



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

**DISEÑO Y EVALUACIÓN ECONÓMICA DE
PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA**

Autor: Javier García-Puente Blanco

Director: Matías Juan Sánchez Mingarro

Madrid

Junio 2024

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Diseño y evaluación económica de planta de generación fotovoltaica
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso
académico 2023/24 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

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

Fdo.: Javier García-Puente Blanco Fecha: 05/06/2024



Autorizada la entrega del proyecto EL
DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Matías Juan Sánchez Mingarro Fecha: 07/07/2024





GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

**DISEÑO Y EVALUACIÓN ECONÓMICA DE
PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA**

Autor: Javier García-Puente Blanco

Director: Matías Juan Sánchez Mingarro

Madrid

Junio 2024

Agradecimientos

Gracias a la vida,

¡que me ha dado tanto!

DISEÑO Y EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

Autor: García-Puente Blanco, Javier.

Director: Sánchez Mingarro, Matías Juan.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El siguiente trabajo tiene por objetivo el diseño y evaluación económica de una planta fotovoltaica de 17,6 megavatios-pico, compuesta de 8 subgrupos de 2,2 megavatios-pico cada uno en los alrededores de la localidad salmantina de Ciudad Rodrigo. El enfoque se centrará en optimizar la captación solar y en diseñar una infraestructura sostenible, además de en la evaluación de la rentabilidad de la inversión, considerando las dinámicas del mercado energético español y los diversos costes asociados al proyecto. Con este proyecto, se busca contribuir al creciente corpus de conocimiento en energía solar y apoyar la transición energética hacia fuentes más sostenibles.

Palabras clave: Fotovoltaico, Diseño, Viabilidad

1. Introducción

La energía fotovoltaica se ha convertido en una de las tecnologías de generación de energía eléctrica más prometedoras de la actualidad. Su capacidad competitiva frente a los métodos tradicionales de obtención de energía como los ciclos combinados, junto con su bajo impacto ambiental, la convierten en una alternativa atractiva para alcanzar los objetivos de sostenibilidad establecidos a nivel global. En este contexto, el diseño y análisis económico de una planta fotovoltaica se presenta como una oportunidad para contribuir a la transición hacia un futuro energético más limpio y sostenible.

Pese a todo ello, al igual que ocurre con otras fuentes de energía renovable, la energía fotovoltaica también presenta algunas desventajas que es necesario considerar. Entre las más importantes destacan la intermitencia de su producción y la necesidad de recurso solar. Tiene además la necesidad de contar con extensas superficies para su instalación, y el reciclaje de los componentes de las mismas sigue siendo un problema a solventar.

El gran crecimiento de las renovables en España estos últimos 17 años hace que surja la duda de si este tipo de proyectos siguen siendo rentables en el contexto actual, ya que, por lo general, cuanto más energía renovable haya en el mix energético su precio de oferta será menor. Este trabajo pues surge para dar respuesta a esa misma duda, con la ayuda de herramientas como los datos proporcionados por el OMIE o el software ampliamente usado en el mercado fotovoltaico: PVSyst.

2. Definición del Proyecto

Para formular esta demostración de rentabilidad se ha decidido que lo más conveniente era empezar explicando los principios de la tecnología fotovoltaica y que un diseño de la planta fotovoltaica era indispensable, ya que hacer el diseño uno mismo te permite estimar de mejor manera los componentes que formarán parte de la futura instalación, resultando en una mejor evaluación económica.

Acompañado de este diseño irá la subsiguiente parte de estimar la rentabilidad económica del proyecto. Para ello, se ha decidido evaluar el caso más pesimista de todos, con precios de electricidad a la baja y sin *Power Purchase Agreements* que permitan un flujo de caja constante ni incentivos del Gobierno. La idea detrás de esta aproximación era que, si el proyecto resultaba rentable en este caso, entonces resultaría rentable en cualquier otro caso realista.

3. Descripción del modelo

Con el objetivo de simular la producción anual de energía y estimar los ingresos por inyección a red, se ha decidido simular la instalación completa en el software PVSyst. Este programa recibe parámetros como el tipo de panel, el tipo de inversor o pérdidas asociadas y elabora a partir de los mismos un informe anual de previsión energética en el cual se encuentra lo más importante para el estudio de viabilidad: el diagrama Sankey de pérdidas del subgrupo generador e inyección a red. Una vez se haya obtenido este diagrama, se puede proceder a realizar la rentabilidad de la inversión.

El primer paso es calcular, a partir del diseño de la instalación, los costes asociados a la inversión (CAPEX) y los asociados a la operación de la planta (OPEX). Después, se ha realizado una proyección del precio de la electricidad a partir de los datos proporcionados por el OMIE para así determinar los ingresos por venta. El periodo de estudio de viabilidad ha sido de 30 años, vida útil del panel garantizada por el fabricante, lo cual resulta en una amortización sobre la inversión inicial lineal del 3,33% cada año. Una vez recogidos estos datos, junto con otros como los impuestos (principalmente el de Sociedades del 25% sobre el beneficio y el IVPEE del 7% sobre la venta eléctrica) se pueden calcular los indicadores económicos del VAN, la TIR y el *Payback* de la inversión.

4. Resultados

Tras la correcta simulación del subgrupo y la visualización del diagrama Sankey de pérdidas, se ha obtenido como producción anual la cifra de 5.157MWh por subgrupo generador, resultando en una producción anual de 41.256 MWh para toda la instalación.

El resultado del análisis económico ha resultado ser favorable para el peor de los casos. Se ha estimado un costo promedio ponderado de capital (WACC) del 4%, resultando en un VAN de 1.981.244,88€ > 0 y una TIR del 6% > WACC, demostrándose que el proyecto es rentable. Además, el *payback* de la inversión ha resultado ser de 13,53 años.

5. Conclusiones

A pesar de la incertidumbre del mercado eléctrico español y la percepción de que un aumento en la cantidad de renovables puede reducir su rentabilidad, se ha demostrado que, incluso bajo un escenario pesimista, estos proyectos siguen siendo viables y lo continuarán siendo en los próximos años.

Cabe destacar que, la política vigente juega el papel más importante a la hora de establecer la rentabilidad del proyecto, y ésta varía con cierta asiduidad. Proyectos que sean rentables bajo ciertos supuestos en la actualidad podrían no serlo al año siguiente debido a un cambio de la normativa local o nacional. Esto mismo se ve ejemplificado en nuestro país en los años 2007 y 2018 con respecto a las renovables.

DESIGN AND ECONOMIC EVALUATION OF A PHOTOVOLTAIC GENERATION PLANT

Author: García-Puente Blanco, Javier.

Supervisor: Sánchez Mingarro, Matías Juan.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

The following project aims to design and economically evaluate a 17.6 megawatt-peak photovoltaic plant, composed of 8 subgroups of 2.2 megawatt-peak each, in the surroundings of the Salamanca town of Ciudad Rodrigo. The focus will be on optimising solar capture and designing sustainable infrastructure, as well as evaluating the profitability of the investment, considering the dynamics of the Spanish energy market and the various costs associated with the project. With this project, it is sought to contribute to the growing body of knowledge in solar energy and support the energy transition towards more sustainable sources.

Keywords: Photovoltaic, Design, Viability

1. Introduction

Photovoltaic energy has become one of the most promising electricity generation technologies today. Its competitiveness compared to traditional energy generation methods such as combined cycles, together with its low environmental impact, make it an attractive alternative to achieve global sustainability goals. In this context, the design and economic analysis of a photovoltaic plant is presented as an opportunity to contribute to the transition towards a cleaner and more sustainable energy future.

Despite all this, as with other renewable energy sources, photovoltaic energy also has some disadvantages that must be considered. Among the most important are the intermittency of its production and the need for solar resources. It also requires large areas for its installation, and the recycling of its components is still a problem to be solved.

The great growth of renewables in Spain in the last 17 years raises the question of whether this type of project is still profitable in the current context, since, in general, the more renewable energy there is in the energy mix, the lower its offer price will be. This work therefore arises to answer this question, with the help of tools such as the data provided by OMIE or the widely used software in the photovoltaic market: PVSyst.

2. Project definition

To demonstrate the profitability of the photovoltaic plant, it was decided that the most convenient approach would be to start by explaining the principles of photovoltaic technology. A design of the photovoltaic plant was deemed essential, as designing the plant oneself allows for a better estimation of the components that will be part of the future installation, resulting in a more accurate economic evaluation.

Accompanying this design will be the subsequent part of estimating the project's economic profitability. To do this, it was decided to evaluate the most pessimistic case of all, with low electricity prices and no power purchase agreements that allow for a constant cash flow or government incentives. The idea behind this approach was that if the project proved profitable in this case, then it would be profitable in any other realistic scenario.

3. Model description

In order to simulate the annual energy yield and estimate the revenue from grid injection, it was decided to simulate the entire power plant in the PVSyst software. This program receives inputs such as the type of panel, the type of inverter or associated losses and generates from them an annual energy forecast report in which the most important thing for the feasibility study is found: the Sankey diagram of losses of the generating subgroup and energy injection to network. Once this diagram has been obtained, the profitability of the investment can be calculated.

The first step is to calculate, based on the design of the installation, the costs associated with the investment (CAPEX) and those associated with the operation of the plant (OPEX). Then, a projection of the electricity price has been made based on the data provided by OMIE to determine the income from sales. The feasibility study period has been 30 years, which is the lifespan of the panel guaranteed by the manufacturer, which results in a linear amortization of the initial investment of 3,33% each year. Once this data has been collected, together with other data such as taxes (mainly corporate tax of 25% on profit and IVPEE of 7% on electricity sales), the economic indicators of NPV, IRR and Payback of the investment can be calculated.

4. Results

After the correct simulation of the subgroup and the visualization of the Sankey loss diagram, the annual production figure obtained was 5,157MWh per generating subgroup, resulting in an annual production of 41,256 MWh for the entire facility.

The result of the economic analysis has been favorable for the worst-case scenario. A weighted average cost of capital (WACC) of 4% has been estimated, resulting in an NPV of €1,981,244.88 > 0 and an IRR of 6% > WACC, proving that the project is indeed profitable. In addition, the payback period has been estimated at 13.53 years.

5. Conclusions

Despite the uncertainty of the Spanish electricity market and the perception that an increase in the amount of renewable energy can reduce their profitability, it has been shown that, even under a pessimistic scenario, these projects remain viable and will continue to be so in the coming years.

It is worth noting that the current policies play the most important role when determining the project's profitability, and they tend to change quite frequently. Projects that are profitable under certain assumptions today might not be next year due to changes in local or national regulations. This is exemplified in our country in the years 2007 and 2018 regarding renewable energies.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	7
1.1 Motivación y objetivos del proyecto	7
Capítulo 2. Estado del arte	9
2.1 Efecto fotovoltaico	10
2.2 Célula fotovoltaica	11
2.2.1 Principio de funcionamiento	11
2.2.2 Tipos de células fotovoltaicas.....	12
2.3 Elementos principales de una planta fotovoltaica	13
2.3.1 Módulo fotovoltaico.....	13
2.3.2 Inversor	17
2.3.3 Estructura de soporte	19
2.3.4 Resto de equipos.....	20
2.3.5 Visión global del conjunto.....	22
2.4 Ventajas e inconvenientes de las LS-PVPP.....	23
2.5 Introducción histórica.....	24
2.6 Situación de la tecnología fotovoltaica en el mundo.....	25
2.7 Situación de la tecnología fotovoltaica en España	26
2.8 Funcionamiento del mercado ibérico eléctrico.....	28
Capítulo 3. Normativa	30
3.1 Importancia de la normativa.....	30
3.2 Normativa principal.....	30
Capítulo 4. Diseño de la planta fotovoltaica.....	32
4.1 Análisis de la ubicación.....	32
4.1.1 Criterio de selección del terreno.....	32
4.1.2 Clima y terreno.....	35
4.1.3 Datos solares.....	36
4.2 Elección del módulo fotovoltaico.....	38
4.3 Elección de la estructura soporte.....	40
4.4 Elección del inversor	41

4.5	Dimensionamiento del subgrupo fotovoltaico.....	44
4.5.1	<i>Cálculo del sobredimensionamiento de potencia</i>	44
4.5.2	<i>Máximo número de paneles por ramal</i>	45
4.5.3	<i>Mínimo número de paneles por ramal</i>	46
4.5.4	<i>Número de paralelos en el subgrupo</i>	47
4.5.5	<i>Comprobación de límites del inversor en el pmp</i>	48
4.5.6	<i>Configuración del seguidor solar</i>	49
4.5.7	<i>Esquema simplificado de la planta</i>	50
4.6	Equipos restantes.....	52
4.6.1	<i>Cajas combinatorias</i>	52
4.6.2	<i>Estación de media tensión</i>	53
4.6.3	<i>Estación meteorológica</i>	53
4.6.4	<i>Comunicaciones</i>	54
4.6.5	<i>Subestación eléctrica</i>	54
Capítulo 5. Simulación		55
Capítulo 6. Análisis de viabilidad económica		57
6.1	Cálculo de los CAPEX.....	57
6.1.1	<i>Costes de emplazamiento</i>	57
6.1.2	<i>Costes de no emplazamiento</i>	58
6.1.3	<i>Costes indirectos</i>	58
6.2	Cálculo de los OPEX.....	60
6.3	Proyecciones precio electricidad.....	61
6.4	Cálculo de ingresos por ventas.....	62
6.4.1	<i>Factor de degradación</i>	63
6.4.2	<i>Producción anual de energía corregida</i>	64
6.5	VAN y TIR de la inversión.....	65
6.6	Payback de la inversión.....	65
Capítulo 7. Conclusiones		66
Capítulo 8. Bibliografía		67
ANEXO I: PVSYST		69

ANEXO II: OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE 77

Índice de figuras

Figura 1: Mix Energético Enero 2024.	7
Figura 2: Reacción protón-protón en cadena.....	9
Figura 3: Efecto fotovoltaico.....	10
Figura 4: Disociación de electrones y huecos mediante una unión PN.....	11
Figura 5: Contactos eléctricos de una célula fotovoltaica.	12
Figura 6: De izda. a dcha., célula monocristalina, policristalina y amorfa.	13
Figura 7: Partes de un módulo fotovoltaico.....	14
Figura 8: Variables geométricas de un panel solar.....	16
Figura 9: Inversor Sunny Central para conexión a red.....	18
Figura 10: Estructura de soporte fija.	19
Figura 11: Estructuras de soporte móviles, un eje horizontal (izda.) y dos ejes (dcha.).	20
Figura 12: Caja de combinación DC por dentro.....	21
Figura 13: Ejemplo de planta fotovoltaica.	22
Figura 14: Evolución de los rendimientos en células monocristalinas y policristalinas.	24
Figura 15: Evolución de la capacidad de energía solar fotovoltaica a nivel mundial.	25
Figura 16: Evolución de la capacidad fotovoltaica con respecto al mix renovable.	26
Figura 17: Evolución de la capacidad de energía solar fotovoltaica en España.....	27
Figura 18: Incorporación de tecnologías al mercado mayorista.....	29
Figura 19: Emplazamiento del proyecto.....	32
Figura 20: Geometrías de finca ordenadas de más eficientes (1) a menos eficientes (5)....	33
Figura 21: Posible vía de acceso a la finca.....	34
Figura 22: Datos solares proporcionados por PVSyst.....	37
Figura 23: Dimensiones del módulo fotovoltaico.	40
Figura 24: Ejemplo de algoritmo de ‘backtracking’ para prevención de sombras.....	40
Figura 25: Variación de potencia nominal aparente según la temperatura del SC 2200.....	42
Figura 26: Integración del SC 2200 en la planta.	43
Figura 27: Lista de posibles configuraciones dadas por el fabricante.....	49
Figura 28: Dimensiones de un seguidor solar, en metros.....	50

Figura 29: Configuración del subgrupo generador.....	51
Figura 30: Configuración de la planta fotovoltaica.	51
Figura 31: Estación de media tensión del grupo SMA.....	53
Figura 32: Estación meteorológica del grupo TEK 3000.....	53
Figura 33: Diagrama Sankey del subgrupo generador.	56
Figura 34: Ejemplo de la volatilidad del precio de la electricidad.	61
Figura 35: Análisis de rentabilidad de la inversión.	65
Figura 36: Carga de datos de clima en PVSyst.	69
Figura 37: Acceso a la base de datos del módulo e inversor.	70
Figura 38: Datos generales del panel solar.....	70
Figura 39: Datos generales del inversor.	71
Figura 40: Ventana principal de PVSyst.	71
Figura 41: Ventana de proyecto de PVSyst.....	72
Figura 42: Ventana de orientación correctamente cumplimentada.	73
Figura 43: Ventana del sistema correctamente cumplimentada.	74
Figura 44: Modelado 3D de los 16 seguidores solares.....	75
Figura 45: Resultado de la simulación de sombras.	75
Figura 46: Último paso, simulación de la instalación.	76

Índice de tablas

Tabla 1: Variables geométricas de un panel solar.	15
Tabla 2: Datos relevantes de clima y terreno.	35
Tabla 3: Datos generales del módulo fotovoltaico.	38
Tabla 4: Datos eléctricos en STC del módulo fotovoltaico.	39
Tabla 5: Datos generales del Sunny Central 2200.	41
Tabla 6: Datos de salida del Sunny Central 2200.	42
Tabla 7: Datos del subgrupo.	48
Tabla 8: Configuración de cajas combinatorias.	52
Tabla 9: Estimación de los costes de emplazamiento.	58
Tabla 10: Estimación de los costes de no emplazamiento.	58
Tabla 11: Desglose de los costes indirectos.	59
Tabla 12: Estimación de los costes de operación.	60
Tabla 13: Proyección de precios a 30 años.	62
Tabla 14: Estimación de la degradación de los paneles dada por el fabricante.	63
Tabla 15: Producción anual corregida.	64

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

El siguiente trabajo tiene por objetivo el diseño y evaluación económica de una planta fotovoltaica de 17,6 megavatios-pico en los alrededores de la localidad de Ciudad Rodrigo, compuesta a su vez por 8 subgrupos generadores de 2,2 megavatios-pico. El enfoque se centrará en optimizar la captación solar y en diseñar una infraestructura sostenible, además de en la evaluación de la rentabilidad de la inversión, considerando las dinámicas del mercado energético español y los costes asociados. Con este proyecto, se busca contribuir al creciente corpus de conocimiento en energía solar y apoyar la transición energética hacia fuentes más sostenibles.

1.1 MOTIVACIÓN Y OBJETIVOS DEL PROYECTO

En el contexto actual, marcado por la urgencia de transición hacia energías limpias y la situación geopolítica que afecta a la seguridad energética de Europa, la motivación de este proyecto cobra una relevancia particular. La guerra entre Rusia y Ucrania, así como la consiguiente necesidad de reducir la dependencia del gas natural ruso, han acelerado la búsqueda de alternativas sostenibles y autóctonas en materia energética.

Este proyecto no solo representa una oportunidad para avanzar en el compromiso de España con las energías renovables, sino que también se convierte en una respuesta directa a la necesidad de disminuir nuestra dependencia de combustibles fósiles importados, especialmente en tiempos de incertidumbre política y económica. Se considera pues que la implementación de una planta fotovoltaica de 17,6 MWp cerca de la localidad salmantina de Ciudad Rodrigo se alinea con la estrategia nacional de fomentar la independencia energética y diversificar las fuentes de energía del país.

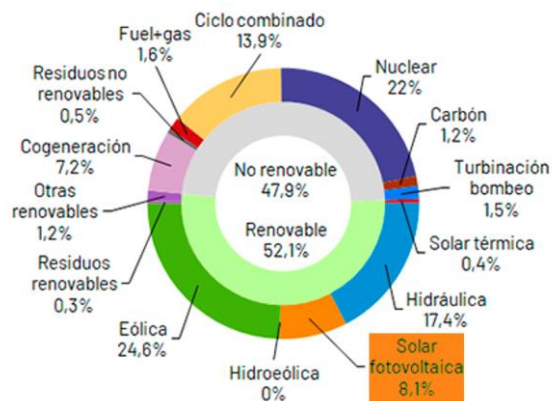


Figura 1: Mix Energético Enero 2024. [2]

Además, el diseño y la evaluación económica de una instalación de esta magnitud están dotados de gran importancia a la hora de continuar con el desarrollo de soluciones energéticas eficientes en España, el cual cuenta con una de las mayores cantidades de radiación solar incidente por metro cuadrado de Europa. Este enfoque busca mitigar los efectos del cambio climático y contribuir al desarrollo de un sistema eléctrico autosuficiente.

Este trabajo se ha desarrollado con la siguiente serie de tareas a completar:

1. Diseño técnico de la planta fotovoltaica de gran escala.
2. Simulación de la planta diseñada y evaluación de los resultados.
3. Análisis de rentabilidad económica del proyecto.

Capítulo 2. ESTADO DEL ARTE

El sol es la mayor fuente de energía del sistema solar. Se estima que cada segundo 4,2 millones de toneladas de la masa del sol son convertidas en energía mediante el proceso de fusión nuclear. Durante este proceso, los núcleos de hidrógeno se fusionan en una serie de etapas altamente energéticas para formar helio. Este proceso recibe la denominación de reacción protón-protón en cadena y es predominante en estrellas de tamaños semejantes al sol. Este proceso libera energía en forma de radiación electromagnética, la cual es portada por los fotones en direcciones radiales al sol.

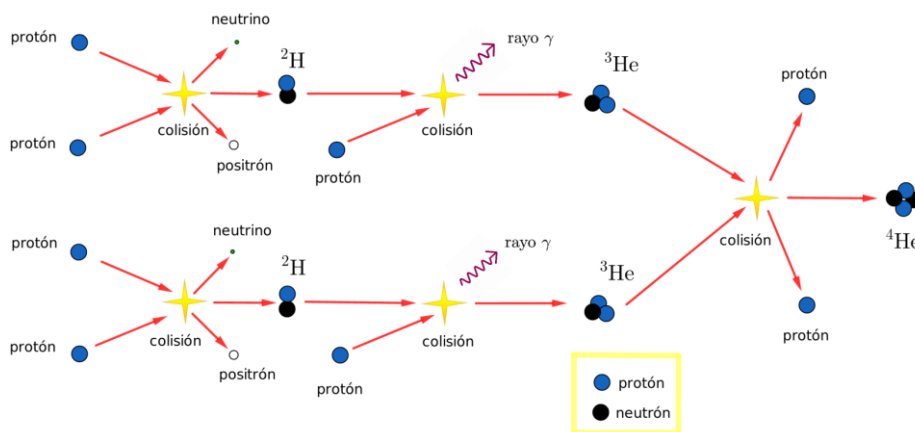


Figura 2: Reacción protón-protón en cadena. [3]

La radiación que logra pasar a través de la atmósfera y llega a la superficie de la Tierra se puede clasificar en dos categorías en función de su interacción con el medio:

- **Radiación directa:** Es la componente de la radiación que no ha sido ni reflejada, ni absorbida ni dispersada por la atmósfera y que llega directamente a la superficie terrestre. Esta radiación mantiene su intensidad y prácticamente su dirección desde el sol hasta que impacta en la superficie terrestre. Esta radiación es más intensa cuanto más despejado esté el cielo y cuanto más cerca se esté del ecuador.
- **Radiación difusa:** Es la radiación dispersada por las partículas presentes en la atmósfera (aire, vapor de agua, polvo...). A diferencia de la radiación directa, la radiación difusa llega a la superficie desde diferentes direcciones. Este tipo de radiación es predominante en días nublados y en lugares con alta contaminación atmosférica o humedad.

Ambos tipos de radiación pueden ser captados por paneles fotovoltaicos, si bien es cierto que la energía obtenida de la radiación directa es mayor que la obtenida de la difusa. Esta capacidad de capturar ambos tipos de radiación hace que los sistemas fotovoltaicos sean versátiles y útiles en una amplia gama de condiciones ambientales y climáticas.

La conversión de esta radiación en energía eléctrica es el resultado de un efecto que se da en las células solares, las cuales son componentes clave de los paneles solares fotovoltaicos. Este proceso es conocido como efecto fotovoltaico.

