



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER DISEÑO Y PLANIFICACIÓN DE UNA PLANTA DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Autor: Juan Homedes Rivero

Director: Pablo Magliarella

Madrid

Julio de 2023

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

**DISEÑO Y PLANIFICACIÓN DE UNA PLANTA DE ENERGÍA SOLAR
FOTOVOLTAICA**

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2022/23 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.: Juan Homedes Rivero

Fecha:



18/07/2023

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.:

Fecha:

Pablo P. Magliarella

19/07/2023



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER DISEÑO Y PLANIFICACIÓN DE UNA PLANTA DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Autor: Juan Homedes Rivero

Director: Pablo Magliarella

Madrid

Julio de 2023

DISEÑO Y PLANIFICACIÓN DE UNA PLANTA DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Autor: Homedes Rivero, Juan.

Director: Magliarella, Pablo

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Palabras clave: Parque solar fotovoltaico, energía solar, optimización, sostenibilidad.

1. Introducción

España ocupa la décima posición global en términos de capacidad instalada de energía solar, con una potencia de 21.025 MW, marcando una tendencia creciente en la adopción de esta tecnología de cara a cumplir con las metas de desarrollo sostenible establecidas en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC).

La energía solar se sitúa en el tercer puesto en el conjunto de fuentes de generación del país, contribuyendo con alrededor del 20% de la generación a nivel nacional. En cuanto a capacidad instalada, aproximadamente 7,5 GW de energía solar fueron instalados en 2022, de los cuales 2,4 GW corresponden al autoconsumo en el sector residencial e industrial. Estos datos revelan un notable crecimiento en comparación con el año anterior, y el notable avance de esta tecnología en España.

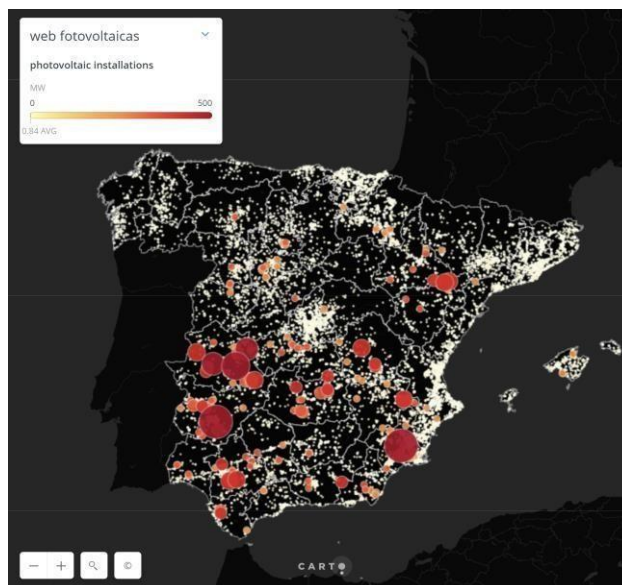


Ilustración 1. Mapa de instalaciones fotovoltaicas en España y sus capacidades (Fuente: REE)

En este contexto nacional y europeo de constante crecimiento y evolución de la tecnología fotovoltaica, se propone el siguiente proyecto con el fin de contribuir a cumplir los objetivos de sostenibilidad que vienen marcados para los próximos años en nuestro país.

2. Descripción del proyecto

El presente proyecto consiste en el diseño y desarrollo de una planta solar fotovoltaica. La ubicación de la planta, así como la capacidad, orientación y organización de esta no se encuentran predefinidos. De esta forma, el proyecto se construirá de tal manera que su desarrollo se base en la optimización de los recursos disponibles, y la explotación de estos cumpliendo con los requisitos legales y normativos vigentes.

Se elegirán todos los componentes que forman la planta desde los módulos fotovoltaicos hasta la conexión de esta a la red. Una vez dimensionada y diseñada la planta, se realizará un estudio económico de viabilidad de la instalación, que revelará la rentabilidad del proyecto.

3. Metodología

Para llevar a cabo el proyecto, se seguirán los siguientes pasos. En primer lugar, se estudiará la capacidad solar del país, analizando el emplazamiento óptimo para la planta. Una vez elegido el emplazamiento, se buscará una parcela en función de la disponibilidad del terreno y la proximidad a una subestación eléctrica, de tal manera que la evacuación de energía a la red resulte lo más cómoda posible.

Habiendo seleccionado el terreno, se diseñará la planta calculando la cantidad máxima de módulos a colocar en el área disponible, así como la orientación óptima de estos para maximizar la potencia de la instalación.

Se seleccionarán todos los componentes que forman la planta, y se dimensionará la instalación eléctrica según la normativa. Una vez diseñada la planta, se llevará a cabo una simulación de funcionamiento de la instalación que permitirá conocer entre otros los datos estimados de producción y eficiencia.

Por último, se realizará un estudio económico teniendo en cuenta los datos obtenidos en la simulación y un presupuesto estimado para el proyecto para evaluar la viabilidad de la planta.

4. Resultados

La planta se localizará en el término municipal de Bienvenida en Badajoz. La parcela elegida para ubicar la instalación cuenta con un área de 34.010 m², y se encuentra a una distancia de aproximadamente 530 m de la subestación de Bienvenida 30kV/400kV, como se muestra en la *Ilustración 2*.



Ilustración 2. Parcela elegida para la planta

Se dispondrá de un total de 2790 módulos de potencia nominal 450 W, agrupados en 155 estructuras en grupos de 18. La potencia nominal instalada será de 1,256 MW, y la instalación contará también con siete cajas de conexión en continua, dos inversores, dos transformadores de tensión, y un centro de transformación y seccionamiento.

En la *Tabla 1* se muestran los resultados de la simulación respecto a producción, eficiencia y ahorro de emisiones en comparativa con una central de ciclo combinado con gas natural como combustible.

Producción anual	2.179,5 [MWh]
Performance Ratio	83,50%
Emisiones netas reemplazadas	13.888,8 [tCO ₂]

Tabla 1. Resultados obtenidos en la simulación

El presupuesto total del proyecto es de 1.765.417,9 €, y resulta económicamente viable con un VAN de 763.579,72 €, una TIR del 10%, y un periodo de retorno de 12,3 años, estimándose un LCOE para la planta de 34,39 €/MWh.

DESIGN AND PLANIFICATION OF A FOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY POWER PLANT

Author: Homedes Rivero, Juan.

Supervisor:

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

Key words: Photovoltaic solar farm, solar energy, optimization, sustainability.

1. Introduction

Spain is ranked tenth globally in terms of installed solar power capacity, with a capacity of 21.025 MW, marking a growing trend in the adoption of this technology looking forward to meeting the sustainable development goals established in the National Integrated Energy and Climate Plan (PNIEC).

Solar energy is the third among the country's generation sources, contributing around 20% of national generation. In terms of installed capacity, approximately 7,5 GW of solar energy were installed in 2022, of which 2,4 GW correspond to self-consumption in the residential and industrial sector. These data reveal a remarkable growth compared to the previous year, and the remarkable progress of this technology in Spain.

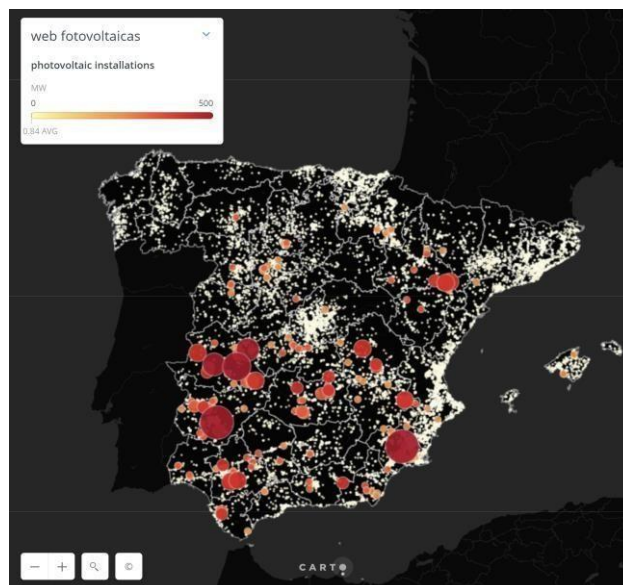


Figure 1. Photovoltaic installations and its capacities (Source: REE)

In this national and European context of constant growth and evolution of photovoltaic technology, the following project is proposed in order to contribute to meet the sustainability objectives set for the coming years in our country.

2. Description of the Project

This project consists of the design and development of a solar photovoltaic plant. The location of the plant, as well as its capacity, orientation and organization are not predefined. This way, the project will be built in such a way that its development will be based on the optimization of the available resources, and the exploitation of these resources in compliance with the legal and regulatory requirements.

All the components of the plant will be chosen, from the photovoltaic modules to its connection to the grid. Once the plant has been dimensioned and designed, an economic feasibility study of the installation will be carried out, which will reveal the profitability of the project.

3. Methodology

To carry out the project, the following steps will be followed. First, the solar capacity of the country will be studied, analyzing the optimal location for the plant. Once the site has been chosen, a plot of land will be selected based on the availability of the land and the proximity to an electrical substation, so that the evacuation of energy to the grid will be as convenient as possible.

Having selected the land, the plant will be designed by calculating the maximum number of modules to be placed in the available area, as well as the optimal orientation of these to maximize the power of the installation.

All the components of the plant will be selected, and the electrical installation will be sized according to the regulations. Once the plant has been designed, an operational simulation of the installation will be carried out to know, among other things, the estimated production and efficiency data.

Finally, an economic study will be carried out considering the data obtained in the simulation and an estimated budget for the project to evaluate the viability of the plant.

4. Results

The plant will be located in the municipality of Bienvenida in Badajoz. The plot chosen to locate the facility has an area of 34,010 m² and is located at approximately 530 m from the Bienvenida 30kV/400kV substation, as shown in *Figure 2*.



Figure 2. Plot chosen for the plant

There will be a total of 2.790 modules of 450 W nominal power, grouped in 155 structures in groups of 18. The nominal power of the plant will be 1,256 MW, and the installation will also have seven continuous connection boxes, two inverters, two voltage transformers, and a transformation and switching center.

Table 1 shows the results of the simulation regarding the production, the efficiency and the emissions savings compared to a combined cycle plant using natural gas as fuel.

Annual production	2.179,5 [MWh]
Performance Ratio	83,50%
Net emissions savings	13.888,8 [tCO ₂]

Table 1. Results of the simulation

The total budget for the project is 1.765.417,9 €, and it is economically viable with an NPV of 763.579,72 €, an IRR of 10%, and a payback period of 12,3 years, estimating a LCOE for the plant of 34,39 €/MWh.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	5
1.1 Estado del arte	5
1.1.1 Historia de la tecnología en España	5
1.1.2 Contexto Nacional	9
1.1.3 Contexto europeo.....	10
1.1.4 Legislación	12
1.2 Emplazamiento	13
1.2.1 Capacidad solar	13
1.2.2 Disponibilidad de terreno.....	15
Capítulo 2. Diseño de la planta	17
2.1 Componentes	17
2.1.1 Módulos fotovoltaicos	17
2.1.2 Soportes	19
2.1.3 Inversores	20
2.2 Dimensionamiento de los equipos	21
2.2.1 Orientación de los módulos	21
2.2.2 Optimización de la Parcela	23
2.2.3 Conexión de los módulos	25
2.2.4 Selección del transformador.....	27
2.3 Conexiones	28
2.3.1 Conductores.....	28
2.3.2 Centro de transformación y seccionamiento	36
2.3.3 Protecciones	37
2.3.4 Puesta a tierra	39
2.4 Evaluación del sistema	44
2.4.1 Simulación	46
2.4.2 Producción	47
2.4.3 Eficiencia y rendimiento de la planta	48
2.5 Impacto medioambiental	49
Capítulo 3. Modelo económico.....	51

3.1 Presupuesto.....	51
3.2 Viabilidad.....	53
3.2.1 VAN y TIR.....	56
3.2.2 LCOE.....	58
Capítulo 4. Bibliografía.....	61
ANEXO I. PLANOS	64
ANEXO II. HOJAS DE CARACTERÍSTICAS	66
ANEXO III. SIMULACIÓN	83
ANEXO IV. TABLAS DE PRESUPUESTO.....	97
ANEXO V. CUENTAS ANUALES.....	101
ANEXO VI. ALINEACIÓN CON LOS ODS	106

