4. Esquema unifilar simplificado de una planta solar fotovoltaica. | 9 |
| Figura 2-5. Planta fotovoltaica flotante del embalse de Sierra Brava, Cáceres. [17] | 10 |
| Figura 2-6. Sistema de flotación de la planta FPV de Kato (Japón). | 11 |
| Figura 2-7. Sistema de flotación de Solaris Synergy. | 11 |
| Figura 2-8. Esquema del sistema de anclaje de una planta FPV con seguimiento. | 12 |
| Figura 2-9. Relación entre la ubicación del bolardo, el nivel del agua y el cable de amarre. | 13 |
| Figura 2-10. Inversores de string instalados sobre estructuras de flotación. | 14 |
| Figura 2-11: Esquema del sistema de flotación de Solaris Synergy. | 15 |
| Figura 2-12: Sistema de seguimiento de dos ejes de Yellow Tropus. | 16 |
| Figura 2-13: Modelo del sistema de seguimiento accionado por olas. | 16 |
| Figura 3-1: Variación anual de los ingresos por energía vendida. | 21 |
| Figura 4-1: Ubicación del embalse de Santa Teresa. | 24 |
| Figura 4-2: Ubicación concreta de la planta FPV dentro del embalse. | 25 |
| Figura 4-3: Distribución mensual de la irradiación. | 26 |
| Figura 4-4: Perfil de sombras en PVsyst. | 27 |
| Figura 4-5: Configuración de strings e inversores. | 28 |

| | |
|--|----|
| Figura 4-6: Pantalla de elección de componentes en PVsyst. | 29 |
| Figura 4-7: Distribución orientativa de la planta. | 30 |
| Figura 5-1: Distribución mensual de la producción del primer año de la planta fotovoltaica flotante. | 32 |
| Figura 5-2. Comparación de la producción del primer año entre la planta flotante y la planta sobre el terreno. | 33 |
| Figura 6-1. Estudio de LCoE de 2023 de formas de generación de energía sin subsidios | 39 |

Notación

En orden de aparición

| | |
|--------------------|---|
| β | Inclinación de los paneles respecto a la horizontal del suelo |
| γ | Azimuth de la superficie |
| θ | Ángulo de incidencia |
| α_s | Altura solar |
| P_{\max} | Potencia eléctrica pico |
| I_{sc} | Intensidad de cortocircuito |
| V_{oc} | Tensión de circuito abierto |
| P | Potencia |
| I | Intensidad de corriente |
| V | Tensión |
| CapEx | Inversión inicial de un proyecto |
| CO&M | Coste de operación y mantenimiento de la planta |
| E_{anual} | Energía producida anualmente por la instalación |
| TV | Vida útil |
| LCoE | Levelized Cost of Energy |
| VAN | Valor Actual Neto |
| TIR | Tasa Interna de Retorno |
| FC | Flujo de Caja |
| MPPT | Maximum Power Point Tracking |

1 INTRODUCCIÓN

Este Trabajo de Fin de Grado está orientado al estudio de una tecnología de generación de energía a partir de fuentes renovables: la energía fotovoltaica flotante.

La motivación inicial que lleva a estudiar esta tecnología es la importancia que tienen las energías renovables en la lucha contra los problemas ambientales que nos amenazan. Por este motivo, el punto introductorio de este trabajo consiste en describir de manera concisa cuál es esa coyuntura ambiental y climatológica y por qué el papel de las energías renovables es clave para afrontar esta realidad. Por último y tras analizar este contexto, se recogen los objetivos concretos del trabajo en torno al estudio de esta tecnología.

1.1. Evolución del clima y componente antropogénico

El clima en el planeta Tierra ha sufrido grandes variaciones a lo largo de su historia, desde épocas muy cálidas a edades de hielo en las que además la pluviometría también ha sido altamente variable. Desde el s. XIX hasta la actualidad, nos encontramos en un periodo en el que las temperaturas medias a lo largo de todo el planeta están sufriendo subidas muy rápidas y generalizadas, que están yendo de la mano de una reducción progresiva de las precipitaciones. Sin embargo, aunque esta es la línea general, los datos demuestran que esto va acompañado de una tendencia paralela del clima hacia comportarse de forma extrema: no solo se producen largas sequías y registros inéditos de altas temperaturas, sino que también se observan grandes concentraciones de lluvias torrenciales u olas de frío impropias de los lugares en los que se producen [1].

Para hacer referencia al papel que la actividad humana tiene en estos cambios hay que poner el foco en el principal fenómeno ambiental que moldea nuestro clima: el efecto invernadero.

El efecto invernadero consiste en la retención de la radiación solar dentro de la atmósfera debido a la presencia en esta de una serie de gases que propician este proceso: los gases de efecto invernadero, como el CO₂, que provocan que la radiación no logre salir de nuevo al espacio tras haber rebotado en la superficie terrestre. La consecuencia de este fenómeno es el crecimiento de la temperatura en la Tierra. Este fenómeno puede verse explicado de manera gráfica en la figura 1-1.

En la actualidad, este proceso se está viendo excesivamente potenciado debido a que las actividades desempeñadas por el ser humano generan ingentes cantidades de gases de efecto invernadero que se añaden a los que existen de manera natural, provocando los cambios en el clima que se han descrito anteriormente y llevándonos a un escenario completamente

desconocido.



Figura 1-1. Efecto invernadero natural y modificado por la acción humana. [2]

1.2. Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero e impulso de las energías renovables

En las últimas décadas han sido varios los acuerdos internacionales en los que se han asumido objetivos orientados a disminuir las emisiones de estos gases, siendo el primero y más conocido el Protocolo de Kioto, aprobado en 1997. Este establecía un primer objetivo a conseguir entre el año 2008 y 2012 que para los 15 países de la Unión Europea que ratificaron el acuerdo consistía en reducir un 8% las emisiones respecto a 1990, lo cual fue conseguido según los cálculos de la UE. El segundo objetivo, a conseguir entre los años 2013 y 2020, consistía en que el conjunto de estos países debía reducir sus emisiones un 20% con respecto a 1990 [3].

Las siguientes metas, fijadas para 2030, partían del Acuerdo de París de 2015. La Unión Europea se comprometió a que, para esa fecha, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero alcanzase un 40% respecto a 1990 [4]. Recientemente, y tras haber conseguido que esta reducción sea del 34% para 2020, la cifra se ha actualizado a un 55% para 2030 [5].

Los objetivos no solamente giran en torno a las cifras de emisiones, sino que también incluyen a las principales herramientas para reducirlas. En este ámbito, la prioridad número uno es la implementación de las energías renovables. Así, en los objetivos para 2020 se estableció que el 20% de la generación de energía en la Unión Europea debía provenir de energías renovables. Cifra alcanzada y ligeramente superada en 2020 (21,3%) [5]. Cabe destacar que, si diferenciamos por sectores, en el sector eléctrico esta cifra sube hasta nada menos que un 38% [6]. Estas cifras desglosadas por países pueden observarse en la figura 1-2 para los años 2020 y 2021.

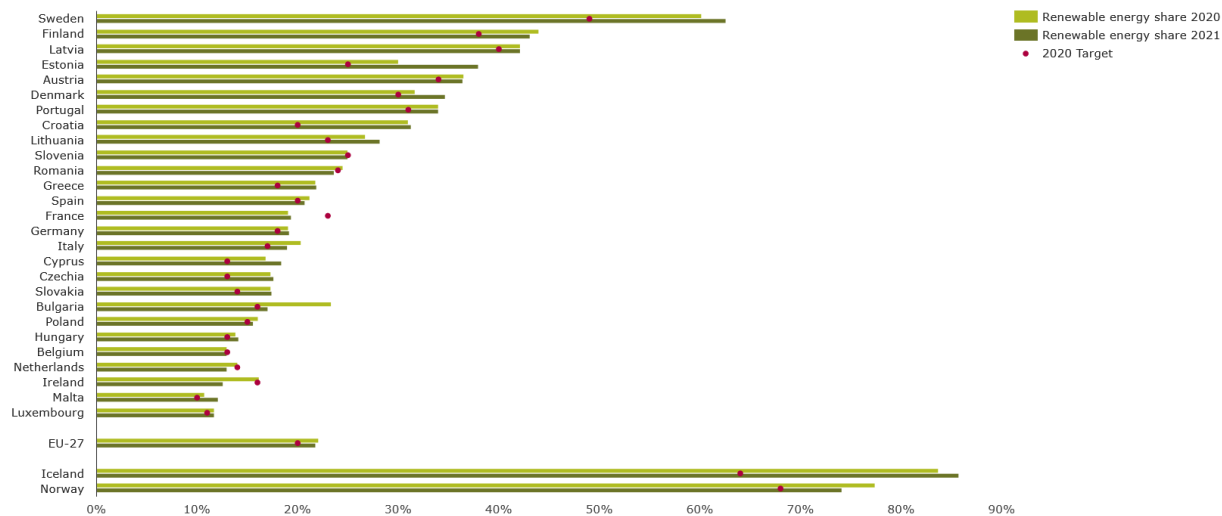


Figura 1-2. Porcentaje de energía proveniente de fuentes renovables en la Unión Europea. [5]

El próximo objetivo, también proveniente del Acuerdo de París, establece que este porcentaje debería ser del 32% en el año 2030 [4].

Para asegurar el cumplimiento de estos objetivos, la Unión Europea exige a cada país miembro un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, PNIEC. En el caso de España, las cifras a alcanzar en 2030 recogidas en el PNIEC son las siguientes:

- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero un 23% respecto a 1990. Los esfuerzos para alcanzarlo se deberán centrar en la descarbonización de la economía y del sector energético principalmente, donde se producen tres de cada cuatro toneladas de gases de efecto invernadero en España.
- Alcanzar un 42% de la energía final usada obtenida a través de renovables.
- Mejorar la eficiencia energética un 39,5%.
- Generación de energía eléctrica compuesta en un 74% de energías renovables. La potencia de generación eléctrica instalada para 2030 se espera que sea de 161 GW, en los que destacarían la energía eólica con 50 GW y la fotovoltaica con 39 GW, entre otras [7].

El motivo de que las energías renovables sean esenciales en estos compromisos de sostenibilidad y lucha contra el cambio climático es fácilmente resumible:

- Las energías renovables, como su propio nombre indica, utilizan fuentes de energía primaria cuya disponibilidad no debe verse comprometida con el paso del tiempo, a diferencia de muchas de las energías convencionales que utilizan recursos finitos como los combustibles fósiles o el uranio.

- Las tecnologías que aprovechan estas fuentes de energía para producir energía secundaria como calor o electricidad no generan gases de efecto invernadero ni otras emisiones o sustancias contaminantes al menos en el proceso de generación de la energía, siendo este el motivo más obvio de su relevancia de cara a la reducción de estas emisiones.

1.3. Objetivos del Trabajo de Fin de Grado

- Descripción de los principales conceptos y componentes característicos de la fotovoltaica flotante. Consideraciones habituales y particularidades que se tienen en cuenta y que condicionan y dan forma a estas instalaciones.
- Implementación de un modelo económico basado en los indicadores económicos más significativos implicados en un proyecto fotovoltaico flotante a la hora de analizar su rentabilidad. Ejemplificación del cálculo de esos indicadores.
- Estudio de viabilidad económica mediante la propuesta, modelado y ejecución a través del software PVsyst y análisis de un caso concreto planteado sobre el embalse de Santa Teresa, en la provincia de Salamanca.
- Conclusiones obtenidas tras el análisis del caso propuesto. Ventajas y futuros retos de los proyectos fotovoltaicos flotantes.

2 VISIÓN GENERAL DE LA FOTOVOLTAICA FLOTANTE

En este capítulo se exponen de manera breve los principios esenciales de la tecnología fotovoltaica para luego adentrarse en las particularidades de la versión flotante de esta tecnología.

2.1. Aspectos y componentes básicos de las instalaciones fotovoltaicas

2.1.1 Recurso solar

La energía fotovoltaica tiene como base de funcionamiento la transformación de la radiación solar en electricidad a través de unos dispositivos denominados paneles o módulos fotovoltaicos. Conviene destacar que la radiación solar tiene una componente directa y una difusa. La radiación solar directa llega a la superficie receptora desde el Sol sin obstáculos intermedios que hayan alterado su trayectoria. Por otro lado, la difusa sí ha visto modificada su trayectoria como resultado de haber atravesado diversos elementos. Es la causante de que haya claridad en un día nublado, por ejemplo. También habría que considerar la radiación reflejada en otros elementos y que, por haber cambiado su trayectoria tras este rebote, puede acabar incidiendo en los paneles.

La incidencia de la radiación solar directa sobre los paneles y el estudio para la instalación de estos respecto a esta radiación se hacen en base a una serie de variables geométricas. Algunas de las más relevantes pueden ser:

- **Inclinación** de los paneles respecto a la horizontal del suelo, (β).
- **Azimut de la superficie** (γ), ángulo que forma la dirección sur con la proyección de la normal a la superficie del panel.
- **Ángulo de incidencia** (θ), que es el existente entre la normal al panel fotovoltaico y la dirección de la radiación directa desde este.
- **Altura solar** (α_s), ángulo que forma la dirección de la radiación solar respecto a la horizontal del suelo.

Estos parámetros se entienden mejor observando la figura 2-1, a continuación:

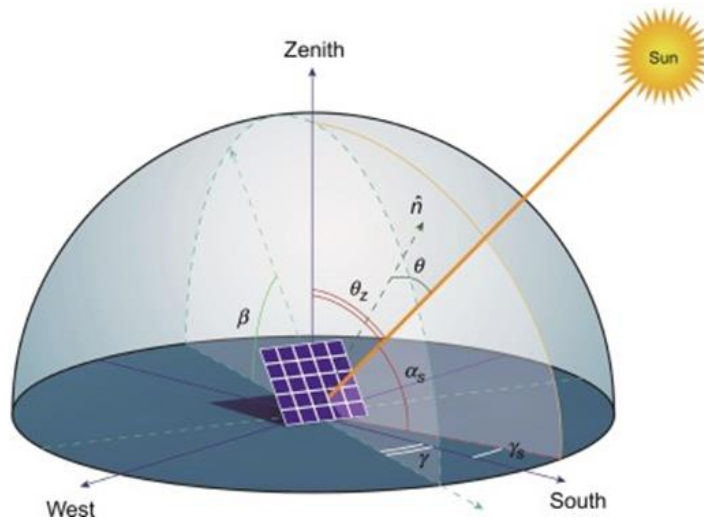


Figura 2-1. Geometría relacionada con la radiación solar directa y el diseño de la instalación fotovoltaica. [8]

La radiación solar puede medirse en términos de potencia [W/m²] o de energía [Wh/m²]. En el primer caso se denomina **irradiancia** y en el segundo **irradiación**. Usando como referencia Sevilla, podemos decir que la irradiación global (directa y difusa) que llega a un metro cuadrado de superficie es de 5,3 kWh de media cada día [9].

2.1.2 Módulos fotovoltaicos

Los módulos o paneles fotovoltaicos están compuestos por las denominadas células fotovoltaicas. Es en estas células donde se utilizan los fotones de la radiación solar para generar movimiento en los electrones del material que compone el panel. Esto crea una corriente eléctrica que es extraída del panel. A este fenómeno se le denomina **efecto fotovoltaico**. Un ejemplo de sección de un panel se puede observar en la figura 2-2.