2.1 EFECTO FOTOVOLTAICO

El efecto fotovoltaico tiene lugar cuando un fotón incide sobre un material semiconductor y es absorbido por este material. La energía del fotón se transfiere con un cierto rendimiento a un electrón del material semiconductor, ubicado por lo general en la capa de valencia, proporcionándole la energía suficiente como para liberarlo de su posición en el átomo y apareciendo de esta forma un “hueco” donde antes se encontraba el electrón. Este espacio quedará libre hasta que sea ocupado por otro electrón que haya saltado de otro átomo. En el caso de las células solares, el material semiconductor preferido es el silicio, entre otras cosas por su abundancia, eficiencia y durabilidad.

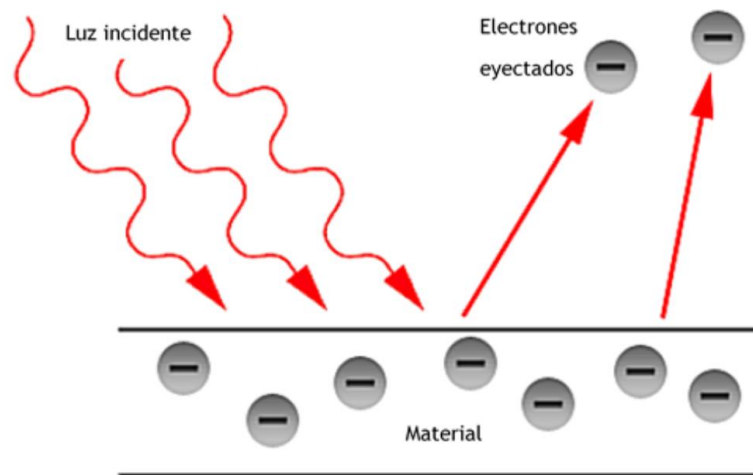


Figura 3: Efecto fotovoltaico. [4]

Cabe destacar que no todos los fotones que inciden en el material logran que se produzca la liberación del electrón de la capa de valencia, ya sea por no portar la energía suficiente, por no toparse con ningún electrón en su trayecto o por ser reflejados por el material (pérdidas por reflexión). El rendimiento de esta conversión depende en gran medida del tipo de célula fotovoltaica que se emplee.

2.2 CÉLULA FOTOVOLTAICA

Las células fotovoltaicas son la base del módulo fotovoltaico, o panel solar. Para formarlo se juntan varias células en serie para obtener el voltaje deseado, pudiendo también agruparse en paralelos para aumentar la intensidad eléctrica. La eficiencia de la conversión de radiación en energía eléctrica varía entre el 6% para células de silicio amorfo y el 22% para las células de silicio monocristalino.

2.2.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

La principal función de una célula fotovoltaica es hacer que los electrones y los *huecos* avancen en direcciones opuestas en el material y que se concentren en lados opuestos, evitando que los electrones vuelvan a ocupar estos espacios libres. Esta disociación da lugar a una diferencia de potencial en el propio material, al igual que ocurre en una pila. Para llevar a cabo esta partición se emplea una unión PN formada por dos capas de silicio dopado.

- Silicio dopado tipo N (negativo): Es la capa superior de la célula fotovoltaica. En esta capa se encuentran un mayor número de electrones libres que en una capa de silicio puro.
- Silicio dopado tipo P (positivo): Es la capa inferior de la célula fotovoltaica. Esta capa contiene una mayor cantidad de *huecos* que una capa de silicio puro.

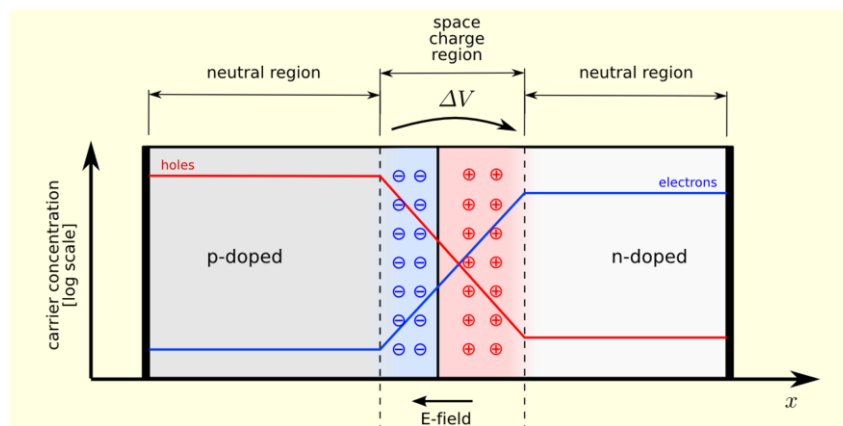


Figura 4: Disociación de electrones y huecos mediante una unión PN. [5]

Cuando la unión se expone a luz solar y se produce el efecto fotovoltaico, los electrones liberados se acumularán en la región N por acción del campo eléctrico, mientras que los *huecos* se acumularán en la región P. Por ende, la región N se convertirá en el polo negativo, mientras que la región P se convertirá en el polo positivo. Este efecto es más eficaz cuanto más cerca se esté de la ZCE. Para extraer esta energía generada se instalan una serie de contactos eléctricos en la célula (*fingers* finos y *busbars* más gruesos), además de añadir una

capa de protección que deje pasar la luz u otros elementos que aumenten su rendimiento como una capa antirreflectante.

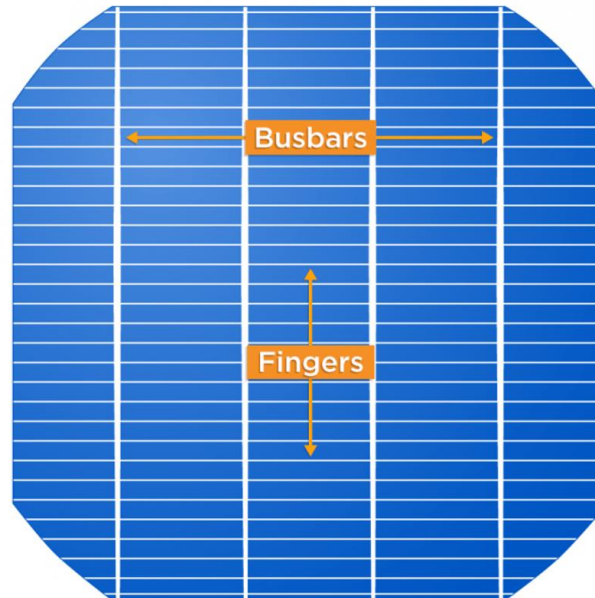


Figura 5: Contactos eléctricos de una célula fotovoltaica. [5]

2.2.2 TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

En el proceso de producción de células solares, se emplean diversos materiales, destacando principalmente el silicio, el germanio y el selenio. Las células solares que predominan en el mercado para transformar la energía solar en energía eléctrica son aquellas hechas de silicio. La naturaleza de la célula de silicio se determina por el método específico de cristalización aplicado al silicio puro, distinguiéndose tres tipos básicos:

- **Células de silicio amorfo:** Son un tipo específico dentro lo que se denominan células de capa fina. Se caracterizan por tener una estructura cristalina irregular, resultado de un método de producción más económico y sencillo en comparación con otros tipos de célula. Sin embargo, esta simplicidad en su fabricación resulta en una menor durabilidad y eficiencia. Estas células son comúnmente utilizadas en dispositivos de bajo consumo energético, como calculadoras. En cuanto a su eficacia, los módulos comerciales de silicio amorfo suelen tener un rendimiento energético en el rango del 6 al 8%.
- **Células de silicio policristalino:** Las células solares policristalinas se reconocen por su color azul y superficie granulada, resultado de la fusión de varios cristales de silicio. Su eficiencia suele estar en el rango del 15% al 20%, ligeramente inferior a la de las monocristalinas. Son una opción popular por su balance entre costo y eficiencia, adecuadas para instalaciones donde el espacio no es un factor crítico.

- **Células de silicio monocristalino:** Las células solares monocristalinas se distinguen por su color uniforme y su forma octagonal, resultado del método de producción del silicio. Son conocidas por tener la mayor eficiencia entre los tipos de células solares comunes, con rendimientos que pueden superar el 20%. Esta alta eficiencia las hace ideales para áreas donde el espacio es limitado, ya que generan más energía por metro cuadrado.

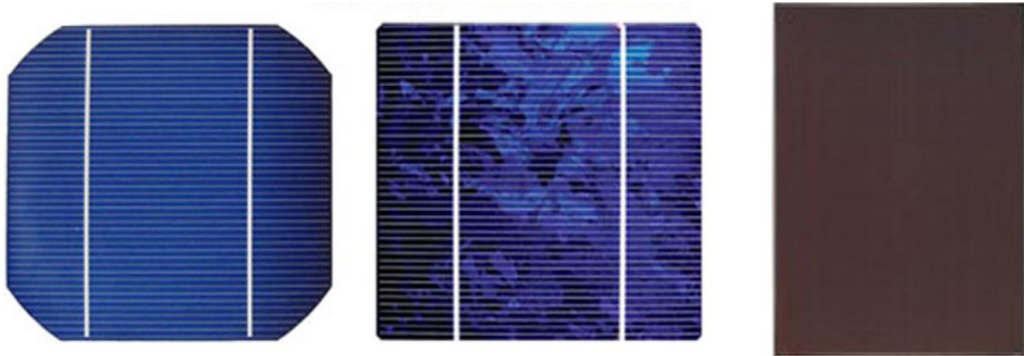


Figura 6: De izda. a dcha., célula monocristalina, policristalina y amorfa. [4]

2.3 ELEMENTOS PRINCIPALES DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA

2.3.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO

Los módulos fotovoltaicos son la unidad fundamental de los sistemas solares fotovoltaicos. Están formados por una agrupación de células fotovoltaicas, normalmente de 36, 60 y 72, dependiendo de la aplicación que se le vaya a dar. Estas células se conectan eléctricamente a sus vecinas mediante una serie de conexiones, formando series y algún paralelo en función de los requerimientos. Estas células se encuentran encapsuladas en materiales que ofrecen protección contra los elementos ambientales.

Su eficiencia y capacidad de producción de energía dependen de varios factores, incluyendo el tipo y la calidad de las células solares utilizadas, la orientación y el ángulo de instalación del módulo o las condiciones climáticas locales.

Un módulo fotovoltaico está formado por las siguientes partes:

- **Marco exterior:** Fabricado generalmente de aluminio, su función principal es proporcionar rigidez estructural al panel fotovoltaico, proteger los bordes de los componentes internos y facilitar la instalación del panel, permitiendo su anclaje a estructuras de soporte.

- **Cristal templado:** Actúa como la capa protectora frontal del panel. Hecho de vidrio templado para resistir impactos y condiciones climáticas adversas, con altos coeficientes de transmisividad de radiación incidente (en torno al 95%).
- **Encapsulante:** Material transparente, generalmente compuesto de EVA (etileno acetato de vinilo) o similares, que se sitúa a ambos lados de las células solares. Su función es proteger las células de la humedad y agentes externos, además de proporcionar adherencia entre el cristal templado y las células solares, y entre estas y la cubierta posterior.
- **Células solares:** Son el corazón del módulo fotovoltaico. Se encuentran conectadas entre sí y en ellas se produce el efecto fotovoltaico.
- **Diodos:**
 - **Diodos de bloqueo:** Previenen un posible flujo inverso de corriente ocasionado por la aparición de sombras en el panel solar, protegiendo las células y asegurando que solo se consuma energía de la red o batería cuando sea necesario, no del propio panel
 - **Diodos de paso:** En condiciones de sombreado parcial o fallo en alguna de las células, los diodos de derivación permiten que la corriente fluya alrededor de las secciones afectadas, minimizando las pérdidas del conjunto.
- **Cubierta posterior:** Capa situada en la parte trasera del panel, hecha de un material protector como polímero laminado, opaco a la radiación solar. Su función es sellar el panel de influencias ambientales y garantizar así la durabilidad de los componentes internos.
- **Caja de conexiones:** Contiene los terminales eléctricos a los que se conectan los cables que transportan la electricidad generada por el panel, entre los cuales se encuentran los diodos de paso. Protege estas conexiones de influencias ambientales y facilita la conexión del panel con otros paneles.

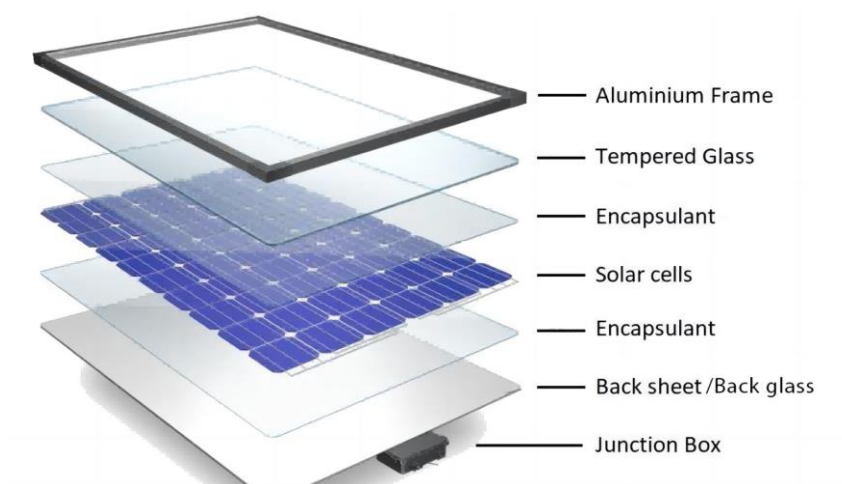


Figura 7: Partes de un módulo fotovoltaico [4]

2.3.1.1 Variables Geométricas de un Panel Solar

Para entender mejor la disposición de los paneles solares en una planta fotovoltaica se realizará una breve explicación de las variables geométricas más importantes a tener en cuenta a la hora de realizar el diseño de la instalación. Estas variables se encuentran recogidas en la Tabla 1.

<i>Variable</i>	<i>Definición</i>
β (°)	Inclinación: Ángulo entre el plano de la superficie y la horizontal.
γ (°)	Ángulo azimutal: Ángulo entre la proyección de la normal del panel en la horizontal y el punto cardinal sur, siendo 0° una orientación sur, 90° para el oeste y -90° para el este, siendo 180° una orientación norte.
θ (°)	Ángulo de incidencia: Ángulo que forma el rayo del sol directo con la normal a la superficie del panel.
θ_z (°)	Ángulo cenital solar: Ángulo entre la vertical y el rayo de sol directo.
α_s (°)	Ángulo de altitud solar: Ángulo entre la horizontal y el rayo de sol directo. Es el complementario del ángulo cenital solar.
γ_s (°)	Ángulo azimutal solar: Ángulo que forma la proyección del rayo solar directo en la horizontal con el punto cardinal sur.

Tabla 1: Variables geométricas de un panel solar. [7]

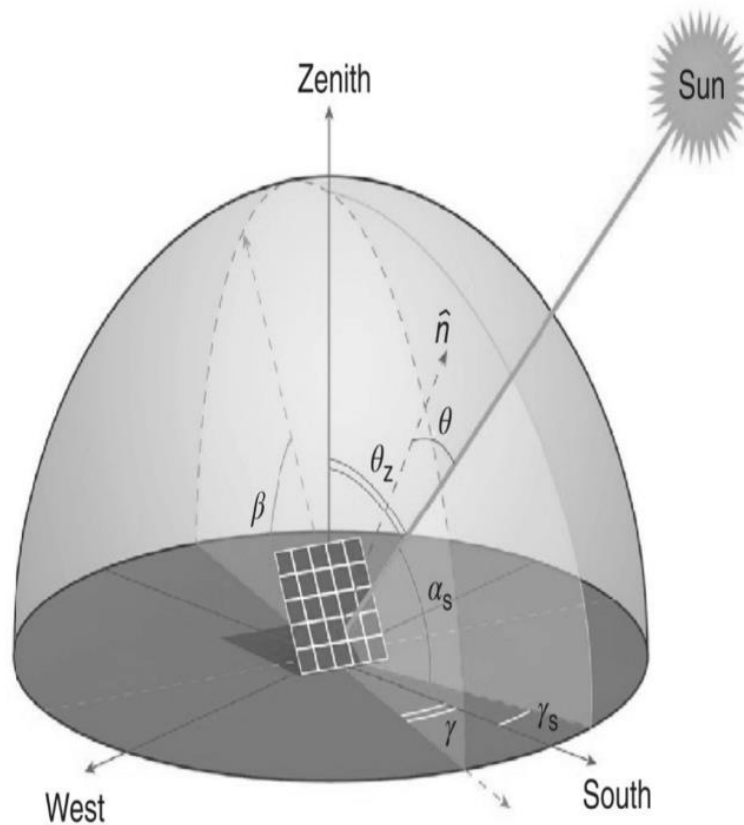


Figura 8: Variables geométricas de un panel solar. [7]

2.3.1.2 Comparativa de Paneles Solares

Uno de los primeros pasos en el diseño de la instalación es la elección del tipo del panel solar. El proyectista ha de decidir entre los diferentes tipos de tecnología (policristalino, monocristalino...) y fabricantes en función de las especificaciones del proyecto. Para realizar esta elección, se debe tener en cuenta qué se busca optimizar en el proyecto. Los parámetros más comunes para optimizar son la potencia por metro cuadrado de terreno y el coste por megavatio-pico de la instalación.

La mejor forma de optimizar la potencia por metro cuadrado es recurriendo a paneles solares de grandes rendimientos, como los monocristalinos, y con bifacialidad, permitiendo capturar la radiación solar en ambos lados del panel. Sin embargo, optimizar al máximo la potencia por metro cuadrado dispara el coste por megavatio-pico, por lo que lo deseado es encontrar el punto en el cual se sacrifique potencia en pro a una relevante reducción de coste.

En España, varios fabricantes de paneles solares destacan en el mercado, ofreciendo una gama de modelos adecuados para proyectos a gran escala. Entre los más reconocidos se encuentran Solaria, Jinko Solar, Canadian Solar y LONGi Solar. Solaria, una empresa española, ha ganado relevancia por sus paneles de alta eficiencia y durabilidad. Jinko Solar y Canadian Solar son fabricantes internacionales conocidos por su innovación y calidad. Entre sus modelos más interesantes se encuentra el Jinko Tiger Neo 570Wp, que ofrece una excelente capacidad y eficiencia, y el Canadian Solar HiKu7 665Wp, que, aunque proporciona una potencia impresionante, resulta considerablemente más caro (casi el doble que un panel estándar de unos 500Wp). En cuanto a LONGi Solar, su modelo de 550Wp se posiciona como una opción más económica a la par que eficiente, ofreciendo alta potencia y características bifaciales.

2.3.2 INVERSOR

El objetivo principal de un inversor fotovoltaico es convertir la corriente continua generada por los paneles solares en corriente alterna. En este contexto, el inversor recibe la corriente de un grupo fotovoltaico a través de un bus de corriente continua al cual se conectan las diferentes ramas de paneles y convierte esta corriente en corriente alterna, ajustando valores de salida como la tensión o la frecuencia.

2.3.2.1 Parámetros Nominales de un Inversor Solar

Existen dos grandes grupos de inversores para aplicaciones solares: los destinados a instalaciones aisladas y los destinados a instalaciones conectadas a red. Estos últimos son los que interesan en este estudio, teniendo por parámetros principales los siguientes:

- **Rendimiento (η):** Representa la eficiencia que tiene el inversor en función de la potencia disipada por pérdidas. Se define como:

$$\eta = \frac{P_{salida}}{P_{entrada}}$$

- **Rango de tensión de seguimiento de máxima potencia (MPPT):** Se define como el rango de tensiones de entrada en el cual el inversor puede operar eficientemente, maximizando la energía extraída de los paneles solares. Este rango es crítico porque los paneles solares operan a diferentes tensiones dependiendo de la irradiación solar y la temperatura.
- **Potencia nominal (P_n):** La máxima cantidad de potencia que el inversor puede suministrar en régimen permanente. Debe ser elegida en función de la potencia máxima que se espera generar de los paneles solares.
- **Temperatura de operación:** El rango de temperaturas ambiente en el cual el inversor puede operar sin perder eficiencia o necesitar reducir su carga de trabajo.
- **Tensión de entrada máxima (U_{in}^{max}):** Tensión de entrada límite a la cual se puede someter el inversor.
- **Corriente de entrada máxima (I_{in}^{max}):** Corriente de entrada máxima a la cual se puede someter el inversor.

- **Corriente de salida nominal (I_{out}^n):** Es la cantidad de corriente alterna que el inversor puede suministrar en su salida de manera continua bajo condiciones normales de funcionamiento.



Figura 9: Inversor Sunny Central para conexión a red. [6]

2.3.2.2 Comparativa de Inversores Solares

En el mercado español de inversores solares para proyectos a gran escala destacan varios fabricantes que ofrecen modelos de alta capacidad y eficiencia. Ingeteam, SMA Solar Technology y Sungrow Power Supply son algunos de los más destacados. Ingeteam, una empresa española, se ha consolidado como líder en soluciones de energía gracias a la robustez y eficiencia de sus inversores. Entre sus soluciones más relevantes se encuentra la Estación de Media Tensión de Ingeteam, con una capacidad de entre 1660 kVA y 7200 kVA. Esta estación cuenta con un inversor ideal para aplicaciones a gran escala debido a su alta capacidad, modularidad y flexibilidad para adaptarse a diversas configuraciones de planta. Sungrow Power Supply, por su parte, ofrece el Sungrow SG2500U-MV, que es también una estructura de media tensión que incorpora al inversor, adecuada para grandes proyectos solares, destacando por su potencia y durabilidad. En cuanto a SMA Solar Technology, su modelo Sunny Central de 2,2MW se destaca por su combinación de eficiencia y coste competitivo. Este inversor ofrece una alta potencia de 2.2MW, lo que lo hace adecuado para grandes instalaciones solares que requieren una gran capacidad de generación, contando además con la posibilidad de integrarse en la estructura de media tensión ofrecida también por SMA. Comparado con otros modelos de similar capacidad, el Sunny Central 2.2MW de SMA Solar Technology ofrece una relación costo-beneficio muy atractiva, debido a su tecnología avanzada que permite un menor coste por MWh generado.

2.3.3 ESTRUCTURA DE SOPORTE

Los paneles fotovoltaicos requieren de estructuras firmes, robustas y resistentes que puedan aguantar el deterioro provocado por las condiciones climáticas, la posible acumulación de nieve y otros desafíos ambientales similares. Por esta razón, es crucial situar estos paneles en estructuras de soporte adecuadas.

Actualmente, las estructuras hechas de aluminio son las preferidas debido a su ligereza comparada con las de hierro, su resistencia al paso del tiempo con menor necesidad de mantenimiento, y la facilidad que ofrecen tanto para el transporte como para la instalación.

2.3.3.1 Clasificación de Estructuras Solares

Se distinguen dos grandes tipos de estructura soporte:

- **Estructuras fijas:** Se tratan de las estructuras más simples. Fijan los paneles en un determinado ángulo, el cual se asemeja a la latitud del lugar en el que se instalen. Estos sistemas sacrifican rendimiento a cambio de simplicidad, sin que se requieran servomotores o cableado extra como en el caso de las estructuras móviles. Un ejemplo de estructura fija se muestra en la *Figura 10*: Estructura de soporte fija. [8].



Figura 10: Estructura de soporte fija. [8]

- **Estructuras móviles:** Son estructuras más complejas debido a la existencia de uno o dos ejes móviles, requiriendo un consumo eléctrico extra y un mayor número de operaciones de mantenimiento. En compensación, presentan un gran incremento en el rendimiento con respecto a las estructuras fijas. Se distinguen 3 tipos principales:
 - **Un eje horizontal:** La disposición de los paneles solares se ajusta de manera que su superficie coincida durante su operación con el meridiano terrestre que contiene al sol. Esto se logra mediante la rotación de los paneles alrededor de un único eje horizontal que se extiende en la dirección norte-sur. La orientación y el movimiento del sistema están diseñados para maximizar la exposición de los paneles a la luz solar directa durante las horas de mayor radiación, asegurando así una mayor eficiencia en la captación de energía solar.