Índice de figuras

Figura 1. Distribución de Irradiación Global Media Diaria en España (Fuente: AEMET)...	5
Figura 2. Mix peninsular de generación (Fuente: Alea Soft Energy Forecasting 2018)	7
Figura 3. Potencia Instalada en España (Fuente: Alea Soft Energy con datos de REE)	8
Figura 4. Instalaciones fotovoltaicas en España en función de su capacidad (Fuente: ESIOS, REE)	9
Figura 5. Datos de Irradiación solar media en España (Fuente: CIEMAT).....	13
Figura 6. Localización de la región de Bienvenida (Fuente: Google Earth)	15
Figura 7. Localización y registro catastral de la parcela.....	16
Figura 8. Ejemplos de paneles monocristalino, policristalino y de capa fina (Fuente: Tiritec-Intervento)	18
Figura 9. Límites de ángulo de Azimut según inclinación (Fuente: IDAE 2011)	22
Figura 10. División geométrica de la parcela (Fuente: Google Earth)	24
Figura 11. Esquema del centro de transformación	36
Figura 12. Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada Uca en función de la duración de la corriente de falta (Fuente: ITC-RAT 13)	43
Figura 13. Tipos de radiación solar (Fuente: SunFields Europe)	44
Figura 14. Trayectoria del sol respecto a la localidad de Bienvenida (Fuente: PVGIS)	45
Figura 15. Balance de emisiones de CO2 de la planta (Fuente: Simulación PVSyst).....	50
Figura 16. Ingresos por año	55
Figura 17. VAN frente a tasa de descuento	57
Figura 18. Payback y balances de caja de la inversión.....	58
Figura 19. Alineación con los ODS.....	107

Índice de tablas

Tabla 1. Resultados obtenidos en la simulación	7
Tabla 2. Capacidades solares en España. Fuente: Elaboración propia, datos de CIEMAT	14
Tabla 3. Comparativa de módulos fotovoltaicos	18
Tabla 4. Comparativa de Inversores	20
Tabla 5. Datos del transformador	27
Tabla 6. Caídas de tensión máximas en el circuito de corriente continua	30
Tabla 7. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares de hasta 18/30 kV directamente enterrados (Tabla 6 ITC-BT 06)	34
Tabla 8. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase. (Tabla 2 ITC-BT 18).....	39
Tabla 9. Valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno (Tabla 4 ITC- BT 18).....	40
Tabla 10. Fórmulas para estimar la resistencia de tierra en función de la resistividad del terreno y las características del electrodo (ITC-BT 18).....	40
Tabla 11. Irradiación solar Directa e Indirecta en la localidad de Bienvenida (Fuente: PVGIS)	45
Tabla 12. Resultados de producción y PR de la simulación de funcionamiento de la planta	47
Tabla 13. Balance de emisiones de CO2 de la planta (Fuente: Simulación con PVSyst) ...	50
Tabla 14. CAPEX del proyecto	51
Tabla 15. OPEX del proyecto	52
Tabla 16. Datos de precio medio de venta anual en el mercado diario (Fuente: REE)	53
Tabla 17. Estimación de ingresos de la planta.....	54

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 ESTADO DEL ARTE

España cuenta con unas condiciones climáticas excepcionales que la convierten en el país europeo con mayor irradiación solar media anual. Su ubicación geográfica privilegiada le permite disfrutar de largas horas de radiación solar durante todo el año, lo que hace que la localización resulte idónea para el desarrollo de la tecnología fotovoltaica.

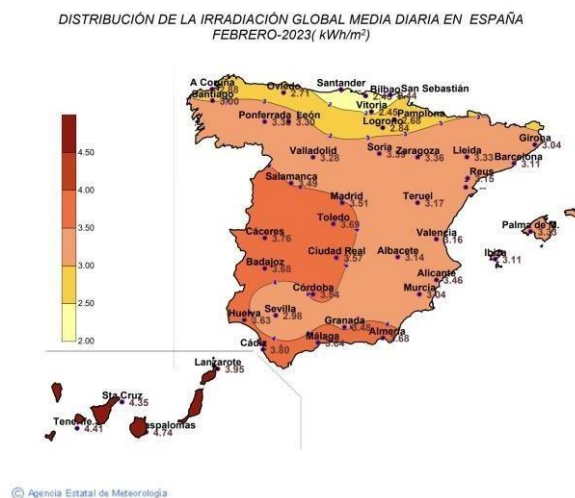


Figura 1. Distribución de Irradiación Global Media Diaria en España (Fuente: AEMET)

1.1.1 HISTORIA DE LA TECNOLOGÍA EN ESPAÑA

En 1984, se construye en San Agustín de Guadalix la primera planta fotovoltaica de 100 kW en España. Esta instalación fue construida por Iberdrola con el objetivo de abastecer de energía a procesos aislados en la zona. A medida que avanzaba la década de los 80 y principios de los 90, la energía solar comenzó a desarrollarse de manera significativa en el país. Se instalaron cuatro sistemas de menor potencia (2,7 kW) en viviendas particulares en Pozuelo de Alarcón, lo que llevó a la inserción de paneles fotovoltaicos en escuelas e

institutos, como el Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid, que instaló 13,5 kW de potencia solar.

Diez años más tarde, en 1994, se inaugura en Toledo la primera central fotovoltaica de 1 MW en Europa, financiada principalmente por las empresas españolas ENDESA y Unión Fenosa, junto con la empresa alemana RWE. Además, el Gobierno español, el Gobierno alemán y la Unión Europea contribuyeron con financiamiento. Esta planta fotovoltaica fue la primera en conectarse a la red eléctrica con fines comerciales, demostrando las capacidades de la energía solar a gran escala. Con la llegada de esta tecnología, España comenzó a liderar el desarrollo de la tecnología fotovoltaica en Europa.

En el año 2000, se publica el Real Decreto 1663/2000, que aplica a aquellas instalaciones fotovoltaicas cuya potencia nominal no superase los 100 kVA, y cuyas conexiones a la red de distribución se efectuaran en baja tensión, por el que se establecen unas condiciones técnicas y administrativas que hacen que la tecnología solar fotovoltaica cobre una importancia notable en España.

Sin embargo, a pesar de las primas ofrecidas, la energía fotovoltaica representaba en los años siguientes un porcentaje pequeño de la cobertura del consumo en España (aproximadamente el 6,5% en 2004). Por ello, la legislación con respecto a este tipo de energía fue variando para conseguir una mayor implantación de esta tecnología.

Así, en 2004, se cambió el sistema de primas por una retribución sobre la Tarifa Media de Referencia. Previo a la casación de precios en función de la oferta y demanda por medio del mercado marginalista, el mercado eléctrico funcionaba por medio de una Tarifa tope unificada. Esta se fijaba directamente desde el ministerio teniendo en cuenta los precios medios de producción de las distintas centrales del sistema.

En función de los costes fijos y los años de vida útil, así como los costes variables como el mantenimiento o el combustible de las tecnologías, se decidía dicha tarifa. Esta retribución por la producción de energía solar se aplicaba a los productores directamente sobre la tarifa de referencia, de manera que dichos productores debían pagar la tarifa correspondiente recibiendo una prima directa por la producción de energía solar. La idea de ofrecer estas

primas nació de la necesidad de ayuda para el acople de las nuevas tecnologías en el sistema eléctrico sin que su instalación y desarrollo supusiera excesivas pérdidas para los productores. Estas primas resultaron ser desproporcionadas y desencadenaron una instalación exagerada de plantas solares fotovoltaicas, muchas de ellas instaladas como vehículo financiero con el único fin de obtener una elevada rentabilidad económica.

El comienzo del gran impulso de esta tecnología llegó en el año 2007. Debido a un gran incentivo ofrecido por la instalación de placas fotovoltaicas, se fomentó la utilización de estas, llegando en el año 2008 a instalarse en el país unos 400MW de esta tecnología. De esta forma, se acaparó en España prácticamente toda la producción mundial de módulos en ese año.

El estado no podía hacer frente al importe que suponía pagar todas las primas, aumentando la deuda cada año hasta llegar a suponer una deuda de unos 25 mil millones de euros. Se produjo el todavía conocido como déficit de tarifa, que a día de hoy todavía ronda los 10 mil millones de euros de deuda.

A causa de la crisis económica en 2008, cae drásticamente la demanda en el país, reduciéndose así la producción de las centrales de carbón y gas como se puede apreciar en la figura 2.

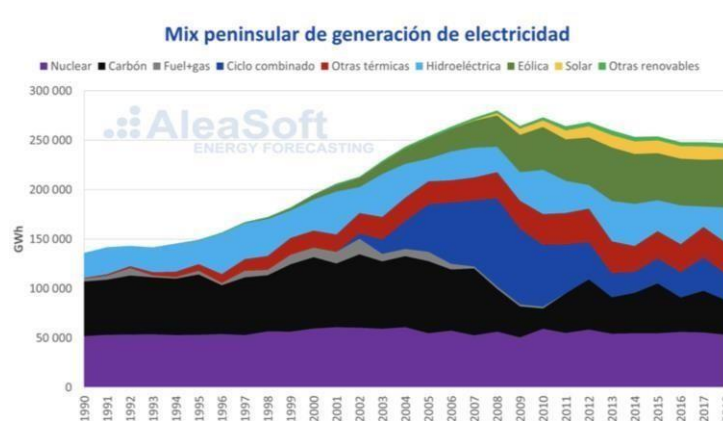


Figura 2. Mix peninsular de generación (Fuente: Alea Soft Energy Forecasting 2018)

Después de la salida de la crisis, la energía solar fotovoltaica continuó su crecimiento en España posicionándose como una buena opción renovable junto con la energía eólica. Sin embargo, en el año 2013, se introduce un impuesto del 7% directo sobre la generación de energía con esta tecnología. De esta forma se aseguraba no frenar la aparición de las tecnologías renovables en el sistema, sin aumentar la deuda por exceso de primas, asegurando cubrir con una retribución razonable la instalación de estas tecnologías.

Más adelante, en el año 2015, se introduce el comúnmente conocido como ‘impuesto al sol’. Este ‘impuesto’ mal nombrado consistió en el pago de los pequeños productores por el vuelco de energía en la red, debido al uso de las líneas distribuidoras como medio para transportar dicha energía. De esta manera se empezó a frenar el sistema descontrolado de primas ofrecido a esta tecnología.

En octubre de 2018 se suprimieron estos dos últimos cargos de impuestos con el fin directo de abaratar la factura eléctrica. Sin embargo, en marzo de 2019, se reintroduce el impuesto del 7% introducido previamente en 2013.

Finalmente en abril de 2019 se publica un Real Decreto que regula el autoconsumo eléctrico de manera técnica, administrativa y económica, fomentando de nuevo la producción eléctrica con placas fotovoltaicas además de a escala industrial, a nivel de consumidor.

El progreso tecnológico constante contribuye al abaratamiento de esta tecnología, de manera que la energía fotovoltaica continúa creciendo en el país hasta hoy en día, que cuenta con una enorme proyección de futuro.



Figura 3. Potencia Instalada en España (Fuente: Alea Soft Energy con datos de REE)

1.1.2 CONTEXTO NACIONAL

Además de disponer de gran recurso solar, España también destaca como pionero en el desarrollo de tecnologías de energía solar.

Dentro del mix de generación en España, la energía solar ocupa la tercera posición, proporcionando aproximadamente el 20% de la generación a nivel nacional. De la potencia instalada en el país, aproximadamente 7.5 GW de energía solar fueron instalados en el año 2022 (José Donoso, Director General de Unef, Periódico de la energía, UNEF), de los cuales 2,4 GW se corresponden a autoconsumo para el sector residencial e industrial, lo que muestra un inmenso crecimiento con respecto al año anterior.

Un ejemplo de ello es la planta solar fotovoltaica más grande de Europa, conocida como Francisco Pizarro, en Cáceres, Extremadura, puesta en marcha en 2022 por el grupo Iberdrola cubre una superficie de 1300 hectáreas y dispone de una potencia instalada de 590 MWp (Megavatios pico).

Las instalaciones fotovoltaicas en función de sus capacidades se pueden observar en el mapa de la figura 4. Destaca la instalación de este tipo de planta en aquellas regiones donde el recurso solar es mayor, y donde las condiciones del terreno son óptimas.