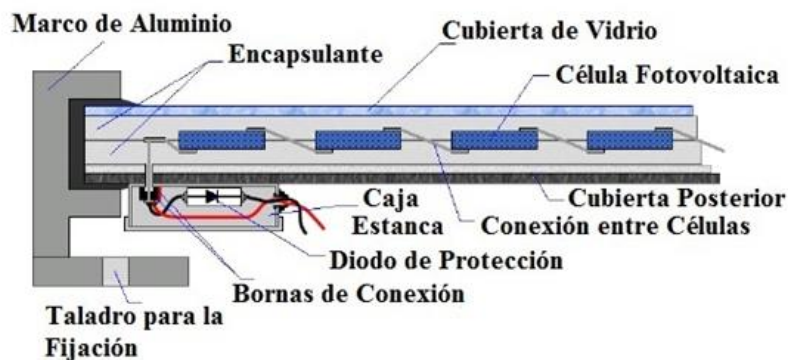


Figura 2-2. Interior panel. [10]

Las células fotovoltaicas están hechas de materiales semiconductores, siendo el silicio el más habitual. Según la ordenación del silicio en la célula, se distinguen dos tipos de paneles: **monocristalinos** y **policristalinos**. En los primeros, la estructura del silicio es ordenada y homogénea a lo largo de todo el panel, mientras que en los segundos encontramos varias regiones distintas dentro de la misma célula enlazadas de manera irregular.

Los módulos fotovoltaicos están caracterizados por distintos parámetros eléctricos, destacando los siguientes [11]:

- **Potencia eléctrica pico, P_{max}** : máxima potencia que nos puede llegar a proporcionar el panel y que se considerará como parámetro base para dimensionar la potencia de una instalación completa.
- **Intensidad de cortocircuito, I_{sc}** : máximo valor que puede tomar la corriente en la célula fotovoltaica, que corresponde a una tensión en la célula de 0 V.
- **Tensión de circuito abierto, V_{oc}** : máximo valor de la tensión en los extremos de la célula. Se produce cuando no está conectada a ninguna carga y la intensidad por tanto es 0 A.

La intensidad y la tensión del panel fotovoltaico se relacionan a través de una gráfica denominada **curva I-V** como la de la figura 2-3, cuyos valores extremos son las previamente definidas I_{sc} y V_{oc} .

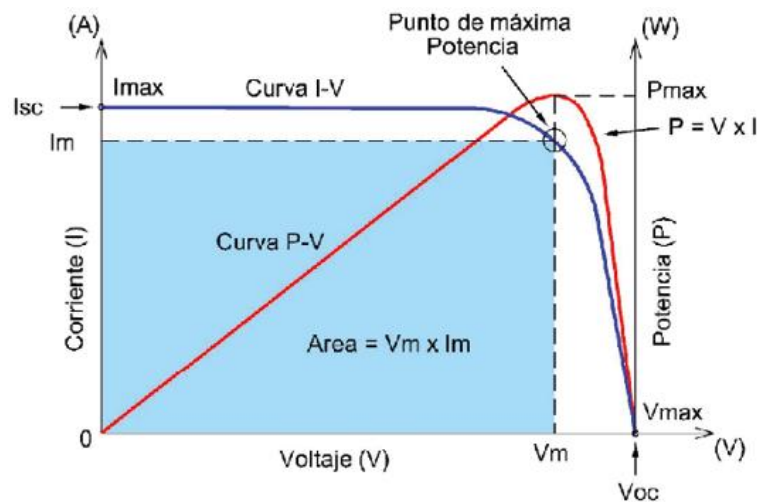


Figura 2-3. Curva I-V ejemplo. [12]

Esos valores extremos se ven afectados por distintas condiciones ambientales: Mientras que la I_{sc} de un panel será mayor cuanto mayor sea la irradiancia, la V_{oc} se verá reducida cuanto mayor sea la temperatura del módulo.

Sobre esta curva puede dibujarse la curva de la potencia del panel, que se calcula de la siguiente manera:

$$P = I * V \quad (2-1)$$

El punto donde se alcance un mayor resultado de este producto será la anteriormente definida potencia máxima o potencia pico del panel P_{\max} .

En huertos solares dedicados a producir energía eléctrica para volcar a la red, los paneles se suelen conectar de manera habitual en serie formando una cadena, fila o string de paneles con dos extremos, positivo y negativo. Estas filas van conectadas o bien a un inversor o bien a un panel de distribución previo en el que se agrupan diversas filas de paneles antes de que la energía sea volcada en el inversor.

2.1.3 Inversores

Los inversores son dispositivos esenciales en las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, dado que son los encargados de **transformar la corriente continua que viene de los módulos a corriente alterna**, siendo este el régimen en el que la corriente debe estar para poderse volcar a la red eléctrica. En el caso de las instalaciones que no exportan su producción a la red y usan la energía generada para el autoabastecimiento (instalaciones aisladas) los inversores también son necesarios para el consumo de las cargas eléctricas.

A los inversores se conectan las filas o cadenas de paneles en serie, siendo esta la configuración habitual de las instalaciones conectadas a red. En ellas, suele haber varios inversores a lo largo de la instalación que recogen la corriente de varios grupos de paneles. Hay dos configuraciones habituales en cuanto a la instalación de inversores:

- **Inversores centrales:** van instalados en casetillas y cada uno de ellos recibe una gran cantidad de cadenas de paneles. Pueden ser de uno o varios MW de potencia cada uno.
- **Inversores de string:** son de pequeño tamaño y llevan asociadas pocas cadenas de paneles. Por lo tanto, la cantidad de estos que debe haber en planta es mucho mayor. Se colocan normalmente distribuidos a lo largo de la planta, sujetos a las estructuras de los paneles. Una de sus ventajas es que, si uno requiere mantenimiento o sufre un fallo, apagarlo supondrá una menor fracción de la planta desconectada que si esto ocurriese en un inversor central.

El funcionamiento de los inversores viene determinado por una serie de parámetros que indican los márgenes en los que este trabaja. Así, habrá una tensión e intensidad máxima y mínima de entrada de la corriente entre las cuales el inversor podrá funcionar. También estará definido en qué rango de tensiones puede el inversor alcanzar el denominado punto de

máxima potencia, en el que el proceso de convertir la potencia de entrada en potencia de salida se produce en las mejores condiciones posibles de eficiencia.

2.1.4 Transformación a alto voltaje

Tras los inversores, el último proceso que necesita experimentar la corriente eléctrica de cara a poder ser exportada a la red eléctrica es **aumentar su tensión** en un transformador. Estos dispositivos permiten que la corriente salga a media o alta tensión, que es la que permite mayor facilidad a la hora de distribuir la corriente eléctrica a lo largo de grandes distancias. Este paso no existe en las instalaciones aisladas, ya que la generación y el consumo se encuentran en el mismo emplazamiento.

2.1.5 Esquema de una instalación fotovoltaica conectada a la red

Todos estos componentes que se han mencionado anteriormente van acompañados de protecciones eléctricas tales como fusibles o interruptores, así como de una puesta a tierra de todos ellos. Además, puede haber paneles de distribución intermedios que agrupen filas de paneles antes de llegar a los inversores o que agrupen la corriente salida de varios inversores para unificar la entrada de la corriente al transformador. Con todo esto, se obtendría el esquema básico de una planta solar conectada a la red eléctrica, que tendría un aspect similar al mostrado en la siguiente figura:

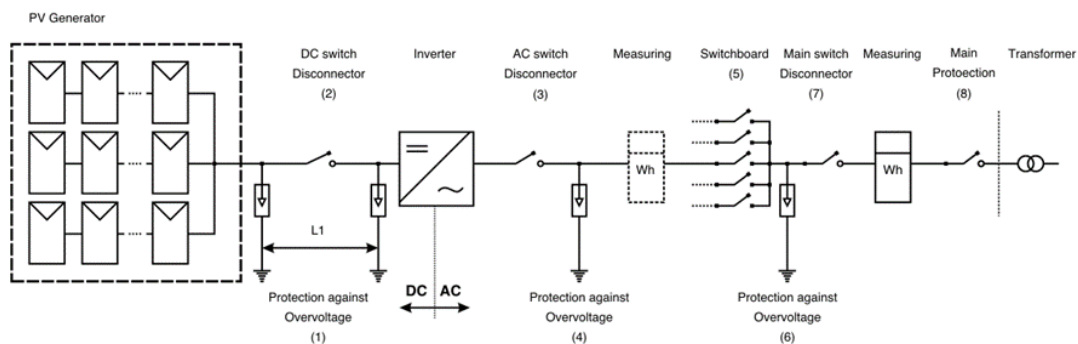


Figura 2-4. Esquema unifilar simplificado de una planta solar fotovoltaica. [13]

2.2. Características y elementos principales de las plantas fotovoltaicas flotantes

2.2.1. Concepto y desarrollo

La principal y más distintiva característica que define a las plantas fotovoltaicas flotantes (de ahora en adelante plantas FPV por sus siglas en inglés floating photovoltaic) es que **el campo solar no está instalado en tierra firme sino sobre una masa de agua**, pudiendo ser esta un lago, un embalse situado tras una presa hidráulica, un estanque para el riego o incluso una piscifactoría, por ejemplo. También existe la fotovoltaica flotante en su versión off-shore: sobre el mar.

La fotovoltaica flotante ha tenido un desarrollo especialmente importante en países asiáticos de alta densidad de población donde la disponibilidad del terreno es limitada, como Corea del Sur, Singapur, Japón y China. La primera de estas plantas fue una pequeña instalación de 20 kWp construida en Japón en 2007. 6 años después, en 2013, ya se construyeron en Japón y Corea del Sur las primeras plantas FPV de más de 1 MWp de capacidad. En 2017, se abrió la puerta a la combinación de FPV e hidroeléctrica, con la construcción de una planta de 220 kWp en el embalse de la presa de Alto Rabagão, en Portugal [14]. También se ha producido un desarrollo de esta tecnología en su versión off-shore, habiéndose construido durante 2020 la mayor planta FPV del mundo de esta tipología en Singapur, con 5 MWp [15]. La capacidad total instalada en el mundo de fotovoltaica flotante ha ido creciendo de manera progresiva y en agosto de 2020 la cifra alcanzaba 2.6 GW [16].

En España, se ha construido durante 2020 la primera planta FPV conectada a red. Se encuentra en el embalse de Sierra Brava, en Cáceres, y posee una potencia instalada de 1,1 MWp [17]. Se adjunta una imagen de esta instalación en la siguiente figura:



Figura 2-5. Planta fotovoltaica flotante del embalse de Sierra Brava, Cáceres. [17]

2.2.2. Sistemas de flotación

Para colocar las filas de paneles encima de la superficie de agua se usan normalmente **flotadores hechos de materiales como el polietileno de alta densidad**, muy resistente a la radiación ultravioleta y la corrosión, o **plástico reforzado con fibra de vidrio** [18]. Estos flotadores se encadenan formando filas y columnas dando lugar a una gran estructura sobre la que se asienta la planta.

En muchas plantas, la instalación se asienta sobre dos tipos de flotadores distintos. Los primeros son los que soportan directamente los paneles, que toman su ángulo de inclinación a partir de la inclinación que tenga el propio flotador. Para que todos los flotadores junto a sus paneles se coloquen adecuadamente se conectan a las filas y columnas construidas por los otros flotadores en planta, denominados secundarios, gracias a los cuales se da forma a las hileras de paneles y se fijan para que no se desplacen sobre la superficie del agua, asegurando también que las filas están siempre a la distancia adecuada para que no se produzca sombreado entre ellas. En este sistema, el entorno para los paneles y los cables es bastante húmedo ya que quedan muy cerca de la superficie del agua [14]. También sirven como ruta para el cableado y como plataforma sobre la que caminar para recorrer la planta y realizar tareas de mantenimiento. Esta configuración puede apreciarse en la siguiente figura, que emplea el sistema Hydrelío desarrollado por la empresa francesa especialista en fotovoltaica Ciel & Terre, muy extendido en las plantas FPV [19]:



Figura 2-6. Sistema de flotación de la planta FPV de Kato (Japón). [20]

En otras configuraciones, las estructuras que sujetan los paneles son metálicas y similares a las de las plantas fotovoltaicas sobre el terreno. En este caso, las filas de flotadores sirven para anclar la estructura metálica a ellos. Este sistema da más fijación y rigidez a la estructura, lo que sirve para reducir el desgaste que sufren los componentes que unen los flotadores de los módulos a los secundarios en la primera configuración. Sin embargo, esta rigidez también provoca una peor absorción de los movimientos causados por el agua, lo que provoca también ciertas tensiones en los componentes [14]. Se incluye una imagen que muestra la apariencia de este sistema:



Figura 2-7. Sistema de flotación de Solaris Synergy. [21]

Existen otros métodos distintos para la flotación de la instalación como la colocación de **membranas de plástico sobre la superficie del agua**, que pueden servir para sostener instalaciones de pequeño tamaño o para cubrir completamente superficies de agua como estanques para riego, en los que esta opción ayuda además a reducir la evaporación y por tanto minimizar las pérdidas de agua [14].

2.2.3. Sistemas de anclaje y amarre de la planta

A la hora de fijar la posición de la planta sobre la superficie del agua, existen diversos mecanismos que se pueden implementar:

- **Anclaje al fondo de la masa de agua:** Esta técnica es ampliamente empleada en muchas de las plantas FPV. Consiste en la colocación de grandes bloques, normalmente de hormigón, que quedan asentados en el terreno al fondo del agua gracias a su peso. Estos van unidos con cadenas a la plataforma donde está la instalación. Existe también un sistema de anclaje con hélices que se enroscan en el fondo y que proporciona aún mayor estabilidad [8]. En plantas que llevan incorporado un sistema de seguimiento para que la planta gire en torno a su centro buscando la dirección de la radiación solar, la unión de los bloques con la plataforma se hace uniéndolas a un pivote vertical alrededor del cual gira en la planta (figura 2-8) [8]. Para el diseño de este sistema hay que tener en cuenta que la longitud de las cadenas o cuerdas deben ser suficientemente largas para asumir variaciones en la altura del agua pero no en exceso para que el deslizamiento de la planta por la superficie sea el menor posible.

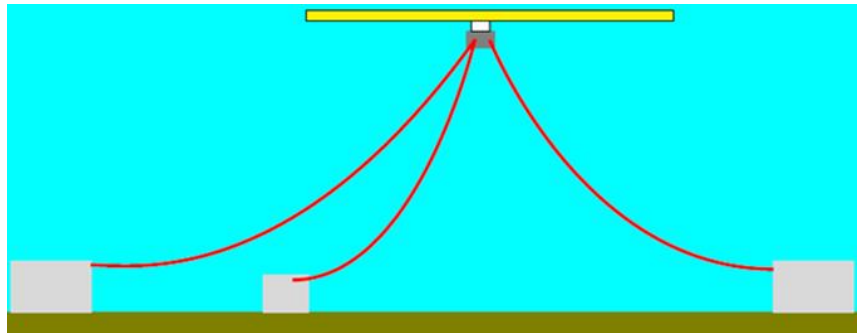


Figura 2-8. Esquema del sistema de anclaje de una planta FPV con seguimiento. [8]

- **Amarre a la orilla:** este sistema de sujeción de la estructura es bastante popular en plantas situadas en superficies de agua pequeñas y que no distan mucho de la orilla. Es el sistema más barato y que ofrece mayor facilidad para su mantenimiento [14]. A la hora de diseñarlo hay que tener en cuenta la importancia de la distancia que debe haber entre el bolardo donde se amarran las cadenas, cuerdas o cables de acero y la orilla: si se encuentra demasiado lejos y el nivel del agua baja, la cadena podría acabar golpeando el borde de la orilla, por lo que conviene ponerla cerca, como se ve en la siguiente figura [8].