- **Un eje vertical:** Los paneles giran en torno a un eje vertical, siendo el ángulo de inclinación constante e igual a la latitud. Se ajusta el giro para que el ángulo azimutal de la placa coincida con el ángulo azimutal del sol.
- **Dos ejes:** Se ajusta la posición del panel de manera que el rayo de sol directo sea en todo momento perpendicular a la superficie. Son los más costosos y los más complejos, en cuanto a funcionamiento y cálculo de sombras.

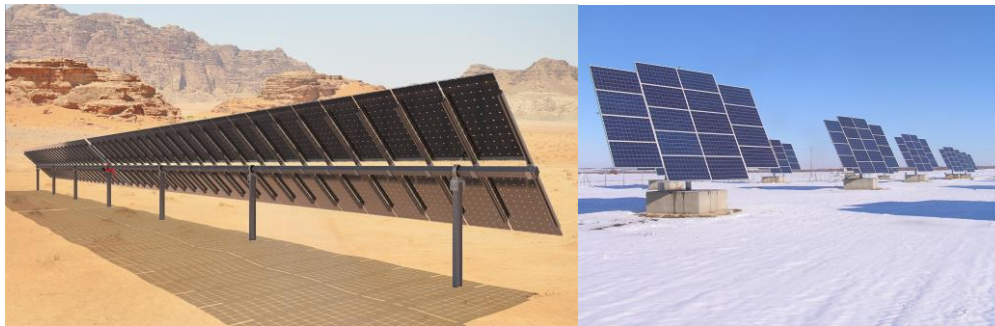


Figura 11: Estructuras de soporte móviles, un eje horizontal (izda.) y dos ejes (dcha.). [4]

2.3.3.2 Comparativa de Estructuras Solares

Las estructuras de seguimiento mono eje tiene lo mejor de ambos mundos, ofreciendo una mejora significativa en la eficiencia energética respecto a las estructuras fijas (15% ~ 25%), sin incurrir en los altos costes y complejidades de las de doble eje. Entre las marcas de estructuras mono eje más destacadas se encuentran Nextracker, Array Technologies, y Soltec. Nextracker ofrece modelos como el NX Horizon que es conocido por su durabilidad y capacidad de adaptarse a diferentes condiciones del terreno, proporcionando una excelente eficiencia. Array Technologies, por su parte, cuenta con el DuraTrack HZ v3, un sistema reconocido por su robustez y rendimiento fiable en diversas condiciones climáticas, pero que requiere un mayor desembolso debido a la complejidad de su algoritmo de seguimiento. Soltec ofrece como solución versátil su modelo SF7, el cual no sólo resulta en menores inversiones en cableado ya que son autoalimentables por defecto, siendo los propios paneles los que alimentan los servomotores de su estructura.

2.3.4 RESTO DE EQUIPOS

El resto de los equipos suelen ser más habituales en el sector industrial, por lo que normalmente no influyen demasiado en la viabilidad del proyecto. Entre estos equipos se encuentran:

- **Estación central de media tensión:** Este equipo integra el inversor ya nombrado y un transformador de media tensión. Se encuentran instalados en un contenedor de unos metros para facilitar su transporte e instalación, incluyendo las protecciones

necesarias. Normalmente hay tantas estaciones de media tensión como subgrupos de generación.

- **Cableado:** Cables de baja y media tensión encargados de transportar la corriente desde los generadores hasta la red. Deben reunir una serie de propiedades las cuales garanticen una vida útil adecuada (unos 25 años) y un correcto aislamiento y funcionamiento.
- **Caja de combinación DC:** Son los elementos de la estación encargados de conectar en paralelo los ramales de placas en serie, permitiendo un diseño más compacto y ordenado. Son también las encargadas de monitorizar cada uno de los ramales, contando además con una serie de fusibles de fácil acceso que proporcionan mayor seguridad. Debido a esta necesidad de monitorizar, es deseable para el proyecto una caja combinatoria de tipo *string monitor*, para que sea capaz de medir el rendimiento individual de cada serie de paneles e identificar de mejor manera un posible fallo.

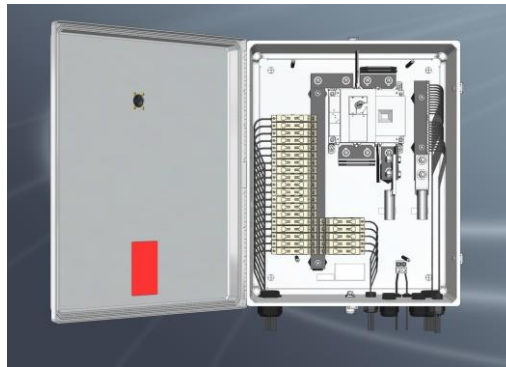


Figura 12: Caja de combinación DC por dentro. [4]

- **Protecciones eléctricas:** Dentro de la planta se encuentran diferentes niveles de protecciones. Desde los propios paneles hasta la subestación, todos los elementos por los que vaya a haber un flujo de cargas generado por los paneles cuentan con protecciones. Estas protecciones han de cumplir con los reglamentos pertinentes de baja y media tensión, protegiendo contra cortocircuitos, sobretensiones y contactos, tanto directos como indirectos.
- **Equipos de telemetría:** recopilan y transmiten datos sobre el rendimiento y estado de la planta, facilitando la monitorización remota, el diagnóstico de fallos y la gestión operativa para optimizar la producción de energía y el mantenimiento.
- **Centro de control:** es el núcleo operativo donde se monitorea y gestiona la producción y distribución de energía, utilizando datos proporcionados por la telemetría para optimizar el rendimiento, identificar fallos y asegurar la eficiencia de la planta.
- **Estación meteorológica:** recoge datos ambientales, como irradiación solar, con el fin de evaluar el rendimiento de la planta y estimar su producción de energía.

2.3.5 VISIÓN GLOBAL DEL CONJUNTO

Este apartado pretende agrupar los conceptos vistos en los anteriores apartados para mejor visualización de cómo opera una planta fotovoltaica de gran escala. Para explicar su funcionamiento nos centraremos en la siguiente imagen:

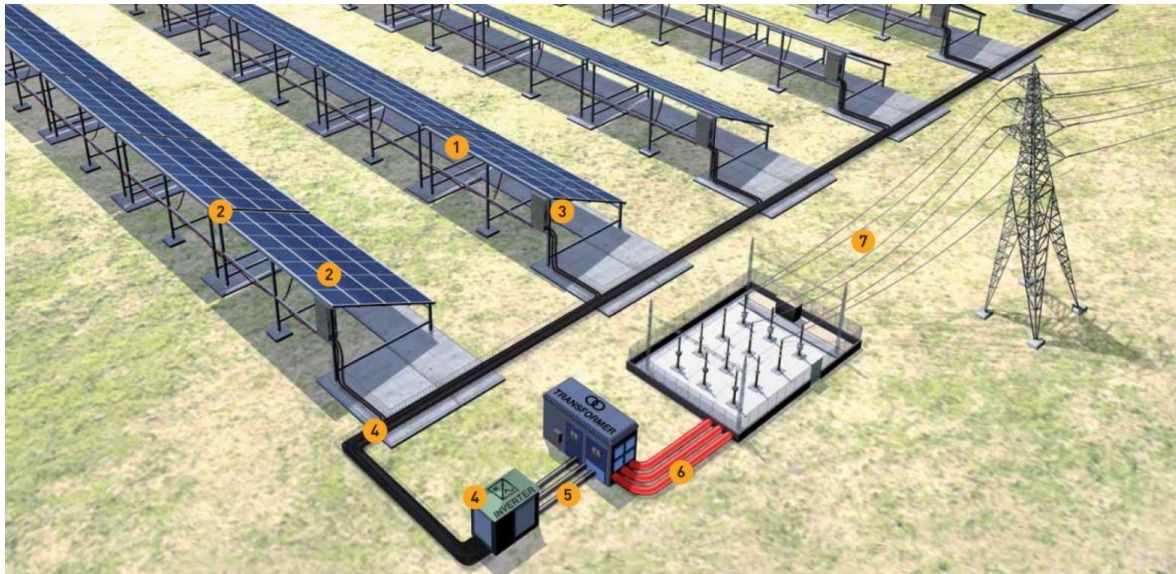


Figura 13: Ejemplo de planta fotovoltaica. [4]

En esta imagen estamos viendo una instalación fotovoltaica formada por un único subgrupo, donde toda la energía generada por las placas (1) es vertida mediante un único inversor (4) a la red. Este inversor suele encontrarse junto con el transformador en un contenedor de media tensión (no es el caso de la imagen). Distinguimos dos zonas según su corriente:

- **Lado DC:** Esta zona engloba desde los paneles solares hasta la entrada del inversor. Referenciando la leyenda de la imagen:
 1. **Paneles solares:** En ellos se produce el flujo de corriente debido al efecto fotovoltaico.
 2. **Cableado de los paneles:** Los paneles se conectados en serie forman ramales. Hay varios de estos ramales por estructura soporte.
 3. **Caja de combinación DC:** Estos ramales son conectados a la entrada de las cajas de combinación (normalmente de 16, 24 o 32 entradas). Tienen un único cable de salida.
 4. **Bus DC y entrada inversor:** Cada cable de salida de las cajas combinatorias se conecta a un bus DC a través de terminales o barras colectoras diseñadas para este fin. Este bus DC llega a la entrada del inversor, donde se realiza la conversión de continua a alterna.

- **Lado AC:** Comprende desde la salida del inversor hasta la salida de la subestación
- 5. **Salida inversor y entrada transformador MT:** La salida del inversor se conecta a un transformador elevador.
- 6. **Salida transformador MT y entrada subestación:** Una vez elevada la tensión al nivel deseado se realiza la conexión con la subestación de generación.
- 7. **Salida de la subestación conectada a la red.**

2.4 VENTAJAS E INCONVENIENTES DE LAS LS-PVPP

Las *Large-Scale Photovoltaic Power Plants* (LS-PVPP) presentan una serie de ventajas e inconvenientes:

Ventajas

La energía solar fotovoltaica destaca como una fuente renovable muy prometedora a nivel global. Las ventajas ambientales incluyen:

- No contamina el medio ambiente.
- Ofrece una fuente de energía inagotable, segura y silenciosa.

A esto se le suman una serie de ventajas socioeconómicas:

- Facilitan la independencia de los países productores de combustibles fósiles.
- Incluso las instalaciones más sencillas ofrecen alta fiabilidad, además de una larga vida útil (25-30 años en el caso de los paneles).
- Grandes avances tecnológicos estos últimos años que abaratan costes.

Inconvenientes

Los principales inconvenientes de una instalación fotovoltaica incluyen:

- Impacto visual y ambiental significativo debido a la extensa superficie que los parques solares fotovoltaicos requieren.
- La generación de energía solar depende enteramente de la disponibilidad y la intensidad de la luz solar.
- El costo inicial de las instalaciones es alto, necesitando una gran inversión inicial y teniendo un largo periodo de amortización.
- El rendimiento de las instalaciones fotovoltaicas es el más bajo de todas las centrales eléctricas convencionales, oscilando en torno al 15% y 22%.
- La legalización de una instalación fotovoltaica puede requerir mucho tiempo por las gestiones con administraciones públicas y compañías eléctricas.

En los siguientes apartados se explicará brevemente el avance de la tecnología fotovoltaica desde sus inicios hasta la actualidad, destacándose los hitos más significativos. Además, se verá en qué estado se encuentra y cómo se desarrolla la energía solar fotovoltaica tanto en España como en el resto mundo.

2.5 INTRODUCCIÓN HISTÓRICA

La tecnología fotovoltaica tiene sus orígenes en el año 1839, cuando Alexandre Becquerel, físico francés, descubre el efecto fotovoltaico mientras experimentaba con una célula electroquímica. Sin embargo, es en el año 1954 cuando se demuestra la viabilidad de esta tecnología para la generación de electricidad con la creación de la primera célula solar práctica de silicio a manos de los científicos del Bell Labs. Esta célula solar tenía un rendimiento que oscilaba en torno al 6%, pero su alto coste hacía que solo fuesen empleadas en nichos muy específicos. Una de estas primeras aplicaciones donde desarrolla un papel fundamental es en la carrera espacial, donde el coste no era un impedimento significativo.

Uno de los mayores incentivos para el desarrollo de esta tecnología ocurre en los años 70 con la crisis del petróleo, aumentando la inversión en investigación y desarrollo en energías renovables. A lo largo de los años, se irían produciendo cada vez más avances hasta llegar a la situación actual, donde la tecnología fotovoltaica ha experimentado notables mejoras en eficiencia y reducción de costes, haciéndola accesible para un uso más generalizado.

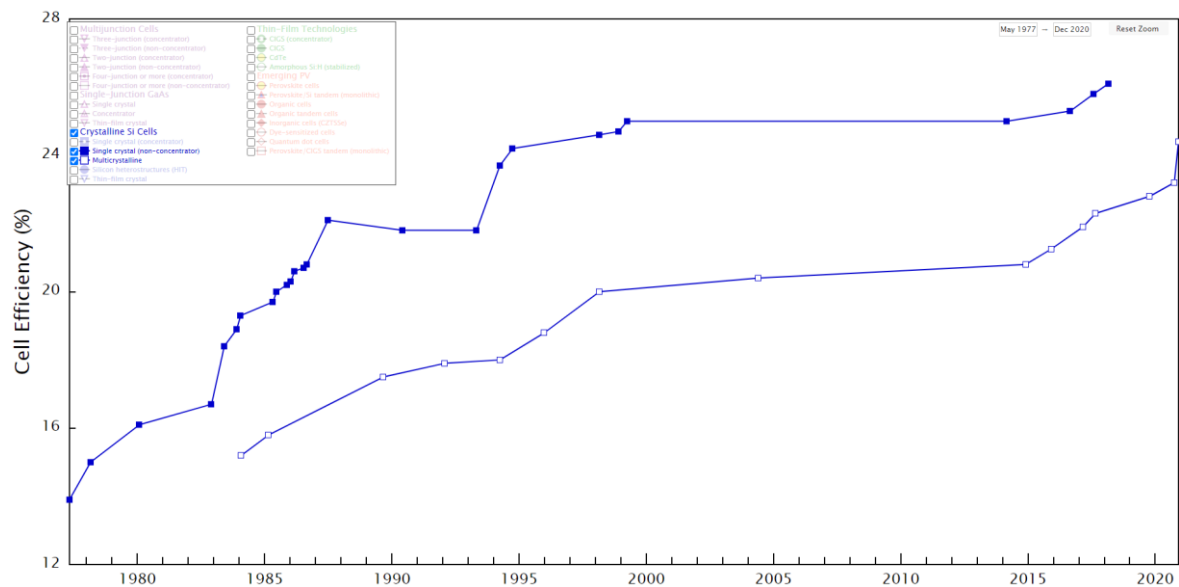


Figura 14: Evolución de los rendimientos en células monocristalinas y policristalinas. [9]

2.6 SITUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA EN EL MUNDO

Para realizar un análisis detallado del progreso de la energía fotovoltaica en los últimos años, consultaremos la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA). En su página web se nos proporciona información sobre la evolución de la capacidad instalada en MW de energía solar fotovoltaica, actualizada conforme marzo de 2024. A partir de los datos proporcionados, se ha realizado un diagrama de barras para visualizar la evolución de la capacidad instalada entre los años 2006 y 2023 a nivel mundial:

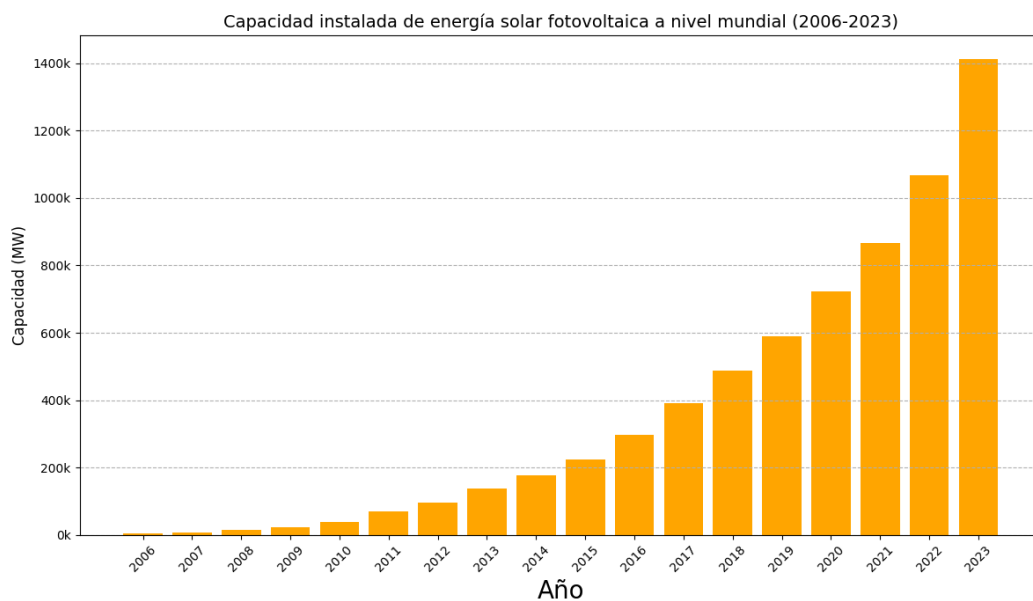


Figura 15: Evolución de la capacidad de energía solar fotovoltaica a nivel mundial. [10]

Se destaca en la gráfica cómo en los años 2007 y 2008 se instalaron unos 2.600 MW y 6.000 MW. Un gran porcentaje de estos corresponde a la capacidad instalada en España durante esos años debido a la implementación del Real Decreto 661/2007, haciendo de España el líder mundial en esta tecnología durante este periodo. Estos dos años supusieron el inicio de un aumento continuado en la capacidad instalada, instalándose durante el año 2023 unos 347.500MW a nivel mundial, suponiendo un incremento del 32,6% respecto del año anterior.

Se pueden sacar más conclusiones a partir de los datos proporcionados por la IRENA, como que las grandes potencias mundiales apuestan por esta tecnología. Se destaca el caso de China, la cual mantiene su puesto como líder en energía solar (por bastante), contando con unos 610.000 MW instalados. El segundo puesto lo ostenta Estados Unidos, con unos 138.000 MW instalados, seguido de Japón con unos 87.000 MW instalados.

Si examinamos ahora en conjunto todas las energías renovables, se puede observar en la *Figura 16*: Evolución de la capacidad fotovoltaica con respecto al mix renovable. [10] cómo se compara la energía fotovoltaica con el resto de las energías renovables a nivel mundial.

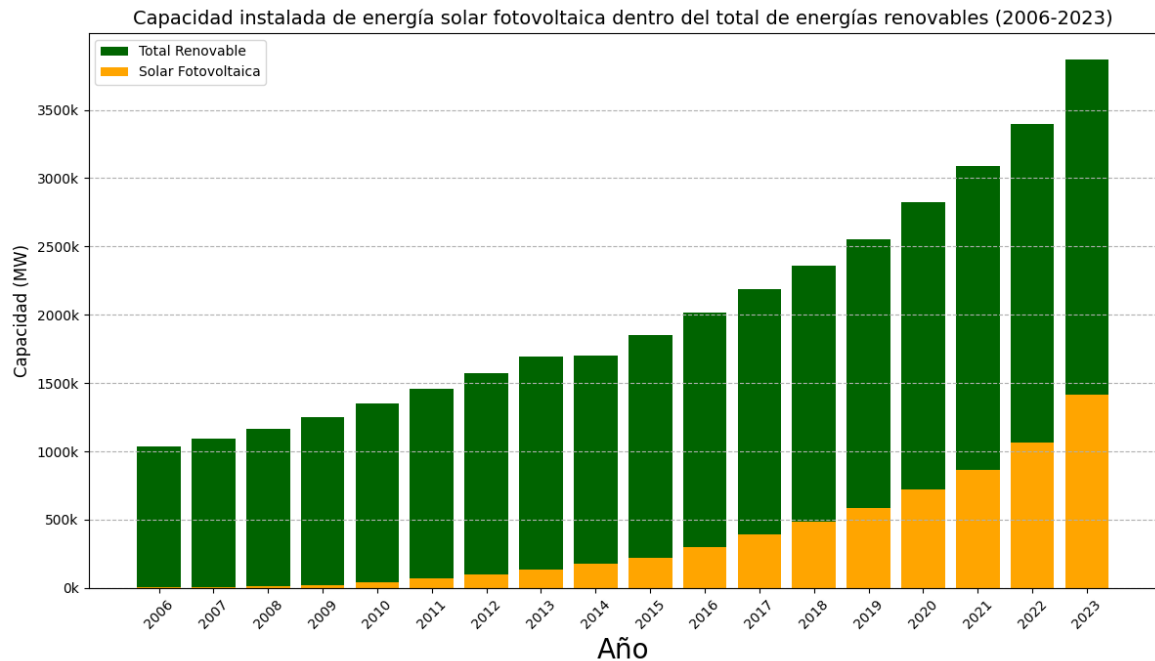


Figura 16: Evolución de la capacidad fotovoltaica con respecto al mix renovable. [10]

Se observa cómo la solar fotovoltaica ha pasado de ser despreciable con respecto otros tipos de energías renovables a ser una de las más empleadas estos últimos años, ocupando un 36,5% dentro del mix energético renovable mundial en el año 2023.

2.7 SITUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

Desde el año 2004, se han comenzado a establecer las primeras centrales fotovoltaicas en nuestro país, impulsadas por la entrada en vigor del Real Decreto 436/2004. Este decreto definió el marco legal y económico para la producción de electricidad bajo un régimen especial, marcando un compromiso significativo del gobierno hacia la generación eléctrica a través de fuentes renovables. El motivo principal de este decreto era el establecimiento de dos formas de comercializar la energía eléctrica, dependiendo de si la venta se realizaba a un distribuidor o en mercado.

Más tarde se impondría el Real Decreto 661/2007, el cual derogaba el Real Decreto 436/2004, pero manteniendo una idea semejante de comercialización. Este Real Decreto es una declaración de intenciones por parte del Gobierno, el cual dotó a los proyectos de energía

sostenible con una serie de primas las cuales hacían que invertir en renovables fuese altamente atractivo dada su nueva rentabilidad. Tras este *boom* que tuvo la solar fotovoltaica en España, siguieron una serie de limitaciones legales las cuales se hicieron que la capacidad fotovoltaica se estancase entre los años 2013 y 2018 por el llamado “impuesto al sol”, reflejado junto con el *boom* del 2007 en la *Figura 17*: Evolución de la capacidad de energía solar fotovoltaica en España. [10].

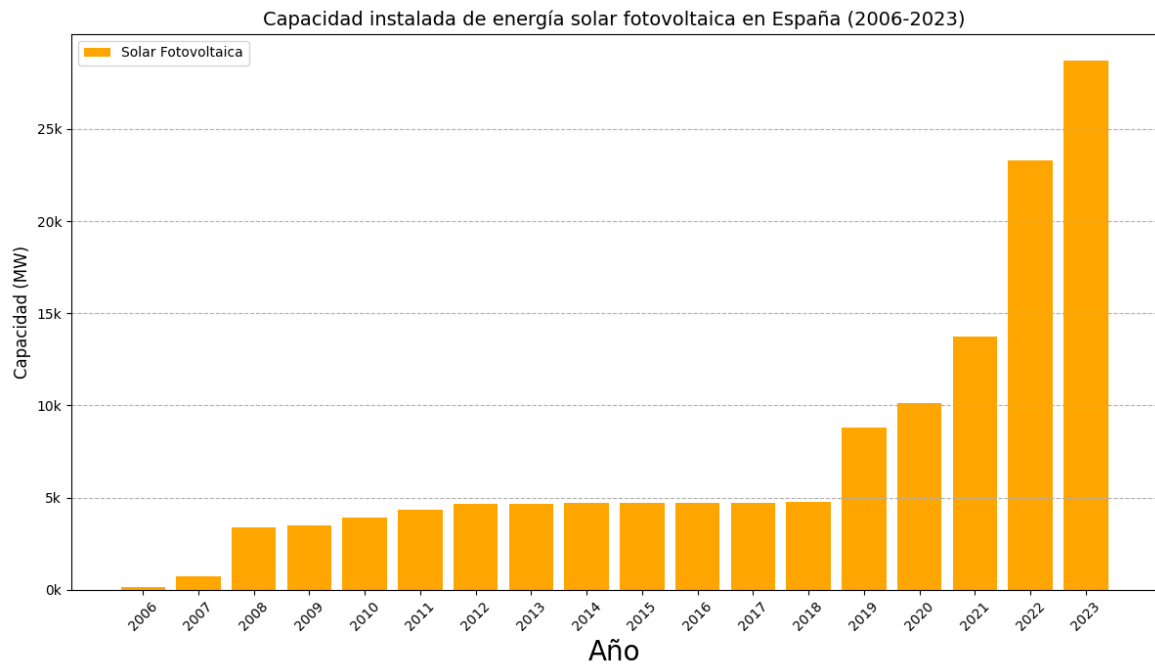


Figura 17: Evolución de la capacidad de energía solar fotovoltaica en España. [10]

Es a partir de la derogación de dicho impuesto al sol cuando se empieza a ver en España un crecimiento fotovoltaico sin precedentes. En el año 2019 se instalan en España unos 4.040 MW, suponiendo un aumento del 85% en un solo año y sumando una capacidad de 8.807 MW según la IRENA. Esta cifra sería más que triplicada en los siguientes 3 años, dando lugar a la actual capacidad fotovoltaica de 28.712 MW.