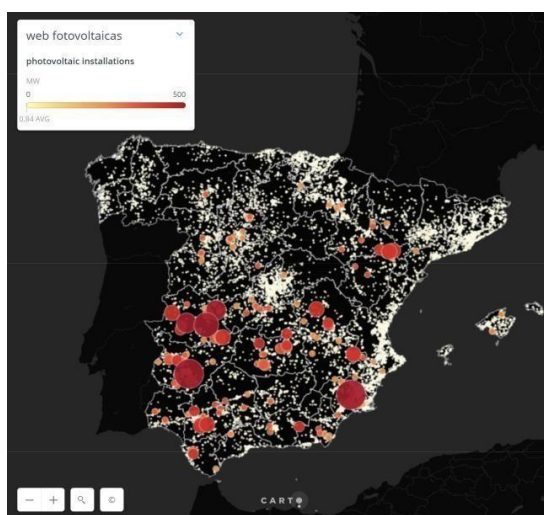


Figura 4. Instalaciones fotovoltaicas en España en función de su capacidad (Fuente: ESIOS, REE)

1.1.3 CONTEXTO EUROPEO

España se encuentra en el décimo puesto a nivel mundial en ranking de potencia instalada en energía solar, contando con 21.025 MW (reportado por Red Eléctrica), y muestra una tendencia ascendente de esta tecnología para poder cumplir con las metas de desarrollo sostenible en alineación con el PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima).

El 20 de enero de 2020, se publica en España el PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima). Este documento establece el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en un 23% con respecto a los niveles de 1990. Se alinea con el aumento de la ambición a nivel europeo para 2030 y a los objetivos esbozados en el Acuerdo de París. Siendo los principales restringir el calentamiento global, fortalecer la adaptación al cambio climático y garantizar una transición financiera hacia un modelo de desarrollo sostenible.

Según el estudio, la aplicación de las medidas previstas en el PNIEC dará lugar a los siguientes resultados en 2030:

- Una reducción del 23% de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) con respecto a los niveles de 1990.
- Un 42% de fuentes de energía renovables en el consumo final de energía.
- Una mejora del 39,5% de la eficiencia energética.
- Un 74% de generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables.

Estos logros están en línea con el objetivo a largo plazo del PNIEC, que pretende alcanzar la neutralidad de las emisiones de GEI en España en 2050. Dicha meta coincide con los objetivos de la Comisión Europea y de la mayoría de los Estados miembros. Supone una reducción mínima del 90% de las emisiones brutas totales de GEI en España para 2050 en comparación con los niveles de 1990. Además, el plan pretende la transición a un sistema eléctrico completamente renovable para 2050.

La Unión Española Fotovoltaica ha planteado la posibilidad de aumentar la capacidad de energía solar instalada en España a 65 GW para el año 2030. Esta cifra representa un incremento del 66% en comparación con los 39 GW actualmente establecidos en el PNIEC.

Dentro de esta meta, UNEF estima que aproximadamente 15 GW se destinen al autoconsumo, dependiendo del desarrollo del hidrógeno como vector energético y recurso fundamental para el futuro de la descarbonización.

Comprometido con esta meta, España fue en el 2021 el segundo país a nivel europeo por detrás de Alemania en producir la mayor cantidad de energía eléctrica por medio de eólica y solar. Se produjeron un total de 86 TWh en todo el año, equivalente a un tercio de toda la producción nacional. De toda la producción de energía solar, Extremadura destaca especialmente produciendo aproximadamente el 20% de toda la generación eléctrica. (nota de prensa Informe de Energías Renovables e Informe del Sistema eléctrico 2021 REE).

1.1.4 LEGISLACIÓN

Se citan a continuación el conjunto de reglamentos, códigos y normas que se contemplarán a la hora de desarrollar el proyecto.

- Real Decreto 1955/2000: Regulación de las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002: Aprueba el Reglamento electrotécnico de baja tensión (REBT).
- Reglamento UE/2016/631: Código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red.
- Reglamento UE/2016/1447: Código de red sobre requisitos de conexión a la red de sistemas de alta tensión en corriente continua y módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua.
- Reglamento UE/2017/1485: Directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad.
- Reglamento UE/2017/2196: Código de red relativo a emergencia y reposición de servicio.
- Reglamento UE/2015/1222: Directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones.
- Reglamento UE/2016/1719: Directriz sobre la asignación de capacidad a plazo
- Reglamento UE/2017/2195: Directriz sobre el balance eléctrico.
- Real Decreto 647/2020: Regulación de aspectos necesarios para la implementación de códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas
- Orden TED/749/2020: Se establecen los requisitos técnicos de conexión a red necesarios para implementar los códigos de red de conexión.
- Circular de la CNMC 1/2021: Establece la metodología y condiciones del acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones productoras de energía eléctrica.

Observando la alta disponibilidad de recurso solar, resulta conveniente para maximizar el rendimiento de la planta su localización en una zona cuya irradiación promedio diario sea superior a 5 kWh/m^2 (categorizadas como zonas climáticas 4 y 5).

Otro recurso a tener en cuenta a la hora de llevar a cabo el desarrollo de la planta es el número de horas de sol. En España hay una media de 2.600 horas de sol al año, aunque estas varían en función de la localización peninsular.

Dadas dichas condiciones, en la tabla 2 se adjunta una comparativa de las mejores opciones a priori donde llevar a cabo la instalación. En dicha tabla se incluye en una columna la hora solar pico (HSP), que hace referencia a la cantidad de energía solar recibida en una superficie a una radiación de 10000 W/m^2 durante una hora que ayuda a conocer la capacidad solar máxima de cada localización.

Localidad	Horas de sol anuales	Radiación solar pico (kWh/m^2)	Irradiación media diaria (kWh/m^2)
Huelva	3527	6,02	5,3
Almería	3305	6,02	5,3
Sevilla	3526	5,98	5,3
Córdoba	3316	5,9	5,2
Málaga	3248	5,82	5,3
Badajoz	3224	5,74	5,2
Cáceres	3365	5,7	5,2
Murcia	3348	5,7	5,2

Tabla 2. Capacidades solares en España. Fuente: Elaboración propia, datos de CIEMAT

1.2.2 DISPONIBILIDAD DE TERRENO

Además de la importancia de la capacidad solar del emplazamiento, es necesario conocer la disponibilidad de terreno para poder desplegar la planta. Se buscará una superficie lo más llana y accesible posible para poder llevar a cabo la instalación de la manera más sencilla.

Dada la finalidad de este proyecto, que es la de producir energía eléctrica para su posterior volcado a la red eléctrica, para una mayor economización del sistema resulta de gran utilidad conocer la cercanía de la parcela donde se instalará la planta de una subestación eléctrica. De esta manera, se reducen los gastos por cableado desde la planta hasta la subestación donde se vierte la energía producida.

Reuniendo estas condiciones, se evalúan las localizaciones destacadas en el apartado anterior. De entre diversas opciones en las zonas de alta irradiación solar, por amplitud de terreno, proximidad a subestación y comodidad de instalación, se ha decidido ubicar la planta solar en el término municipal de Bienvenida, en la provincia de Badajoz. De tal manera, se buscará una parcela en dicho término municipal, para poder evacuar la energía producida en la subestación eléctrica de BIENVENIDA 30kV/400kV.



Figura 6. Localización de la región de Bienvenida (Fuente: Google Earth)

Esta subestación cuenta con una ampliación desde 2019 por la que dispone de una posición de línea con interruptor de Evacuación Renovables (EVRE) y una posición de interruptor central en configuración de interruptor y medio, que permiten el acople de la planta de diseño. Los planos y esquemas unifilares de la subestación, así como un mapa de las conexiones eléctricas de todo el territorio nacional se adjuntan en el Anexo I - Planos.

Para el desarrollo del parque se ha seleccionado una parcela a las proximidades de la subestación, a una distancia aproximada de 530 metros, cuya referencia catastral se puede observar en la figura 7. La parcela es la número 27 del polígono 10 de Lagunilla, en Bienvenida, de uso principalmente agrario, lo que no debería complicar ningún trámite a la hora de proceder con las operaciones pertinentes a su obtención. Se ha elegido esta parcela también debida su geometría para que la instalación y disposición de los módulos resulte lo más sencillo y eficaz posible.



Figura 7. Localización y registro catastral de la parcela

Capítulo 2. DISEÑO DE LA PLANTA

2.1 COMPONENTES

Para llevar a cabo el diseño de la planta solar fotovoltaica, resulta imprescindible conocer los componentes por los que estará formada la misma.

2.1.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

El componente principal del parque serán los módulos o generadores fotovoltaicos. Estos son los encargados de transformar directamente y de manera proporcional la radiación solar en energía eléctrica continua. Estos módulos están compuestos principalmente por un semiconductor en su parte más superficial encargado de transmitir la corriente eléctrica, normalmente el silicio. Existen tres tipos de paneles en función de la presencia y pureza de semiconductor:

- Paneles Monocristalinos: Estos son los más empleados ya que resultan los más eficientes debido a la alta pureza de Silicio que contienen. Tienen mejores rangos de eficiencia (18-21%) a mayores temperaturas, y son de mayor coste que el resto debido a su alto rendimiento.
- Paneles Policristalinos: Contienen menor cantidad de silicio que los monocristalinos, pero a cambio de un menor coste ya que el proceso de producción del material resulta más económico. Las eficiencias de este tipo de paneles se encuentran en aumento debido a la investigación y ensayos con este material, pero es inferior a la de los paneles monocristalinos (15-17%).
- Paneles de Capa Fina: Estos módulos resultan los menos eficientes (7-13%), pero funcionan mejor con luces difusas o a altas temperaturas. Incorporan otro tipo de elemento en su producción como el vidrio para formar paneles de distinta composición. Su precio es mucho inferior dado que también lo son sus costes de producción.

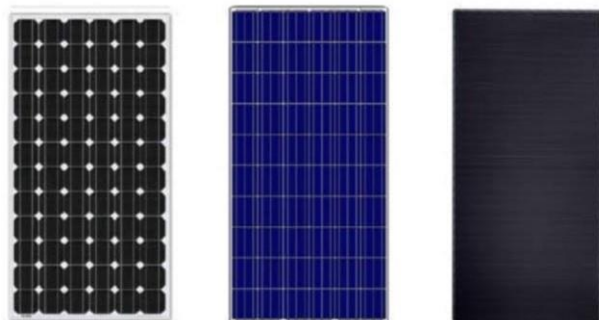


Figura 8. Ejemplos de paneles monocristalino, policristalino y de capa fina (Fuente: Tiritec-Intervento)

Para la selección de los módulos se compararán los cuatro principales fabricantes a nivel mundial. Los módulos seleccionados para llevar a cabo la comparativa serán de potencia nominal de entre 450 MW y 500 MW. La comparativa se puede observar en la Tabla 3.

Fabricante	JASolar	SunPower	Longi Solar	Trina Solar
Modelo	JAM54D40 LB SERIRES	MAXEON 6	Hi-MO 4m LR4-72 HIH	VERTEX S+ TMS- NEG9R.28
Potencia máxima (W)	430-455	450-475	440-460	450
Voltaje máximo (V)	38,5-39,5	42,8-43,9	41,1-41,9	44,6
Corriente máxima (A)	13,39-13,79	10,52-10,82	10,71-10,98	10,09
Eficiencia (%)	21,5-22,8	21,2-22,3	20,2-21,2	22,5
Dimensiones (mm)	1762±2x1134±2x30±1	2047x1039x35	2094x1038x35	1762x1134x30
Peso (kg)	22	22,7	24,3	21
Número de celdas	108 (6x18)	72	144	144
Precio (€)	180,8	448,5	201	183,6

Tabla 3. Comparativa de módulos fotovoltaicos

Tras realizar la comparativa sobre los distintos módulos, se puede observar como las características resultan en general bastante similares respecto a dimensiones, peso y valores eléctricos. Los factores limitantes a la hora de elegir el módulo serán entonces la eficiencia

y el precio. Interesa obtener para la misma potencia pico una mayor eficiencia, y reducir el coste de la planta en todo lo posible. Por estas razones, se ha seleccionado el módulo del fabricante JA Solar de potencia 450 MW, con una eficiencia similar al modelo ofrecido por el fabricante Trina Solar, pero a un precio algo inferior, y cuya hoja de características se puede observar en el Anexo II - Hojas de características.

2.1.2 SOPORTES

Para la colocación de los módulos, es necesario disponer de plataformas o soportes. Existen dos tipos de soportes principalmente, fijos o móviles.

Los soportes móviles permiten maximizar la producción por medio de uno o varios ejes móviles encargados de orientar los módulos fotovoltaicos de tal manera que se aproveche el recurso solar lo máximo posible. Sin embargo, implican gastos de consumo eléctrico, así como un mayor mantenimiento debido a su complejidad mecánica.

Los soportes fijos son estructuras más simples donde se fija el ángulo de inclinación de los módulos buscando maximizar la eficiencia de la instalación, pero la estructura quedará fija una vez completada su construcción. Esta simplicidad constructiva permite también que estas estructuras resulten más ligeras dependiendo el material del que estén formadas.

Dadas estas características, y como los módulos seleccionados son módulos bifaciales, que permiten una mayor captación de irradiación solar, se optará por la utilización de estructuras soporte fijas, eliminando así el consumo del soporte, y reduciendo significativamente los costes de la planta.