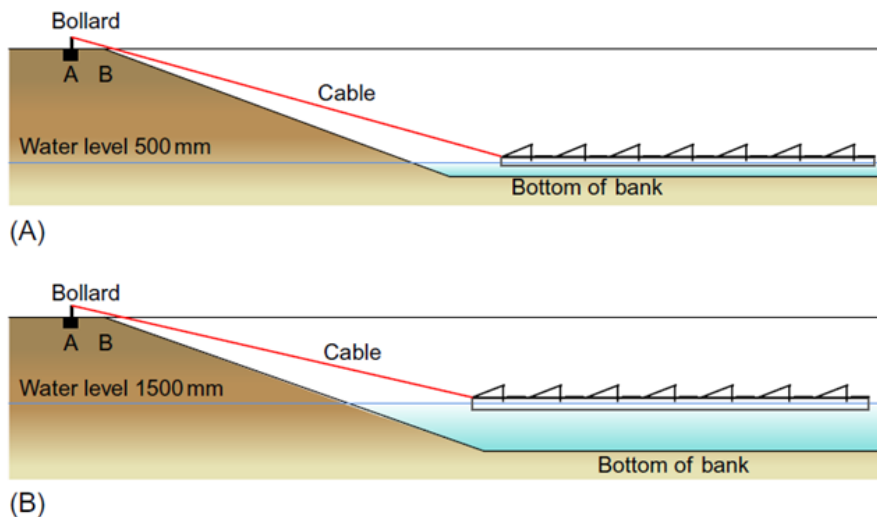


Figura 2-9. Relación entre la ubicación del bolardo, el nivel del agua y el cable de amarre. [8]

2.2.4. Configuración de componentes eléctricos

- **Inversores:** A la hora de ubicar los inversores en una instalación FPV hay que tener en cuenta el tamaño de la planta y del reservorio de agua. Si es pequeña y la orilla se

encuentra cerca, lo más fácil y barato es instalar los inversores en tierra junto a la orilla. Sin embargo, para grandes superficies de agua resulta más eficiente ubicarlos sobre la misma planta desde el punto de vista energético, ya que de lo contrario los

cables tendrían una enorme longitud hasta llegar a los inversores situados en tierra y por tanto las pérdidas eléctricas serán muy elevadas [14]. Al igual que en las plantas fotovoltaicas convencionales, se pueden instalar inversores centrales o inversores de string. Cada tipo lleva aparejada una serie de particularidades:

- **Inversores centrales:** Cuando se instalan sobre la misma instalación suele hacerse sobre plataformas de acero inoxidable u hormigón, diseñadas específicamente para sostener los inversores. La ubicación de estos aparatos supone una alta humedad, que puede llevar a un rápido deterioro de los materiales y la aparición de corrosión [15].
- **Inversores de string:** Estos inversores son más pequeños y por tanto se instala una mayor cantidad de ellos. Suelen colocarse normalmente usando las mismas estructuras de flotación que se emplean para los paneles [15], como puede verse en la figura 2-10. Su uso reduce las pérdidas de corriente en el lado de continua, como ya se comentó en un apartado anterior.



Figura 2-10. Inversores de string instalados sobre estructuras de flotación. [23]

- **Cableado:** Las dos formas principales de organizar el cableado que va de la planta a la superficie son haciéndolo discurrir sobre la superficie del agua o a través de cables submarinos siempre que las condiciones del reservorio de agua lo permitan. En el primer caso, habrán de usarse dispositivos como bandejas para conducir los cables y estos deberán tener protección frente a la radiación ultravioleta [24]. Por otro lado, uno de los puntos clave a considerar en el diseño de los cables, especialmente los de las cadenas de paneles, es la longitud de estos. Los cables siempre deben tener una holgura que les permita soportar los movimientos del agua y las variaciones de nivel

sin que se produzcan grandes tensiones y sin que ningún cable llegue a desconectarse [24].

- **Transformadores:** La instalación de los transformadores se produce en muchos casos en tierra. Sin embargo, también es posible encontrarlos sobre la superficie de agua, en plataformas de gran tamaño. En estos casos, se utilizan transformadores secos de resina, en vez de los de aceite, para evitar filtraciones [22]. En ocasiones, los transformadores pueden venir incorporados con el inversor, como es el caso de los modelos de Sungrow. Estos transformadores elevan la corriente a media tensión [14].
- **Protección frente a las condiciones del entorno:** Todos los equipos anteriormente mencionados junto a otros como cajas de conexiones se ven afectados por la altísima humedad consecuencia de la cercanía del agua, que genera con facilidad problemas como corrosión y un acelerado deterioro de los materiales. En estos casos, uno de los parámetros clave a la hora de elegir equipos como cables e inversores y también cajas de conexión es su grado IP. Unos altos valores (por ejemplo IP 65, IP 66 o IP 67) aseguran la estanqueidad de los aparatos frente al impacto del agua. Otro elemento a tener en cuenta es el aislamiento de los cables, que deberá estar reforzado ya que, si la resistencia del aislamiento cae a valores demasiado bajos, el inversor lo detecta y se desconecta por seguridad.

2.2.5. Cargas de viento

La frecuente presencia de viento soplando sobre la superficie del agua es uno de los parámetros que deben considerarse en el diseño de plantas FPV:

- **Paneles:** Debido a su inclinación, oponen resistencia a la fuerza del viento, provocando tensiones sobre la instalación. Una forma de reducir este fenómeno es colocarlos paneles con un ángulo de inclinación bajo, lo cual tiene otro beneficio asociado: se reducen las sombras que una fila de paneles genera a la de detrás [14]. La resistencia a estas cargas mecánicas (entre otras características) se garantiza en Europa a través de la certificación IEC 61215, indispensable para la comercialización de paneles fotovoltaicos en nuestro continente [25].
- **Sistema de flotación y anclaje:** Estos elementos de la planta tienen que estar diseñados para poder absorber los desplazamientos causados por el viento sin sufrir grandes tensiones, tal y como han de hacerlo para soportar los movimientos del agua. Uno de los diseños más interesantes de cara a soportar las rachas de viento lo ofrece Solaris Synergy. Se compone de varias estructuras metálicas, cada una de las cuales soporta un número reducido de paneles, y que se apoya en el agua sobre cuatro flotadores específicamente diseñados para esta configuración [14]. Este diseño permite a los paneles inclinarse cuando sopla el viento como se ve en la siguiente figura:



Figura 2-11: Esquema del sistema de flotación de Solaris Synergy. [14]

2.2.6. Sistemas de seguimiento

Para propiciar un mayor aprovechamiento de la radiación solar, existe la posibilidad de instalar un sistema de seguimiento que modifica la orientación de los paneles para que reciban la luz de la manera más perpendicular posible al plano del panel.

- **Sistemas de un solo eje:** son los más sencillos. Como se comentaba arriba, normalmente consiste en un eje de rotación instalado en el centro de la planta, consistente en un bloque de hormigón o similar que sirve tanto de eje como de punto de anclaje de la planta. La instalación gira en torno al eje para seguir al sol en su movimiento. Eso resulta bastante conveniente de hacer sobre una superficie de agua dado que esta opone poca resistencia al deslizamiento que la planta realiza sobre el agua a medida que gira. También existe otra configuración en la que la instalación se sujeta a un aro de gran tamaño que la rodea y que, cuando se le imprime movimiento a través de un motor eléctrico, mueve por tanto a la planta consigo [24].
- **Sistemas de dos ejes:** estos sistemas son más recientes. La compañía india Yellow Tropus proclamó haber desarrollado el primer sistema de seguimiento en dos ejes, formado de unas estructuras de flotación con forma de panal de abeja sobre la que se instala el sistema de seguimiento que varía tanto el azimut como la inclinación de los paneles, junto a un aro exterior que frena las turbulencias del viento y los movimientos superficiales del agua [24], observable en la figura 2-12. Otros de los estudios más recientes, este proveniente del Instituto de Inteligencia Artificial y Robótica para la Sociedad de Shenzhen (China) plantea un sistema de seguimiento en dos ejes que aprovecha la energía de los movimientos superficiales del agua para el reposicionamiento de los paneles, suprimiendo así la dependencia del suministro eléctrico [26], en la figura 2-13.



Figura 2-12: Sistema de seguimiento de dos ejes de Yellow Tropus. [27]

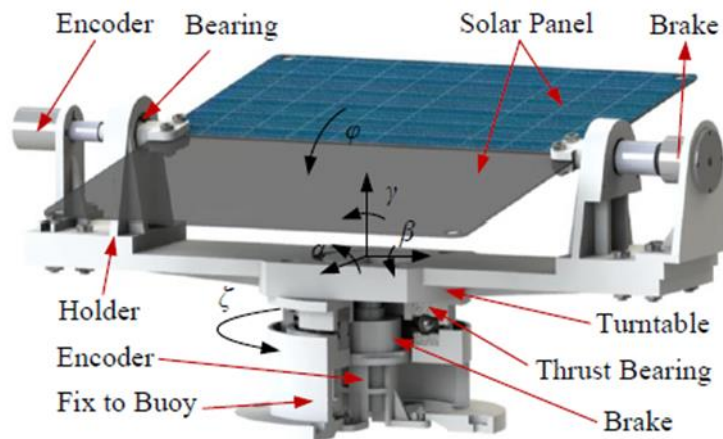


Figura 2-13: Modelo del sistema de seguimiento accionado por olas. [26]

2.2.7. Particularidades en el mantenimiento

Las instalaciones FPV, tanto por su ubicación como por los elementos que las componen, presentan ventajas y desventajas con respecto al mantenimiento de plantas fotovoltaicas convencionales. Empezando porque hay una serie de componentes diferenciadores como el sistema de anclaje de los flotadores y paneles o el amarre de la planta, que tienen sus propias actividades de mantenimiento y revisiones periódicas.

Otro elemento a tener en cuenta es la presencia de agua y viento junto a los paneles: reduce la

acumulación de suciedad haciendo poco frecuentes las limpiezas de paneles y, además, los mantiene a baja temperatura, lo cual reduce el deterioro de los módulos y alarga su vida útil. Por otro lado, esta presencia de agua también podría provocar una mayor corrosión en elementos metálicos que también necesita tratamiento.

Algunas de las tareas que se producen en la fotovoltaica convencional pero no en la flotante son, por supuesto, el mantenimiento del terreno, retirada de matorros y segado de la hierba.

En cuanto a las condiciones de los operarios, para recorrer la planta deben usar o bien las filas de flotadores que sustentan los paneles, o bien pasarelas construidas especialmente para esto, como se observa en la figura 6. A pesar de esto, normalmente es necesario el uso de barcos para cruzar desde la orilla hasta la instalación. A esto se le suma el riesgo añadido de trabajar en una superficie inestable y en lagos o embalses que pueden tener una profundidad importante, sin olvidar lo que supone trabajar con componentes eléctricos tan cerca del agua. Todos estos factores obligan a extremar las precauciones e implementar todo tipo de medidas de seguridad.

3 MODELO ECONÓMICO Y DE PRODUCCIÓN

A la hora de diseñar una instalación FPV y durante su vida útil no solo los cálculos de carácter técnico tienen importancia, sino que hay una serie de índices económicos esenciales para entender la rentabilidad de un proyecto de estas características. Algunos de los parámetros que se tienen en cuenta a la hora de calcular el resultado de estos indicadores son los siguientes:

CapEx: Inversión inicial del proyecto (diseño, cálculos, elaboración del proyecto, construcción...)

Co&M: Coste de operación y mantenimiento de la planta.

E_{anual}: Energía producida anualmente por la instalación.

TV: vida útil de la planta.

3.1 Algunos indicadores económicos

Se mencionan a continuación tres indicadores: el **LCoE**, el **VAN** y el **TIR**. Aparte de una explicación teórica de cada uno se propone un ejemplo de cálculo de ellos tomando como referencia los datos aportados por el artículo “Use of floating PV plants for coordinated operation with hydropower plants: Case study of the hydroelectric plants of the São Francisco River basin”, que estudia la instalación de plantas FPV en reservorios de agua del río San Francisco, en Brasil, que trabajan en coordinación con las presa hidráulicas que dan lugar a esos reservorios [28].

3.1.1 LCoE: Levelized Cost of Energy

El LCoE representa cuánto cuesta producir cada MWh de energía que produce la planta a lo largo de toda su vida útil. Aquí se tienen en cuenta todos los costes posibles: los costes iniciales al construirla y los derivados de la operación y el mantenimiento de esta a lo largo de su vida útil. Tiene la utilidad de que se utiliza en todo tipo de proyectos de generación de energía, por lo que es una buena forma de comparar unos con otros para ver cuál produce energía a menor coste. El resultado se mide, por tanto, en €/MWh [29].

Se ha realizado un cálculo de ejemplo del LCoE con los datos obtenidos del artículo mencionado anteriormente, que se dan en formato unitario (por MW) y para una inclinación de los paneles de 15°. La fórmula sería la siguiente [29]:

$$LCoE = \frac{I_o + \sum_{k=1}^{TV} \frac{C_{O\&M} k}{(1+i)^k}}{\sum_{k=1}^{TV} \frac{E_{anual}}{(1+i)^k}} \quad (3-1)$$

Los valores iniciales que se han tomado son [28]:

I_o (CapEx): 760.770 €/MW

Co&M: 1% del coste inicial cada año, 7.607 €/MW.

E_{anual}: Energía producida anualmente por la instalación. El valor de partida es el del año inicial medido en MWh por cada MW de potencia instalada, MWp: 1.719,9 MWh/MWp. Este valor se ve reducido cada año por la degradación de los componentes, que se ha fijado en un 0,6%, un valor dentro de lo habitual.

TV: 25 años, un valor habitual para instalaciones fotovoltaicas.

i: tasa de descuento para considerar qué valor tendría en el presente una cantidad de dinero en un momento futuro.

Tras incluir los datos y ejecutar los cálculos, el resultado obtenido es de **37,88 €/MWh**. Teniendo en cuenta que, según algunas estimaciones, el LCoE de la fotovoltaica convencional (más madura que la flotante) es de 33 \$/MWh en España (el país europeo donde más bajo resulta este índice), parece que el valor que se ha obtenido está alineado con los reportados en la literatura [30].