El marcado aumento en la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica estos últimos años no solo demuestra un entorno regulatorio favorable, sino también un mercado en expansión y una creciente aceptación de la fotovoltaica como fuente energética. Este entorno proporciona un buen escenario para la implementación de proyectos como el propuesto en este trabajo, enfatizando la oportunidad de contribuir de manera significativa a la transición energética del país y alineándose con los objetivos de desarrollo sostenible.

2.8 *FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO IBÉRICO ELÉCTRICO*

El Mercado Ibérico Eléctrico (MIBEL) es una iniciativa conjunta entre España y Portugal que permite la integración de sus mercados eléctricos, promoviendo la eficiencia y la competencia en el sector energético de la península ibérica. Este mercado integrado permite una gestión eficiente y competitiva de la energía, promoviendo la participación de fuentes de energía renovable. El encargado de gestionar las transacciones en el mercado mayorista, facilitando un proceso de subastas recibe el nombre de Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE).

El proceso de compraventa de energía en el OMIE se desarrolla principalmente en el mercado diario mayorista, donde cada día se subasta la energía para el día siguiente. Productores, comercializadores y grandes consumidores presentan sus ofertas de venta y compra, especificando el precio y la cantidad de energía. El OMIE cruza estas ofertas para determinar el precio marginal, el cual equilibra la oferta y la demanda. Este mecanismo no solo garantiza la eficiencia del mercado, sino que también favorece la integración de energías renovables en el mix energético. Las fuentes como la solar y la eólica, que tienen costes de operación muy bajos y costes por materias primas nulos, pueden ofertar energía a precios competitivos, desplazando a tecnologías más contaminantes y costosas. Además, los mercados intradiarios permiten ajustes continuos para adaptarse a las fluctuaciones en la producción y el consumo de energía, que son comunes con las renovables.

Hay dos tipos de mercados:

- Mercado mayorista: El mercado donde productores y comercializadores compran y venden electricidad al por mayor, gestionado por OMIE (el que nos interesa para nuestro estudio).
- Mercado minorista: El mercado donde los consumidores finales compran electricidad a través de comercializadoras.

En el mercado mayorista de electricidad, las ofertas de energía se organizan según los costes de producción de las distintas tecnologías. Las energías con costes marginales más bajos se encuentran en el primer escalón de oferta. A estas se les suman las centrales nucleares, ya que están 11 meses del año operativas y tienen paradas costosas, haciendo que el primer escalón esté conformado por tecnologías como la eólica, la solar o la nuclear. Conforme aumenta la demanda, se incorporan tecnologías más costosas, como el carbón y los ciclos combinados, y finalmente, las centrales de punta con costes más altos completan la oferta para satisfacer la demanda total. Esta estructura escalonada de ofertas determina el precio final de la electricidad.

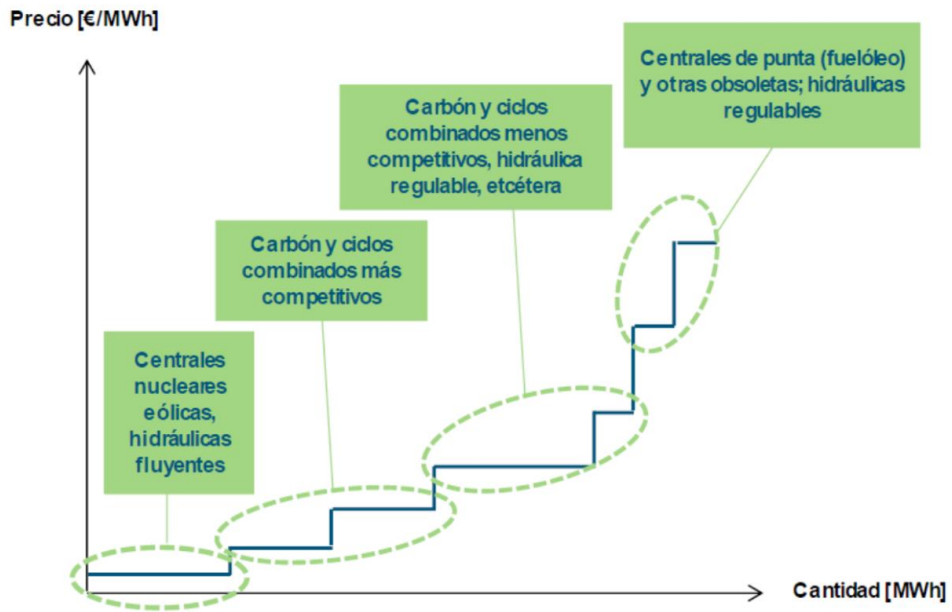


Figura 18: Incorporación de tecnologías al mercado mayorista. [4]

Capítulo 3. **NORMATIVA**

3.1 IMPORTANCIA DE LA NORMATIVA

La normativa aplicable a nuestro proyecto puede variar significativamente según la comunidad autónoma en la cual se emplace. Estas legislaciones autonómicas y nacionales pueden afectar desde la selección del terreno hasta el impacto ambiental, pasando por el acceso a la red eléctrica y la conexión con esta.

Otro aspecto fundamental es la evaluación del impacto ambiental. La mayor parte de este tipo de proyectos exige estudios detallados para determinar cómo el desarrollo de la planta podría afectar al entorno natural y a la biodiversidad local. Esto incluye la evaluación de la utilización del suelo, un estudio de posibles inundaciones o la protección de la fauna y vegetación local. Por ello, se prefieren terrenos áridos sin riesgo de inundaciones.

En adición a los requisitos legales y el estudio de impacto ambiental, resulta interesante considerar las pautas establecidas por organismos internacionales y asociaciones industriales como la IRENA, el IEEE o la UNESA. Estas pautas, aunque no siempre obligatorias, pueden facilitar la obtención de permisos y licencias, así como asegurar la viabilidad a largo plazo del proyecto.

La normativa termina siendo no solo un "impedimento", sino también un marco esencial que guía el desarrollo responsable y sostenible de los parques solares. Un enfoque meticuloso y proactivo hacia el cumplimiento normativo no solo evitará contratiempos legales, sino que reforzará también la viabilidad y sostenibilidad del proyecto a largo plazo.

3.2 NORMATIVA PRINCIPAL

Entre la principal normativa aplicable a este proyecto se encuentran:

- **Real Decreto 1955/2000:** Establece normativas para la gestión y operación en el transporte, distribución y venta de energía eléctrica, además de supervisar el suministro y los procesos de aprobación de las infraestructuras eléctricas.
- **Corrección de errores del Real Decreto 1955/2000.**
- **Real Decreto 223/2008:** Aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión.
- **Ley 24/2013:** Establece el marco regulador del sistema eléctrico español, abordando desde la producción hasta la comercialización de la energía eléctrica.

- **Real Decreto 337/2014:** aprueba el Reglamento sobre las condiciones técnicas y las garantías de seguridad para las instalaciones eléctricas de alta tensión.
- **Real Decreto 413/2014:** Regula la actividad de producción desde fuentes renovables, incluyendo requisitos técnicos y administrativos para la conexión a red.
- **Real Decreto 960/2020:** Introduce un mecanismo de subasta que ofrece una mayor certidumbre sobre los ingresos futuros de este tipo de proyectos y establece condiciones para la venta de energía en el mercado eléctrico.
- **Decreto-ley 24/2021:** Establece medidas para acelerar el despliegue de las energías renovables.
- **Real Decreto 1178/2023:** Adapta la normativa reguladora al marco europeo de ayudas de Estado para determinados programas de energías renovables.
- **Normativa UNE de la Energía Solar Fotovoltaica:** Recoge criterios, procedimientos, métodos de cálculo y guías, entre otros, de un sistema de conversión fotovoltaico de energía solar.
- **Decreto-Ley 2/2022:** Regula la distancia mínima a la cual se debe encontrar las instalaciones renovables de los núcleos urbanos en Castilla y León (1000m), entre otros.

Entre la normativa referente al impacto medioambiental se encuentran:

- **Real Decreto 1131/1988:** Aprueba el reglamento para la ejecución del Real Decreto 1302/1986 de evaluación de impacto ambiental.
- **Ley 8/2014** de prevención ambiental de Castilla y León.
- **Ley 42/2007:** Establece el marco de conservación, uso sostenible, mejora y restauración del patrimonio natural y la biodiversidad.
- **Ley 21/2013:** Establece el marco para la evaluación de impacto ambiental de proyectos que puedan afectar significativamente al medio ambiente.
- **Decreto 32/2014:** Modifica el **Decreto 24/2013** en el cual se regulan las funciones, composición y funcionamiento de las Comisiones Territoriales de Medio Ambiente y Urbanismo y del Consejo de Medio Ambiente, Urbanismo y Ordenación del Territorio de Castilla y León.

Con respecto a la normativa aplicable a las condiciones laborales y prevención de riesgos se encuentran:

- **Ley 21/1992:** Enuncia las normas básicas de ordenación de las actividades industriales por las Administraciones Públicas.
- **Ley 31/1995** de prevención de riesgos laborales.
- **Real Decreto 2200/1995:** aprueba el Reglamento de la infraestructura para la Calidad y la Seguridad Industrial, y sus modificaciones posteriores.
- **Real Decreto 487/1997:** Dicta disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos para los trabajadores.
- **Real Decreto 1627/1997:** Establece disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.

Capítulo 4. DISEÑO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

4.1 ANÁLISIS DE LA UBICACIÓN

La ubicación fue escogida en función de una serie de criterios tanto técnicos como medioambientales para mejorar la viabilidad del proyecto y evitar posibles problemas a futuro. La finca propuesta está ubicada a unos 2,5 kilómetros hacia el noreste de la localidad salmantina de Ciudad Rodrigo, concretamente en torno a las coordenadas $40^{\circ}37'03''\text{N}$ $6^{\circ}29'40''\text{W}$. Se trata de una finca rectangular de 376 metros de ancho por 544 metros de largo, formando un área de unas 20,45 hectáreas hábiles para la instalación de paneles. Esta forma, además de garantizar un diseño de la planta más sencillo, se ha diseñado de tal forma que cuente con un bajo porcentaje de elevación de terreno.



Figura 19: Emplazamiento del proyecto. [11]

4.1.1 CRITERIO DE SELECCIÓN DEL TERRENO

La elección del terreno juega un papel crucial en el rendimiento y diseño de la planta fotovoltaica, debiéndose considerar las siguientes premisas:

4.1.1.1 Ubicación geográfica y radiación solar

Se prefieren terrenos sin inclinación o con una ligera inclinación hacia el sur, así como con la mayor cantidad de radiación solar posible. Información relevante acerca de la radiación media diaria puede ser encontrada en páginas web como la de la Comisión Europea en el apartado PVGIS o bien en bases de datos como la de Meteonorm.

4.1.1.2 Permisos legales

Hay que tener en cuenta la normativa local, como por ejemplo aquellas legislaciones que regulan la distancia mínima a la que deben estar situadas las plantas fotovoltaicas de los núcleos urbanos. En nuestro caso (Castilla y León) esta información está recogida en el Decreto-Ley 2/2022, aprobado por el Gobierno de Castilla y León el 23 de junio de 2022. Según el artículo 13 de este Decreto-Ley, las plantas fotovoltaicas y sus infraestructuras auxiliares no serán autorizables en terrenos ubicados a menos de 1000 metros de los núcleos urbanos.

4.1.1.3 Área del terreno y geometría

El área requerida por cada MW de una planta fotovoltaica depende de varios factores, entre los cuales se incluyen la eficiencia de los módulos solares, la cantidad de radiación o la geometría del terreno. Se considerará la aproximación de que 1 hectárea de terreno es capaz de albergar una planta de unos 0,5MW de potencia. La geometría ideal de la finca es un rectángulo orientado hacia el sur, evitando la existencia de esquinas adicionales que dificulten el diseño de la planta.

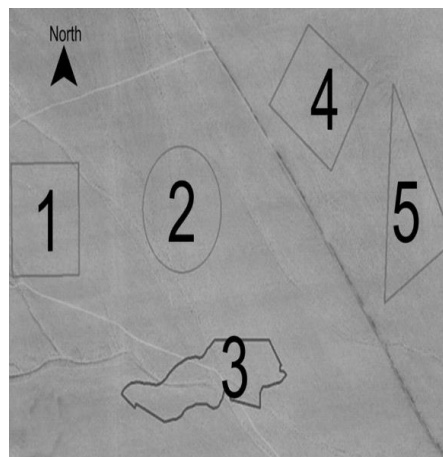


Figura 20: Geometrías de finca ordenadas de más eficientes (1) a menos eficientes (5). [7]

4.1.1.4 Acceso a la red eléctrica

La proximidad a las infraestructuras eléctricas existentes reduce los costos de conexión a la red y mejora la viabilidad económica del proyecto. En nuestro caso, la finca se encuentra en las cercanías de una red de 66kV. Además, en caso de querer conectar la planta a la red, se deberá tener en cuenta la capacidad de acceso del nodo de la red en el que se encuentre la instalación. Este dato es proporcionado por Red Eléctrica Española.

4.1.1.5 Acceso a carreteras

En la selección de finca, las carreteras para acceder a la planta fotovoltaica son consideradas a partir de mapas satelitales, topografía de la zona o visita al terreno. Los puntos importantes a tener en cuenta son los siguientes:

- Acceso a la planta para el personal durante la construcción y la operación del proyecto.
- Acceso conveniente para grandes vehículos, como podrían ser camiones o tráileres.
- Barreras culturales, legales o bien naturales a través del acceso, como podrían ser ríos, bosques o monumentos.

El emplazamiento escogido del terreno presenta una buena conexión con la carretera nacional más cercana, la cual se encuentra a un kilómetro de la finca de paneles.



Figura 21: Posible vía de acceso a la finca. [11]

4.1.1.6 Desagüe e inundaciones estacionales

La finca no debería ser seleccionada en el camino de un canal o río. Hay que asegurarse de que la zona de la planta no esté sometida a inundaciones mediante el análisis de imágenes satelitales y de mapas de inundaciones estacionales de las inmediaciones. En caso de existir el riesgo de inundación se debería construir un canal. La ubicación estudiada es un área de seco, por lo que no se manifiesta este problema.

4.1.1.7 Contaminación del aire y partículas sólidas en suspensión

La recogida de datos sobre la contaminación del aire y su calidad son necesarios para una estimación más exacta de la producción de la planta fotovoltaica. La contaminación aérea reduce significativamente la eficiencia de la planta, además de ser capaz de corroer el equipamiento de la central en caso de la presencia de agentes como el sulfuro. Hay que tener en cuenta también las partículas sólidas en suspensión, entre las cuales figuran el polvo, la

nieve o la sal. Es por ello que deben ser considerados métodos de limpieza en la planta solar, como robots automáticos o limpieza manual. En cuanto a la sal, esta puede causar la corrosión del equipo no protegido. Es por ello por lo que, en caso de que la planta se encuentre en un entorno corrosivo como cerca de la costa, es recomendable que los módulos fotovoltaicos cumplan con la norma IEC 61701 establecida por la Comisión Electrotécnica Internacional sobre la corrosión.

4.1.2 CLIMA Y TERRENO

Con la ayuda de las herramientas de PVGIS y SigPac, se han obtenido los siguientes datos relevantes sobre la ubicación a partir de un conjunto de datos recogidos entre 2005 y 2020:

<i>Parámetros</i>	<i>Valor</i>
Inclinación media	5,6%
Máxima temperatura registrada	36,57 °C
Mínima temperatura registrada	-4,9 °C
Temperatura media	13,61 °C
Humedad relativa media	70,04 %
Altitud media sobre nivel del mar	667 m

Tabla 2: Datos relevantes de clima y terreno. [12]

Vemos cómo los datos recogidos de las temperaturas y humedad se corresponden con el clima mediterráneo continental característico de Ciudad Rodrigo. Es importante considerar estos parámetros, ya que con ellos se determinará si cierto tipo de equipamiento es viable o no. Hay que tener en cuenta que el registro de temperaturas ha sido realizado a la sombra, por lo que en la práctica se tendrán temperaturas más altas. La importancia del control de la temperatura radica en que las temperaturas máximas que puede soportar un panel oscilan en torno a los 85°C, y rebasarlos supondría una reducción significativa de su eficiencia y la aceleración de su degradación.

4.1.3 DATOS SOLARES

Una buena estimación de los valores más relevantes en cuanto a la radiación solar (radiación solar global horizontal, índice de claridad...) nos son proporcionados por el propio software PVSyst, el cual realiza estas estimaciones a partir de datos procedentes de la base de datos Meteonorm entre los años 2001 y 2010. Para hacernos una idea de qué se encuentra en la imagen adjunta en la siguiente página, se explicarán brevemente los conceptos recopilados:

- **Hor. global:** Es la radiación solar global horizontal, medida en kWh·mes/m². Representa la cantidad total de energía solar recibida por una superficie horizontal en un mes.
- **Hor. diffuse:** Se trata de la radiación solar difusa horizontal, la cual se mide en kWh·mes/m². Es la parte de la radiación solar global que llega a lo largo del mes a la superficie terrestre de manera indirecta, es decir, dispersada por la atmósfera.
- **Extraterrestre:** Es la radiación solar extraterrestre, medida en kWh/m²·mes. Es la cantidad de energía solar recibida por una hipotética superficie perpendicular a los rayos solares que se encontrase fuera de la atmósfera terrestre a lo largo de un mes.
- **Clearness Index:** Hace referencia al índice de claridad medio mensual, y es adimensional. Es un cociente entre la radiación solar global recibida en la superficie terrestre y la radiación solar extraterrestre a lo largo del mes. Este índice indica la transparencia de la atmósfera, con valores más altos indicando menos nubes y una atmósfera más clara.
- **Amb. temper.:** Temperatura ambiental promedio, medida en grados Celsius (°C). Indica la temperatura media mensual del aire ambiente.
- **Wind velocity:** Medida de la velocidad del viento, en metros por segundo (m/s). Representa la velocidad promedio del viento a lo largo del mes. Es una variable importante a tener en cuenta para ver cuánto puede enfriarse un panel por convección.

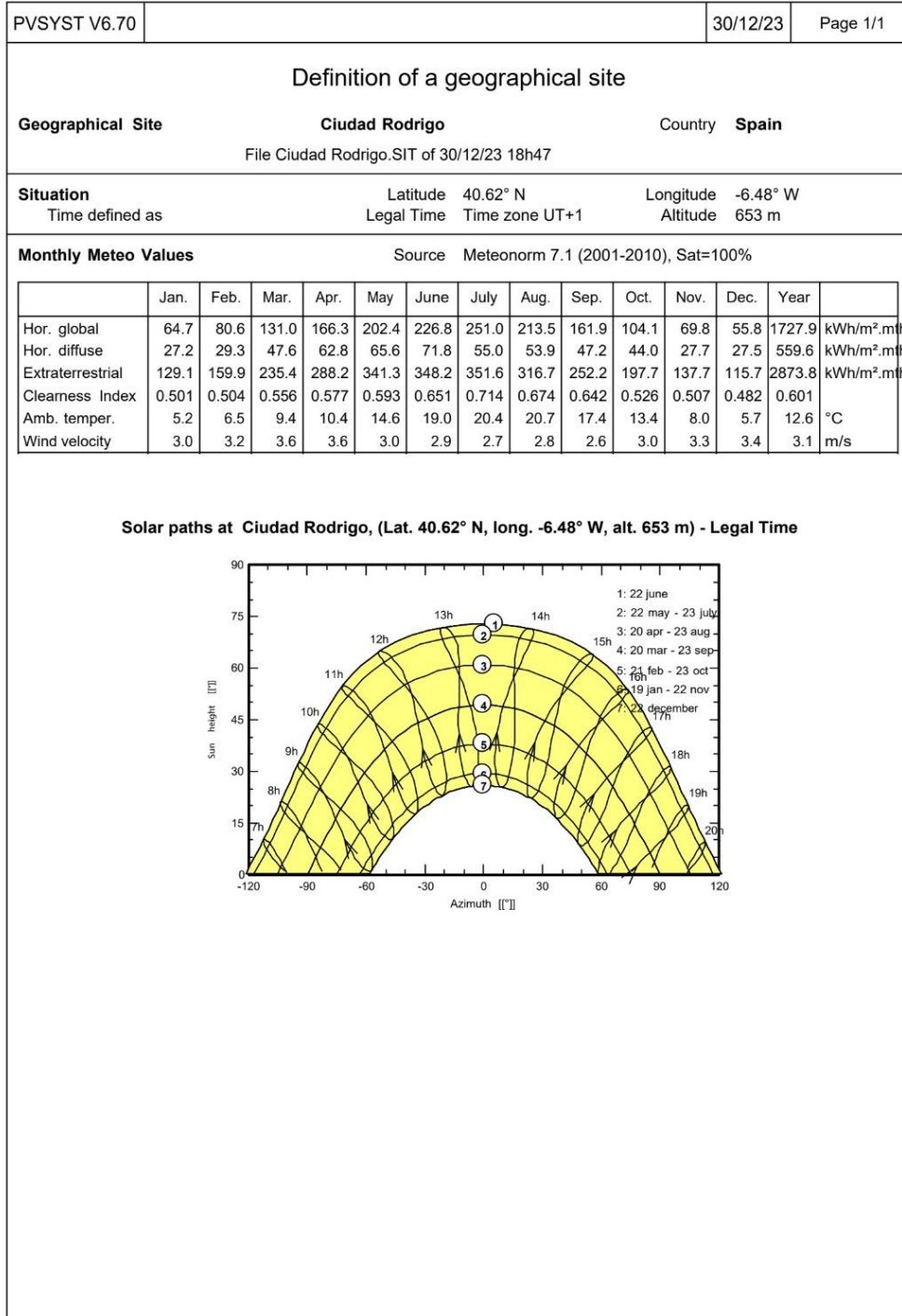


Figura 22: Datos solares proporcionados por PVSyst. [1]

4.2 ELECCIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

En nuestro caso, se ha querido optimizar la energía producida por metro cuadrado, por lo que se buscará un panel con buen rendimiento y elevada potencia nominal de entre los disponibles, compaginando estas características con un precio asequible. Es por ello por lo que se ha optado por el modelo LR5-72HBD-550M del fabricante LONGi debido a su buen rendimiento del 21,3% y potencia máxima de 550Wp. LONGi no solo ofrece este modelo de panel con muy buena potencia nominal, sino que además es relativamente barato cuando se compara con otros paneles de otras empresas del sector, como el módulo de Canadian Solar HiKu7 de 665Wp, el cual cuesta casi el doble pese a aumentar en 115Wp la potencia nominal, o el Tiger Neo 570Wp de Jinko, el cual es significativamente más caro para los 20Wp de diferencia. El parámetro de potencia es de vital importancia ya que, por lo general, cuanto mayor sea la potencia del panel mayor será el aprovechamiento del espacio disponible al requerirse de menos paneles para obtener una cierta potencia pico, pero a partir de cierto punto el aumento de potencia-pico no compensará el aumento de precio del modelo. Se considera que el panel de 550Wp de LONGi está en ese punto.