Se ha optado por elegir la estructura fija FIX RIDER del fabricante Mecasolar, empresa que cuenta con muchos años de dedicación en el sector. Esta estructura permite disponer de un total de 18 módulos por soporte con hasta tres filas verticales y 6 horizontales, y es completamente customizable de tal manera que se puede elegir el ángulo de orientación y la distancia al suelo. La estructura cuenta con un tratamiento anticorrosivo, y la fijación de los módulos a la misma se realiza por medio de tornillos INOX adaptables a todos los módulos

del mercado. La ficha técnica de esta estructura se puede observar en el Anexo II – Hojas de características.

2.1.3 INVERSORES

Para poder llevar la energía producida desde la planta hasta la subestación, es necesario transformar la corriente de continua (producida por los módulos), a alterna para poder ser vertida a la red. El inversor se encarga de llevar a cabo esta función. Se diseñará la planta de tal forma que se dispongan de dos grupos inversores para evacuar las distintas agrupaciones de módulos fotovoltaicos.

Para la elección del sistema inversor, se lleva a cabo una comparativa de dos de los principales fabricantes, Power Electronics e Ingeteam, que puede observarse en la Tabla 4.

		Fabricante	Ingeteam	Power Electronics
		Modelo	INGECON SUN 350TL M12	Freesun HEMK 690V
Entrada (DC)	Rango tensiones de funcionamiento (V)		500 - 1500	976 - 1500
	Corriente máxima por MPPT (A)		45 x 12	2295
	# MPPTs		12	hasta 20
Salida (AC)	Potencia nominal (kVA)		346,4 (30°C) / 329,1 (40°C) / 296,2 (50°C)	2195 /kW (40°C) / 2035/kW (50°C)
	Corriente máxima (A)		250 (30°C) / 237,5 (40°C) / 213,75 (50°C)	1837 (40°C)
	Tensión nominal (V)		800	690
	Eficiencia (%)		98,6	98,45
	Precio (€)		85.000	87.000

Tabla 4. Comparativa de Inversores

Se ha elegido el Inversor del fabricante Ingeteam dado que dispone de capacidad para instalarse junto con un transformador en la misma estructura, y ya que tanto el precio como la eficiencia resultan ligeramente mejores.

2.2 DIMENSIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS

Como conclusiones del capítulo anterior, la parcela en la que se desplegará la planta solar se sitúa en la provincia de Badajoz, en el término municipal de Bienvenida, y consta de una superficie total de 34.010 m², y se encuentra a una distancia de 530 metros de la Subestación de Bienvenida.

El objetivo de este proyecto es el de construir una planta solar cuya producción se vierta de manera íntegra a la red, por lo que, dada la parcela elegida, se buscará maximizar la producción de energía aprovechando todo el terreno disponible. La potencia total de la planta se determinará en función de la superficie servible de la parcela.

2.2.1 ORIENTACIÓN DE LOS MÓDULOS

En primer lugar, en función de la orientación de la parcela se calculará la inclinación recomendada para los módulos de tal manera que se aproveche al máximo la irradiación solar del terreno. Los módulos se colocarán de tal manera que se aproveche al máximo la superficie de la parcela, aprovechando que la orientación de esta es prácticamente Sur, albergando lo máximo posible todo el recorrido del sol a lo largo del día (E-O).

Para conocer las inclinaciones límites de los módulos, es preciso conocer el ángulo aproximado azimuth de orientación de la parcela. Es decir, el ángulo de desviación desde el eje vertical Norte-Sur, resultando un ángulo positivo en sentido horario desde el punto cardinal Sur, y negativo en su sentido contrario.

De manera aproximada, se estima que este ángulo por medio de comparativa visual y a herramientas de observación por satélite, y resulta menor de 30°, aunque se tomará este valor como límite. En la figura 9 se puede observar como para dicho ángulo azimuthal los límites para el ángulo de inclinación son ϕ [10°-55°] (valores límites en el borde exterior de la región 90%-95%). Se elegirá por lo tanto una inclinación estándar de 30° para los módulos dentro de este rango.

Estos valores límites habiendo seleccionado la inclinación de las placas solares se deben corregir para comprobar que se cumplen los requisitos de pérdidas por orientación e inclinación, conocida la latitud de la parcela (38,18° Norte).

$$\varphi_{max} = 55^\circ - (30^\circ - 38,18^\circ) = 63,18^\circ$$

$$\varphi_{min} = 10^\circ - (30^\circ - 38,18^\circ) = 18,18^\circ$$

Como estos límites resultan mayores que los anteriores, y el ángulo de inclinación se encuentra dentro de rango, se cumplen los requisitos de pérdidas por orientación e inclinación, por lo que se dispondrá de un ángulo de 30° de inclinación en todas las estructuras.

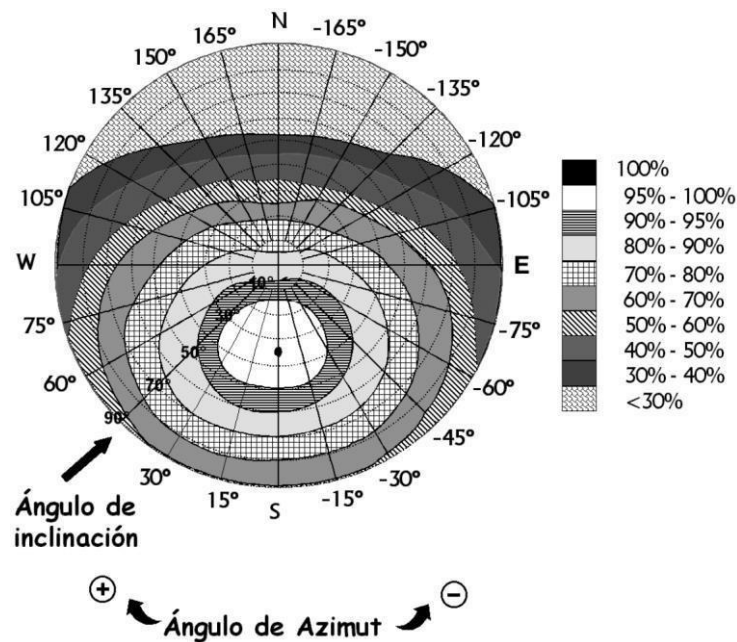


Figura 9. Límites de ángulo de Azimut según inclinación (Fuente:IDAE 2011)

2.2.2 OPTIMIZACIÓN DE LA PARCELA

Conocidas las dimensiones de los módulos y de los soportes de estos, se puede calcular en función de las dimensiones de la parcela cuantos módulos se pueden colocar para maximizar la producción de la planta.

La distancia de separación entre módulos (d) debe ser tal que se garanticen al menos 4 horas de sol entorno al mediodía del solsticio de invierno, de tal manera que se cumpla la siguiente ecuación:

$$d \geq h \cdot k = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

Donde:

d = distancia horizontal entre módulos

h = altura máxima de los módulos

Como se ha mencionado previamente, para la ubicación elegida, la latitud es $38,18^\circ$ Norte, y la altura máxima de los módulos teniendo en cuenta que el ángulo de inclinación es de 30° , y que los soportes permiten una conexión de tres filas de módulos con una separación del suelo de hasta 1 metro, resulta:

$$h = 3 \cdot \text{largo módulo} \cdot \sin(\theta) + h_{\text{suelo}} = 3 \cdot 1,762 \cdot \sin(30^\circ) + 1 = 3,643 \text{ m}$$

Obteniendo así:

$$d \geq \frac{3,643}{\tan(61^\circ - 38,18)} = 8,658 \text{ m}$$

Se optará por una distancia de separación entre paneles de 9 metros, y una separación lateral entre estructuras de 4 metros, suficiente para garantizar la facilidad de moverse por el recinto para llevar a cabo operaciones de mantenimiento o seguimiento pertinentes.

La ocupación horizontal de un panel fotovoltaico teniendo en cuenta las proyecciones sobre el terreno resulta:

$$l1 = 3 \cdot \text{largo módulo} \cdot \cos(\theta) = 3 \cdot 1,762 \cdot \cos(30^\circ) = 4,58 \text{ m}$$

$$l2 = 6 \cdot \text{ancho módulo} = 6 \cdot 1,134 = 6,804 \text{ m}$$

La superficie elegida se ha dividido en dos zonas diferenciadas por colores como se puede ver en la figura 10 dada la geometría de esta, para poder simplificar la disposición de los módulos. El área marcada en verde (Parcela 1) consta de aproximadamente 15.100 m², y el área amarilla (Parcela 2) la restante, 18.910 m².



Figura 10. División geométrica de la parcela (Fuente: Google Earth)

Por un lado, la Parcela 1 cuenta con un área disponible estimada, teniendo en cuenta un margen de previsión de 1 metro por cada lado, de 172x87 metros, lo que permite que se coloquen un total de:

$$N1_{horizontal} = \frac{\text{ancho parcela}}{\text{largo del módulo} + \text{separación}} = \frac{85}{4,58 + 9} = 6,26 \sim 6 \text{ estructuras}$$

$$N1_{vertical} = \frac{\text{largo de la parcela}}{\text{ancho del módulo} + \text{separación}} = \frac{170}{6,804 + 4} = 15,73 \sim 15 \text{ estructuras}$$

$$N1 = 6 \cdot 15 = 90 \text{ estructuras}$$

Por otro lado, la distribución de la Parcela 2 no es tan rectangular, por lo que conociendo las dimensiones de las estructuras y los espacios que debe haber entre ellas, se ha utilizado el programa AutoCAD para poder llevar a cabo la disposición de módulos que se puede observar en el Plano 1 en el Anexo I - Planos.

Aprovechando al máximo el área disponible, se obtiene una cantidad total de $N2 = 65$ estructuras en la segunda parcela.

La planta dispondrá entonces de 155 estructuras. Dado que cada estructura está compuesta por un total de 18 módulos, la planta contará con 2790 módulos fotovoltaicos.

Conocido el número de módulos y las potencias nominales de estos, es posible determinar la potencia nominal de la planta, que resulta 1,256 MW.

2.2.3 CONEXIONADO DE LOS MÓDULOS

La conexión de módulos se realiza en función de la tensión de funcionamiento del inversor, en este caso esta se encuentra entre 500 V y 1500 V. Estos rangos existen ya que el inversor en función de la irradiación que reciben los módulos es capaz de localizar el punto de máxima potencia para regular el funcionamiento del sistema.

Para el cálculo de conexión de módulos en serie, se utilizará la máxima tensión posible en bornes del inversor, ya que esto permitirá minimizar las pérdidas en la planta. La tensión máxima de salida de los módulos se puede encontrar según la hoja característica, y es de $V_{mp} = 32,82V$, pero cabe destacar que la tensión en circuito abierto es $V_{oc} = 39,3 V$, superior que la tensión máxima en funcionamiento, por lo que se utilizará esta última para el dimensionado. Conocida la tensión de salida de los módulos y las tensiones de

funcionamiento del inversor, se puede conocer el número máximo de módulos en cadena o “string” que se pueden conectar.

$$N_{maxstring} = \frac{1500 V}{39,3 V} = 38,17 \sim 38 \text{ módulos}$$

Ya que las estructuras están formadas por 18 módulos, se agruparán las cadenas en múltiplos de estos por comodidad, dando un máximo de 2 agrupaciones por cadena, es decir, 36 módulos.

Además, el inversor elegido es un inversor de ‘string’, por lo que permite el conexionado de hasta 12 cadenas MPPT (‘Maximum Power Point Tracker’) y en caso de fallo o de bajo rendimiento, se encargará de disminuir la producción de manera automática y avisar de un error.

Por otro lado, estas cadenas se conectarán en paralelo de tal manera que se no se supere la intensidad máxima admisible de entrada en el inversor. La potencia nominal del inversor es de 1.039 kW, y dado que se dispondrá de agrupaciones de 36 módulos en serie, la potencia pico de estos será de 16,2 kWp.

$$N_{maxparalelo} = \frac{1.039 \text{ kW}}{16,2 \text{ kW}} = 64,14 \sim 64 \text{ cadenas}$$

Ya que tanto el inversor como los cuadros de corriente continua permiten la agrupación de cadenas en grupos de 12, se optará por este tipo de agrupación en paralelo. La planta dispone de un total de 155 estructuras, por lo que será necesario el uso de dos inversores para transformar la energía recibida. Se dispondrán de tal manera que 77 estructuras converjan en un inversor, y las restantes 78 converjan en otro.