3.1.2 VAN: Valor Actual Neto

Este indicador analiza la rentabilidad de todo tipo de proyectos. A los ingresos que se espera que genere le sustrae los gastos asociados y la inversión inicial. Si el VAN es menor que cero, el proyecto no es rentable. Se calcula con la siguiente ecuación de manera genérica [29]:

$$VAN = -I_o + \sum_{k=1}^{TV} \frac{FC_k}{(1+i)^k} \quad (3-2)$$

Los datos iniciales que se toman aquí son los mismos que en el apartado anterior para I_o y TV, aunque aquí entra en juego un nuevo parámetro: el **flujo de caja anual (FC)**, que contempla las entradas y salidas de dinero (ingresos y gastos) en un año. En este caso, las entradas serán la venta de energía eléctrica producida (E_{anual}) y los gastos serán el coste de operación y mantenimiento (C_{O&M}). Estos gastos y la producción anual ya se utilizaron en el apartado anterior, por lo que se necesita saber el precio de la energía. Para ello, se han

realizado tres simulaciones distintas, siendo el precio de la energía en cada una de ellas 40, 60 y 80 €/MWh como valores orientativos a propuesta del tutor del proyecto. Los resultados obtenidos son los siguientes:

- **VAN₄₀**: 48.481,24 €
- **VAN₆₀**: 506.678,17 €
- **VAN₈₀**: 964.875,11 €

En la siguiente figura, podemos apreciar cómo la degradación de la instalación va afectando progresivamente a los ingresos a lo largo de los años de vida útil que hemos estimado:

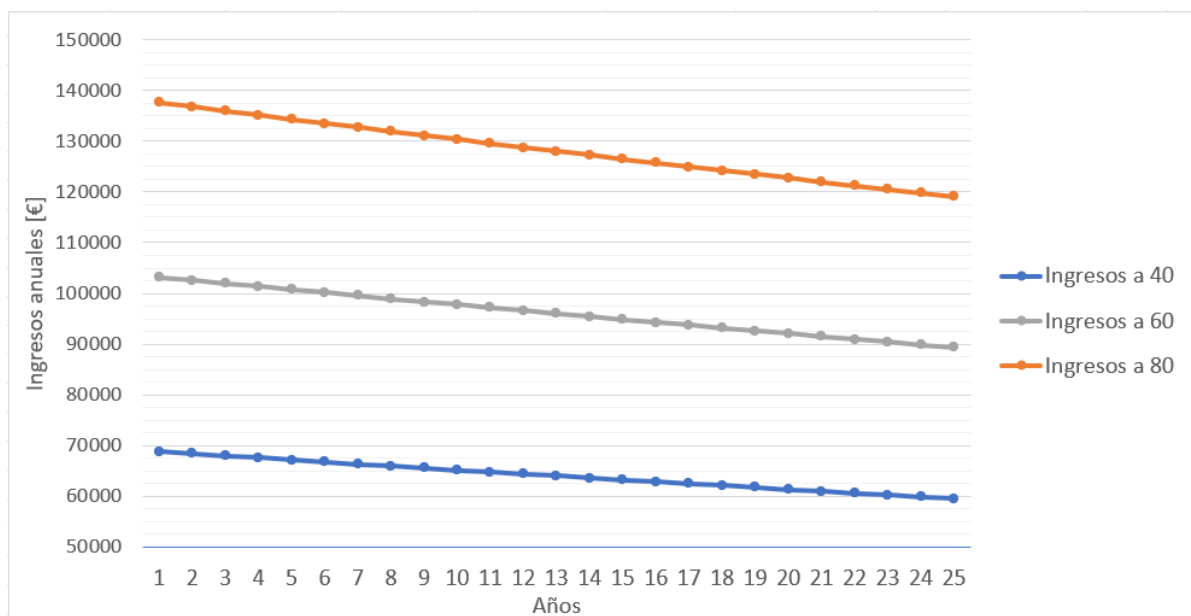


Figura 3-1: Variación anual de los ingresos en función del precio de venta de la energía.

3.1.3 TIR: Tasa Interna de Retorno

De manera sencilla, el TIR es la tasa de descuento para la que el VAN es cero, es decir, la inversión se queda en beneficio cero. Para que la inversión sea beneficiosa, la tasa de interés del proyecto debe ser menor que el TIR. [29]

Para el ejemplo que se está utilizando, el TIR sería el siguiente en cada uno de los 3 escenarios estudiados:

- **TIR₄₀**: 5,64 %
- **TIR₆₀**: 11,15 %

- **TIR₈₀**: 16,10 %

Como es lógico, si el precio al que se vende la energía es mayor las ganancias también son superiores, por lo que la inversión soporta una mayor tasa de interés manteniendo la rentabilidad.

Un factor a tener en cuenta es que al haber tomado los datos en formato unitario (por MW de potencia instalada) estos cálculos son los de una planta que tuviera 1 MWp de potencia instalada. **Si la planta fuera por ejemplo de 20 MW, el VAN se multiplicaría por 20. El LCoE y el TIR se mantendrían constantes.**

4 DIMENSIONAMIENTO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA FLOTANTE

En este capítulo, se realiza un modelado de una instalación fotovoltaica flotante utilizando el software PVsyst. Además, definiremos en paralelo el mismo caso de estudio pero para tierra firme, con el objetivo de establecer una comparación entre ambas formas de fotovoltaica. Esto se lleva a cabo estableciendo diferencias en los parámetros de diseño que ofrece PVsyst, que nos permiten estudiar la misma instalación de distinta manera, considerando que esté en tierra firme o sobre un cuerpo de agua.

4.1. Metodología de trabajo

El estudio se ha llevado a cabo utilizando el software PVsyst, que permite la simulación de instalaciones fotovoltaicas a través de una serie de inputs que el sistema procesa para arrojar el resultado en forma de datos, que se verán más adelante. El procedimiento seguido consiste en los siguientes pasos:

- Elección del emplazamiento de la planta fotovoltaica flotante.
- Definición de los parámetros que caracterizan el entorno de la instalación: irradiación, albedo y sombras.
- Definición de los parámetros esenciales de la planta: potencia pico y orientación los paneles.
- Elección de los componentes: módulos fotovoltaicos e inversores, así como la configuración de las cadenas de paneles.
- Concreción de los parámetros de pérdidas que afectan al rendimiento de la planta.

A continuación, estos pasos se describen detalladamente.

4.2. Ubicación

Se ha decidido establecer la planta en el territorio español. Para la elección del emplazamiento se ha tomado como referencia la planta FPV comentada anteriormente del embalse de Sierra Brava (Cáceres), con el objetivo de fijar unos criterios que con los que tomar la decisión, llegándose a los siguientes:

- Se ha buscado una masa de agua con una superficie importante, para que la fracción de superficie ocupada sea similar y por tanto se asegure que el proyecto es totalmente realista en este aspecto.
- El territorio circundante debe ser relativamente despejado de vegetación y con una inclinación moderada, para garantizar que sea factible el acceso de equipos de trabajo, componentes y suministros necesarios para la construcción y su posterior mantenimiento.
- Por el mismo motivo comentado anteriormente, es conveniente la presencia cercana de una carretera o camino en buen estado.

Tras aplicar esos criterios, se ha elegido **el embalse de Santa Teresa, en la provincia de Salamanca**, cuya ubicación se puede observar en la siguiente figura:

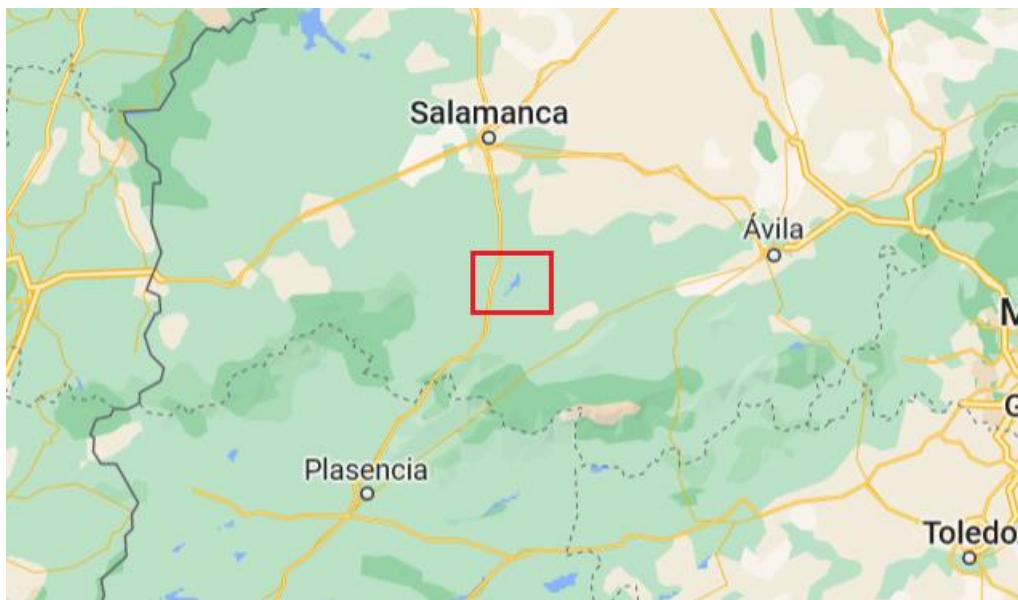


Figura 4-1: Ubicación del embalse de Santa Teresa. [31]

Dentro del embalse, se ha priorizado una ubicación que estuviera cerca de la costa y de una carretera o camino como se mencionaba anteriormente. Esta ubicación puede observarse en la figura 4-2. Se ha descartado la opción de ponerlo en la desembocadura de alguno de los afluentes del embalse como el que se observa justo al norte de la ubicación para evitar corrientes que causen desgaste a las estructuras de la instalación, especialmente en periodos de fuertes lluvias en los que las corrientes provenientes del afluente podrían ser considerables.

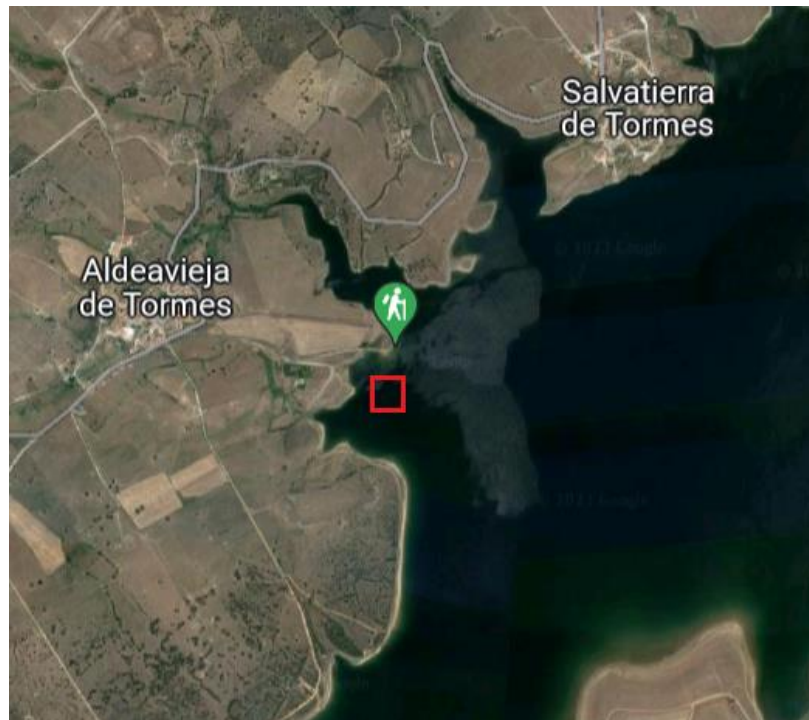


Figura 4-2: Ubicación concreta de la planta FPV dentro del embalse. [31]

Las coordenadas aproximadas de la ubicación serían 40.581404, -5.607566, estando localizado en el municipio de Salvatierra de Tormes, provincia de Salamanca.

4.3. Entorno de la instalación

El emplazamiento en el que se ubica una instalación condiciona la irradiación, dependiente de la latitud y el clima; el albedo, dependiente de la superficie sobre la que se realiza la planta y el perfil de sombras, que queda determinado por los elementos que se encuentran ubicados en el área circundante a la planta y también por la inclinación de los terrenos en los que se localiza la planta. En el caso de estudio, estos parámetros quedarían de la siguiente forma:

- **Irradiación:** La base de datos de PVsyst permite escoger una ubicación aproximada cercana a la localización del proyecto o permite también definir las coordenadas de nuestro emplazamiento. En este caso, se ha escogido la base de datos de Cáceres, muy cercana al embalse de Santa Teresa. PVsyst obtiene los datos de Meteonorm, siendo estos datos de irradiación ofrecidos en kWh/m² por mes o día, tanto de radiación directa como difusa. En la figura 4-3 se recogen estos datos de irradiación para la localización seleccionada.

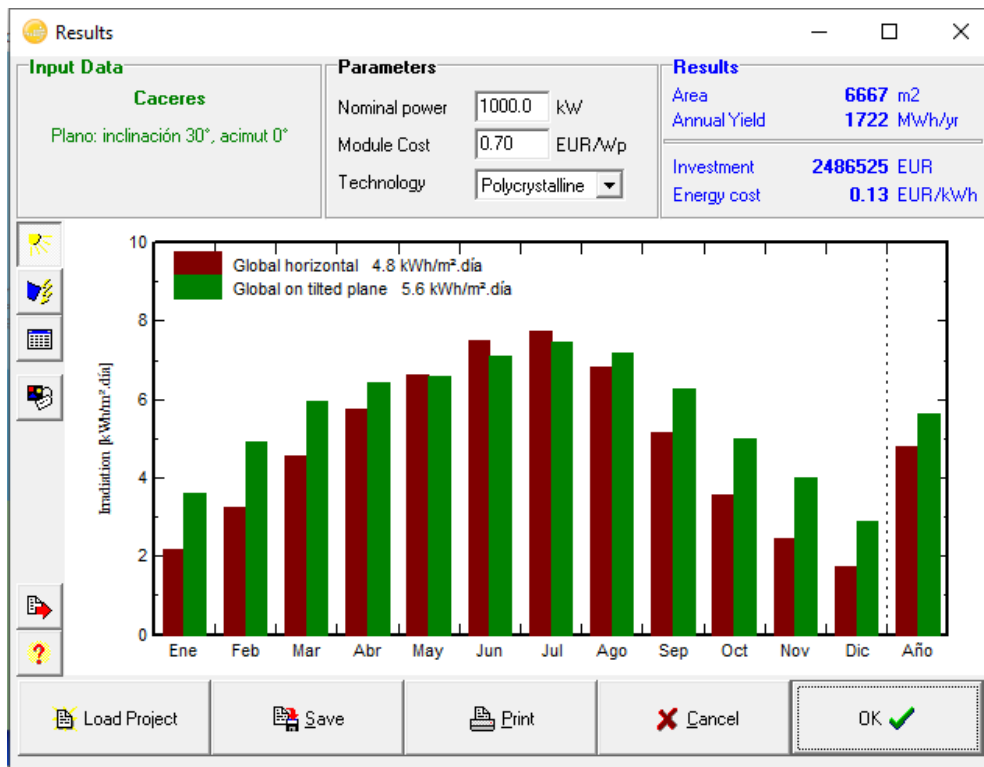


Figura 4-3: Distribución mensual de la irradiación. [32]

- **Albedo:** El albedo elegido por defecto por el software es 0,2. Para el proyecto simulado sobre el terreno, se mantendrá ese valor. Sin embargo, este es un valor importante a tener en cuenta en las diferencias que se producen entre las dos formas en las que se va a similar la instalación. Para una instalación sobre la superficie de un lago, se ha tomado un albedo de 0,05 tras consultar distintas referencias. [33]
- **Perfil de sombras:** El entorno de la ubicación seleccionado es relativamente plano y libre de vegetación abundante. A pesar de esto, se ha utilizado Google Earth para obtener algunos datos orientativos de la altura del terreno circundante y poder esbozar un perfil de sombras aproximado en PVsyst, que se puede ver a continuación:

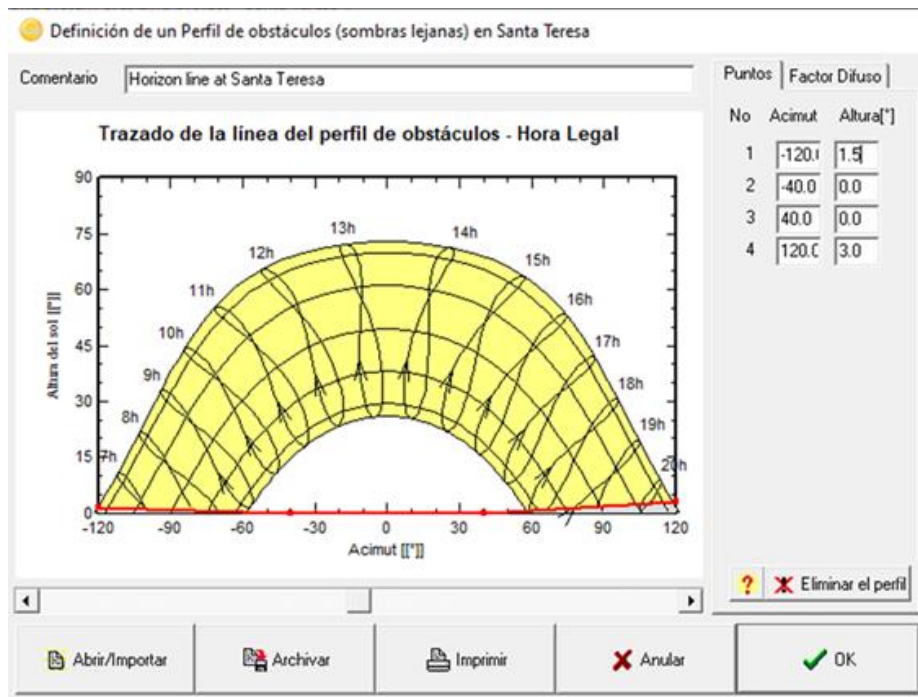


Figura 4-4: Perfil de sombras en PVsyst. [32]

4.4. Definición de la instalación

Se ha elegido a continuación los que serán los principales valores que darán ya forma a la instalación:

- **Potencia pico:** Para este proyecto se ha elegido simular una planta fotovoltaica de en torno a 1 MW de potencia máxima instalada o potencia pico, similar a otras plantas fotovoltaicas flotantes y que tendría un tamaño adecuado para ser ubicada en el emplazamiento elegido. Este valor no se plasma en el software en este momento de la simulación en el que sí se eligen la inclinación y el azimuth, pero sí ha sido un valor decidido como parte de ese planteamiento de los principales valores que dan forma a la instalación.
- **Inclinación de los paneles:** se ha mantenido en el valor de 30° sugerido por PVsyst, que no penaliza verano frente a invierno ni viceversa. Se ha elegido además mantener los paneles fijos por simplicidad.
- **Azimuth:** para esta instalación, este valor se ha mantenido en el valor por defecto de PVsyst de 0°. Con esta configuración, los paneles se encuentran mirando al sur, que es una disposición habitual en plantas con paneles fijos.

4.5. Elección de los componentes

El siguiente paso en PVsyst es elegir qué modelos de paneles fotovoltaicos e inversores van a componer la instalación. De entre todas las opciones, se han elegido las siguientes tras comprobar que dan lugar a una configuración cómoda y con sentido de las cadenas de paneles, las llamadas strings.

- **Módulos fotovoltaicos:** Se han elegido paneles del fabricante alemán Axitec, concretamente de 320 Wp de potencia máxima o pico cada uno de ellos.
- **Inversores:** Los inversores seleccionados son del fabricante chino Huawei, de 30 kW de potencia nominal cada inversor. Estos inversores son de tipo string, cuyas características básicas se describieron con anterioridad en este Trabajo. Estos inversores poseen tres puntos de seguimiento de máxima potencia, más conocido por sus siglas en inglés, MPPT (Maximum Power Point Tracking). Cada uno de ellos soporta 2 cadenas de paneles, por lo que habrá 6 cadenas de paneles conectadas a cada inversor.

Elegidos los componentes, el siguiente paso es establecer una cantidad de paneles y su organización en strings que coincida con las condiciones de tensión y corriente del inversor y que, además, arroje una potencia pico de la planta similar a la que habíamos elegido de 1 MWp. Tras probar distintas configuraciones, la resultante ha sido la siguiente:

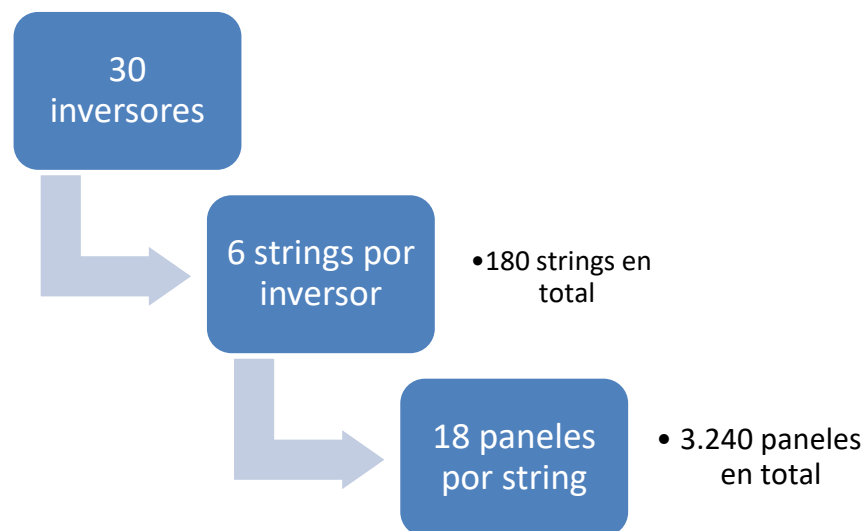


Figura 4-5: Configuración de strings e inversores.

Al multiplicar, la potencia total de la planta queda de la siguiente forma si la miramos a partir de la potencia pico de cada panel y la potencia nominal del inversor:

- **Potencia pico:** $3240 \text{ paneles} * 320 \text{ Wp por panel} = 1.037 \text{ kWp} = 1,037 \text{ MWp}$
- **Potencia nominal:** $30 \text{ inversores} * 30 \text{ kW por inversor} = 900 \text{ kW} = 0,9 \text{ MW}$

La potencia pico es bastante similar a la que buscábamos y la potencia nominal queda algo por debajo de la potencia máxima, lo cual es algo bastante habitual en las plantas fotovoltaicas.

En la siguiente figura se plasma la pantalla de selección de componentes de PVsyst:

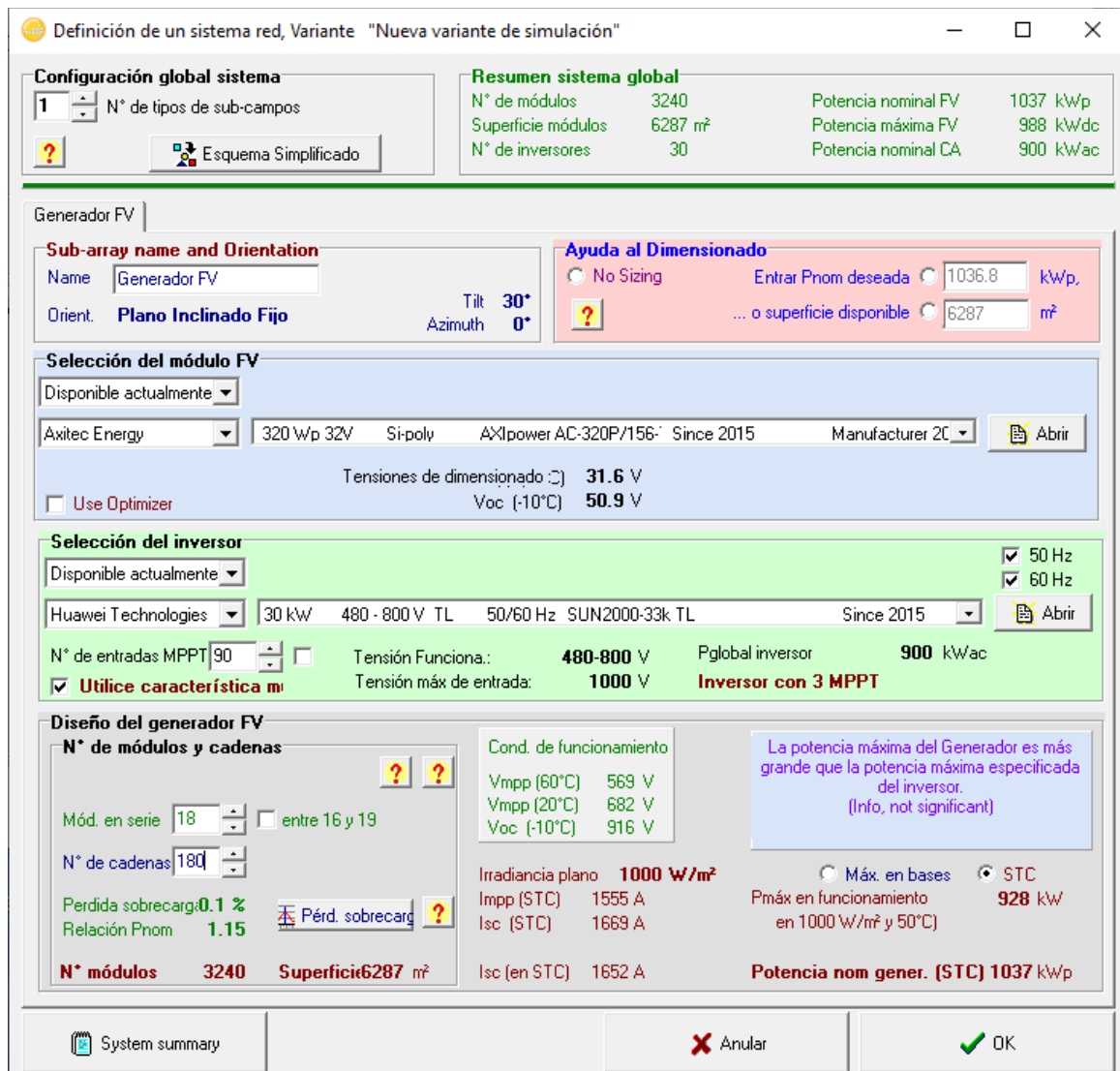


Figura 4-6: Pantalla de elección de componentes en PVsyst. [32]

Tras haber elegido todos los componentes y su configuración, se aporta un esbozo aproximado de una propuesta de distribución de todos esos elementos sobre el espacio y qué dimensiones totales podría tener la planta.

Para esto es importante conocer las dimensiones del panel elegido, que son las siguientes según las especificaciones del fabricante [34]:

- Alto: 1,96 m
- Ancho: 0,99 m

En cada una de las secciones marcadas en el esbozo de la figura 4.7, se encontrarían los paneles correspondientes a cada uno de los inversores, organizados en 6 filas de 18 paneles cada una. Se ha elegido dejar entre cada fila de paneles un valor orientativo de 1,5 m, tomando como referencia la observación de imágenes de otras plantas fotovoltaicas flotantes.

Para permitir el acceso a las distintas zonas de la planta, se ha elegido hacer más anchos los pasillos que discurren entre cada zona de paneles. Una cifra aproximada podrían ser 2 metros.

Por último, se propone ubicar los 30 inversores en una plataforma paralela a la planta por el lado izquierdo que podría tener otros 2 m de ancho. Tendría el objetivo de facilitar el acceso a estos para tareas de mantenimiento y ubicarlos en un lado que quede cerca de la orilla, para reducir la longitud de los cables y, por tanto, las pérdidas.

Con esta distribución, la planta tendría unas dimensiones aproximadas de 120 m de este a oeste y 106 m de norte a sur.

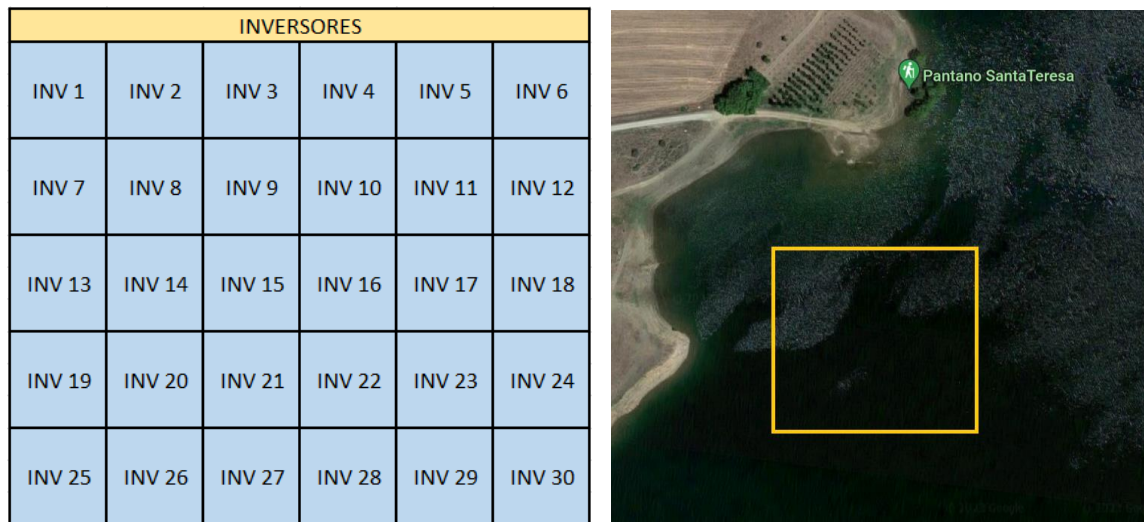


Figura 4-7: Distribución orientativa de la planta. [31]

4.6. Factores de pérdidas

El último paso antes de ejecutar la simulación es definir los valores que afectarán a las pérdidas de la instalación. Este punto es clave ya que es donde se han podido marcar algunas diferencias entre el modelado de la planta sobre el terreno y sobre el embalse.

- Pérdidas térmicas:** Puede ser el punto más importante en cuanto a diferencia entre ambas. En la instalación FPV la circulación del aire sobre la superficie del agua es un importante factor que ayuda a la evacuación de calor. Además, la temperatura del agua que es menor a la de la tierra en los periodos del año de mayor temperatura. Aquí tiene un papel importante la elección del modelo del sistema de flotación de estructuras de Solaris Synergy, ya que permite la circulación del aire en mayor medida que el de flotadores de Ciel et Terre, como puede comprobarse en el apartado correspondiente a los sistemas de flotación. Además, facilita una mayor inclinación de los paneles y, por tanto, permite mantener los 30° de inclinación en la simulación

de la planta flotante y la Terrestre. En PVsyst, el valor por defecto del factor de pérdida constante de calor es de **29 W/m²K para módulos montados al aire libre** [32], que será el que se deje para el modelado sobre terreno. Para el modelado FPV, se ha consultado bibliografía en la que se estudia y simula una planta FPV con el mismo sistema de flotación que el que se ha elegido aquí, y se ha tomado **46 W/m²K** [33].