El módulo fotovoltaico LONGi Hi-MO 5, modelo LR5-72HBD-550M, presenta las características mecánicas y eléctricas deseadas para este tipo de proyectos a larga escala. Este módulo cuenta con 144 células bifaciales (6x24) encapsuladas en vidrio templado, ofreciendo una alta durabilidad y resistencia a agentes externos. En términos de conexión, incluye una caja de conexiones con protección IP68 y tres diodos, así como cables de salida de 4 mm². Este modelo de módulo tiene una capacidad de bifacialidad del 70±5%, lo que significa que su parte trasera puede generar un 70±5% de la energía que puede generar la parte frontal bajo las mismas condiciones de irradiación. La protección del módulo es de clase II y cuenta con clasificaciones de incendio UL tipo 29 e IEC clase C.

Los datos generales de este panel se encuentran recogidos en la *Tabla 3*: Datos generales del módulo fotovoltaico. [13].

<i>Datos Generales</i>	<i>Valor</i>
Modelo	LR5-72HBD-550M
Tipo de tecnología	Silicio Monocristalino
Dimensiones	2278×1133×35mm
Rendimiento	21,3%

Tabla 3: Datos generales del módulo fotovoltaico. [13]

Los datos eléctricos en *STC* (*Standard Test Conditions*) se recogen en la *Tabla 4*: Datos eléctricos en *STC* del módulo fotovoltaico. [13]. Estos parámetros resultarán esenciales a la hora de realizar el correcto diseño de la planta fotovoltaica. Además, también resultarán importantes los parámetros dimensionales de los paneles para la correcta simulación del modelo.

<i>Datos Eléctricos en STC</i>	<i>Valor</i>
Potencia nominal pico	550±16,5 Wp
Tolerancia de la potencia	Silicio Monocristalino
Tensión de circuito abierto (V_{oc})	49,80 V
Corriente de cortocircuito (I_{sc})	13,99 A
Voltaje en el punto de máxima potencia (PMP) (V_{mp})	41,95 V
Corriente en el PMP (I_{mp})	13,12 A
Temperatura de operación	-40°C ~ 85 °C
Temperatura nominal de operación	45±2 °C
Tensión máxima de operación	1500V DC
Capacidad máxima del fusible	30 A
Coefficiente de temperatura de V_{oc}	-0,265 %/°C
Coefficiente de temperatura de I_{sc}	+0,050 %/°C
Coefficiente de temperatura de P_{max}	-0.340 %/°C

Tabla 4: Datos eléctricos en STC del módulo fotovoltaico. [13]

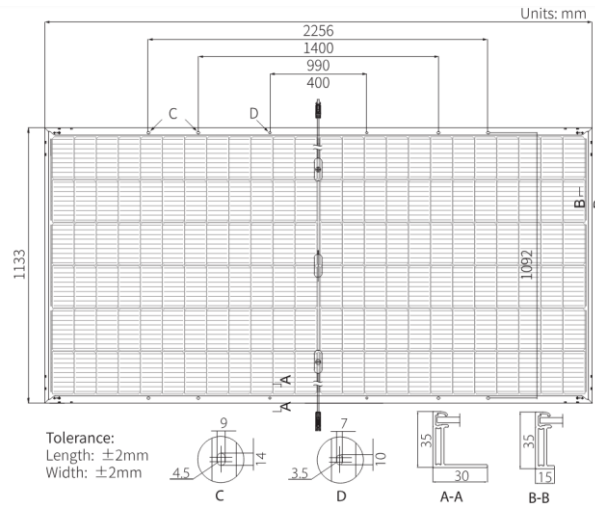


Figura 23: Dimensiones del módulo fotovoltaico. [13]

4.3 ELECCIÓN DE LA ESTRUCTURA SOPORTE

A la hora de elegir una estructura soporte que se adapte lo mejor posible a nuestro proyecto se debe considerar primero si se quiere una estructura fija o una estructura móvil. En comparación con las estructuras fijas, las de un eje horizontal pueden aumentar la producción de energía hasta en un 25% al seguir el movimiento del sol a lo largo del día, optimizando la captación de luz solar y maximizando la eficiencia energética sin incurrir en los costos significativamente mayores asociados a estructuras más complejas como las de doble eje. Estas últimas, aunque pueden captar más energía, son más complejas y costosas de instalar, mantener y modelar en software.

Por estas razones, se ha escogido un modelo de seguidor solar horizontal, concretamente el modelo SF7 de la empresa Soltec que permite un giro de $\pm 55^\circ$. Este modelo permite una configuración de paneles tal que en un seguidor haya dos filas de paneles de 72 o 78 celdas, lo cual hace que sean compatibles con nuestros paneles solares de 72 celdas. Una de las mejores características de estos seguidores es que son los propios paneles los que alimentan los servomotores responsables del giro del eje, resultando en una instalación más simple. Además, la integración de algoritmos de 'backtracking' y de seguimiento solar hace que su rendimiento aumente considerablemente.

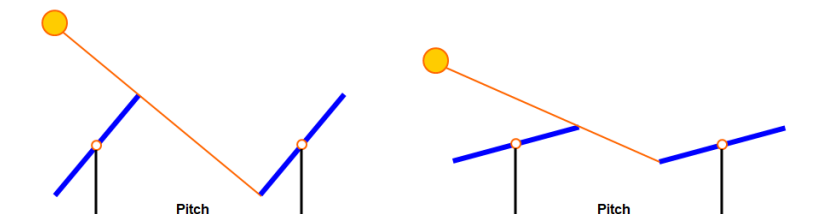


Figura 24: Ejemplo de algoritmo de 'backtracking' para prevención de sombras. [4]

4.4 ELECCIÓN DEL INVERSOR

La elección del inversor es, junto con la elección del tipo de panel solar, la elección más importante. Para el proyecto entre manos se buscará un tipo de inversor que tenga una potencia máxima suficiente, además de contar con las cualidades necesarias para actuar como inversor de una planta fotovoltaica de gran escala. Habrá un inversor por cada subgrupo generador, haciendo que la potencia del subgrupo quede fijada por la potencia nominal del inversor.

Se ha realizado la elección del modelo de la empresa alemana SMA Sunny Central 2200 en base a su facilidad de integración en una planta fotovoltaica con respecto a otro tipo de inversores y por su eficacia probada en proyectos reales. La mayor ventaja con la que cuenta este inversor con respecto a otro tipo de inversores comerciales es que está diseñado específicamente para plantas fotovoltaicas de elevada potencia, y que en comparación con otros inversores semejantes resulta menos costoso, tanto en compra como en instalación. Además, lleva integrado un suministro de tensión que lo alimenta sin necesidad de fuentes de energía externas. Sus parámetros nominales vienen dados a continuación y han sido extraídos del *datasheet* del fabricante:

<i>Datos Generales</i>	<i>Valor</i>
Modelo	SC 2200
Máxima tensión de entrada	1100 V
Rango de tensión en el PMP	570 ~ 950 V
Número de entradas DC	24
Máxima corriente de entrada a 25 °C	3960 A
Máxima corriente de entrada a 50 °C	3600 A
Dimensiones (Ancho x Alto x Largo)	2780x2318x1588 mm
Clasificación de protección	IP54
Rango de Temperatura	-25 ~ 60 °C

Tabla 5: Datos generales del Sunny Central 2200. [6]

Datos de la Salida (AC)	Valor
Tensión Nominal	385 V
Corriente Nominal	3000 A
Corriente Máxima	3300 A
Potencia Nominal a 25/40/50 °C para $\cos\phi = 1$ (ideal)	2200/2080/2000 kW
Potencia Nominal a 25/40/50 °C para $\cos\phi = 0,8$	1760/1664/1600 kW
Frecuencia	50 Hz
Rendimiento Máximo	>98,0 %

Tabla 6: Datos de salida del Sunny Central 2200. [6]

Pese a que el rango de temperaturas sea de -25°C a 60°C , el inversor dejará de proporcionar la potencia máxima a una temperatura de unos 25°C . El nivel de degradación se hace notable a partir de los 50°C , punto en el cual la pendiente de degradación cambia abruptamente hasta llegar a 0kVA en los 60°C . Esto se puede observar mejor en la siguiente gráfica, elaborada a partir del *datasheet* proporcionado por el fabricante:

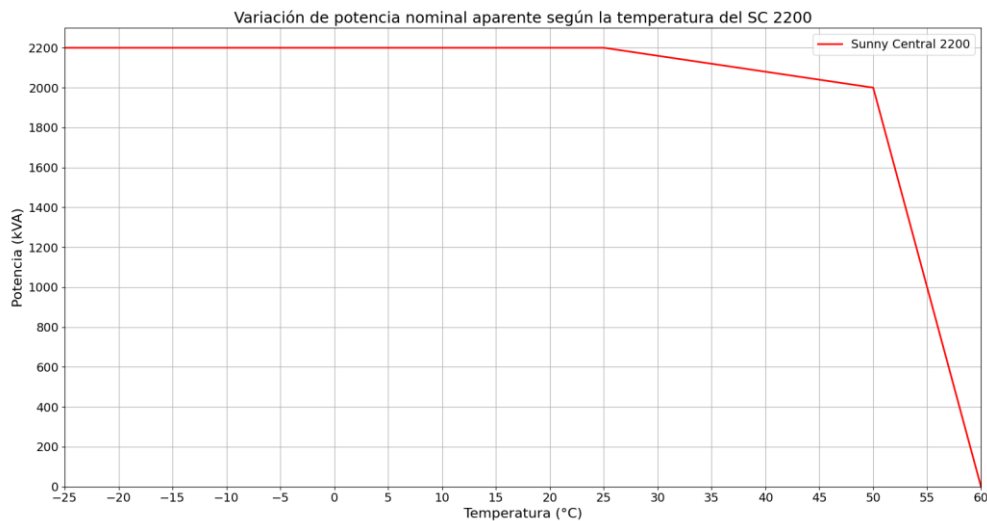


Figura 25: Variación de potencia nominal aparente según la temperatura del SC 2200. [6]

El inversor escogido puede conectarse directamente a la red y cuenta con las protecciones eléctricas pertinentes, pudiendo producirse la desconexión de la red en caso de falta. Otra razón por la cual se ha escogido este modelo es por la facilidad de instalación y por la baja distorsión armónica que produce a su salida (menor al 3%), garantizando una buena calidad de energía inyectada.

El fabricante también nos proporciona con un esquema ilustrativo de cómo se integra el inversor en la planta fotovoltaica:

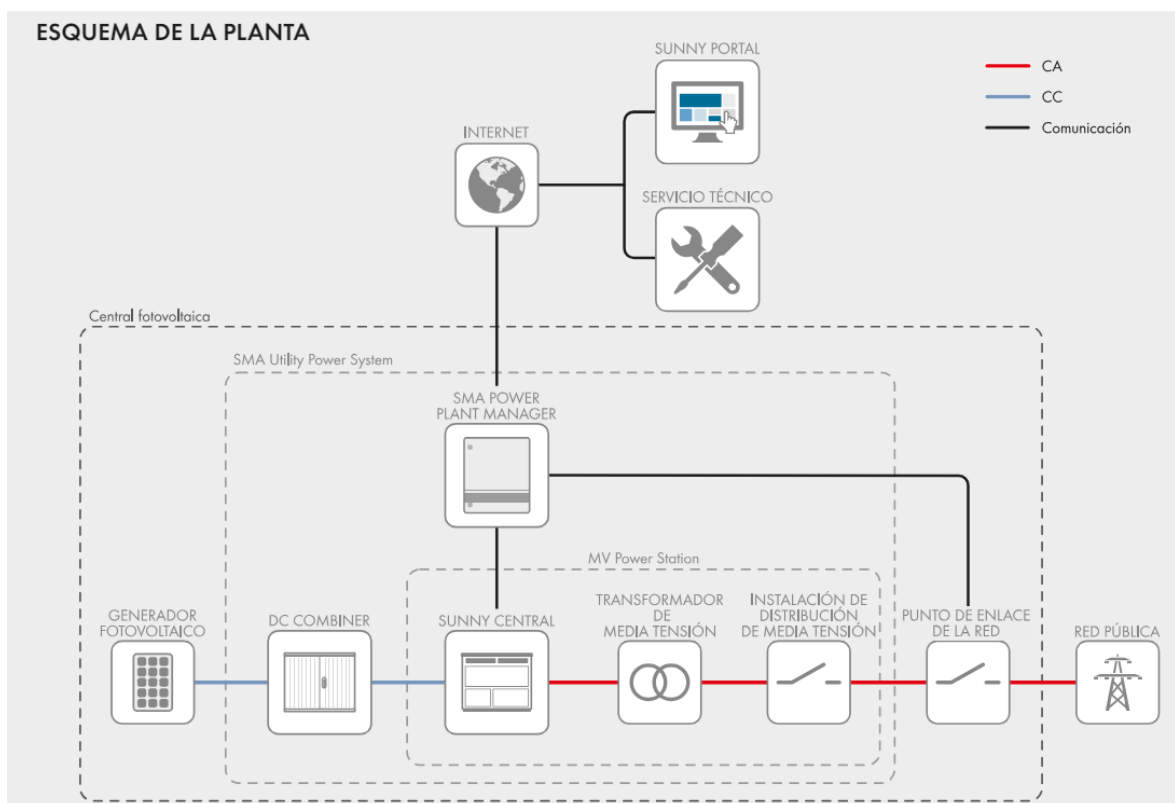


Figura 26: Integración del SC 2200 en la planta. [6]

Además, el inversor se encontrará en la central de media tensión (una por subgrupo generador), la cual englobará a su vez un transformador elevador, así como las protecciones pertinentes. Esta central de media tensión se encuentra representada en la imagen anterior bajo el nombre de 'MV Power Station'.

4.5 DIMENSIONAMIENTO DEL SUBGRUPO FOTOVOLTAICO

El siguiente apartado tiene por objetivo el correcto dimensionamiento de un subgrupo fotovoltaico, a partir del cual se dimensionará la planta en su totalidad. Este diseño se centrará en la disposición de los paneles formando series y paralelos. Cabe destacar que, con fin de optimizar el rendimiento del inversor del subgrupo, se buscan valores de potencia cercanos a la potencia nominal del inversor, ya que cuánto más cerca se opere de este punto menores pérdidas se tendrán.

Con el fin de obtener dicha potencia y contrarrestar las pérdidas en los cables DC y en los propios paneles, hay que llevar a cabo un sobredimensionamiento de la instalación. Uno de los factores más influyentes en las pérdidas de potencia es el de la temperatura. Cuando un fabricante nos dice que sus paneles tienen una potencia pico de, por ejemplo, 500Wp, estos 500Wp están siendo medidos en unas condiciones de laboratorio específicas. En el caso de las *Standard Test Conditions* (STC), se ensayan los paneles con una irradiancia de 1000W/m², una temperatura de 25°C y simulando unas condiciones en las cuales la radiación atraviesa 1,5 veces el espesor de la atmósfera (1,5AM).

Estas condiciones de laboratorio raramente se van a dar en el caso práctico, especialmente las de temperatura. Un panel está a, aproximadamente, 20°C por encima de la temperatura ambiente un día de sol. Este sobrecalentamiento del panel con respecto a las STC hace que su rendimiento y, por ende, su potencia pico disminuyan. En cuanto la irradiancia, en la zona de la finca han sido registradas irradiancias en torno a los 1000 W/m² de las STC en los días más calurosos de verano, por lo que se ha decidido omitir la corrección por la irradiancia.

4.5.1 CÁLCULO DEL SOBREDIMENSIONAMIENTO DE POTENCIA

A partir de los datos de los paneles y los datos medioambientales se calculará el porcentaje aproximado de sobredimensionamiento del subgrupo generador teniendo en cuenta la variación de temperatura y el coeficiente de temperatura de P_{max} .

Si suponemos que el panel está unos 25°C más caliente que la temperatura ambiente y que las temperaturas máximas registradas en verano durante los días de mayor irradiancia pueden llegar a superar los 40°C, llegamos a la conclusión de que el panel estará como máximo a 65°C. Aplicando el coeficiente de temperatura de la potencia máxima tenemos que la potencia máxima real por panel viene dada por:

$$P_{max}^{real} = P_{max}^{STC} \cdot (1 + \Delta T \cdot C_{Pmax})$$

$$\Delta T = T_{max}^{real} - T_N$$

Donde:

- P_{max}^{real} : Es la potencia que se puede alcanzar como máximo por panel en condiciones reales, medida en Wp.
- P_{max}^{STC} : Es la potencia que se puede alcanzar como máximo en STC, medida en Wp.
- ΔT : Diferencia entre la temperatura real máxima a la que estará el panel y la temperatura nominal del panel dada en sus especificaciones, en °C.
- C_{Pmax} : Coeficiente de temperatura de la potencia máxima del panel, en %/°C.

Por lo tanto, la potencia máxima esperada será de:

$$P_{max}^{real} = 550 \cdot (1 + 20 \cdot (-0,0034)) = 512,6 \text{ Wp}$$

Luego la potencia real que será capaz de aportar un panel es de 512,6 Wp, un 93,2% de la potencia en STC. A esto hay que sumarle las pérdidas entre los paneles y el inversor (lado DC), principalmente debidas a la resistencia de los cables y las pérdidas en diodos y conexiones. Algo razonable es asumir un 2,5% de pérdidas de este tipo. Nótese que no se tienen en cuenta pérdidas por polvo o por envejecimiento de las placas ya que se asume que se encuentran en condiciones de estreno.

Este 2,5% de pérdidas aplicado a la corrección de temperatura hacen que, de los 550Wp en STC lleguen unos $512,6 \cdot 0,975 \approx 500$ Wp, un 90,9% de la potencia en STC. Esto hace que el factor de sobredimensionamiento a tener en cuenta sea, aproximadamente, del 109,1% con respecto a la potencia nominal del inversor.

$$P_{inv} = 2,2 \text{ MW}$$

$$P_{subgrupo} = 109,1\% \cdot P_{inv} = 2,4 \text{ MWp en STC}$$

Una vez sabemos cuánto se ha de sobredimensionar el subgrupo fotovoltaico, se procede a realizar la configuración de series y paralelos de los paneles de tal forma que se opere dentro del rango de tensión en el punto de máxima potencia del inversor.

4.5.2 MÁXIMO NÚMERO DE PANELES POR RAMAL

La tensión de circuito abierto del grupo fotovoltaico cuando la temperatura es mínima debe ser menor o igual que el valor máximo de tensión de entrada al inversor en el punto de máxima potencia. La temperatura ambiente mínima para nuestro caso en Ciudad Rodrigo es de unos -10°C en invierno, registrados a las 9 de la mañana y coincidiendo con la salida del sol, momento en el cual los paneles comienzan a transformar energía. Se aplica un factor de corrección al panel, teniendo en cuenta que los niveles de irradiancia a esas horas oscilan en torno a los 60 W/m²:

$$T_{panel}^{min} = T_{ambiente}^{min} + \frac{(T_N - 20)}{800} \cdot E = -10 + \frac{(45 - 20)}{800} \cdot 60 \approx -8^{\circ}\text{C}$$

Esta ecuación tiene en cuenta la temperatura nominal de los módulos ($T_N = 45^\circ\text{C}$), medida para unas condiciones de 800 W/m^2 y temperatura ambiente de 20°C , y la irradiancia E (W/m^2) para calcular la temperatura aproximada a la cual se encontrará el panel. Una vez calculada esta temperatura mínima, se calcula la tensión de circuito abierto del panel asociada a esa misma temperatura aplicando un factor de corrección proporcionado por el fabricante ($C_{V_{oc}} = -0,265\%/^\circ\text{C}$) a la tensión de circuito abierto a 25°C , también proporcionada por el fabricante:

$$V_{oc}(-8^\circ\text{C}) = V_{oc}(25^\circ\text{C}) \cdot (100\% + C_{V_{oc}} \cdot \Delta T) = 49,80 \cdot 108,75\% = 54,16\text{V}$$

$$\Delta T = T_{panel}^{min} - T_N = -8 - 25 = -33^\circ\text{C}$$

Sacado este parámetro, se puede calcular el número máximo de paneles en serie como:

$$V_{oc}(-8^\circ\text{C}) \cdot N_{serie} \leq V_{PMP}^{max} \Leftrightarrow N_{serie} \leq \frac{950}{54,16} = 17 \text{ paneles}$$

Donde:

- V_{PMP}^{max} : Es el voltaje máximo de entrada al inversor en el punto de máxima potencia.
- $V_{oc}(-8^\circ\text{C})$: Es la tensión de circuito abierto de un panel a -8°C .

4.5.3 MÍNIMO NÚMERO DE PANELES POR RAMAL

Por otro lado, la tensión en circuito abierto del grupo fotovoltaico cuando la temperatura es máxima debe ser mayor o igual que el valor mínimo de la tensión de entrada al inversor en el punto de máxima potencia. La temperatura ambiente máxima para nuestro caso en Ciudad Rodrigo es de unos 40°C en verano, registrados en torno a las 16:00. Para ese punto, la irradiancia registrada es de unos 800 W/m^2 . Aplicando la corrección pertinente:

$$T_{panel}^{max} = T_{ambiente}^{max} + \frac{(T_N - 20)}{800} \cdot E = 40 + \frac{(45 - 20)}{800} \cdot 800 = 65^\circ\text{C}$$

Una vez calculada la temperatura máxima de funcionamiento, se calcula, al igual que en el caso anterior, la tensión de circuito abierto del panel asociada a esa misma temperatura:

$$V_{oc}(65^\circ\text{C}) = V_{oc}(25^\circ\text{C}) \cdot (100\% + C_{V_{oc}} \cdot \Delta T) = 49,80 \cdot 89,4\% = 44,52\text{V}$$

$$\Delta T = T_{panel}^{max} - T_N = 65 - 25 = 40^\circ\text{C}$$

E, imponiendo la condición de diseño, se tiene que:

$$V_{oc}(65^\circ\text{C}) \cdot N_{serie} \geq V_{PMP}^{min} \Leftrightarrow N_{serie} \geq \frac{570}{44,52} = 13 \text{ paneles} \Rightarrow N_{serie} \in [13, 17] \forall N$$

Del punto de temperatura máxima de operación ($800\text{W}/\text{m}^2$) nos interesa también la intensidad de cortocircuito asociada al panel, ya que es la máxima intensidad de cortocircuito y es la que determinará el número de paralelos de la instalación. Esta se calcula aplicando el factor de corrección por temperatura dado por el fabricante $C_{Isc} = 0,050\%/^{\circ}\text{C}$

$$I_{sc}^{1000\text{W}}(65^{\circ}\text{C}) = I_{sc}^{STC}(25^{\circ}\text{C}) \cdot (100\% + C_{Isc} \cdot \Delta T) = 13,99 \cdot 102\% = 14,27\text{A}$$

A continuación, se realiza el ajuste por irradiancia:

$$I_{sc}^{800\text{W}}(65^{\circ}\text{C}) = 14,27 \cdot \frac{800}{1000} = 11,42\text{A}$$

4.5.4 NÚMERO DE PARALELOS EN EL SUBGRUPO

Para diseñar el número de paralelos del subgrupo se ha tener en cuenta que la corriente de entrada máxima en el inversor no sea superada. Se ha escogido la intensidad máxima de entrada a 50°C para ir seguros, aunque contamos con que el sistema de refrigeración incorporado en el inversor regule la temperatura de tal forma que no se alcancen estos 50°C .

$$I_{sc,max}^{subgrupo} = I_{sc}^{800\text{W}}(65^{\circ}\text{C}) \cdot N_{paralelos} < 3600\text{A}$$

El segundo factor a tener en cuenta para hacer el diseño de los paralelos es el número total de paneles del subgrupo. Este número se calcula como el cociente de la potencia total del grupo generador calculado anteriormente entre la potencia pico del panel, ambas en STC:

$$N_{paneles} = \frac{P_{subgrupo}^{STC}}{P_{panel}^{STC}} = \frac{2,4\text{MWp}}{550\text{Wp}} = 4364 \text{ paneles}$$

El tercer y último factor que se tendrá en cuenta es que el número de paralelos es resultado de dividir el número total de paneles entre el número de series que se escoja:

$$N_{paralelos} = \frac{N_{paneles}}{N_{series}} \in \mathbb{N}$$

El número de paneles no resulta conveniente, ya que al no ser divisible entre ningún número del rango de números enteros [13, 17] no se obtendrá un número entero de paralelos. Es por ello por lo que se buscará el número de series en el rango [13, 17] que, multiplicado por un número entero $N_{paralelos}$, se aproxime lo máximo posible a 4364 paneles para no desviarse demasiado de la potencia deseada y que además cumpla con la condición de intensidad máxima de entrada en el inversor. La resolución de este problema da como resultado óptimo series de 15 paneles con 291 paralelos para un total de 4365 paneles. Al ser tan solo 1 panel más de los deseados, la potencia del subgrupo se mantendrá en los 2,4MWp (se desprecia el aumento de 550Wp por el panel extra).