2.2.4 SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR

La tensión a la salida de los inversores precisará del uso de transformadores para elevarse hasta el nivel precisado para su futuro enganche a la subestación Bienvenida. Es necesario elevar la tensión a un valor de 30kV, correspondiente con el conexionado a media tensión en la subestación.

Existen dos tipos de transformadores según su diseño, secos o en aceite mineral. Los transformadores en aceite presentan diversas ventajas frente a los secos, entre las cuales destacan el ser de menor coste, de un funcionamiento sencillo, permiten una instalación a la intemperie y permiten una mayor resistencia a sobretensiones y sobrecargas prolongadas. Por esto, se optará por su uso para esta planta. Se ha recurrido al fabricante Ingeteam, ya que ofrece este tipo de transformadores específicamente para plantas fotovoltaicas descentralizadas con inversores de string de 1500 V, como el que se va a utilizar. Las características de este transformador se incluyen en la tabla 5.

Fabricante	Ingeteam
Modelo	BT/MT Baño de aceite
Material conductor	Aluminio / Aluminio (cobre opcional)
Grupo de conexión	Dy11
Tensión devanado primario (V)	640 - 920
Tensión devanado secundario (kV)	10 - 36
Potencia (MVA)	Hasta 11,2
Precio (€)	65.000

Tabla 5. Datos del transformador

2.3 CONEXIONES

Una vez dimensionada la planta, y conociendo la disposición de los equipos fotovoltaicos en la parcela, se procede al cálculo de conductores para llevar a cabo la conexión tanto de corriente continua, como de corriente alterna, desde la instalación fotovoltaica hasta la subestación de Bienvenida.

2.3.1 CONDUCTORES

Las conexiones de la planta se dividirán principalmente en dos tramos, un tramo en corriente continua hasta el inversor, incluyéndose las conexiones en paralelo de las cadenas, así como la llegada al inversor y un tramo en corriente alterna desde la salida de los transformadores hasta la subestación.

Para la selección de conductores, se ha optado por elegir al proveedor TopCable, líder mundial en fabricación de cables para instalaciones renovables, que posee un catálogo específico para instalaciones de plantas fotovoltaicas.

A la hora de llevar a cabo el dimensionado de los conductores, se debe calcular la sección de cable que satisfaga en orden con el REBT (Reglamento Electrotécnico para Baja tensión) simultáneamente tres criterios: de intensidad máxima admisible, de caída de tensión, y de intensidad de cortocircuito.

2.3.1.1 Cableado en corriente continua

Se ha elegido el cable TOPSOLAR PV H1Z2Z-K DEL FABRICANTE Top Cable, de cobre electrolítico estañado con aislamiento de goma reticulada (XLPE), ya que posee una alta flexibilidad y resistencia a agresiones mecánicas y altas temperaturas, y puede llevar a cabo su instalación tanto al aire libre como enterrado, por lo que ofrece gran versatilidad de instalación.

El cálculo de la sección del cable para corriente continua se lleva a cabo con la siguiente fórmula.

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot e}$$

Donde:

L = Longitud de la línea (m)

I = Intensidad por la línea (A)

γ = Conductividad (m/ Ω mm²)

e = Caída de tensión máxima admisible (V)

La conductividad es un valor tabulado por el reglamento, que a una temperatura de 20° toma un valor de 56 [m/ Ω mm²] para el cobre y 35,71[m/ Ω mm²] para el aluminio. Este valor es el inverso de la resistividad, que se calcula para cualquier temperatura dada según la siguiente fórmula.

$$\rho_{\theta^{\circ}} = \frac{1}{\gamma} = \rho_{20^{\circ}} \cdot (1 + \alpha \cdot (\theta - 20^{\circ}))$$

Donde:

ρ = Resistividad ($\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$)

α = Coeficiente de temperatura ($0,00393 \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ para el Cu, y $0,00407 \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ para el Al)

θ = Temperatura de diseño ($^\circ\text{C}$)

Para cumplir con el criterio de diseño de intensidad de cortocircuito, conviene no superar la temperatura máxima admisible por el conductor, por lo que se calcula la resistividad del conductor para la temperatura máxima soportada por el conductor que es 120°C de tal forma que se dimensione el conductor para el caso más desfavorable.

$$\rho_{120^\circ} = 0,0172 \cdot (1 + 0,00393 \cdot (120^\circ - 20^\circ)) = 0,024 \left[\Omega \cdot \frac{\text{mm}^2}{\text{m}} \right]$$

Los valores de caída de tensión máxima se encuentran también recogidos por el reglamento según se muestra en la tabla 6.

Sistema	e máxima	e recomendada
Paneles a regulador	3%	1%
Regulador a inversor	1%	0,50%

Tabla 6. Caídas de tensión máximas en el circuito de corriente continua

Se buscará por lo tanto no superar el 1% de caída de tensión en ninguno de los dos tramos de corriente continua para cumplir con el criterio de caída de tensión máxima.

1. Desde las cadenas de módulos hasta las cajas de conexiones en continua

En un régimen permanente, la intensidad que circulará a la salida de los módulos conectados en serie será de 13,71 A, según las hojas de características del fabricante. Es necesario dimensionar los conductores para una corriente equivalente al 125% de dicha corriente nominal, cumpliendo según lo indicado en la ITC-BT 40 para instalaciones generadoras, por lo que, en el primer tramo de conductores en corriente continua, se utilizará una intensidad de diseño de 17,14 A.

La tensión nominal de funcionamiento en el conductor viene dada por los módulos, en cuya hoja característica se observa que es de 32,82 V, y dado que en cada cadena se conectará una agrupación total de 36 módulos, se obtiene una tensión en el conductor de 1181,52 V.

La distancia desde las cadenas de módulos hasta los cuadros de corriente continua se supondrá con una longitud de tramo de 55 metros (equivalente aproximado al ancho horizontal de 12 estructuras). Una vez dimensionados estos tramos, se extrapolará el uso de los mismos conductores para los tramos irregulares de conexionado de manera que se facilite la instalación de la planta.

Definidos todos los parámetros de diseño se obtiene:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot e} = \frac{2 \cdot 55 \cdot 17,14 \cdot 0,024}{0,01 \cdot 1181,52} = 3,83 \text{ mm}^2$$

Se debe elegir la sección inmediatamente superior a la calculada según la oferta realizada por el fabricante, por lo que observando las hojas características de estos (para más detalle ver Anexo II - Hojas de características), se elige una sección de 4 mm².

Se comprueba la temperatura a la que está trabajando el conductor.

$$T = T_o + (T_{max} - T_o) \cdot \left(\frac{I}{I_{max}} \right)^2 = 20 + (90 - 20) \cdot \left(\frac{17,14}{55} \right)^2 = 26,8^\circ$$

La temperatura de trabajo es mucho menor que la máxima admisible para el conductor, por lo que la sección elegida es válida, y se cumple el criterio de corriente de cortocircuito.

2. Desde las cajas de conexiones en continua hasta el inversor

De la misma manera que se ha dimensionado el tramo anterior se dimensiona ahora el siguiente tramo en corriente continua.

La intensidad que circulará por el conductor esta vez será la equivalente a la suma de todas las conexiones que confluyen en la caja de conexiones en continua, es decir un total de 205,68 A, por lo que se dimensionará de nuevo para una corriente equivalente al 125% de esta, de 257,1 A.

La longitud de línea de este tramo se dimensionará aproximándose por la longitud total de la parcela 1, de 172 metros, ya que esta será la máxima distancia a la que se tendrá que conectar los cuadros en el caso más desfavorable (las cadenas más lejanas al inversor que se situará lo más cercano a la subestación posible).

Definidos todos los parámetros de diseño se obtiene:

$$S = \frac{2 \cdot 172 \cdot 257,1 \cdot 0,024}{0,01 \cdot 1181,52} = 179,65 \text{ mm}^2$$

Se elige por lo tanto la sección inmediatamente superior, que es de 185 mm².

Se comprueba la temperatura a la que está trabajando el conductor.

$$T = 20 + (90 - 20) \cdot \left(\frac{257,1^2}{644} \right) = 31,2^\circ$$

La temperatura de trabajo resulta mucho menor que la máxima admisible para el conductor, por lo que la sección elegida es válida, y se cumple el criterio de corriente de cortocircuito.

2.3.1.2 Cableado en corriente alterna

El primer tramo en corriente alterna consiste en la conexión entre el inversor y el transformador, pero dado que se han elegido los dos del mismo fabricante, se conoce que la unión entre estos se produce de manera interna, y no se deberá calcular la sección del conductor para dicho tramo.

El siguiente tramo es el recorrido desde el transformador hasta el centro de seccionamiento. Este tramo se realizará enterrado a una profundidad de 1 metro, con conductores del mismo fabricante. El conductor elegido es el TOPSOLAR PV Al 1500 V, de aluminio con recubrimiento de polietileno reticulado (XLPE).

Se conoce la tensión de trabajo del lado de alta del transformador, que es de 30 kV, y la potencia de este, de 9 MVA, por lo que es posible conocer la intensidad que circulará por el conductor.

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{9000}{\sqrt{3} \cdot 30} = 173,21 \text{ A}$$

Esta intensidad no es necesario multiplicarla por ningún factor de corrección, ya que la instalación será enterrada a profundidad exacta de un metro.

Con esta intensidad, accediendo a la ITC-06, se observa la sección recomendada para el tipo de conductor y su aislamiento.

Sección (mm²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	125	96	130	100	135	105
35	145	115	155	120	160	125
50	175	135	180	140	190	145
70	215	165	225	170	235	180
95	255	200	265	205	280	215
120	290	225	300	235	320	245
150	325	255	340	260	360	275
185	370	285	380	295	405	315
240	425	335	440	345	470	365
300	480	375	490	390	530	410
400	540	430	560	445	600	470

Tabla 7. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares de hasta 18/30 kV directamente enterrados (Tabla 6 ITC-BT 06)

El primer valor inmediatamente superior a los 173,21 A para un conductor de aluminio con recubrimiento de XLPE es de 205 A, que equivale a una sección de 95 mm².

Por otra parte, se procede a calcular también la sección del conductor por medio de criterio de corriente de cortocircuito.

$$I_{cc} = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t_{cc}}}$$

Donde:

I_{cc} = Corriente de cortocircuito (A)

K = Coeficiente que depende de la naturaleza del conductor elegido (toma el valor de 94 para el conductor en uso teniendo en cuenta una duración de cortocircuito de 1 segundo según la tabla 26 de la ITC-06)

S = Sección del conductor (mm)

t_{cc} = Tiempo de duración del cortocircuito (s)

Tomando como referencia que no se debe superar para líneas de media tensión inferiores a 36 kV una intensidad de cortocircuito de 25 kA durante 1 segundo, se puede obtener la sección del conductor por este método.

$$S = \frac{\sqrt{tcc} \cdot I_{cc}}{K} = \frac{\sqrt{1} \cdot 25000}{94} = 266 \text{ mm}^2$$

Se elegirá la sección inmediatamente superior ofrecida por el fabricante en su hoja característica, que es de 300 mm².

Por último, se debe comprobar que no se supera la máxima caída de tensión admisible en el conductor. Para ello, se calcula la sección mínima que debe tener el conductor para no superar el 0,1% máximo recomendado.

La distancia hasta el centro de seccionamiento se ha elegido teniendo en cuenta el largo de la parcela, para poder diseñar el caso más desfavorable.

$$S = \frac{2 \cdot 212 \cdot 173,21 \cdot 0,024}{0,001 \cdot 30000} = 58,75 \text{ mm}^2$$

Dado que la máxima sección obtenida es de 300 mm², por el método de corriente máxima de cortocircuito, esta será la sección elegida para dicho tramo.

El último tramo de cableado es el que va desde el centro de seccionamiento hasta la subestación de Bienvenida. Se conoce la corriente en este tramo, ya que en el centro de seccionamiento se lleva a cabo la confluencia de los dos circuitos de salida desde los inversores, y es de 246,42 A.

La sección obtenida por medio del método de intensidad máxima admisible es de 117,5 mm², mientras que por medio del criterio de corriente de cortocircuito se obtiene la misma sección de 300 mm², por lo que la sección de conductor elegida para este tramo será de 300 mm².

2.3.2 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN Y SECCIONAMIENTO

A modo de protección, corte y agrupación de las líneas, se dispondrá de un centro de transformación (CT) donde confluyan las líneas eléctricas en corriente alterna antes de dirigirse hacia la subestación eléctrica. Por comodidad en la instalación, se dispondrá de un centro prefabricado de hormigón compacto de superficie, de tal manera que las tareas de mantenimiento y control resulten cómodas y accesibles para los usuarios.

El CT dispondrá de dos celdas de línea, de llegada de las líneas eléctricas desde la planta, una celda de seccionamiento, una celda de protección y una celda de medida, según el esquema en la figura 11.