- **Pérdida óhmica:** Las pérdidas por resistencia de la instalación a lo largo del cableado se determinan por la parte de CC y CA. Por la parte de CC se han dejado los valores por defecto para ambos modelados, ya que los circuitos de CC podrían ser similares. Sin embargo, los circuitos de CA son más largos en el caso de la planta FPV ya que los cables han de llegar hasta la orilla, donde se encontraría el transformador a una mayor distancia de donde podría estar en el caso de la instalación sobre el terreno. A partir de la ubicación aproximada de la planta sobre el embalse se ha tomado un valor orientativo de 100 m, que podrían ser solo 50 m en el caso de la planta sobre el terreno, beneficiando por tanto este parámetro a la instalación convencional.
- **Calidad de módulos:** En este apartado se tratan las pérdidas por diferencias de eficiencia del panel real respecto a la descripción del fabricante y fenómenos como el LID, Light Induced Degradation, que hace referencia a una degradación inicial de los componentes cuando son expuestos a la radiación solar por primera vez. En este caso, al usarse el mismo panel para ambas simulaciones, no se harán modificaciones en este apartado y se dejarán los valores por defecto. También en este apartado se tratan las pérdidas por mismatch, que hace referencia a las pérdidas producidas cuando los paneles de una misma string reciben distintas radiaciones por sufrir distintas sombras. En el caso de la fotovoltaica flotante, el movimiento de las estructuras podría tener algo de influencia, pero no se han encontrado estudios con conclusiones concretas. Se han dejado los valores por defecto de PVsyst.
- **Polvo y suciedad:** Se han encontrado distintas posturas respecto a este punto. Por un lado, la acumulación de polvo es menor en la fotovoltaica flotante por no estar tan cerca del terreno. Por otro, podría haber una presencia algo superior de deposiciones de aves. Por esta contraposición de circunstancias y ante la ausencia de estudios suficientemente concluyentes para la FPV, se han mantenido los valores predeterminados de PVsyst.
- Los últimos puntos, relacionados con previsiones de qué indisponibilidades va a tener la planta y qué consumos auxiliares tendrá la planta (como ventiladores en el transformador, iluminación en la estación de control de la planta o equipos de monitorización) podrían afectar tanto al modelo sobre el terreno como al flotante y son más complejos de detallar. Se han dejado igual para ambas plantas.

Tras haber definido todos los factores de pérdidas, es hora de ejecutar la simulación en PVsyst y analizar los resultados.

5 RESULTADOS

La ejecución del diseño en PVsyst ofrece resultados de la energía que la planta produciría con una periodicidad horaria. Estos datos se proporcionan para un año completo, que se ha denominado año 0. A partir de estos datos y de los mismos datos para la planta modelada sobre tierra, se establece la comparativa de los resultados y analizaremos los principales indicadores económicos

5.1. Resultados de producción

A continuación, se agrupan esos datos por meses y se presentan a continuación para ver qué aspecto tendrá el primer año de producción:

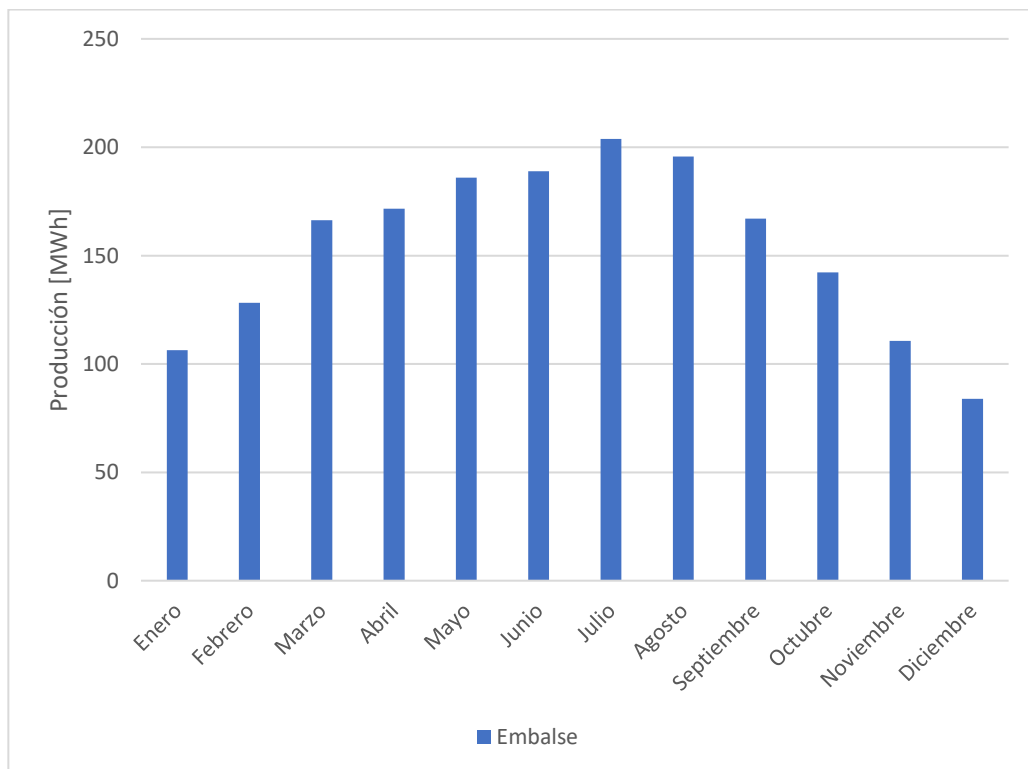


Figura 5-1: Distribución mensual de la producción del primer año de la planta fotovoltaica flotante.

Realizando un sumatorio, se obtiene que la producción anual del año 0 de la planta fotovoltaica flotante es de **1.850,6 MWh**.

Tras ejecutar la simulación con las variables de pérdidas establecidas para el modelo de planta sobre tierra, obtenemos sus resultados y los comparamos con los de la planta flotante:

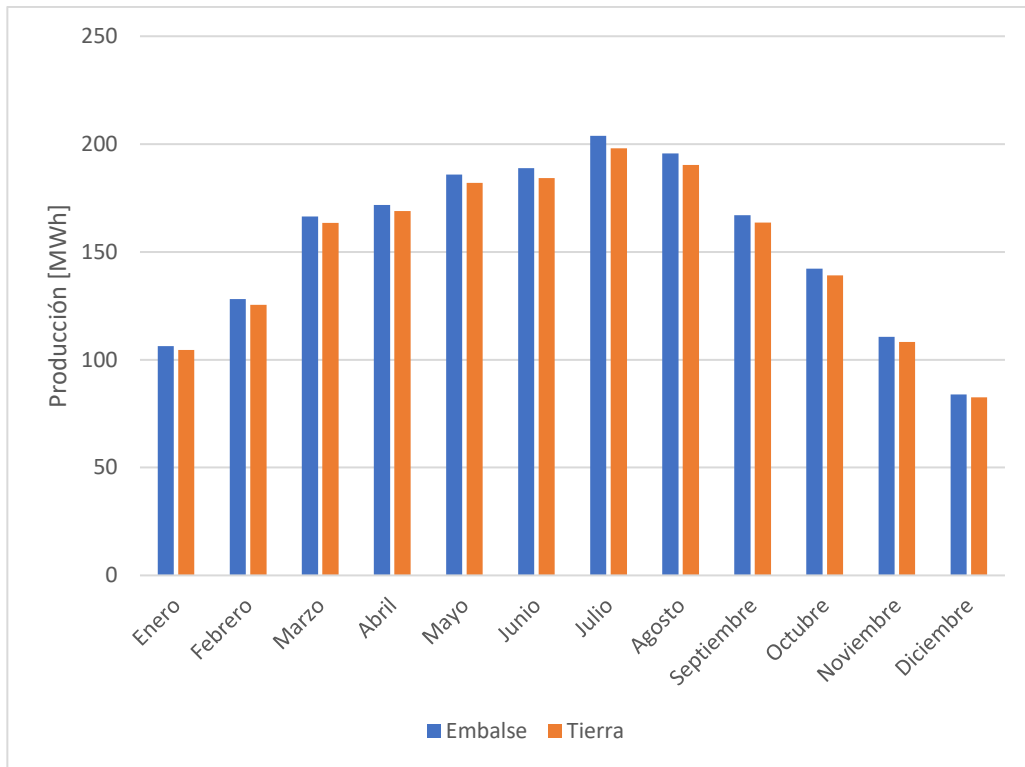


Figura 5-2. Comparación de la producción del primer año entre la planta flotante y la planta sobre el terreno.

El sumatorio en el caso de la misma planta modelada sobre el terreno, da lugar a una producción anual de **1.810.6 MWh**. Esto significa que **la producción de la planta modelada sobre el embalse es un 2,2% mayor que la planta en tierra firme para el año 0**. Este valor está en la línea de las fuentes consultadas y mencionadas en el Trabajo [33].

Estos resultados son para el año 0, pero antes de llevar a cabo el análisis de los resultados económicos, hay que establecer una serie de valores:

- **TV:** el tiempo de vida de la planta se establece en 25 años, tiempo habitual para una planta fotovoltaica, como se mencionó en apartados anteriores.
- **Degradación:** La degradación de la capacidad de producción de los paneles por el paso de los años y los efectos de la temperatura sobre estos sería 0,5% para la planta en tierra firme, tal y como se hizo en el mencionado apartado. Para el caso de la flotante, este es otro de los valores clave que suponen una ventaja frente a la fotovoltaica convencional, ya que la temperatura de la superficie de los paneles es decididamente menor en esta tecnología gracias a la cercanía al cuerpo de agua y a la mayor presencia de viento. La degradación podría ser hasta un 7% menor en estos

sistemas [28], por lo que se tomará un valor de 0,465% anual.

Con estos parámetros elegidos, se realiza la proyección de la producción anual de ambas plantas para los 25 años de vida elegidos:

| Año | Flotante [MWh] | Sobre tierra [MWh] | Año | Flotante [MWh] | Sobre tierra [MWh] | Año | Flotante [MWh] | Sobre tierra [MWh] |
|-----|----------------|--------------------|-----|----------------|--------------------|-----|----------------|--------------------|
| 0 | 1850,6 | 1810,6 | 9 | 1774,6 | 1730,7 | 18 | 1701,7 | 1654,4 |
| 1 | 1842,0 | 1801,5 | 10 | 1766,3 | 1722,1 | 19 | 1693,8 | 1646,1 |
| 2 | 1833,4 | 1792,5 | 11 | 1758,1 | 1713,5 | 20 | 1685,9 | 1637,9 |
| 3 | 1824,9 | 1783,6 | 12 | 1749,9 | 1704,9 | 21 | 1678,0 | 1629,7 |
| 4 | 1816,4 | 1774,7 | 13 | 1741,8 | 1696,4 | 22 | 1670,2 | 1621,5 |
| 5 | 1808,0 | 1765,8 | 14 | 1733,7 | 1687,9 | 23 | 1662,5 | 1613,4 |
| 6 | 1799,6 | 1757,0 | 15 | 1725,6 | 1679,5 | 24 | 1654,7 | 1605,4 |
| 7 | 1791,2 | 1748,2 | 16 | 1717,6 | 1671,1 | | | |
| 8 | 1782,9 | 1739,4 | 17 | 1709,6 | 1662,7 | | | |

Tabla 5-1: Evolución de la producción anual a 25 años

Se produce otro fenómeno y es que, al ser el porcentaje de degradación menor en la planta flotante, eso va frenando la reducción de la producción anual de manera que la diferencia con la planta sobre tierra aumenta de forma muy ligera. Si en el año 0 la diferencia es de un 2,2%, en el año 24 la planta flotante produciría un 3,1% más que la planta sobre tierra firme.

En el Anexo, se han incluido para referencia, las capturas de pantalla de resultados de ambas simulaciones.

Obtenidos todos estos datos, se calculan a continuación los resultados económicos de ambas plantas.

5.2. Resultados económicos

Se realiza a continuación el cálculo para ambos modelos de los indicadores económicos que se describieron previamente en el trabajo: LCOE, VAN y TIR. Para ello, primero se estudia cuáles van a ser los costes de la planta flotante y la terrestre según los estudios que hemos tomado de referencia.

5.2.1. CapEx (Costes iniciales)

El coste inicial de la planta en cuanto a su planteamiento, obtención de permisos, diseño y construcción tiene particularidades más que evidentes para el caso de la fotovoltaica flotante.

Estas peculiaridades ya hacen prever que los costes iniciales para una planta de este tipo serán mayores que para la misma planta hecha sobre el suelo.

Las referencias y estimaciones consultadas arrojan distintas posibilidades: desde un valor de 1.350 €/kWp [28], hasta otro bastante menor de 967 €/kWp [33], pasando por rangos que situarían este coste entre 800 y 1.100 €/kWp [33]. Se ha decidido usar un valor promedio de estas referencias, que serían **1.090 €/kWp**.

Usando esas mismas referencias, se ha obtenido un valor para el CapEx de la planta en su versión convencional de **872 €/kWp**. Aquí puede ya apreciarse el considerable incremento del CapEx en una planta flotante, que rondaría el 25% [33].

Multiplicando estos valores por la potencia pico de la planta, se llega a las cifras totales:

- $\text{CapEx}_F = 1.090 \text{ €/kWp} * 1.037 \text{ kWp} = \mathbf{1.130.330 \text{ €}}$
- $\text{CapEx}_T = 872 \text{ €/kWp} * 1.037 \text{ kWp} = \mathbf{904.264 \text{ €}}$

5.2.2. Co&M (Costes de Operación)

Los costes de operación anuales, expresados normalmente como un porcentaje del CapEx, son los más complicados de estimar debido a que esta tecnología aún está en desarrollo, no hay plantas flotantes que estén cercanas a completar su ciclo de vida que puedan servir de referencia para analizar sus costes de operación a lo largo de su vida útil. Tras consultar las referencias anteriormente citadas, se observa una gran variabilidad en estas estimaciones, que suelen por lo que se han escogido unas cifras moderadas entre los valores más optimistas y más pesimistas, que consistirían un 2% del CapEx al año para la planta sobre tierra y el doble, un 4%, para la instalación FPV [35]:

- $\text{Co\&M}_F = \mathbf{45.213,2 \text{ €/año}}$
- $\text{Co\&M}_T = \mathbf{18.085 \text{ €/año}}$

El último parámetro que faltaría por ajustar antes de hacer los cálculos sería la tasa de descuento anual, que se mantiene en un 5% al igual que se hizo en el caso de ejemplo de los anteriores apartados.

Ya estarían todos los datos necesarios para poder averiguar los indicadores económicos:

5.2.3. LCoE: Levelized Cost of Energy

$$LCoE = \frac{I_o + \sum_{k=1}^{TV} \frac{C_{O\&Mk}}{(1+i)^k}}{\sum_{k=1}^{TV} \frac{E_{anual}}{(1+i)^k}} \quad (5-1)$$

- **LCoE_F: 68,65 €/MWh**
- **LCoE_T: 45,85 €/MWh**

Se observa que el LCoE para plantas flotantes es mayor que para las fotovoltaicas tradicionales, lo cual significa que la mayor producción obtenida en una FPV aún no compensaría el incremento en los costes iniciales y de operación y, por tanto, cada MWh producido con la flotante saldría un 49% más caro que el mismo MWh producido por la terrestre.

5.2.4. VAN: Valor Añadido Neto

Se realiza el cálculo usando los mismos 40, 60 y 80 €/MWh de precio de venta que se usaron anteriormente:

$$VAN = -I_o + \sum_{k=1}^{TV} \frac{FC_k}{(1+i)^k} \quad (5-2)$$

| Precio de venta | VAN Flotante | VAN Sobre tierra |
|-----------------|---------------|------------------|
| 40 €/MWh | -750.983,97 € | -149.469,83 € |
| 60 €/MWh | -226.763,98 € | 361.746,04 € |
| 80 €/MWh | 297.456,01 € | 872.961,91 € |

Tabla 5-2. Comparativa del VAN de las dos simulaciones

Como ya podía intuirse por el resultado del LCOE, el VAN es más favorable también en el caso de la planta convencional, consiguiendo una mejor rentabilidad a precios de la energía más bajos, aunque la flotante llega a ser rentable con precios que no son aún descabellados hoy en día.