Parámetros	Valor
Número total de paneles	4365
Número de paneles en serie	15
Número de paneles en paralelo	291
Potencia nominal del generador	2,4MWp
Número total de inversores	1
Potencia nominal del inversor	2,2MW

Tabla 7: Datos del subgrupo.

4.5.5 COMPROBACIÓN DE LÍMITES DEL INVERSOR EN EL PMP

Tensión mínima del subgrupo generador:

$$V_{oc}(65^{\circ}C) \cdot N_{series} = 44,52 \cdot 15 = 667,8V > 570V \checkmark$$

Tensión máxima del subgrupo generador:

$$V_{oc}(-8^{\circ}C) \cdot N_{series} = 54,16 \cdot 15 = 812,4V < 950V \checkmark$$

Corriente máxima del subgrupo generador:

$$I_{sc}(65^{\circ}C) \cdot N_{paralelos} = 11,42 \cdot 291 = 3323,22A < 3600A \checkmark$$

4.5.6 CONFIGURACIÓN DEL SEGUIDOR SOLAR

El seguidor escogido para el proyecto se ha escogido de tal forma que sea compatibles con los paneles de 550Wp y que desempeñe su función a un coste asequible. De entre los fabricantes en el mercado se ha escogido el modelo SF7 de Soltec porque también permite múltiples configuraciones de paneles que se alinean con el proyecto, las cuales vienen presentadas en su ficha técnica:

MODULE CONFIGURATIONS Approximate Dimentions

	Length	Height	Width		Length	Height	Width
2x28	29.2 m (95' 10")			2x42	43.6 m (143')		
2x29	30.2 m (99' 1")	4.1 m (13' 4")	4.1 m (13' 4")	2x43.5	45.6 m (149' 7")	4.1 m (13' 4")	4.1 m (13' 4")
2x30	31.4 m (103')			2x45	46.7 m (153' 3")		

Figura 27: Lista de posibles configuraciones dadas por el fabricante. [16]

Debido a nuestra configuración de series de 15 paneles, las configuraciones que más nos interesan son las que nos permitan hacer filas con un número que sea múltiplo de 15 de paneles, como bien son las configuraciones de 2x30 y 2x45. Por razones de optimización de espacio y menor mantenimiento se ha escogido la configuración de 2 filas de 45 paneles cada una.

El número de seguidores solares por subcampo se calcula como:

$$N_{seguidores} = \frac{4365 \text{ paneles}}{2 \cdot 45 \text{ paneles/seguidor}} = 48,5 \text{ seguidores}$$

Por lo tanto, el subcampo tendrá 48 seguidores, cada uno con 6 series de 15 paneles, y un seguidor con 3 series de 15 paneles, haciendo un total de 49 seguidores solares.

4.5.7 ESQUEMA SIMPLIFICADO DE LA PLANTA

Teniendo en cuenta las dimensiones de los paneles, cada seguidor tendrá una longitud que será de 45 veces la longitud del panel, haciendo un total de unos 51 metros por seguidor solar.

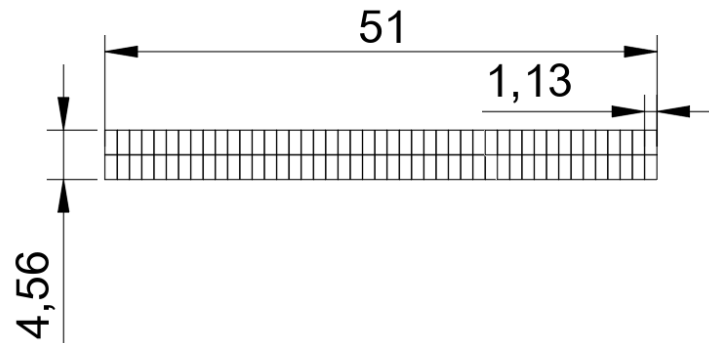


Figura 28: Dimensiones de un seguidor solar, en metros.

Uno de los factores a tener en cuenta en cuanto a la disposición de los seguidores solares es la distancia entre ellos, la cual dependerá de si el seguidor usa *backtracking* o no. Seguidores con esta tecnología permiten una mayor optimización del espacio al ajustar la posición de los paneles para evitar pérdidas por sombras, haciendo que la energía inyectada a la red sea mayor. Cuanta más distancia entre seguidores solares mejor, pero hasta cierto punto, ya que a partir de cierta distancia la reducción de pérdidas por sombreado no va a compensar el aumento de terreno necesario.

Para realizar la estimación de cuánto se han de separar las filas de seguidores solares, se ha de tener en cuenta que durante el solsticio de invierno, cuando el sol está en su máximo sobre las 12 y para nuestra latitud de unos $40,5^\circ$, se minimicen las sombras entre paneles. Esta distancia se ha estimado en 8 metros. Teniendo en cuenta que la finca disponible tiene unas dimensiones de 544×376 metros, lo ideal es que se hagan subgrupos de unos 136×188 metros, de tal forma de que en cada subgrupo quepan 3 seguidores en línea de 51 metros de largo separados 4 metros formando 17 columnas espaciadas 8 metros entre sí, para un total de 136 metros, contando la última fila con un único seguidor solar y dejando espacio junto con su subgrupo adyacente para los inversores de los 2 subgrupos. El número total de subgrupos es de 8. Esta configuración simplificada de un subgrupo se ilustra a continuación:

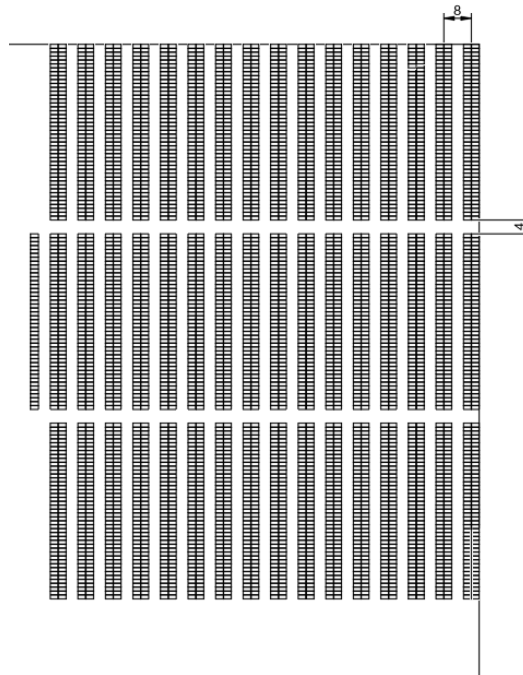


Figura 29: Configuración del subgrupo generador

Combinando los 8 subgrupos nos queda la instalación final, contando con un total de 34920 placas solares. El esquema simplificado de la planta fotovoltaica en la finca de 544x376 metros quedaría de la siguiente forma:

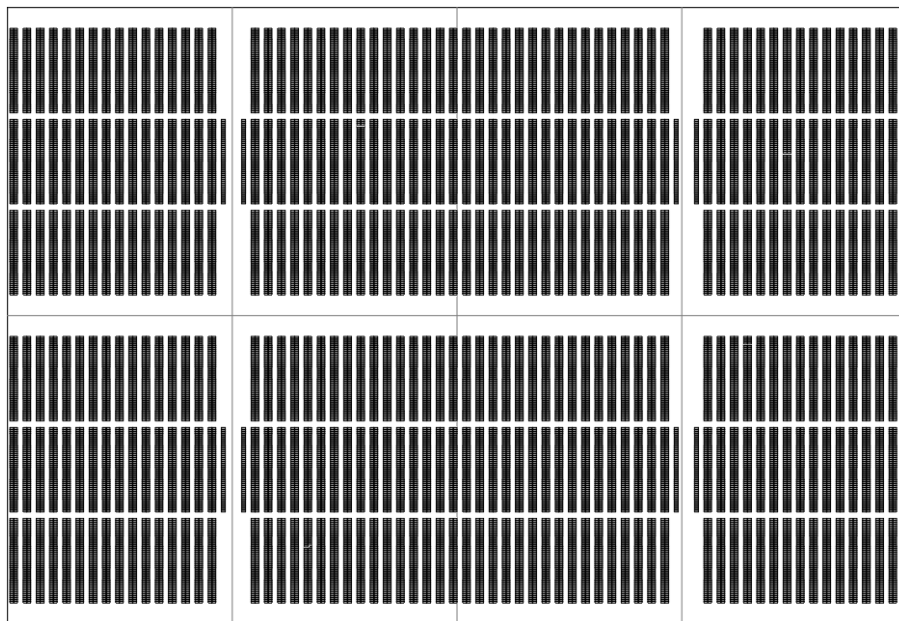


Figura 30: Configuración de la planta fotovoltaica.

Donde los espacios entre subgrupos han sido diseñados de tal manera que se cada grupo pueda acceder a su inversor con el cableado correspondiente. Recordemos que la potencia pico de la planta no viene dada por la suma de la potencia pico de todos los paneles, si no por la suma de la potencia nominal de los inversores. Así pues, mientras que el conjunto de paneles está sobredimensionado para producir 19,2MWp en STC, la potencia pico real será la combinada de los inversores, que en nuestro caso es de 17,6MWp.

4.6 EQUIPOS RESTANTES

4.6.1 CAJAS COMBINATORIAS

Las cajas combinatorias empleadas para proyectos a gran escala suelen tener entre 16 y 32 entradas, siendo éstas múltiplos de 2 por lo general. Este número de entradas se escoge de tal forma que resulte en una disposición de la planta más ordenada, teniendo también en cuenta que cuantas más entradas se tengan, el cable de salida deberá tener una mayor sección al estar manejando corrientes más elevadas.

En nuestro caso, se ha decidido utilizar cajas combinatorias de $3 \times 2 \times 3 = 18$ entradas de tipo *string monitor*, de tal forma que cada columna del subgrupo, formada por 18 paralelos de ramas de 15 paneles, queden agrupadas en una sola caja. Se tendrán por lo tanto 16 cajas combinatorias por subgrupo. El seguidor número 49 quedará sin caja combinatoria e irá directamente al inversor, ya que no sería adecuado poner una caja combinatoria en él con el fin de agrupar sus 3 paralelos. Así pues, el número de entradas DC que recibirá el inversor del subgrupo será de 16 por las cajas más 3 entradas sueltas del seguidor número 49, haciendo un total de 19 entradas DC, número compatible con el inversor el cual es capaz de recibir hasta 24 entradas.

<i>Parámetro</i>	<i>Valor</i>
Número de entradas	18
Número de cajas por subgrupo	16
Número total de cajas en la planta	128

Tabla 8: Configuración de cajas combinatorias.

4.6.2 ESTACIÓN DE MEDIA TENSIÓN

La estación de media tensión tiene por objetivo alojar el inversor y el transformador de media tensión de la instalación, así como las protecciones correspondientes. El grupo SMA nos facilita un modelo de estación prefabricado compatible con el modelo de inversor que usaremos en nuestra instalación. El modelo es el MV Power Station 2200, y nos ofrece un rango de salida comprendido entre 6,6kV y 35kV, los cuales se ajustarán en función del voltaje de la red de transporte de media tensión a la cual se va a conectar.



Figura 31: Estación de media tensión del grupo SMA. [6]

4.6.3 ESTACIÓN METEOROLÓGICA

Para la estación meteorológica se ha escogido el modelo especializado en plantas fotovoltaicas de la compañía TEK 3000, el cual cuenta con medidores de velocidad del viento, temperatura, radiación, lluvia y humedad, entre otros a un precio razonable.



Figura 32: Estación meteorológica del grupo TEK 3000. [4]

4.6.4 COMUNICACIONES

Para controlar y optimizar el rendimiento de la planta solar a gran escala se ha escogido el sistema de monitorizado Power Plant Manager de la empresa SMA, el cual ofrece monitoreo a tiempo real, análisis de datos, gestión de la producción y una buena integración con el sistema. A este sistema se le suma la adquisición de un sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), el cual dota a la instalación de un control remoto, sistema de alarmas y análisis de datos, entre otros.

Ambos sistemas son complementarios: el Power Plant Manager de SMA es una solución que puede integrar y trabajar en conjunto con sistemas SCADA para ofrecer una gestión más completa y eficiente de una planta fotovoltaica.

4.6.5 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

Con el objetivo de inyectar la energía eléctrica producida por la planta a la red de 66kV encontrada en las inmediaciones de la misma es necesaria una subestación eléctrica. Se ha decidido por conveniencia que, para ajustarse de mejor manera con las estaciones de media tensión, sea una subestación de generación 66kV/30kV. A esta subestación llegará el bus de cables AC que salen de los 8 armarios de media tensión a 30kV para ser elevados hasta los 66kV de la red.

Capítulo 5. SIMULACIÓN

La previsión energética en una central de estas dimensiones es esencial a la hora de ver cuán rentable será el proyecto. Para ello, se deben considerar factores como la radiación solar disponible, la eficiencia de los paneles solares y las pérdidas del sistema, tales como sombras y suciedad. Utilizando datos históricos y modelos meteorológicos, se puede estimar la energía solar que convertirá los paneles en energía eléctrica a lo largo del año, proporcionando una estimación fiable de la rentabilidad del proyecto. Se ha decidido realizar una simulación en el software más utilizado de la industria, PVSyst, para realizar la simulación de la energía inyectada a la red (ver Anexo I).

El resultado más valioso de la simulación es el diagrama Sankey generado, el cual nos proporciona con una estimación de cuánta energía inyectada a la red en un año. El software ha tenido en cuenta factores como la bifacialidad de los módulos o las pérdidas en el transformador elevador a la red. La estimación obtenida ha sido de unos 5.157MWh en el periodo de un año.

Teniendo en cuenta que este es el dato de un subgrupo, si lo multiplicamos por 8 nos queda que la energía inyectada a la red en un año por la instalación fotovoltaica es de 41.256 MWh. Este será el dato que se utilizará en el estudio de viabilidad económica para concluir si el proyecto resulta rentable o no.

El diagrama Sankey generado se presenta en la página siguiente en la *Figura 33*: Diagrama Sankey del subgrupo generador. [1].

Diagrama de pérdida durante todo el año

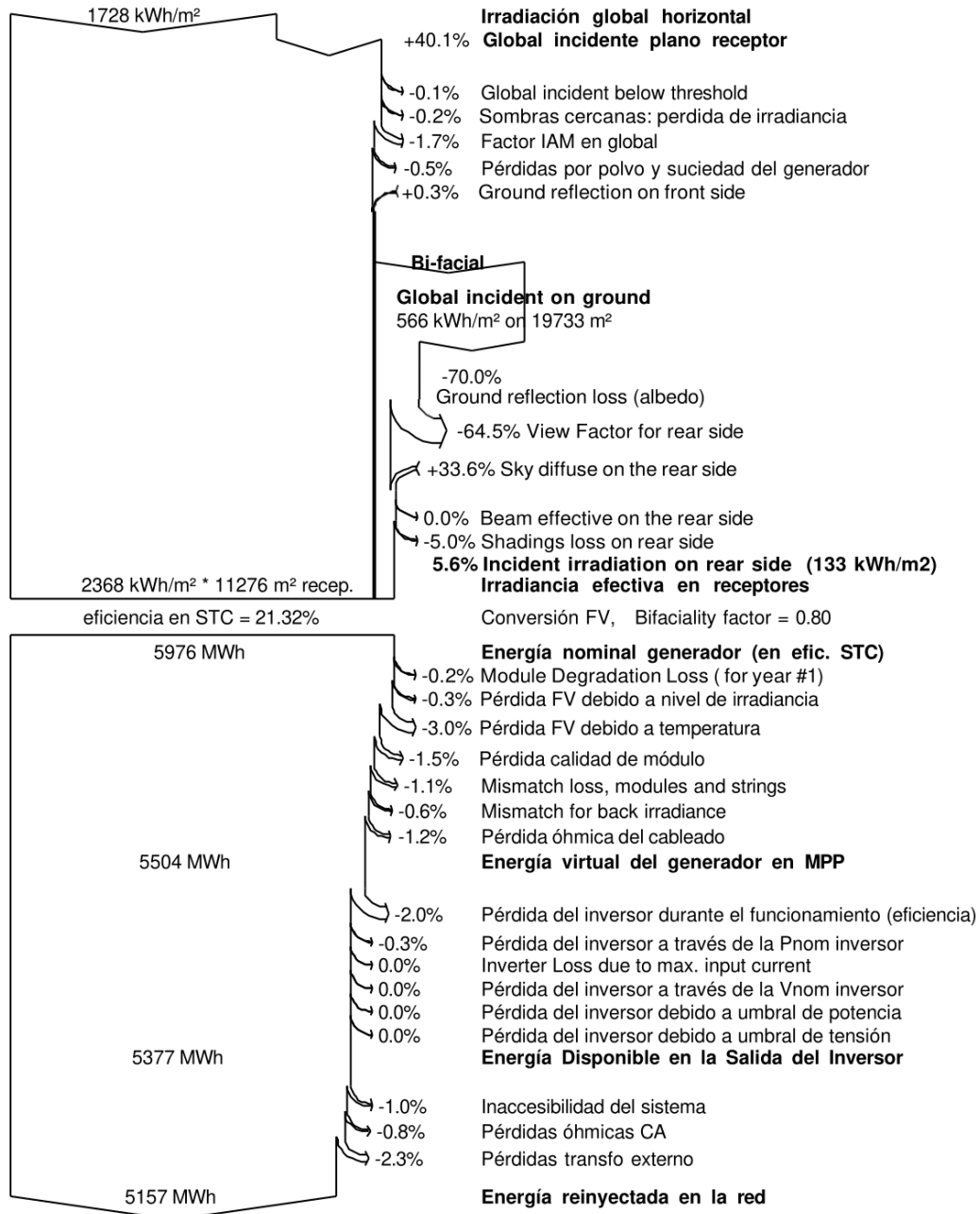


Figura 33: Diagrama Sankey del subgrupo generador. [1]

Capítulo 6. ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA

Una vez realizado un estudio favorable de la viabilidad técnica de la planta fotovoltaica, se puede proceder con el estudio de viabilidad económica. Analizar las proyecciones de precios mayoristas, como los escenarios altos, bajos y centrales, ayuda a estimar los ingresos potenciales y a realizar un análisis de viabilidad económica más preciso, considerando tanto los costos operativos como las expectativas de ingreso a lo largo del tiempo.

6.1 CÁLCULO DE LOS CAPEX

Los *Capital Expenditures* son el conjunto de inversiones vinculadas al proyecto sometido a estudio, las cuales incluyen en nuestro caso factores como la compra de componentes de la instalación fotovoltaica, procesos de preparación del terreno o coste de los trabajadores que montarán la planta. Esta inversión como componentes los costes directos (costes de emplazamiento y costes de no emplazamiento) e indirectos. A estos se les suman otras inversiones como los costes de puesta en marcha, capital circulante o costes intangibles para dar lugar a la inversión total.

6.1.1 COSTES DE EMPLAZAMIENTO

Involucran la adquisición e instalación de equipos. Éstos han sido recopilados en una tabla a partir de los presupuestos dados por los fabricantes, o bien estimados a partir de proyectos semejantes realizados en nuestro país. A los costes de los equipos están también sumados los costes de su instalación.

	<i>Cantidad</i>	<i>Precio p/u (€)</i>	<i>Importe (k€)</i>
Panel LONGi LR5-72HBD-550M	34.920	110,00	3.841
Estación MT SMA 2200	8	200.000,00	1.600
Seguidor Solar SF7	392	5.000,00	1.960
Estación Meteorológica	1	10.000,00	10
Caja combinatorias string monitor	128	700,00	153
Cableado DC	-	-	230
Cableado AC	-	-	40
Interruptores, Fusibles y resto de protecciones	-	-	155
Red de tierras	-	-	35
Controlador de planta de potencia SMA	1	93.600,00	93
Fibra óptica para comunicaciones	-	-	10
Sistema de seguridad	1	60.000,00	60

Servicios auxiliares	1	80.000,00	80
Subestación de generación 66kV/30kV	1	1.100.000	1.100
Total			9.304

Tabla 9: Estimación de los costes de emplazamiento.

6.1.2 COSTES DE NO EMPLAZAMIENTO

Engloban los desembolsos en terrenos, la obra civil, infraestructuras y servicios. Los costes asociados se encuentran recogidos a continuación:

	<i>Cantidad</i>	<i>Precio p/u (€)</i>	<i>Importe (€)</i>
Desembolso en terreno (Ha)	20,45	9.000	184.050
Acondicionamiento de terreno (Ha)	20,45	7.000	143.150
Camino principal (m)	1.200,00	22	26.400
Zanjas (m)	8.000,00	20	160.000
Arquetas	300	65	19.500
Urbanización	1	100.000	100.000
Vallado perimetral (m)	1.840,00	18	33.120
Puerta de acceso	2	700	1.400
Total			667.620

Tabla 10: Estimación de los costes de no emplazamiento.

6.1.3 COSTES INDIRECTOS

Los costes indirectos son aquellos que no llegan a ser una parte permanente de las infraestructuras, pero que se requieren para completar el proyecto. A este tipo de costes pertenecen las tareas como la de ingeniería y supervisión del proyecto. Se ha decidido establecer en base a la experiencia de otros proyectos que los costes indirectos de nuestro proyecto tendrán un valor del 20% de los costes directos. Así pues:

$$CD = CE + CNE = 9.304.400 + 667.620 = 9.972.020 \text{ €}$$

$$CI = 0,2 \cdot CD = 1.994.404 \text{ €}$$

Donde CD son los costes directos, los cuales son la suma de los costes de emplazamiento y los costes de no emplazamiento, y CI los costes indirectos. Estos 1.994.404€ se desglosan en las siguientes actividades:

	<i>Coste Asociado (%)</i>	<i>Coste Asociado (k€)</i>
Tareas de ingeniería y supervisión	20	400
Coste de construcción	55	1.100
Beneficio del constructor	15	300
Contingencias	10	200
Total	100	2.000

Tabla 11: Desglose de los costes indirectos.

Donde:

- Tareas de ingeniería y supervisión: Incluyen el diseño, la planificación, la supervisión del proyecto, la gestión de calidad, la investigación y desarrollo y la consultoría técnica. Estas actividades aseguran que el proyecto se ejecute conforme a los estándares técnicos y regulatorios y se supervise adecuadamente durante su desarrollo.
- Coste de construcción: Comprende todos los costes asociados a la construcción física de la planta fotovoltaica, como la instalación de paneles solares, la construcción de estructuras de soporte, la instalación de sistemas eléctricos y otros costes relacionados con la construcción en sí.
- Beneficio del constructor: Es la ganancia esperada que el constructor añade al coste total para cubrir sus beneficios. Este margen de beneficio es importante para asegurar que la empresa constructora se comprometa y ejecute el proyecto con la calidad esperada.
- Contingencias: Son fondos reservados para cubrir imprevistos y gastos inesperados que puedan surgir durante la construcción del proyecto. Estas contingencias pueden incluir problemas técnicos, retrasos, cambios en el diseño, y otros riesgos potenciales.

La suma de los costes directos y los costes indirectos da como resultado el valor de la inversión del inmovilizado:

$$INV = CD + CI = 10.331.670 + 2.582.917,50 = 11.966.424 \text{ €}$$

La inversión total se estimará como un 110% de la inversión del inmovilizado, teniendo en cuenta la relativa facilidad de la puesta en marcha de la instalación y añadiendo gastos adicionales en activos intangibles y asociados al capital circulante:

$$INV_T = 1,10 \cdot INV = \mathbf{13.163.066,40 \text{ €}}$$

Lo cual resulta en una inversión total de 748.000€/MWp.