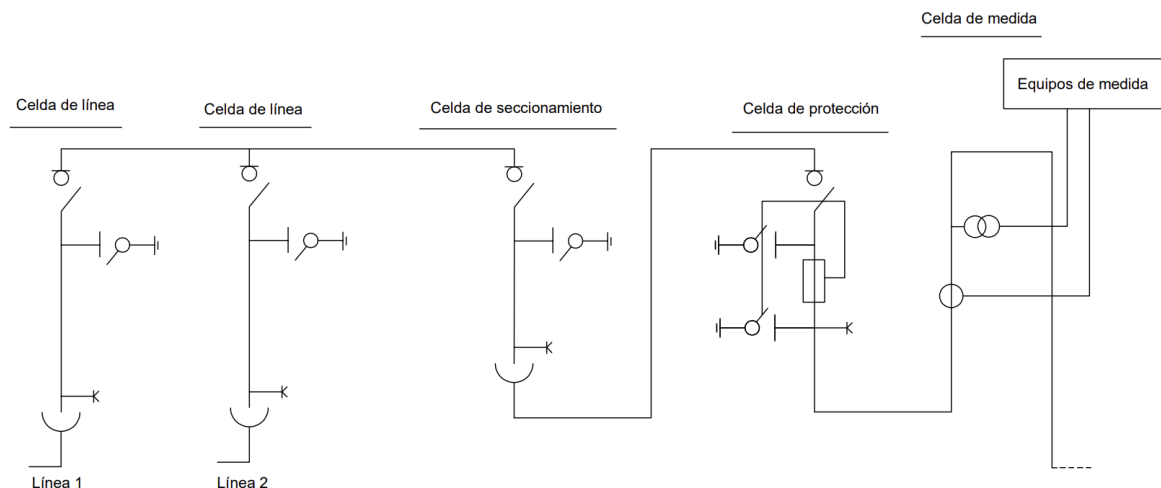


Figura 11. Esquema del centro de transformación

Al disponer de transformadores de potencia superiores a los 1000 kVA, la instalación dispondrá de un interruptor automático en la celda de protección.

Se ha optado por elegir al fabricante INAEL, y el modelo EPH-1T-5900-3P, cuyas características de dimensiones se pueden observar con más detalle en el Anexo II – Hojas de características. A la salida de dicho centro de transformación y seccionamiento, se realizará la conexión con la subestación eléctrica de Bienvenida por medio de línea subterránea de 30 kV previamente dimensionada.

2.3.3 PROTECCIONES

Como parte de la instalación resulta imprescindible disponer de un sistema de protección tanto de los propios equipos de la planta frente a fallos en el sistema, como de los usuarios que manipulen los distintos componentes de esta.

En el lado de corriente continua de la instalación, se precisa de equipos de protección frente a sobretensiones, sobreintensidades y contactos tanto directos como indirectos.

Las protecciones contra los contactos directos consisten principalmente en aislamientos de los que todos los equipos elegidos disponen de fábrica, que evitan las derivaciones de un contacto con las partes activas de los materiales eléctricos. Estos incluyen (recogido en la ITC-BT-24 del REBT) protecciones por aislamiento de partes activas, por medio de barreras o envoltentes, por medio de obstáculos, por puesta fuera de alcance por alejamiento, y protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial residual.

La protección frente a contactos indirectos viene caracterizada principalmente por la protección por corte automático de la alimentación, que evita que después de la aparición de un fallo la tensión de contacto se mantenga durante un tiempo de tal manera que represente un riesgo. Para ello, es necesario disponer de un conexionado de puesta a tierra de tal manera que no se superen las tensiones límites convencionales, que se calculará en el siguiente epígrafe.

A modo de protección frente a sobreintensidades, se dispondrá en cada línea de conexión de módulos con la caja de conexión en continua, de fusibles. Las cadenas de conexión de módulos irán conectadas de tal manera que confluyan hacia cajas de conexiones que actuarán como nudos en el sistema, proporcionando un diseño más organizado para la planta, así como una fácil manipulación y monitorización de los elementos de esta.

Se ha elegido el String Monitor del fabricante SMA, que permite todo lo mencionado anteriormente, así como diferentes tipos de conexión contando con medidores de temperatura, corriente y sobretensión que facilitan la monitorización de los sistemas de

conexiones, como se puede observar en su hoja característica (ver Anexo II - Hojas de características).

En cada una de estas cajas de continua confluirán un total de 12 cadenas de conexiones de módulos, los fusibles han de ser seleccionados para soportar unas corrientes de por lo menos la intensidad máxima de cortocircuito en los módulos, que es de 14,48 A, por lo que se dispondrá de fusibles de 16 A categorizados según su curva de fusión (ITC-BT 22) de tipo gG (g: capacidad de corte de intensidades de sobrecarga y cortocircuito, G: de uso general).

Además de estos fusibles, se dispondrá de un interruptor a la salida de dichas cajas de conexión para garantizar la protección del inversor en caso de fallo con capacidad de corte de hasta 400 A en continua, mucho mayor que los 257,1 A máximos estimados en el dimensionamiento de los conductores.

Respecto a la protección frente a sobretensiones, el cuadro elegido ya incorpora protecciones de Categoría IV según la ITC-BT 23, aguas arriba de la instalación.

En el lado de corriente alterna, se cuenta con las protecciones propias del cuadro inversor-transformador proporcionado por el fabricante Ingecon., donde se incluye las protecciones del transformador formadas por relés, aislamiento en aceite y protección electrostática contra sobre tensiones, y las protecciones del inversor. Estas son de sobretensiones de DC como de AC de tipo II, de fallo de aislamiento, y de cortocircuitos y sobrecargas en la salida. Todas estas características pueden observarse en más detalle en el Anexo II - Hojas de características.

2.3.4 PUESTA A TIERRA

1. Baja Tensión

La infraestructura de conexión de tierra en la zona de baja tensión está compuesta por la puesta a tierra de los paneles solares, las estructuras de soporte y los inversores. Este sistema se llevará a cabo mediante la conexión de electrodos enterrados en el suelo y conectados por medio de cales de cobre al que se unirá el neutro del sistema de baja tensión y toda la estructura metálica.

La instalación de puesta a tierra será independiente de la compañía distribuidora, como se establece en el REBT.

Para dicha conexión se dispondrá de picas de acero recubiertas en cobre enterradas una altura de 2 metros y diámetro de 14 mm^2 , así como conductor de cobre desnudo para la conexión equipotencial a tierra de las estructuras los paneles y los inversores. Los conductores de cobre serán de sección 35 mm^2 según se recomienda en la ITC-BT 18 del REBT.

La sección mínima de los conductores de protección viene dada según se indica en la tabla 2 del reglamento.

Sección de los conductores de fase de la instalación $S \text{ (mm}^2\text{)}$	Sección mínima de los conductores de protección $S_p \text{ (mm}^2\text{)}$
$S \leq 16$ $16 < S \leq 35$ $S > 35$	$S_p = S$ $S_p = 16$ $S_p = S/2$

Tabla 8. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase. (Tabla 2 ITC-BT 18)

La resistividad del terreno se estima según la tabla 4 de la ITC-BT 18 del REBT, para un terreno cultivable poco fértil, tomando un valor de $500 \Omega\text{m}$.

Naturaleza del terreno	Valor medio de la resistividad Ohm.m
Terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos	50
Terraplenes cultivables poco fértiles y otros terraplenes	500
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables	3.000

Tabla 9. Valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno (Tabla 4 ITC-BT 18)

La profundidad mínima de los electrodos enterrados debe ser de 0,5 metros, y el valor de la resistencia de las tomas de tierra debe calcularse de tal forma que no se produzcan tensiones de contacto superiores a 24 V.

Las fórmulas para calcular la resistencia de tierra vienen dadas también por el reglamento según la tabla 5 de la ITC-BT 18.

Electrodo	Resistencia de Tierra en Ohm
Placa enterrada	$R = 0,8 r / P$
Pica vertical	$R = r / L$
Conductor enterrado horizontalmente	$R = 2 r / L$
r, resistividad del terreno (Ohm.m) P, perímetro de la placa (m) L, longitud de la pica o del conductor (m)	

Tabla 10. Fórmulas para estimar la resistencia de tierra en función de la resistividad del terreno y las características del electrodo (ITC-BT 18)

De tal forma que:

$$R = \frac{R_{cond} \cdot R_{pica}}{R_{cond} + R_{pica}} = r \frac{\frac{2 \cdot r^2}{L_{pica}}}{\frac{r}{L_{cond}} + \frac{2 \cdot r}{L_{pica}}} = 1,11 \Omega$$

A modo de comprobación, a la hora de llevar a cabo el proyecto se deberá medir el valor de la resistencia de puesta a tierra de la instalación de tal manera que se cumpla que esta no sea superior en un 50% del valor especificado en el proyecto.

Con este valor y el de la corriente de defecto a tierra, se debe calcular la tensión de contacto, y comprobar que se cumple que no superen 24 V. El valor de la corriente de defecto a tierra se aproxima por el valor de corriente de falta que es de aproximadamente 300 mA. (cumpliendo con la norma IEC 62109-2).

$$V_c = I_c \cdot R = 0,33 \text{ V} \ll 24 \text{ V}$$

Se cumple el criterio de tensión de contacto máximo para los componentes elegidos.

2. Media Tensión

En media tensión es necesario poner a tierra el centro de transformación. La puesta a tierra del centro de transformación es independiente a la de la planta de acuerdo con la ITC-RAT 13. Para ello es necesario calcular las tensiones de paso y contacto.

El cálculo de las máximas tensiones de paso (V_p) y contacto (V_c) se realiza considerando resistencias adicionales (resistencia a tierra del punto de contacto, calzado, presencia de superficies de material aislante, etc.). según las siguientes expresiones:

$$V_c = V_{ca} \cdot \left(1 + \frac{\frac{Ra1}{2} + 1,5 \cdot \rho_s}{1000}\right)$$

$$V_p = V_{pa} \cdot \left(1 + \frac{2 \cdot Ra1 + 6 \cdot \rho_s}{1000}\right)$$

Donde:

V_c = Tensión de contacto (V)

V_p = Tensión de paso (V)

V_{ca} = Tensión de contacto aplicada (V)

V_{pa} = Tensión de paso aplicada (V)

$Ra1$ = Resistencia del calzado, se puede usar $Ra1 = 2000 \, \Omega$ (ITC-RAT 13)

ρ_s = Resistividad superficial del terreno ($\Omega \, m$)

La tensión de paso aplicada (V_{pa}), es la tensión a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre pie y pie. Esta tensión se define como:

$$V_{pa} = 10 \cdot V_{ca}$$

Para calcular la tensión de paso y contacto, es necesario conocer la tensión de contacto aplicada (V_{ca}), que es la tensión a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre una mano y pies. Los valores admisibles para esta tensión se muestran en la figura 1 de la ITC-RAT 13, en función de la duración de la corriente de falta.

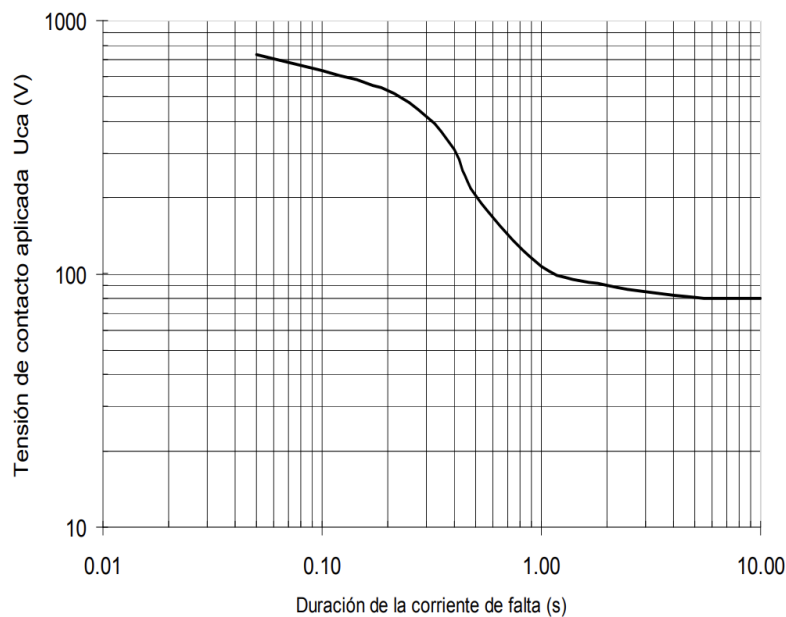


Figura 12. Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada U_{ca} en función de la duración de la corriente de falta (Fuente: ITC-RAT 13)

Si se considera un tiempo de falta de 0,2 segundos, se obtiene una tensión de contacto aplicada de $V_{ca} = 528V$.