5.2.5. TIR: Tasa Interna de Retorno

Para concretar a partir de qué tasa de descuento se obtiene una rentabilidad positiva en cada caso, se calcula el TIR para el precio de la energía en 80 €/MWh, para tomar el caso en el que ambas simulaciones tienen un resultado de rentabilidad positiva:

- **TIR_{80-T}: 15,1%**
- **TIR_{80-F}: 7,9%**

Siguiendo lo anteriormente observado, el proyecto flotante caería a valores de VAN menores que 0 a una tasa de descuento menor que el proyecto convencional a mismo precio de venta de energía.

Siguiendo el razonamiento contrario, se obtiene que, con los datos de la simulación que hemos modelado y con una tasa de descuento del 5%, el proyecto flotante necesita una venta de energía a **69 €/MWh** para comenzar a ser rentable, mientras que el proyecto convencional necesitaría que ese precio fuera de **46 €/MWh**.

6 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Observando los resultados de producción, las cifras son las esperadas. A pesar de algunos efectos adversos en la producción de la flotante como el menor albedo, el considerable aumento del coeficiente de transferencia de calor se sobrepone y logra que la producción del sistema fotovoltaico flotante sea superior al mismo sistema modelado sobre el terreno, como se ha podido comprobar. Esto indica que la menor temperatura de los paneles gracias a su cercanía al agua y la presencia de mayor viento son la principal baza de la fotovoltaica flotante para tener un perfil de producción mayor que el de las plantas fotovoltaicas sobre el terreno.

Otro factor relevante es el de las pérdidas en el cableado de CA desde los inversores hasta el punto de inyección, que en este caso se han identificado con el punto de transformación a media o alta tensión. En este modelo, al ser una planta pequeña y por el uso de inversores de tipo string, se ha ubicado el transformador en la orilla, provocando dichas pérdidas en el trayecto hasta el transformador sean mayores que para el caso terrestre. Con otra configuración de planta en la que sea más conveniente o factible tener el transformador sobre las plataformas de flotación, este inconveniente se vería minimizado y el diferencial de producción entre ambos sistemas se incrementaría.

En cuanto a los resultados económicos, conviene señalar que ha sido complejo encontrar unas referencias claras o estudios concluyentes ya que es una tecnología en desarrollo. Por ello, se han utilizado unos valores promedio de todas las referencias encontradas, bastante dispares a veces, que han dado lugar primero a un LCoE bastante más alto que el de la planta fotovoltaica sobre el terreno. Sin embargo, el valor obtenido sigue siendo bastante menor que el de otras formas de generación de energía, como se puede ver en la siguiente comparativa:

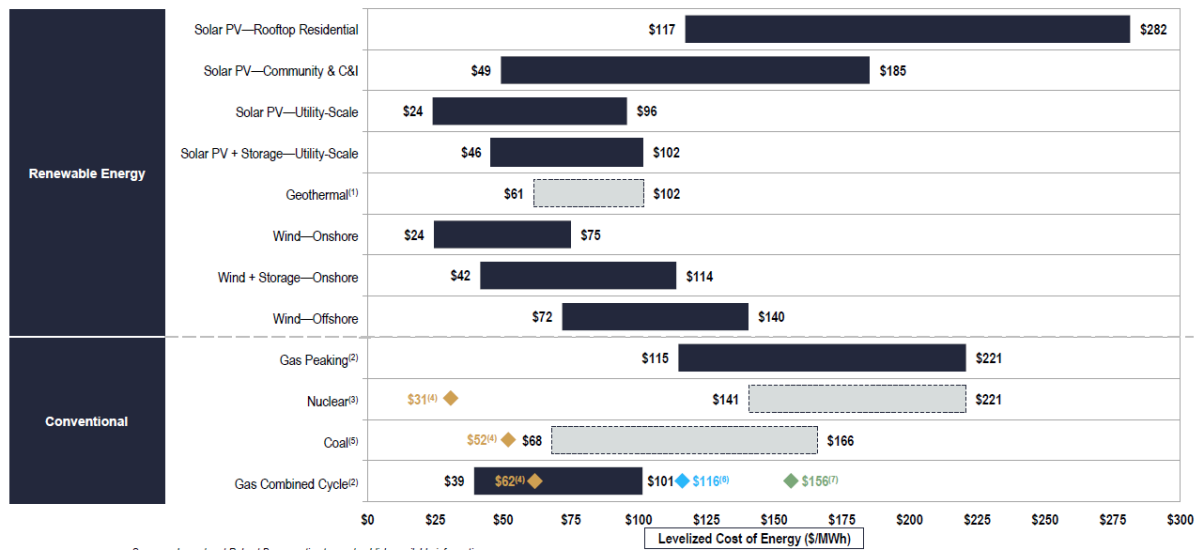


Figura 6-1. Estudio de LCoE de 2023 de formas de generación de energía sin subsidios

Los valores arrojados tras estudiar el VAN indican que los precios a los que la planta debe vender la energía para tener una rentabilidad interesante son bastante altos. Si bien estos precios se han superado ampliamente en los tiempos recientes, son fruto de una coyuntura muy concreta que no se espera que sea la tónica habitual. La evolución del precio de la electricidad en el futuro es siempre una incógnita, especialmente cuando estudiamos el perfil de ingresos de una instalación con un tiempo de vida estimado de 25 años.

Lo que sí es cierto es que a medida que la tecnología fotovoltaica flotante (sistemas de flotación, de tracking, etc.) siga desarrollándose se irá abaratando, al igual que todas las tecnologías que fueron emergentes y actualmente están muy evolucionadas, como la propia fotovoltaica convencional. Sin ir más lejos, este avance ya ganado en la tecnología de paneles, inversores y otros componentes supone un aprendizaje ganado del que la flotante ya se beneficia, ya que comparte esos componentes en común con la fotovoltaica común.

Más allá de los resultados centrados en la rentabilidad, hay otras circunstancias que dotan de características de interés a la fotovoltaica flotante. El hecho de estar sobre una superficie de agua evita el trabajo previo que hay que hacer para preparar el terreno en el caso de la fotovoltaica flotante. Esto, en zonas que posean superficies de agua adecuadas pero se ubiquen en un entorno de paisajes agrestes, puede suponer un gran abaratamiento de costes y de simplificación del proyecto, dándole a estas zonas la oportunidad de desarrollar su potencial renovable sin acometer alteraciones graves en su entorno natural.

Otro hecho a tener en cuenta es la reducción de la evaporación de agua del cuerpo sobre el que se encuentra la planta flotante debido a la menor radiación solar que incide sobre la superficie de agua. Esto, en embalses de muy gran tamaño como el caso estudiado puede ser poco significativo, pero en balsas de riego para plantaciones puede suponer un importante porcentaje de la balsa cubierto y, por tanto, una reducción considerable de las pérdidas por evaporación, consiguiendo así un efecto doblemente positivo: las menores pérdidas de agua y

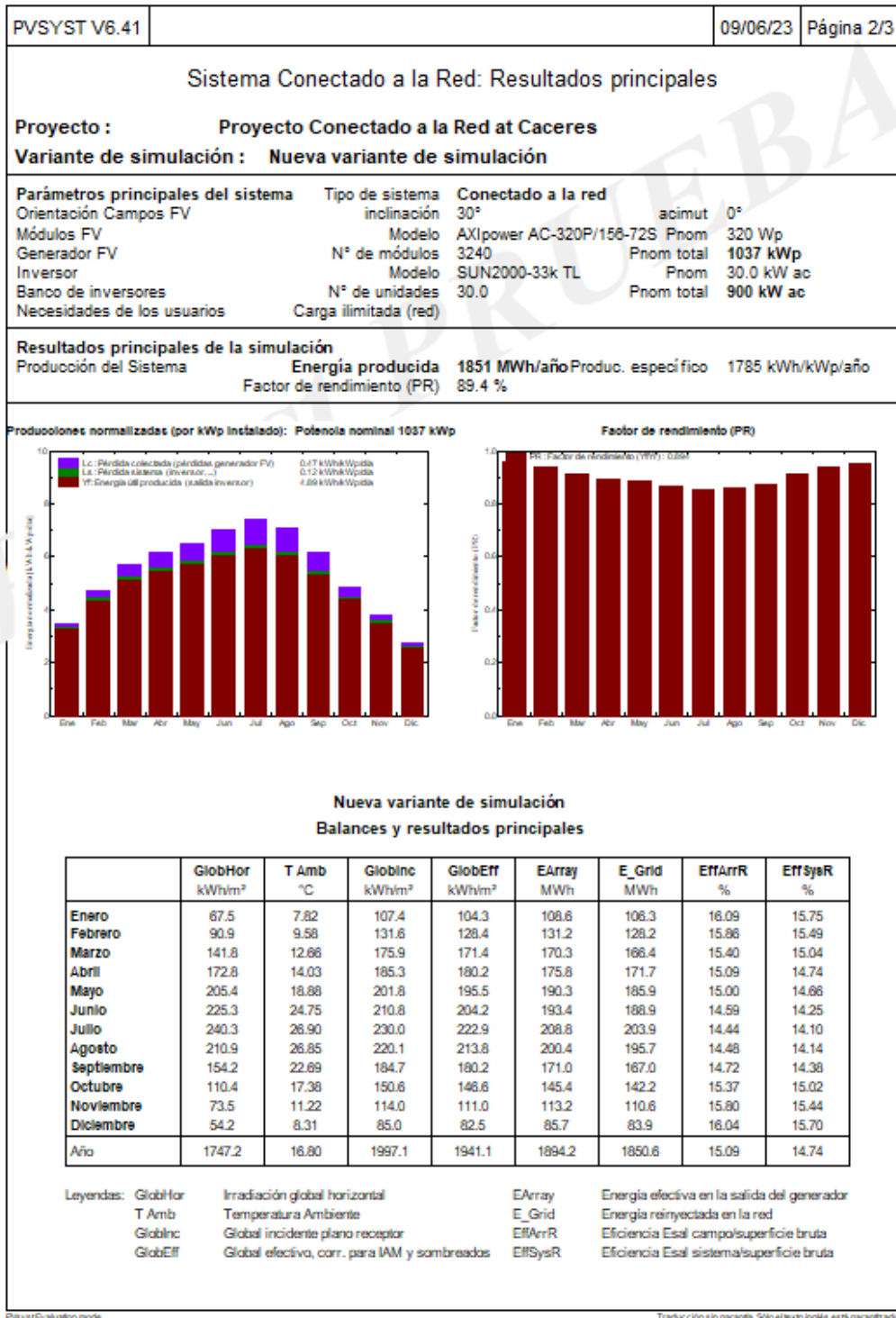
la autonomía energética obtenida gracias a tener la instalación fotovoltaica flotante.

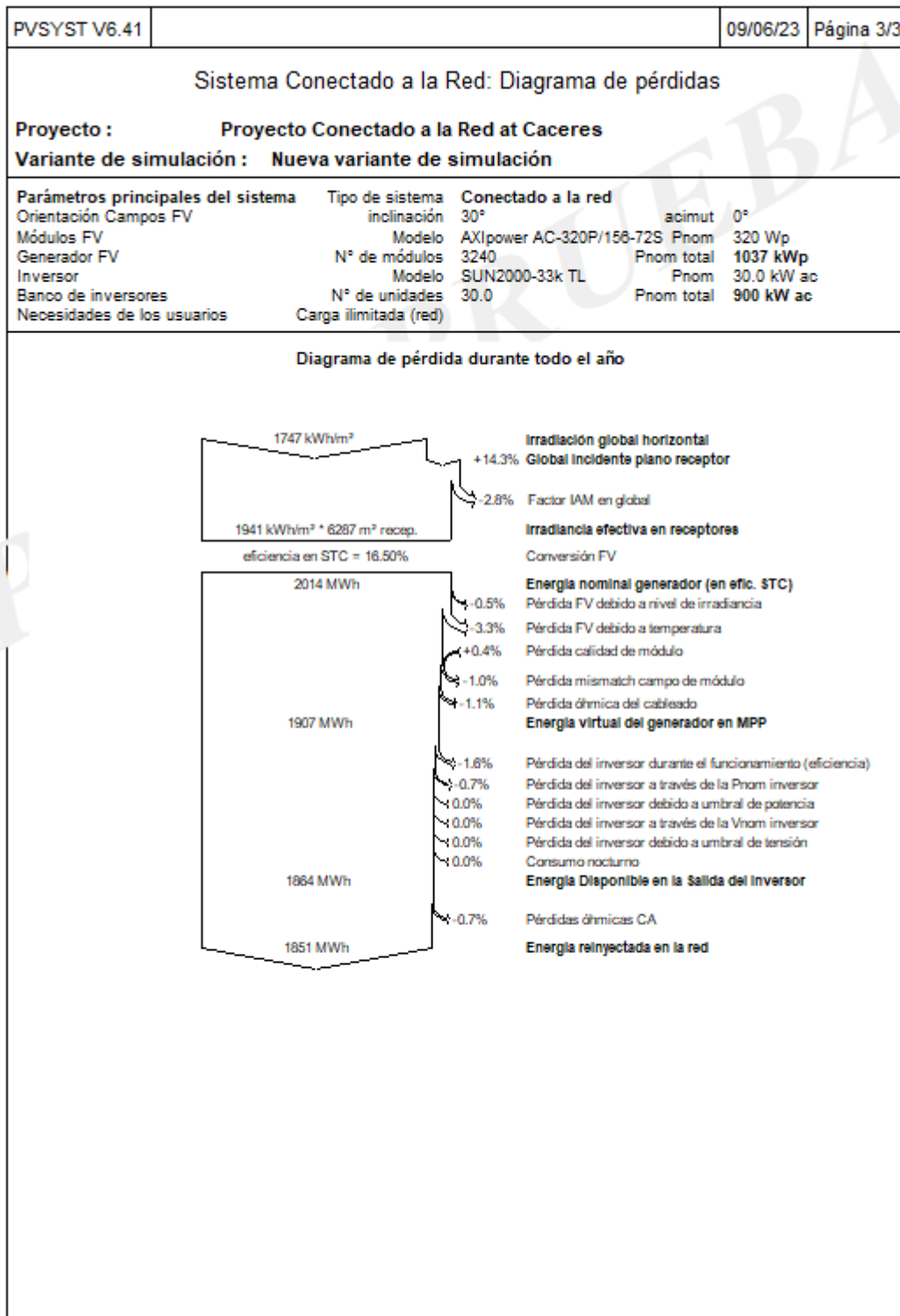
En contraposición a estos nichos de crecimiento para la fotovoltaica flotante, hay también una serie de puntos en las que deberá enfocarse el desarrollo venidero de esta tecnología. Uno de ellos es el desarrollo de equipos como paneles e inversores cuyos materiales y fabricación esté cada vez más especializados contra la posible corrosión o, en general, deterioro causado por la gran cercanía al agua.

En cuanto los sistemas de flotación y anclaje, el reto está en estar cada vez mejor preparados para absorber los movimientos del agua reduciendo el desgaste de los componentes y sus posibilidades de rotura. Es frecuente que las lluvias cada vez más se concentren en menos días de precipitaciones, pero con más fuerza, dando lugar a importantes movimientos en la superficie de los cuerpos de agua y otros fenómenos como riadas que pueden desembocar en un embalse, afectando a una planta flotante que se encuentre ahí. De forma opuesta a estos breves periodos de fuertes lluvias, hay y habrá largos periodos de sequías en los que los niveles de agua bajarán considerablemente, como se ha estado observando en España recientemente. Esto provocará un alejamiento de la planta respecto a la tierra firme, y habrá de ser tenido en cuenta al calcular longitudes de cables, por ejemplo, o incluso al considerar una posible colisión de la planta con la ladera del embalse si el nivel de agua sufre reducciones dramáticas.