6.2 CÁLCULO DE LOS OPEX

Los *Operating Expenses* son los costes incurridos en las actividades diarias de la planta fotovoltaica, tales como salarios del personal, mantenimiento de equipos, tributos o primas de seguros. Algunos de estos costes, como las primas de seguros o los tributos locales, han sido expresados en % respecto de la inversión total, mientras que otros, como los costes de operación y mantenimiento, han sido expresados en €/MWp.

	<i>Precio p/u</i>	<i>Total</i>
Operación y Mantenimiento	7.500€/MWp	132.000€
Seguros	0,1% sobre inversión	13.163€
Tributos locales	0,05% sobre inversión	6.582€
Administración, auditoría, etc.	1% sobre beneficio	-
Reparaciones	0,15% sobre inversión	19.745€

Tabla 12: Estimación de los costes de operación

Los costes de operación asociados a la administración, auditorías y demás quedan pendientes de ser calculados una vez se haya obtenido una idea de los beneficios. Se asumirá una inflación constante para los OPEX del 2%.

Cabe mencionar también que para la estimación de la rentabilidad del proyecto hay que también tener en cuenta dos impuestos: el impuesto de sociedades y el impuesto sobre valor de la producción de energía eléctrica (IVPEE), los cuales son a efectos prácticos del 25% y del 7% correspondientemente.

6.3 PROYECCIONES PRECIO ELECTRICIDAD

El precio al cual se va a vender la energía eléctrica producida es difícil de estimar con exactitud. Un ejemplo de la volatilidad del mismo se ve reflejado en marzo de 2022, cuando el precio de la energía se catapultó debido a la guerra entre Ucrania y Rusia hasta niveles nunca antes vistos, alcanzando máximos de 700€ el MWh en la casación del mercado diario.

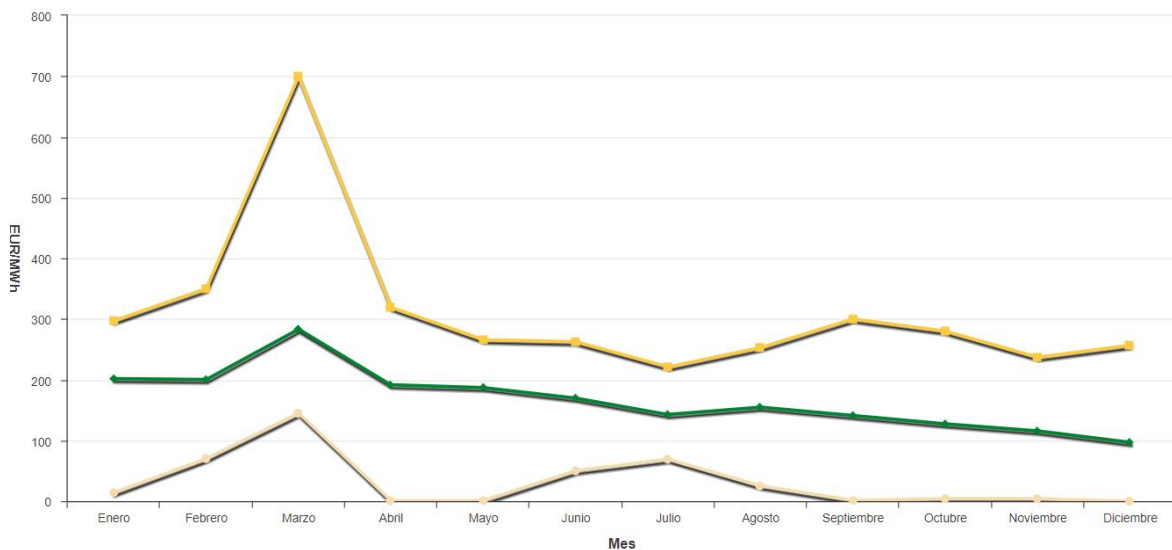


Figura 34: Ejemplo de la volatilidad del precio de la electricidad. [17]

Conforme se fue desarrollando el conflicto y España fue dejando de depender del gas natural extranjero se fueron estabilizando a su vez los precios de la energía eléctrica. Pese a la incertidumbre, cabe esperarse que dada la gran oferta renovable a nivel nacional los precios de la electricidad vayan disminuyendo gradualmente de forma estable conforme pasen los años.

Por ello, se considerará para este proyecto un escenario pesimista en cuanto a los beneficios, asumiendo bajadas del cada año partiendo desde 80€/MWh, el cual es el precio medio aritmético que se ha estimado para enero del año 2025 partiendo de los 87,1€/MWh que tenemos en lo que va de año (junio de 2024). El estudio de viabilidad se hará a 30 años vista, coincidiendo con la vida útil de las placas solares dada por el fabricante.

Se supondrá una gran bajada de los precios hasta precios pre-2020 en torno a los 55€/MWh durante el primer año (2025-2026) y a partir de ahí se supondrá una bajada del 1% cada año:

Año	Precio (€/MWh)	Año	Precio (€/MWh)
2025	80,00	2040	47,78
2026	55,00	2041	47,30
2027	54,45	2042	46,83
2028	53,91	2043	46,36
2029	53,37	2044	45,90
2030	52,83	2045	45,44
2031	52,30	2046	44,98
2032	51,78	2047	44,54
2033	51,26	2048	44,09
2034	50,75	2049	43,65
2035	50,24	2050	43,21
2036	49,74	2051	42,78
2037	49,24	2052	42,35
2038	48,75	2053	41,93
2039	48,26	2054	41,51

Tabla 13: Proyección de precios a 30 años.

6.4 CÁLCULO DE INGRESOS POR VENTAS

Para realizar el cálculo de ingresos por ventas hay que tener no solo en cuenta la proyección a futuro del precio de la electricidad, sino también el factor de degradación de las placas solares y los impuestos aplicados a dichos ingresos.

6.4.1 FACTOR DE DEGRADACIÓN

Se seguirán las especificaciones del fabricante de paneles con respecto a la degradación de los paneles, considerando una degradación del 2% el primer año y una degradación del 0,45% los siguientes años hasta el año 30, año en el cual se considera el final del proyecto. La degradación acumulada de los paneles se encuentra recogida a continuación:

<i>Año</i>	<i>Degradación Acumulada (%)</i>	<i>Año</i>	<i>Degradación Acumulada (%)</i>
2025	0,00%	2040	8,30%
2026	2,00%	2041	8,75%
2027	2,45%	2042	9,20%
2028	2,90%	2043	9,65%
2029	3,35%	2044	10,10%
2030	3,80%	2045	10,55%
2031	4,25%	2046	11,00%
2032	4,70%	2047	11,45%
2033	5,15%	2048	11,90%
2034	5,60%	2049	12,35%
2035	6,05%	2050	12,80%
2036	6,50%	2051	13,25%
2037	6,95%	2052	13,70%
2038	7,40%	2053	14,15%
2039	7,85%	2054	14,60%

Tabla 14: Estimación de la degradación de los paneles dada por el fabricante.

6.4.2 PRODUCCIÓN ANUAL DE ENERGÍA CORREGIDA

A continuación, se aplicarán estos factores de degradación a la previsión energética anual de 41.256 MWh obtenida en el apartado de simulación:

Año	Producción Anual Corregida (MWh)	Año	Producción Anual Corregida (MWh)
2025	4.125.600	2040	3.783.175
2026	4.043.088	2041	3.764.610
2027	4.024.523	2042	3.746.045
2028	4.005.958	2043	3.727.480
2029	3.987.392	2044	3.708.914
2030	3.968.827	2045	3.690.349
2031	3.950.262	2046	3.671.784
2032	3.931.697	2047	3.653.219
2033	3.913.132	2048	3.634.654
2034	3.894.566	2049	3.616.088
2035	3.876.001	2050	3.597.523
2036	3.857.436	2051	3.578.958
2037	3.838.871	2052	3.560.393
2038	3.820.306	2053	3.541.828
2039	3.801.740	2054	3.523.262

Tabla 15: Producción anual corregida.

Una vez se ha estimado la producción anual corregida, se multiplican las predicciones por el precio de la electricidad asociado a ese mismo año, obteniéndose unos ingresos brutos de:

Año	Ingresos Inyección a Red (€)	Año	Ingresos Inyección a Red (€)
2025	3.300.480	2040	1.807.640
2026	2.223.698	2041	1.780.781
2027	2.191.353	2042	1.754.279
2028	2.159.431	2043	1.728.129
2029	2.127.930	2044	1.702.327
2030	2.096.842	2045	1.676.868
2031	2.066.163	2046	1.651.748
2032	2.035.888	2047	1.626.962
2033	2.006.012	2048	1.602.507
2034	1.976.530	2049	1.578.379
2035	1.947.437	2050	1.554.572
2036	1.918.728	2051	1.531.084
2037	1.890.398	2052	1.507.911
2038	1.862.444	2053	1.485.048
2039	1.834.859	2054	1.462.491

Tabla 15: Ingresos brutos por inyección a red.

6.5 VAN Y TIR DE LA INVERSIÓN

Bajo este supuesto pesimista, se ha realizado en Excel el análisis de rentabilidad de la inversión, el cual ha dado como resultados un VAN de 1.981.244,88€ y una TIR del 6%, asumiendo un costo promedio ponderado de capital (WACC) del 4%. Como el VAN ha resultado ser positivo y la TIR calculada ha sido mayor que el WACC, **el proyecto se considera rentable para este supuesto**. El extracto del Excel para el análisis de rentabilidad se muestra a continuación:

	2025	2026	2027	...	2053	2054
O&M	132.000,0	131.947,2	133.968,1		197.296,3	200.187,4
Primas de Seguros	13.163,0	13.426,3	13.694,8		22.917,1	23.375,4
Tributos Locales	6.582,0	6.713,6	6.847,9		11.459,4	11.688,6
Reparaciones	19.745,0	20.139,9	20.542,7		34.376,5	35.064,1
Ingresos Venta a Red	3.300.480,0	2.223.698,4	2.191.352,7		1.485.047,6	1.462.490,7
Amortización (3,33% lineal)	438.768,8	438.768,8	438.768,8		438.768,8	438.768,8
Beneficios Pre-Impuestos	2.690.221,2	1.612.702,6	1.577.530,3		780.229,3	753.406,4
Impuesto Sociedades (25%)	672.555,3	403.175,6	394.382,6		195.057,3	188.351,6
IVPEEE (7% Venta a Red)	231.033,6	155.658,9	153.394,7		103.953,3	102.374,4
Beneficios Post-Impuestos	1.786.632,3	1.053.868,0	1.029.753,0		481.218,7	462.680,4
Administración	17.866,3	10.749,5	10.713,6		8.378,1	8.216,5
Inversión Inicial	13.163.066,40					
Beneficios	- 11.394.300,4	1.043.118,6	1.019.039,5		472.840,5	454.464,0
VAN	1.981.244,88					
TIR	6%					
WACC	4%					

Figura 35: Análisis de rentabilidad de la inversión.

6.6 PAYBACK DE LA INVERSIÓN

Empleando el Excel de análisis, se puede sacar el payback de la inversión mediante interpolación lineal. Si se analiza el beneficio acumulado a lo largo de los años, vemos que el payback se produce entre los años 13 y 14, con cifras de beneficio acumulado al final de los mismos de 12.751.930,23€ y 13.522.315,40€ respectivamente. Interpolando linealmente se tiene que:

$$Payback = 13 + \frac{13.163.066,40 - 12.751.930,23}{13.522.315,40 - 12.751.930,23} = 13,53 \text{ años}$$

Capítulo 7. CONCLUSIONES

Este proyecto ha comenzado con la duda de si la energía renovable en España seguía siendo rentable tras tanto tiempo de crecimiento en el país, siendo su objetivo principal el de demostrar que un proyecto de esta magnitud es viable. Para formular esta demostración, se ha decidido que lo más conveniente era empezar explicando los principios de la tecnología fotovoltaica y que un diseño de la planta fotovoltaica era indispensable, ya que cada proyecto de este tipo es diferente, y hacer el diseño uno mismo es la mejor forma de evaluarlo económicamente.

A pesar de la incertidumbre del mercado eléctrico español y la percepción de que un aumento en la cantidad de renovables puede reducir su rentabilidad, se ha demostrado que, incluso bajo un escenario pesimista, estos proyectos siguen siendo viables y lo continuarán siendo en los próximos años, en gran parte gracias a los avances tecnológicos y a la disminución de los costes de instalación y operación.

Cabe destacar que, la política vigente juega el papel más importante a la hora de establecer la rentabilidad del proyecto, y ésta varía con cierta asiduidad. Los marcos regulatorios y las políticas de incentivos pueden cambiar significativamente, afectando de manera directa la viabilidad económica de los proyectos de energía renovable. Proyectos que sean rentables bajo ciertos supuestos en la actualidad podrían no serlo al año siguiente debido a un cambio de la normativa local o nacional. Esto mismo se ve ejemplificado en nuestro país en los años 2007 y 2018 con respecto a las renovables.

Capítulo 8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] PVSyst.
- [2] Red Eléctrica Española. <https://www.ree.es/>
- [3] Roberto O. J. Venero. (2020). *Apuntes de la asignatura optativa Astronomía de 6º año*, <https://fcaglp.fcaglp.unlp.edu.ar/~roberto/imanac/16-Energia.pdf>
- [4] Google Images.
- [5] Wikipedia.
- [6] SMA. <https://www.sma.de/en/>
- [7] Naghaviha D., Nikkhajoei H., Karimi H. (2022). *Step-by-step design of large-scale photovoltaic power plants*.
- [8] Solarix. (s.f.). *Estructuras para placas solares: todo lo que debes saber*.
- [9] NREL. (2024). *Interactive Best Research-Cell Efficiency Chart*. <https://www.nrel.gov/pv/interactive-cell-efficiency.html>
- [10] International Renewable Energy Agency (IRENA).
- [11] Google Earth.
- [12] Visor SigPac. <https://sigpac.mapama.gob.es/fega/visor/>
- [13] LONGi Solar. <https://www.longi.com/en/>
- [14] Boletín Oficial del Estado, Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. <https://www.boe.es/boe/dias/2024/01/29/index.php?e=9575>
- [15] Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). (2024). https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en
- [16] Soltec. Seguidor Solar SF7. <https://soltec.com/es/soluciones/productos/sf7/>
- [17] OMIE. (2024). <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/daily-hourly-price>

ANEXO I: PVSYSY

PVSyst es un software especializado en la simulación y análisis de sistemas fotovoltaicos, siendo ampliamente utilizado en la industria solar para el diseño, dimensionamiento y estudio de rendimiento de instalaciones solares. Permite modelar desde sistemas pequeños hasta grandes plantas solares (como es nuestro caso), proporcionando herramientas para evaluar la producción de energía, realizar análisis financieros y considerar factores como el ángulo de inclinación, sombras y pérdidas en el sistema.

Lo primero que debemos hacer al abrir la aplicación por primera vez es cargar los datos de clima en la base de datos del software. Esto se hace desde *Base de datos* → *Importación base clima*.

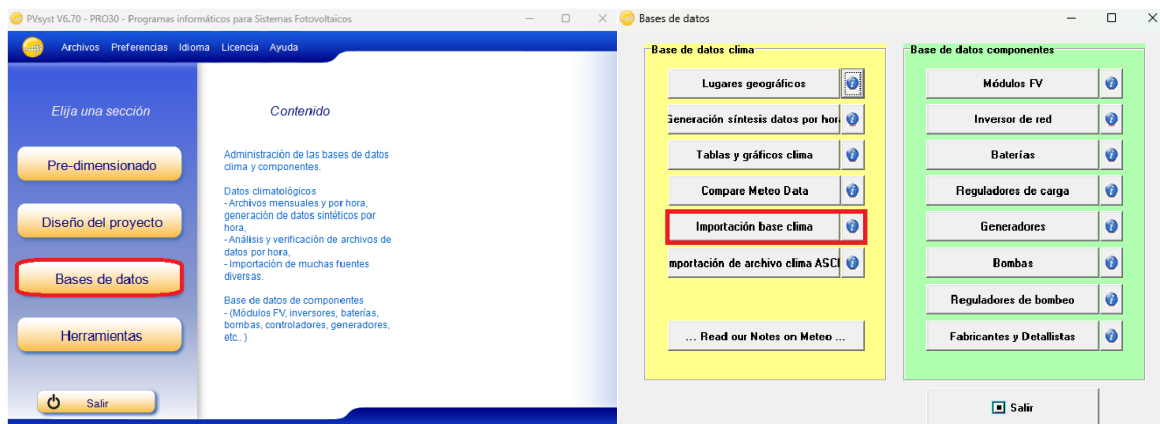


Figura 36: Carga de datos de clima en PVSyst. [1]

Una vez cargados los datos climatológicos para Ciudad Rodrigo, se han de cargar tanto los módulos fotovoltaicos como el inversor utilizado en la instalación. Como ni nuestros paneles ni nuestro inversor están registrados en el software, tendremos que crear un nuevo tipo de panel e inversor en la aplicación desde la base de datos.

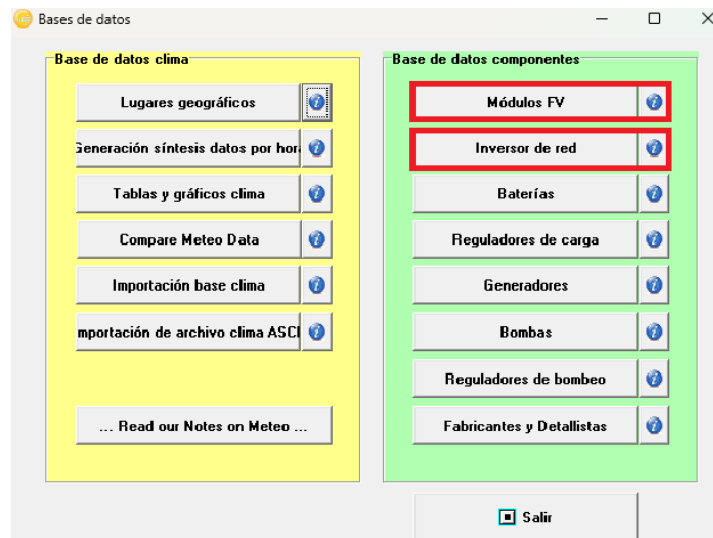


Figura 37: Acceso a la base de datos del módulo e inversor. [1]

Primeramente, se creará un nuevo tipo de panel con las características proporcionadas por el fabricante en la hoja técnica, rellenando los parámetros correspondientes.

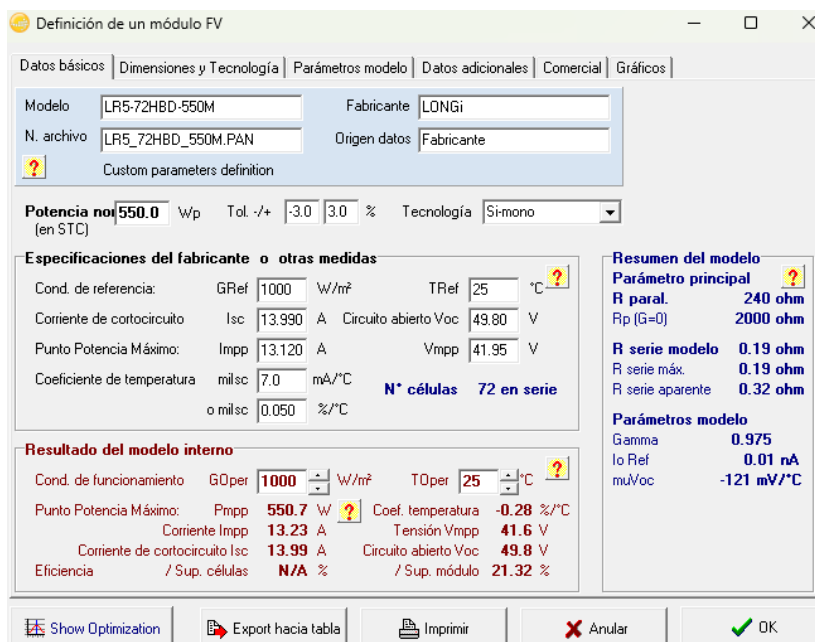
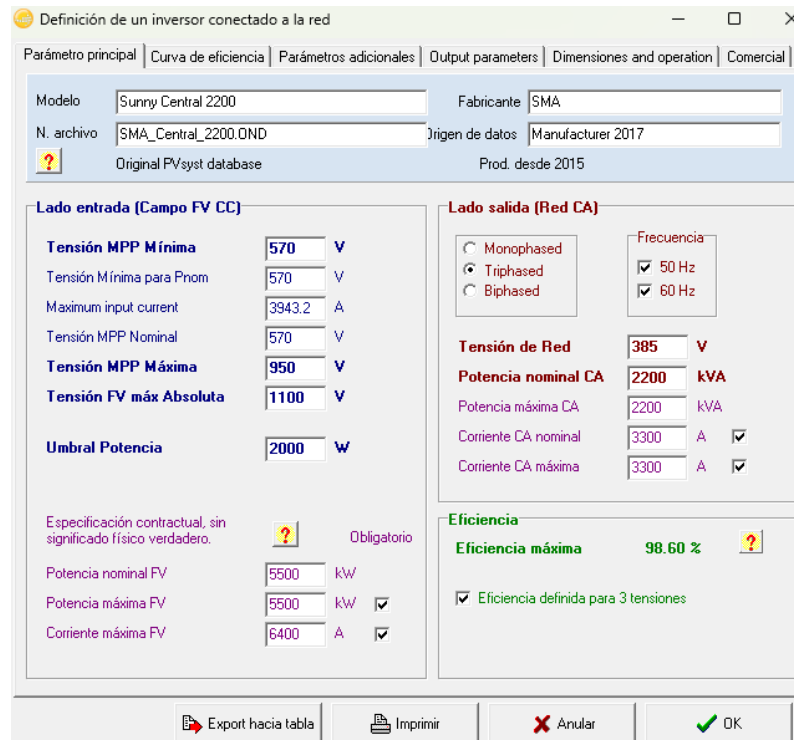


Figura 38: Datos generales del panel solar. [1]

A continuación, metemos los datos de nuestro inversor de forma análoga. Como el software cuenta con una versión del Sunny Central 2200 del año 2015 no será necesario crear una entrada nueva, sino que bastará con editar la misma.



Definición de un inversor conectado a la red

Parámetro principal | Curva de eficiencia | Parámetros adicionales | Output parameters | Dimensiones and operation | Comercial

Modelo: Sunny Central 2200 Fabricante: SMA
 N. archivo: SMA_Central_2200.OND Origen de datos: Manufacturer 2017
 Original PVsyst database Prod. desde 2015

Lado entrada (Campo FV CC)

Tensión MPP Mínima: 570 V
 Tensión Mínima para Phom: 570 V
 Maximum input current: 3943.2 A
 Tensión MPP Nominal: 570 V
 Tensión MPP Máxima: 950 V
 Tensión FV máx Absoluta: 1100 V
 Umbral Potencia: 2000 W

Especificación contractual, sin significado físico verdadero. Obligatorio

Potencia nominal FV: 5500 kW
 Potencia máxima FV: 5500 kW
 Corriente máxima FV: 6400 A

Lado salida (Red CA)

Monophased Frecuencia: 50 Hz 60 Hz
 Triphased Biphased

Tensión de Red: 385 V
 Potencia nominal CA: 2200 kVA
 Potencia máxima CA: 2200 kVA
 Corriente CA nominal: 3300 A
 Corriente CA máxima: 3300 A

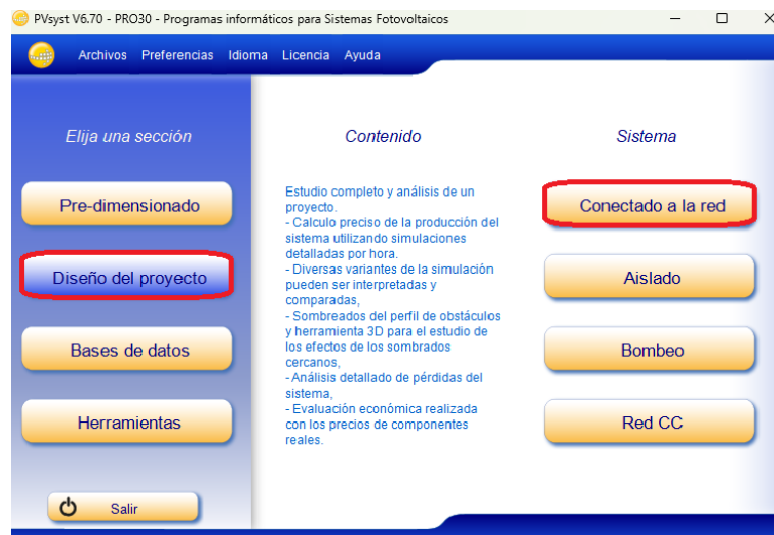
Eficiencia

Eficiencia máxima: 98.60 %
 Eficiencia definida para 3 tensiones

Export hacia tabla Imprimir Anular OK

Figura 39: Datos generales del inversor. [1]

Una vez rellenados los datos del inversor y panel, procedemos a indicar el tipo de proyecto que se quiere simular. En nuestro caso se desea simular una planta conectada a red, por lo que se seleccionará *Diseño del proyecto* → *Conectado a la red*.