Se obtiene por lo tanto unos valores de tensiones máximas de:

$$V_p = 1.452 V$$

$$V_c = 42.240 V$$

2.4 EVALUACIÓN DEL SISTEMA

Para poder evaluar la producción y rendimiento de la planta es necesario conocer los distintos tipos de radiación y como afectan al funcionamiento del sistema.

Existen tres tipos de radiación solar o irradiancia, la radiación solar directa, la radiación solar difusa y la radiación solar reflejada, también conocida como de albedo.



Figura 13. Tipos de radiación solar (Fuente: SunFields Europe)

La radiación solar directa es la que se recibe directamente del sol, variando en función de la estación del año o la meteorología. La radiación solar difusa es aquella que se refleja debido a fenómenos meteorológicos como son las nubes, o partículas de aire. Por último, la radiación solar reflejada es aquella que proviene del reflejo de la propia superficie terrestre u otros objetos blancos (capaces de reflejar la luz). La radiación reflejada resulta de gran valor a la hora de usar módulos bifaciales, ya que la incidencia de este tipo de radiación será mayormente recogida por dichos módulos.

La irradiación solar es la cantidad de radiación que se recibe de manera incidente durante un periodo de tiempo sobre una superficie determinada, y se mide en Wh/m^2 .

Para la región elegida de ubicación de la planta (Bienvenida, Badajoz), los datos de irradiación son como se muestran en la tabla 11, según los datos de la Comisión Europea, obtenidos por medio del software PVGIS.

	Irradiación solar Directa (kWh/m ²)	Irradiación solar Indirecta (kWh/m ²)
Enero	112,20	73,67
Febrero	149,40	107,01
Marzo	125,75	132,61
Abril	104,91	142,61
Mayo	211,12	218,63
Junio	221,58	229,99
Julio	254,59	244,96
Agosto	255,79	227,06
Septiembre	170,96	158,27
Octubre	172,33	129,1
Noviembre	104,03	75,85
Diciembre	94,29	63,99

Tabla 11. Irradiación solar Directa e Indirecta en la localidad de Bienvenida (Fuente: PVGIS)

Otro factor que condiciona la producción de energía solar es la trayectoria solar en el emplazamiento elegido en función de las diferentes épocas del año, es decir, la variación el ángulo de Azimut del sol y su altura.

Por medio del software PVGIS, se obtiene también para la región de trabajo la trayectoria del sol como se observa en la figura 14.

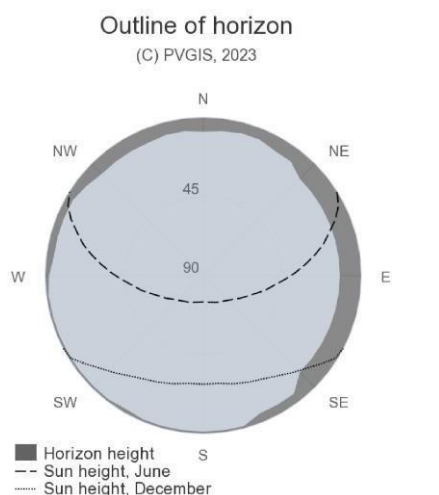


Figura 14. Trayectoria del sol respecto a la localidad de Bienvenida (Fuente: PVGIS)

2.4.1 SIMULACIÓN

Una vez dimensionada la planta, y habiendo elegido todos los componentes de esta, se procede a analizar su funcionamiento para poder conocer su producción y rendimiento. Se ha utilizado el software PVSyst, que permite conocer de manera estimada el funcionamiento del sistema.

En primer lugar, se ha configurado el proyecto, introduciendo los parámetros específicos de la planta para poder hacer la simulación. Esto incluye datos de ubicación geográfica (latitud, longitud y altitud), orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos, tipo de tecnología utilizada, en este caso paneles monocristalinos bifaciales, y capacidad del sistema.

Una vez introducidos todos estos parámetros, el software requiere información detallada sobre datos climáticos de la ubicación, es decir, radiación solar incidente, velocidad del viento, y temperatura ambiente. Estos factores serán determinantes a la hora de la obtención de resultados, y determinarán la producción del sistema.

Los cálculos teóricos permiten formar una idea de la planta, su distribución, y la necesidad y disposición de los distintos componentes. El software de simulación plasma una realidad del funcionamiento para el diseño teórico por medio de la disposición de todos los componentes y aplicando factores de corrección y pérdidas.

Se ha incluido un factor de pérdidas por suciedad anual por definición de un 3% al tratarse de una planta situada en un entorno rural, donde se realizan labores de campo. No se han incluido pérdidas por sombreado en la simulación, ya que, a la hora de realizar los cálculos para el diseño, se ha incluido separación suficiente entre estructuras.

2.4.2 PRODUCCIÓN

Después de llevar a cabo la simulación, para una vida útil del proyecto estimada en 30 años, se obtienen los datos de producción mensual para la planta que se recogen en la tabla 12.

	Energía entregada a la red (MWh)	Performance ratio
Enero	122,562	0,88
Febrero	143,821	0,866
Marzo	189,473	0,856
Abril	200,984	0,846
Mayo	223,69	0,829
Junio	224,428	0,814
Julio	238,393	0,802
Agosto	227,331	0,805
Septiembre	191,232	0,818
Octubre	165,076	0,84
Noviembre	138,149	0,867
Diciembre	114,379	0,877
	2179,517	0,835

Tabla 12. Resultados de producción y PR de la simulación de funcionamiento de la planta

La producción anual estimada de la planta es de 2.179,52 MWh.

Cabe destacar que el mes con mayor producción es el de agosto, con un total de 227,3 MWh, y el de menor producción es diciembre con 114,4 MWh, debido en su mayor parte a la cantidad de recurso solar según la época del año, y a que como se ha comentado previamente, los módulos trabajarán mejor a mayores temperaturas.

2.4.3 EFICIENCIA Y RENDIMIENTO DE LA PLANTA

A la hora de analizar los resultados para conocer la eficiencia y rendimiento de la planta, cabe destacar la importancia del factor conocido como “Performance ratio” (PR) o índice de rendimiento que se puede observar en la tabla 12.

Este se calcula comparando la energía eléctrica producida por la planta con la energía esperada teóricamente, de tal forma que se obtiene directamente un ratio de eficiencia sobre el comportamiento de la planta en condiciones normales sin incluir en su cálculo factores de pérdidas por suciedad, sombreado o conexión.

El PR es independiente de la orientación de una instalación fotovoltaica por lo que permite comparar instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red en diferentes ubicaciones del mundo.

Cuanto mayor sea el coeficiente, mejor será el rendimiento de la planta, siendo imposible alcanzar el 100% dado a que durante la operación de la instalación fotovoltaica se producen siempre pérdidas inevitables (por ejemplo, posibles pérdidas térmicas por el calentamiento de los módulos fotovoltaicos). Sin embargo, este ratio se encuentra normalmente en torno al 80%, por lo que el resultado obtenido para esta planta de 83,5% resulta favorable.

El informe completo de simulación con los datos de radiación, producción y más, se puede consultar en detalle en el Anexo III - Simulación.

2.5 IMPACTO MEDIOAMBIENTAL

El desarrollo de este proyecto contribuye directamente a reducir el impacto medioambiental. En términos de producción principalmente, al tratarse de una generación renovable, se reducen las emisiones de gases de efecto invernadero y la dependencia de combustibles fósiles.

Durante los 30 años de vida útil del proyecto, este tipo de planta no generará residuos de ningún tipo. Cabe destacar que, al finalizar la vida útil de la instalación, la mayoría de los componentes de la planta deberán ser procesados si se desea llevar a cabo un reciclaje. Los módulos fotovoltaicos contienen materiales como el vidrio, aluminio, plásticos y principalmente silicio, que pueden convertirse en residuos electrónicos ('e-waste'), o en su defecto recuperarse para su reutilización.

Por otra parte, las estructuras soporte son reciclables al estar formadas principalmente por materiales metálicos, y los cables y conductores también pueden procesarse para ser gestionados adecuadamente.

Por lo tanto, a pesar de ser un reto debido al procesamiento necesario previo a la reutilización de gran parte de componentes, la instalación permite que al final de su vida útil, se lleve a cabo un proceso de reciclaje y reutilización promoviendo una economía circular.

Conviene sin embargo mencionar también, que para la obtención de los distintos elementos que conforman la planta, así como para su transporte e instalación, es necesario el uso de energía que a día de hoy es seguramente proveniente de una planta de producción de electricidad que sí produce gases de efecto invernadero. El volumen de gases de efecto invernadero emitidos durante la vida del proyecto (incluso antes de que este exista para la obtención de sus componentes), es lo que se conoce como huella de carbono, y aunque no tiene por qué ser nula al comienzo del proyecto, llega a serlo durante su vida útil ya que se alcanza un neteo de emisiones proveniente de la generación de energía eléctrica limpia por la planta.

Por medio de los resultados de la simulación, es posible también conocer las emisiones de CO₂ evitadas gracias al funcionamiento de la instalación, como se muestran en la figura 15.

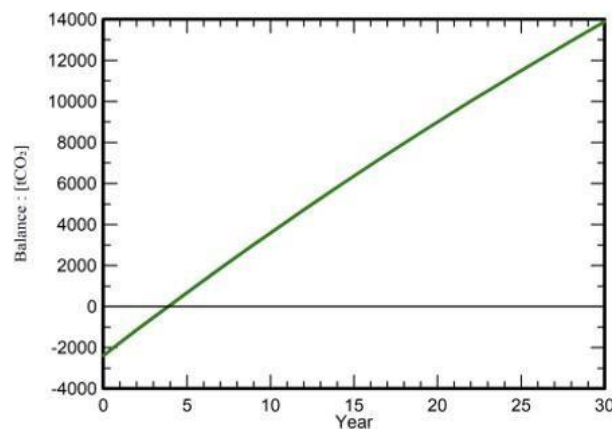


Figura 15. Balance de emisiones de CO₂ de la planta (Fuente: Simulación PVSyst)

Se puede observar en la figura como para la simulación realizada, se estima que en apenas 4 de los 30 años de vida útil del proyecto, se produce ya el neteo de emisiones evitadas – generadas, provenientes de la obtención de los materiales que forman la instalación.

Los principales datos de emisiones de CO₂ obtenidos de la simulación se recogen en la tabla 13.

Emisiones generadas (obtención de componentes)	2.393,48 [tCO ₂]
Emisiones reemplazadas	18.765,6 [tCO ₂]
Balance total (30 años)	13.888,8 [tCO ₂]

Tabla 13. Balance de emisiones de CO₂ de la planta (Fuente: Simulación con PVSyst)

Por lo tanto, se estima que se evitará la emisión de un total de 13.888,8 toneladas netas de CO₂ durante la vida del proyecto comparándola frente a la producción de una central de ciclo combinado con gas natural como combustible.

Para más detalle consultar el Anexo III – Simulación.

Capítulo 3. MODELO ECONÓMICO

3.1 PRESUPUESTO

Conocidos los componentes que formarán la planta, se procede al desarrollo de un presupuesto, para poder llevar a cabo un análisis de costes en el proyecto.

Para definir y gestionar el presupuesto del proyecto, conviene definir los conceptos de CAPEX y OPEX.

El CAPEX o Capital Expenditure alberga los gastos de capital incurridos al iniciar o ampliar un proyecto. Contiene la inversión inicial en activos físicos como maquinaria, equipos y construcción. En este caso, se puede encontrar un desglose detallado de dicho índice en el Anexo IV – Tablas de presupuesto, pero a modo de resumen se incluye la tabla 14.

CAPEX	
Elementos de la planta	1.187.832,00 €
Componentes eléctricos	68.314,00 €
Obra civil	279.000,00 €
Varios (15%)	230.271,90 €
Total	1.765.417,90 €

Tabla 14. CAPEX del proyecto

El OPEX o Operating Expenditure por otro lado, alberga los gastos operativos y continuos para el correcto mantenimiento y funcionamiento de la planta de manera anual. Estos gastos son necesarios para garantizar el funcionamiento diario del sistema. Entre otros gastos están incluidos los de limpieza, reparaciones, personal, seguros y mantenimiento. Se incluye una estimación de los costes de operación en la tabla 15.

OPEX	
Alquiler del terreno	1.200,00 €
Mantenimiento, limpieza y operación (monitoreo)	15.000,00 €
Seguros, tasas y otros	30.000,00 €
Total	46.200,00 €

Tabla 15. OPEX del proyecto

Los gastos de operación se estiman en un total anual de 46.200 €, que equivalen a aproximadamente un 2,6% del CAPEX.