ANEXO

- Pantallas de resultados de PVSyst para la simulación de la planta flotante [32]

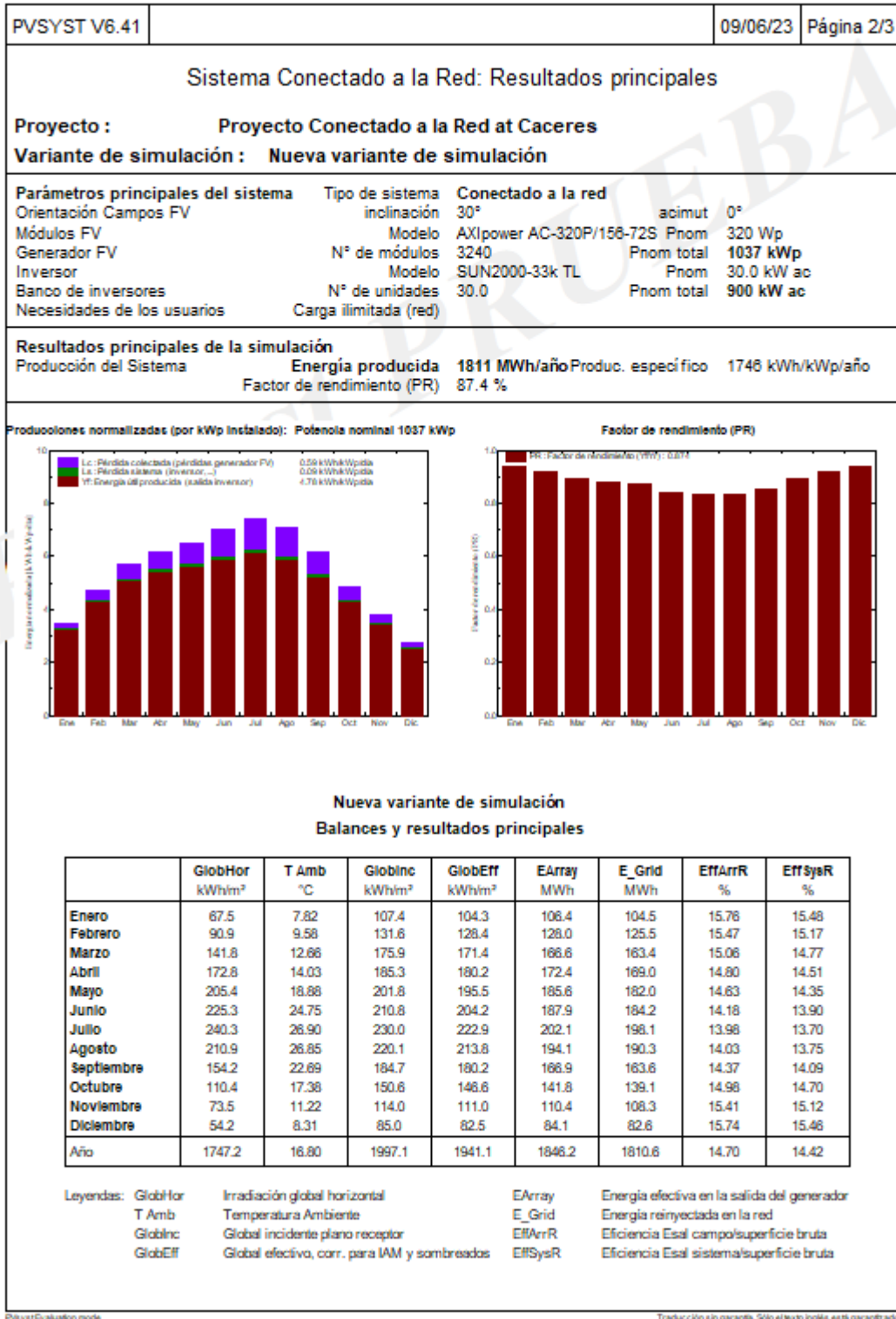


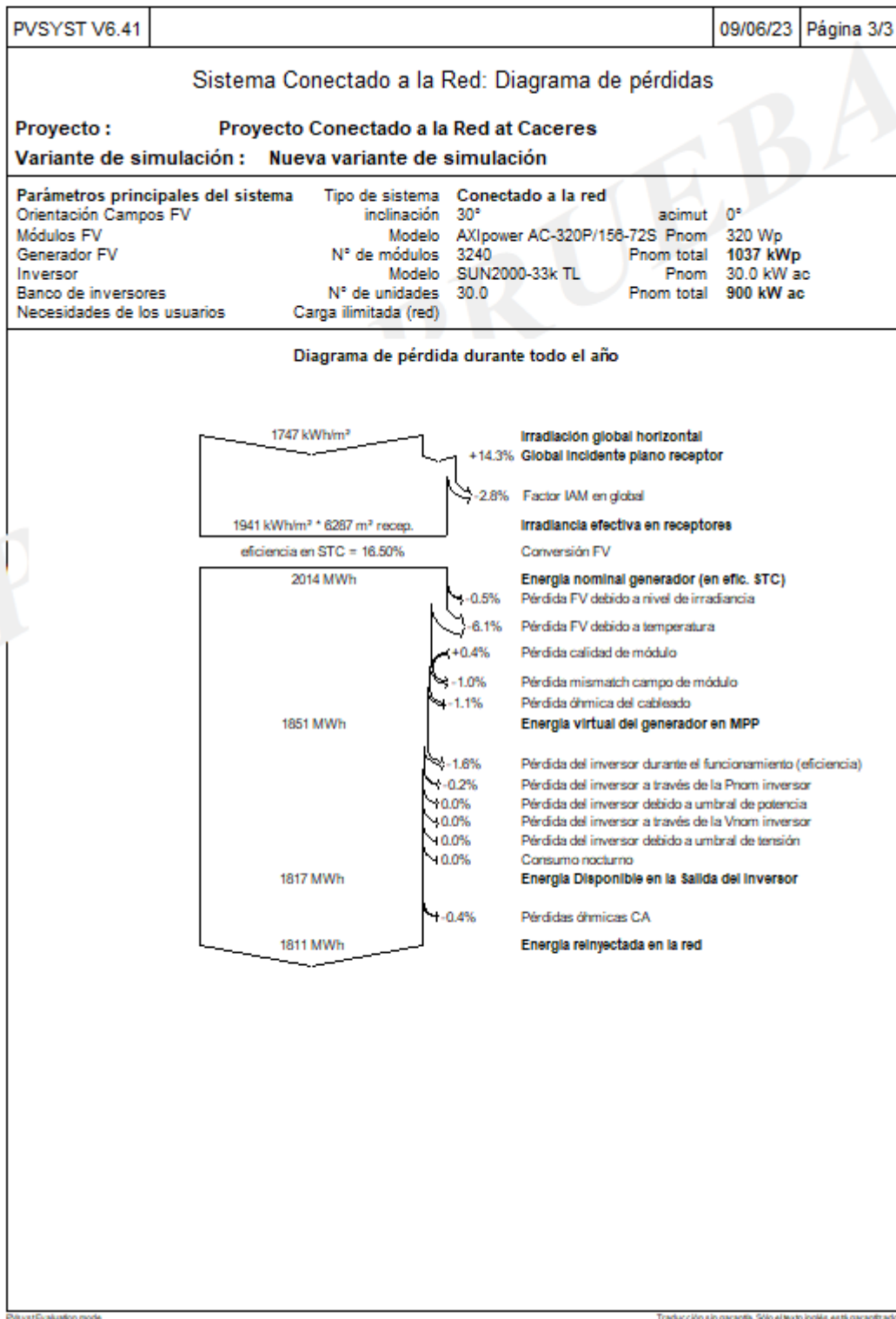


PlyyxtEvaluacion mode

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

- Pantallas de resultados de PVsyst para la simulación de la planta sobre suelo. [32]





REFERENCIAS

- [1] Viñas Rubio, J. M. (s. f.). *EL CLIMA DE LA TIERRA A LO LARGO DE LA HISTORIA*. <https://www.divulgameteo.es/uploads/Clima-Tierra-historia-JMV.pdf>
- [2] Voz de América. (09/11/2015). *Los gases de efecto invernadero vuelven a batir un récord*. <https://www.vozdeamerica.com/a/cambio-climatico-gases-efecto-invernadero-baten-recordf/3049879.html>
- [3] Comisión Europea. (s.f.) *Kioto: primer periodo de compromiso (2008-2012)*. https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/progress/kyoto_1_es
- [4] Comisión Europea. (s.f.) *Marco sobre clima y energía para 2030*. https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_es
- [5] European Environment Agency (02/07/2023). Share of energy consumption from renewable sources in Europe. <https://www.eea.europa.eu/ims/share-of-energy-consumption-from>
- [6] Pita, C. (04/12/2021). *Así se produce la energía eléctrica en los países de la UE*. Newtral. <https://www.newtral.es/energia-por-paises-electricidad-europa-ue-espana/20211204/>
- [7] Ministerio para la Transición Ecológica y el reto demográfico. (20/01/2020). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030*. https://www.miteco.gob.es/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf
- [8] Rosa-Clot, M., Tina, G. M.. (2018). Submerged and Floating Photovoltaic Systems. Science Direct (Elsevier). <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/B9780128121498000053>
- [9] Adrase. (s.f.). *Mapa zona península*. <http://www.adrase.com/>
- [10] Ingemecánica. (s.f.). *Instalación Solar Fotovoltaica para Vivienda*. <https://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn192.html>
- [11] San Requena, J. F. Navas Gracia, L. M. Rey de las Moras, M. C. Corrêa Guimarães, A., (2009). *Fundamentos de energía solar fotovoltaica para los grados de titulaciones científico-técnicas*. Valladolid: Universidad Europea Miguel de Cervantes.
- [12] Novoa Jerez, J. E., Alfaro, M., Alfaro, I., Guerra R. (11/02/2020). *Determinación de la eficiencia de un mini panel solar fotovoltaico: una experiencia de laboratorio en energías renovables*. Revistas Unam. <https://www.revistas.unam.mx/index.php/req/article/view/70300/66831>
- [13] Solar Installation Panel. (01/04/2014). *Photovoltaic system diagram*. <https://solarinstallationpanel.blogspot.com/2014/04/photovoltaic-system-diagram.html>
- [14] Solar Energy Research Institute of Singapore (SERIS) at the National University of Singapore (NUS). (2019). *Where Sun Meets Water*. <https://openknowledge.worldbank.org/server/api/core/bitstreams/42f25d0e-edb3-5db1-abad->

[f8e67986693f/content](#)

- [15] Seaflex. (s.f.). *Offshore FPV*. <http://www.seaflex.net/offshore-fpv/>
- [16] Haugwitz, F. (22/09/2020). *Floating solar PV gains global momentum*. PV Magazine. <https://www.pv-magazine.com/2020/09/22/floating-solar-pv-gains-global-momentum/>
- [17] Teodoro, A. (24/08/2020). Acciona impulsa la primera planta solar fotovoltaica flotante conectada a red en España. *La Vanguardia*. <https://www.lavanguardia.com/natural/20200824/483002130601/accion-a-impulsa-primera-planta-solar-fotovoltaica-flotante-conectada-red-espana.html>
- [18] Sahu, A., Yadav, N., Sudhakar, K., (01/09/2016). *Floating photovoltaic power plant: A review*. Science Direct (Elsevier). <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032116304841>
- [19] Ecoinventos. (16/10/2022). *Hydrelio, paneles solares fotovoltaicos flotantes para instalar en superficies acuáticas*. <https://ecoinventos.com/hydrelio-sistema-de-granjas-solares-fotovoltaicas-flotantes/>
- [20] Kumar, A. (21/04/2015). *Kyocera TCL completes work on floating mega-solar plants*. Greentechlead. <https://greentechlead.com/solar/kyocera-tcl-completes-work-on-floating-mega-solar-plants-23195>
- [21] De Rooij, D., (05/08/2015). *Floating Solar (PV) Systems: why they are taking off*. Sinovoltaics. <https://sinovoltaics.com/technology/floating-solar-pv-systems-why-they-are-taking-off/>
- [22] <https://www.sgurrenergy.in/resources/technical-articles/floating-solar-system-a-case-for-string-inverters.aspx>
- [23] Gupta, A. (03/07/2018). *Right technologies for floating projects*. EQ International. <https://www.eqmagpro.com/right-technologies-for-floating-projects/>
- [24] Acharya, M., Devraj, A. (2019). *Floating Solar Photovoltaic (FSPV): A Third Pillar to Solar PV Sector?* The Energy and Resources Institute. <https://www.teriin.org/sites/default/files/2020-01/floating-solar-PV-report.pdf>
- [25] DS New Energy (18/06/2020). *Comprensión básica de las pruebas estándar IEC para paneles fotovoltaicos solares*. <https://www.dsisolar.com/info/basic-understanding-of-iec-standard-testing-fo-46735805.html>
- [26] Xu, R., Liu, C., Liu H., Sun, Z., Lam, T. L., Qian, H. (2019). *Design and Optimization of a Wave Driven Solar Tracker for Floating Photovoltaic Plants**. IEEE Explore. <https://ieeexplore.ieee.org/document/8868847>
- [27] http://yellow.org.in/technology.html#tab6_sec3
- [28] Motta Silveiro, N., Mambeli Barros, R., Tiago Filho, G. L., Redón-Santafé M., Silva dos Santos, I. F., de Mello Valério, V. E. (2018). *Use of floating PV plants for coordinated operation with hydropower plants: Case study of the hydroelectric plants of the São Francisco River basin*. Science Direct (Elsevier).
- [29] Material de clase de Sistemas de Energía Eléctrica (s. f.). Aspectos económicos de las energías renovables. Grado de Ingeniería de la Energía, Universidad de Sevilla.

- [30] Voltimum. (24/06/2021). *España, uno de los sitios más baratos del planeta para instalar fotovoltaica: es el país europeo con menor costo y supera ya a China*. <https://www.voltimum.es/noticias-del-sector-electrico/espana-sitios-mas>
- [31] Mapa del entorno del Embalse de Santa Teresa, Google Maps. <https://www.google.es/maps/>
- [32] PVsyst (nº de versión 6.41). (2016). Windows.
- [33] Oliveira-Pinto, S., Stokkermans, J. (2020). *Assessment of the potential of different floating solar technologies – Overview and analysis of different case studies*. Science Direct (Elsevier). <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0196890420302855>
- [34] Datasheet Axitec AXIpower AC-320P-15660S (s.f.). <https://www.solaris-shop.com/axitec-axipower-ac-320p-156-60s-320w-poly-solar-panel/>
- [35] Barbuscia, M. (2018). *Economic viability assessment of floating photovoltaic energy*. Research Gate. https://www.researchgate.net/publication/322364592_Economic_viability_assessment_of_floating_photovoltaic_energy
- [36] Scroggins, S., Bilicic, G. (12/04/2023). *2023 Levelized Cost Of Energy+*. Lazard. <https://www.lazard.com/research-insights/2023-levelized-cost-of-energyplus/>