PVsyst V6.70 - PRO30 - Programas informáticos para Sistemas Fotovoltaicos

Archivos Preferencias Idioma Licencia Ayuda

Elija una sección

Pre-dimensionado
Diseño del proyecto
 Bases de datos
 Herramientas
 Salir

Contenido

Estudio completo y análisis de un proyecto.
 - Cálculo preciso de la producción del sistema utilizando simulaciones detalladas por hora.
 - Diversas variantes de la simulación pueden ser interpretadas y comparadas.
 - Sombreados del perfil de obstáculos y herramienta 3D para el estudio de los efectos de los sombreados cercanos.
 - Análisis detallado de pérdidas del sistema.
 - Evaluación económica realizada con los precios de componentes reales.

Sistema

Conectado a la red
 Aislado
 Bombeo
 Red CC

Figura 40: Ventana principal de PVsyst. [1]

Una vez nos encontramos en la ventana del proyecto se nos pide rellenar una serie de datos obligatorios para la simulación, los cuales son la orientación y el sistema. A estos se les suman apartados opcionales como las sombras. No se tendrá en cuenta el perfil de obstáculos al tratarse de una finca sin árboles ni ningún otro elemento importante que pudiese proyectar una sombra sobre los paneles.

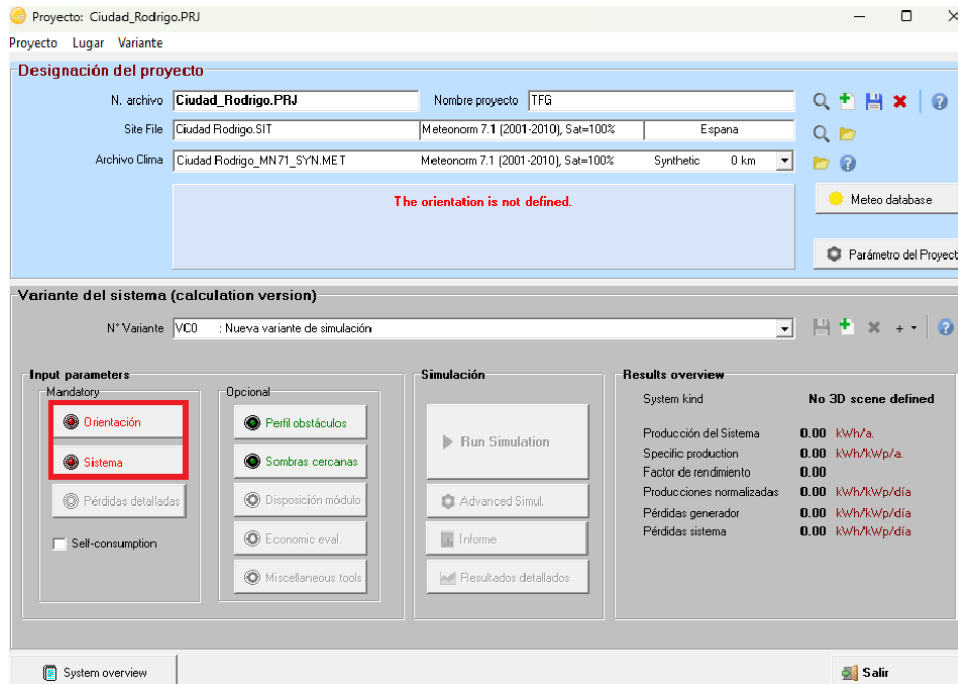


Figura 41: Ventana de proyecto de PVSyst. [1]

A partir de las especificaciones de nuestra planta, se introducen en el software los siguientes datos en la ventana de “Orientación”:

- Tipo de campo: Es el tipo de estructura soporte del cual se dispone en la instalación, en nuestro caso un seguidor de eje horizontal N-S.
- Inclinación del eje (°): En nuestro caso 0° al tratarse de un eje N-S sin inclinación.
- Ángulo acimutal del eje (°): También 0° ya que el eje longitudinal de las placas se encuentra orientado E-O.
- φ mínimo (°): Mínimo ángulo que puede inclinarse la estructura de soporte. Viene dado por el fabricante y en nuestro caso es de -55°.
- φ máximo (°): Máximo ángulo que puede inclinarse la estructura de soporte. Viene dado también por el fabricante y en nuestro caso es de +55°.
- Backtracking: Activado. Esto requiere definir la disposición de los seguidores solares en el modelo 3D.

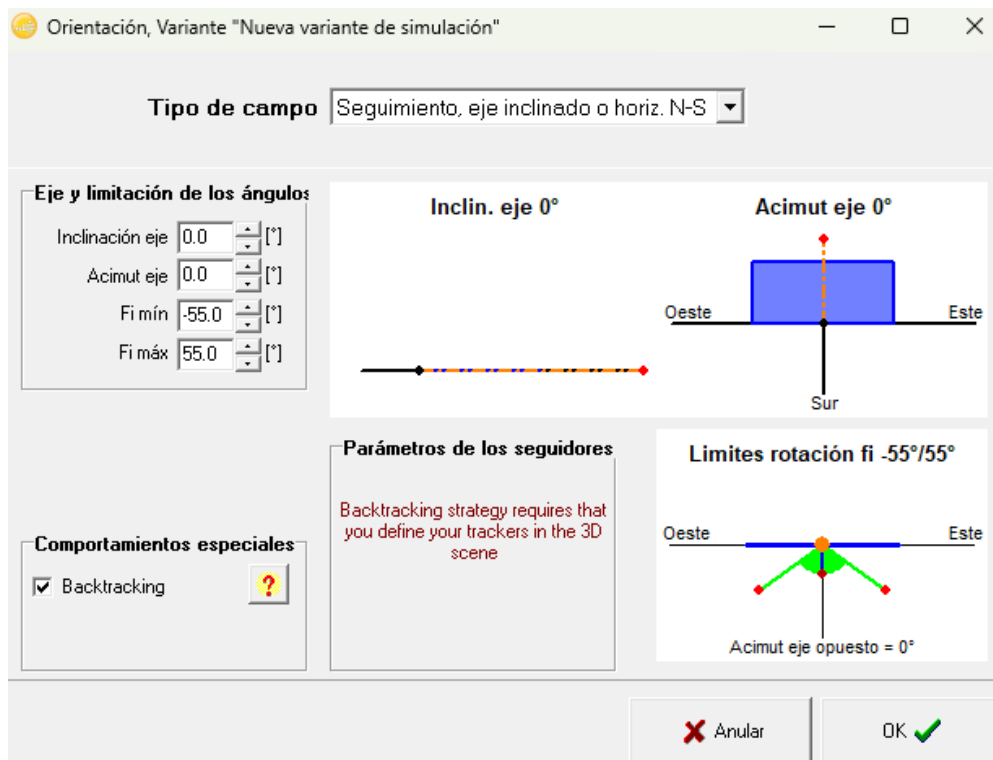
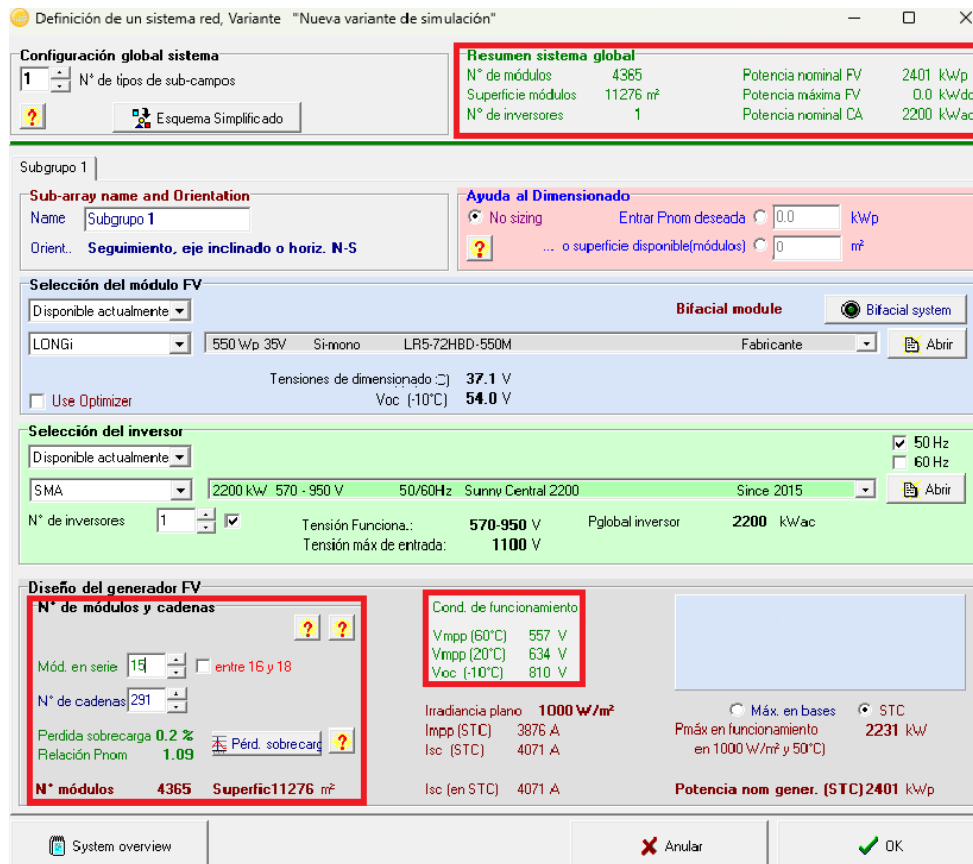


Figura 42: Ventana de orientación correctamente cumplimentada. [1]

En el apartado de sistema se introduce en el software de qué está compuesto nuestro sistema fotovoltaico. Para mayor simplificación a la hora de simular, se ha decidido hacer la simulación con un solo subcampo, ya que al ser los 8 subcampos iguales bastará con multiplicar la estimación de un subcampo por 8 para obtener la estimación global. Una vez entramos en la ventana del sistema, se nos pide rellenar la siguiente información acerca del mismo:

- Configuración global del sistema: Introducimos el número de subcampos a simular, en nuestro caso 1.
- Selección del módulo FV: Se escoge nuestro módulo ubicado en la base de datos.
- Selección del inversor: Se escoge nuestro inversor ubicado en la base de datos y seleccionamos la opción de 50Hz por encontrarnos en España.
- Diseño del generador FV: Indicamos el número de series (15) y paralelos (291) y comprobamos factores de diseño como el voltaje en circuito abierto a -10°C .



Definición de un sistema red, Variante "Nueva variante de simulación"

Configuración global sistema

1 N° de tipos de sub-campos

Esquema Simplificado

Resumen sistema global

N° de módulos	4365	Potencia nominal FV	2401 kWp
Superficie módulos	11276 m²	Potencia máxima FV	0.0 kWdc
N° de inversores	1	Potencia nominal CA	2200 kWac

Subgrupo 1

Sub-array name and Orientation

Name: Subgrupo 1

Orient.: Seguimiento, eje inclinado o horiz. N-S

Ayuda al Dimensionado

No sizing Entrar Pnom deseada 0.0 kWp

... o superficie disponible(módulos) 0 m²

Selección del módulo FV

Disponible actualmente: Bifacial module Bifacial system

LONGi 550 Wp 35V Simono LR5-72HBD-550M Fabricante

Tensiones de dimensionado: 37.1 V

Voc (-10°C) 54.0 V

Selección del inversor

Disponible actualmente: SMA 2200 kW/ 570 - 950 V 50/60Hz Sunny Central 2200 Since 2015

N° de inversores: 1 Tensión Funciona.: 570-950 V Pglobal inversor: 2200 kWac

Tensión máx de entrada: 1100 V

Diseño del generador FV

N° de módulos y cadenas

Mód. en serie: 19 entre 16 y 18

N° de cadenas: 291

Perdida sobrecarga: 0.2 %

Relación Pnom: 1.09

N° módulos: 4365 Superficie: 11276 m²

Cond. de funcionamiento

Vmpp (60°C): 557 V

Vmpp (20°C): 634 V

Voc (-10°C): 810 V

Irradiancia plano: 1000 W/m²

Imp (STC): 3876 A

Isc (STC): 4071 A

Isc (en STC): 4071 A

Máx. en bases: STC

Pmáx en funcionamiento en 1000 W/m² y 50°C: 2231 kW

Potencia nom gener. (STC): 2401 kWp

System overview Anular OK

Figura 43: Ventana del sistema correctamente cumplimentada. [1]

Para la correcta implementación del algoritmo de *backtracking*, el software nos indica que es necesario modelar en 3D el sistema para calcular las sombras. Esto se hace desde *Sombras cercanas*, ubicado en la ventana de proyecto. Al hacer clic se despliega un editor 3D para poder recrear el sistema fotovoltaico. Esta opción tiene mucha importancia en los resultados finales ya que estos se obtienen teniendo en cuenta una tabla de factores de sombreado sobre los paneles, obtenida a partir de esta misma simulación. En nuestro caso se ha decidido simular los factores de sombra de 16 seguidores solares espaciados 8 metros, ya que no es necesario simular el subgrupo entero al tener las mismas sombras. El modelo 3D y los resultados de sombras obtenidos se muestran a continuación:

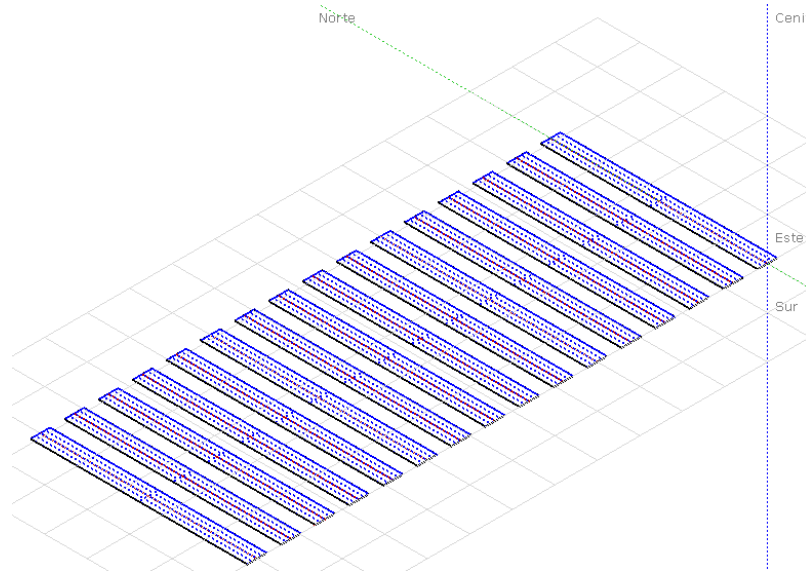


Figura 44: Modelado 3D de los 16 seguidores solares. [1]

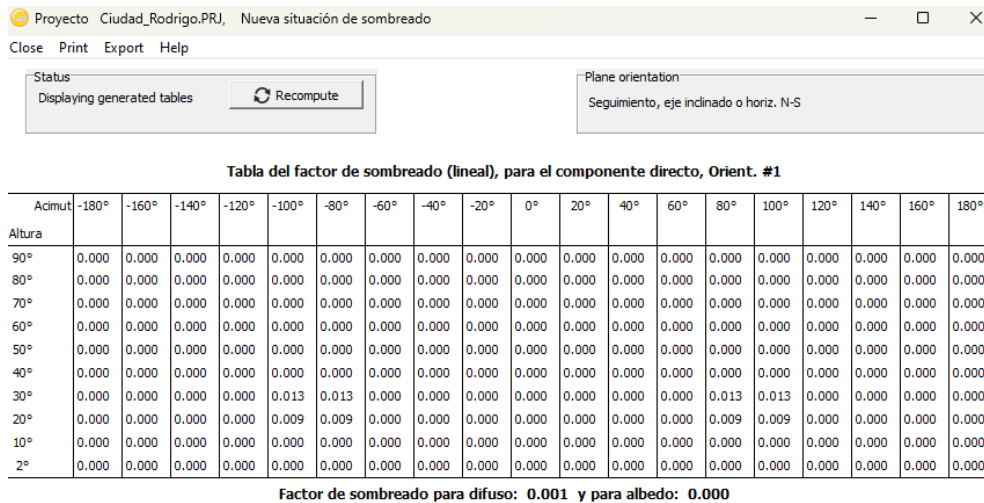


Figura 45: Resultado de la simulación de sombras. [1]

Como puede observarse en los resultados de simulación, todos los factores de sombra son nulos, por lo que la distancia de 8 metros de separación entre seguidores solares es la apropiada. Por último, antes de realizar la simulación, se rellena la estimación de pérdidas en el apartado de *Pérdidas detalladas*, incluyendo las pérdidas por polvo, envejecimiento, indisponibilidad y pérdidas óhmicas asumiendo valores razonables.

Una vez rellenados los parámetros pertinentes y estos se encuentren señalados en verde, se simula la instalación desde la ventana del proyecto:

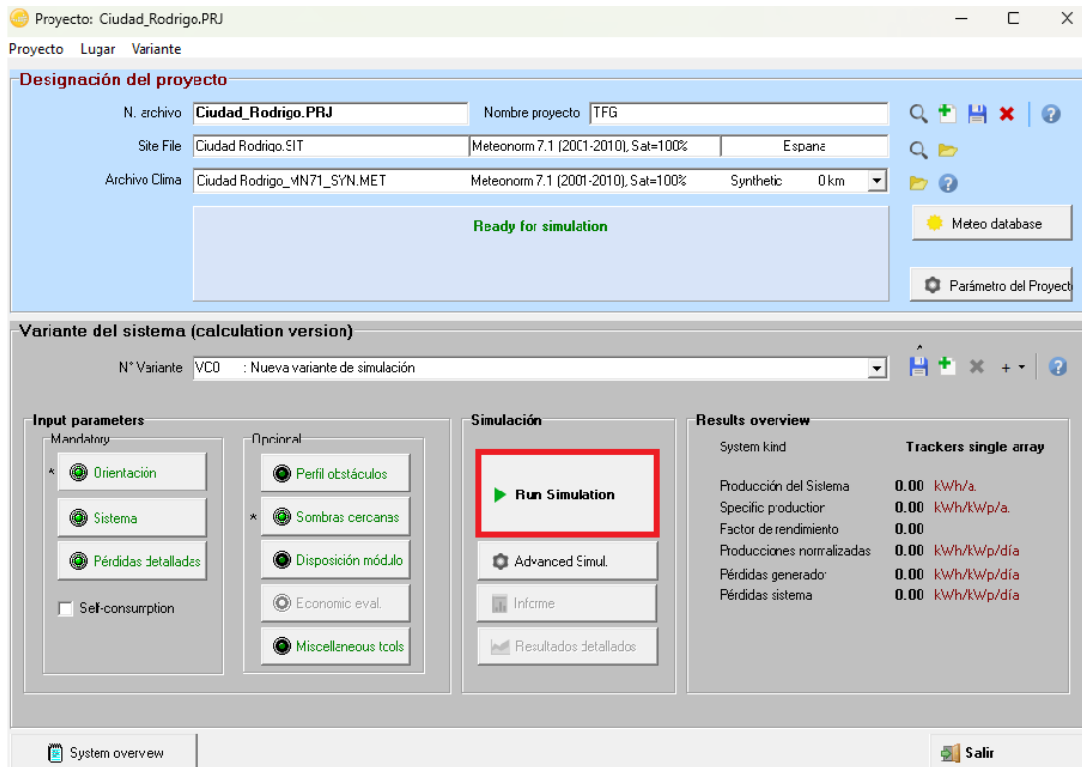


Figura 46: Último paso, simulación de la instalación. [1]

ANEXO II: OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

En el contexto de nuestra planta fotovoltaica, es crucial alinear nuestras metas y operaciones con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) establecidos por las Naciones Unidas. Este anexo destaca cómo nuestra planta contribuye a cuatro objetivos específicos: Energía Asequible y No Contaminante (ODS 7), Industria, Innovación e Infraestructura (ODS 9), Ciudades y Comunidades Sostenibles (ODS 11) y Acción por el Clima (ODS 13).



Figura 47: Objetivos de desarrollo sostenible.

ODS 7: Energía Asequible y No Contaminante

Descripción del Objetivo: El ODS 7 busca garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos.

Contribución de la Planta: Nuestra planta fotovoltaica produce energía limpia y renovable, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles y disminuyendo las emisiones de gases de efecto invernadero. Con una capacidad instalada de 17,6 MWp, se proporciona energía a miles de hogares, contribuyendo a la seguridad energética y reduciendo costos a largo plazo.

Impacto:

- Reducción de 25,000 toneladas de CO₂ al año, considerando un factor de emisión de 0.7 kg CO₂/kWh.
- Suficiente para abastecer a aproximadamente 5,600 hogares, considerando un consumo promedio de 3,000 kWh/año por hogar.
- Reducción de la factura energética para los consumidores.

ODS 9: Industria, Innovación e Infraestructura

Descripción del Objetivo: El ODS 9 busca construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización inclusiva y sostenible, y fomentar la innovación.

Contribución de la Planta: La planta fotovoltaica incorpora tecnologías avanzadas, como paneles bifaciales y sistemas de seguimiento solar, que optimizan la captación de energía y mejoran la eficiencia general.

Impacto:

- Implementación de tecnologías de última generación en la producción de energía solar.
- Creación de empleos locales en sectores de alta tecnología y mantenimiento de infraestructuras.
- Promoción de la investigación y desarrollo en energías renovables.

ODS 11: Ciudades y Comunidades Sostenibles

Descripción del Objetivo: El ODS 11 tiene como meta lograr que las ciudades y los asentamientos humanos sean inclusivos, seguros, resilientes y sostenibles.

Contribución de la Planta: Nuestra planta mejora la sostenibilidad de las comunidades al proporcionar energía limpia, reducir la contaminación del aire y fomentar el uso de terrenos no agrícolas. También colabora con iniciativas locales para mejorar la infraestructura verde y apoyar proyectos comunitarios.

Impacto:

- Reducción de la contaminación y mejora de la calidad del aire.
- Uso eficiente del suelo, promoviendo la sostenibilidad urbana.
- Colaboración con proyectos comunitarios para el desarrollo sostenible.

ODS 13: Acción por el Clima

Descripción del Objetivo: El ODS 13 busca adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos.

Contribución de la Planta: La producción de energía solar reduce significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero. La planta también implementa prácticas sostenibles en su operación, como el reciclaje de componentes y la gestión responsable del agua.

Impacto:

- Reducción significativa de las emisiones de CO₂, contribuyendo a los compromisos climáticos nacionales e internacionales.
- Promoción de la resiliencia climática y adaptación a los efectos del cambio climático.
- Educación y sensibilización de la comunidad sobre la importancia de las energías renovables y la acción climática.

La integración de estos Objetivos de Desarrollo Sostenible en la operación de nuestra planta fotovoltaica no solo mejora la sostenibilidad del proyecto, sino que también contribuye significativamente al bienestar de la comunidad y al medio ambiente global.