3.2 VIABILIDAD

La viabilidad del proyecto se calcula teniendo en cuenta los gastos tanto de producción y desarrollo de la planta como los de mantenimiento. Los ingresos provenientes de la instalación vendrán directamente de la venta de energía eléctrica.

La producción anual de la planta según se ha observado por medio de la simulación del sistema es anualmente de 2.179,5 MWh. A esta producción se le restará de manera anual un porcentaje debido a la eficiencia de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos según indica el fabricante en sus hojas características. De manera lineal hasta llegar a un 87,4% de su degradación a los 30 años de vida útil, se restará un 0,43% anual a la producción durante la vida del proyecto hasta completar a los 30 años.

La retribución por el vertido de esta energía eléctrica a la red vendrá dada por el precio de venta de la energía. Para estimar un precio de venta de electricidad anual medio, conviene fijarse en la tendencia de los últimos años. Para ello se tomará como muestra los precios de esta tarifa en los últimos cinco años, y se utilizará la media ponderada de estos para estimar el precio de venta.

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Precio total del mercado diario (€/MWh)	53,4	40,4	118,7	204,3	101,5	129,66	78,19

Tabla 16. Datos de precio medio de venta anual en el mercado diario (Fuente: REE)

En la tabla 16, se pueden observar los datos medios de venta desde enero del año 2019 hasta enero del año 2023, así como una tendencia en los precios de los años por venir. Se observa una gran variabilidad entre los precios de cada año, debida principalmente a problemas sociopolíticos que han llevado a estos precios a dispararse. Se regulará por tanto el cálculo del precio de venta que se usará realizando la media entre los años 2020 y 2023 para obtener un resultado más ajustado a la realidad. El precio de venta que se usará será por lo tanto de 70,95 €/MWh.

Este precio de venta se verá incrementado en un 6% anual de tal manera que se tenga en cuenta el efecto de la inflación. De esta forma, se obtienen los ingresos estimados de la venta de energía como se muestra en la tabla 17.

Año	Producción anual de la planta (MWh)	Precio de venta de la energía (€/MWh)	Ingresos (€)
2024	2.179,50	70,95	154.635,53
2025	2.170,17	75,21	163.211,85
2026	2.160,88	79,72	172.263,82
2027	2.151,62	84,50	181.817,83
2028	2.142,41	89,57	191.901,73
2029	2.133,24	94,95	202.544,89
2030	2.124,11	100,64	213.778,33
2031	2.115,01	106,68	225.634,80
2032	2.105,96	113,08	238.148,85
2033	2.096,94	119,87	251.356,95
2034	2.087,96	127,06	265.297,59
2035	2.079,02	134,68	280.011,39
2036	2.070,12	142,77	295.541,25
2037	2.061,26	151,33	311.932,41
2038	2.052,43	160,41	329.232,66
2039	2.043,64	170,04	347.492,40
2040	2.034,89	180,24	366.764,86
2041	2.026,18	191,05	387.106,19
2042	2.017,50	202,52	408.575,69
2043	2.008,87	214,67	431.235,91
2044	2.000,27	227,55	455.152,91
2045	1.991,70	241,20	480.396,38
2046	1.983,17	255,67	507.039,89
2047	1.974,68	271,01	535.161,09
2048	1.966,23	287,27	564.841,94
2049	1.957,81	304,51	596.168,93
2050	1.949,43	322,78	629.233,36
2051	1.941,08	342,15	664.131,60
2052	1.932,77	362,67	700.965,34
2053	1.924,49	384,43	739.841,94

Tabla 17. Estimación de ingresos de la planta

Si se traza un gráfico con dichos ingresos, se obtiene la figura 16, donde el incremento porcentual año a año resulta de un valor constante del 5,54%.

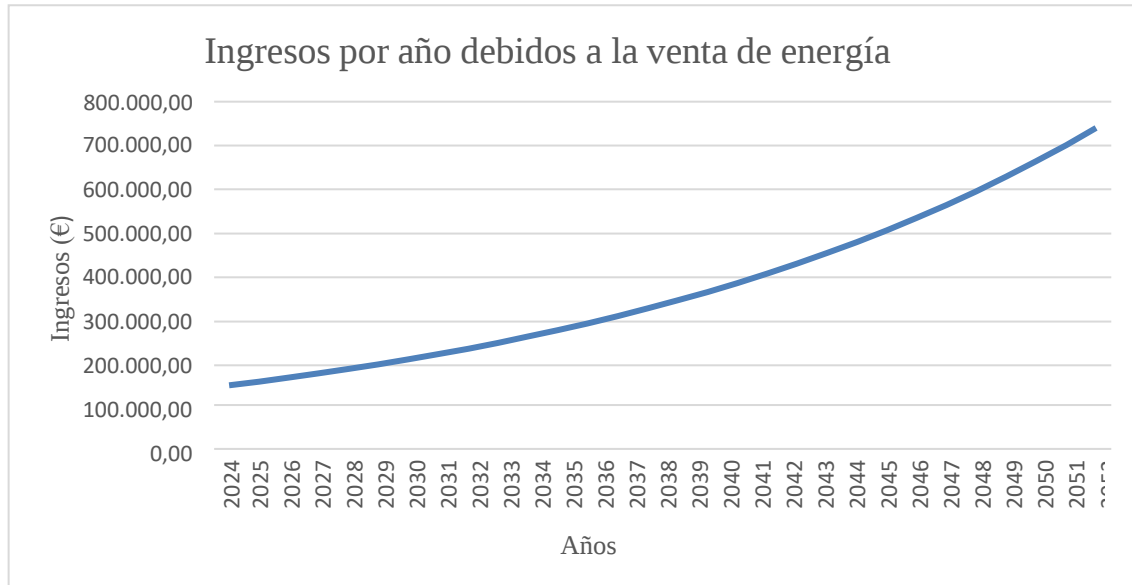


Figura 16. Ingresos por año

Para poder llevar a cabo los cálculos de las cuentas de resultados, se contará con que la amortización de todos los activos se lleva a cabo de forma lineal durante la vida útil del proyecto, y se estima un impuesto sobre los beneficios del 21%.

Una vez obtenidas estas cuentas, lleva a cabo el cálculo anual de los flujos de caja. Tanto la cuenta de resultados como los flujos de caja anuales se pueden consultar en el Anexo V – Cuentas anuales.

3.2.1 VAN Y TIR

Por medio del cálculo de los índices económicos del valor actual neto (VAN), y posteriormente de la tasa interna de retorno (TIR), se llevará a cabo una evaluación del proyecto que permitirá conocer en términos globales la rentabilidad de este.

El VAN se calcula según la siguiente expresión:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+k)^t}$$

Donde:

I_0 = Inversión inicial del proyecto en el año 0 (€)

CF_t = Cash Flow en el año t (€)

n = vida útil del proyecto (años)

k = tasa de descuento (%)

Para el cálculo del valor actual neto, se toma un valor de k del 7%. Se obtiene un valor de $VAN = 763.579,72$ €. Al ser un valor muy superior al nulo, el proyecto resulta rentable. Se puede apreciar en la figura 17, la evolución del VAN en función de la tasa de descuento.

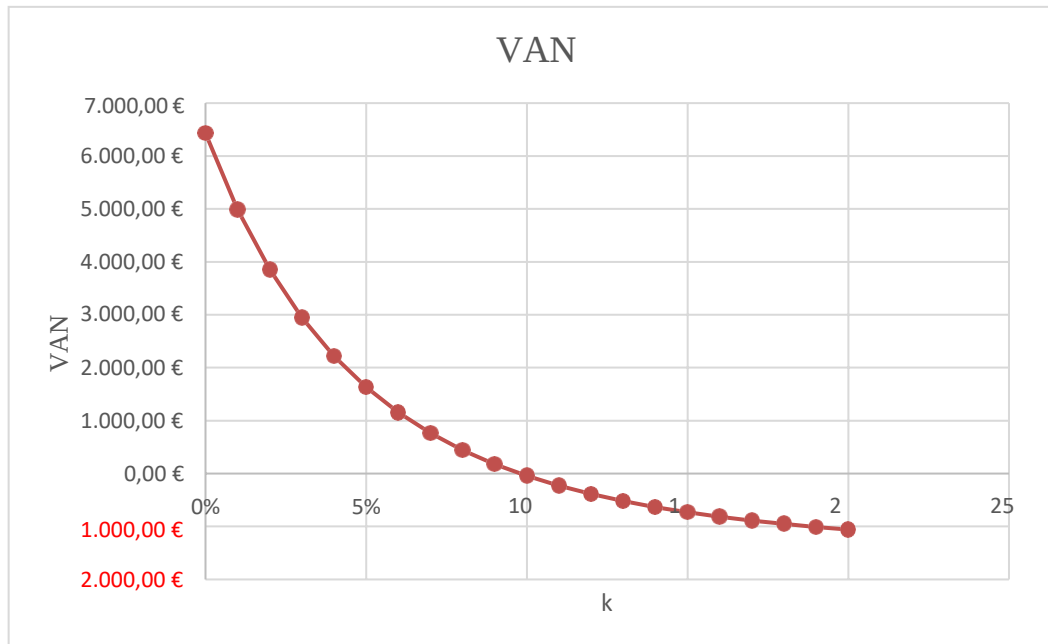


Figura 17. VAN frente a tasa de descuento

La TIR se calcula despejando de la siguiente expresión:

$$Io = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1 + TIR)^t}$$

Si se resuelve, se obtiene una TIR = 10% que también se observa en la figura 16, que al ser superior al valor de la tasa de descuento elegida, $k = 7\%$ indica de nuevo que el proyecto resulta rentable.

El periodo de retorno o ‘Payback’ del proyecto resulta en 12,3 años para recuperar la inversión inicial. Se puede observar claramente en la figura 18.

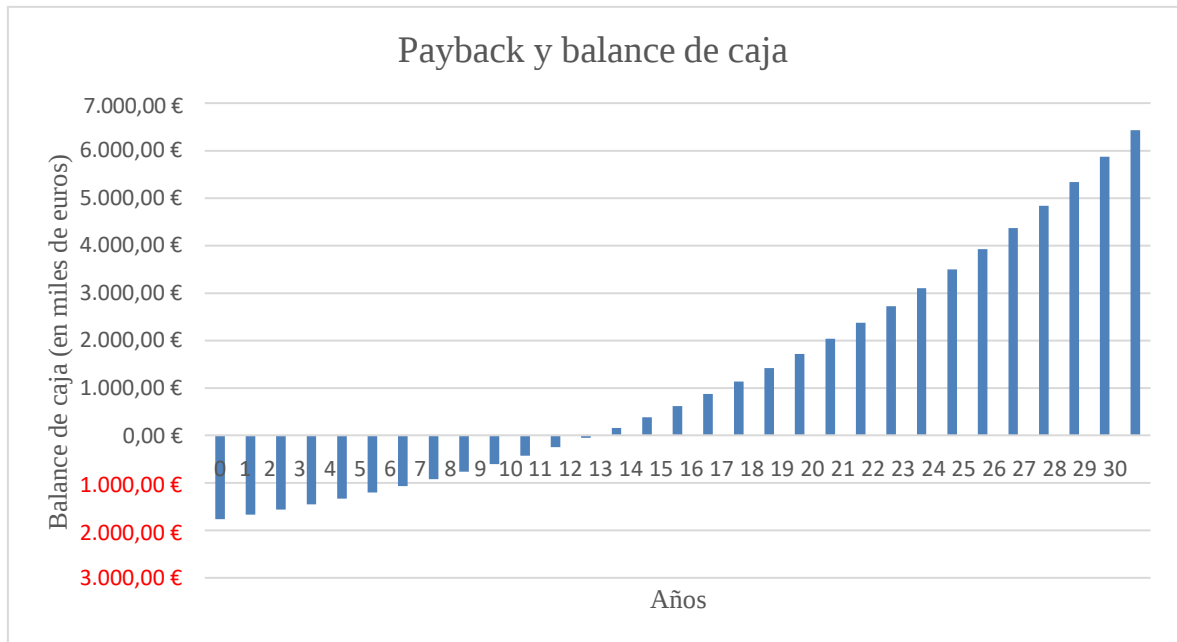


Figura 18. Payback y balances de caja de la inversión

3.2.2 LCOE

El LCOE o Levelized Cost of Energy permite calcular el coste normalizado de la energía producida por la planta. La fórmula de cálculo del LCOE es la siguiente:

$$LCOE = \frac{\text{Coste de la planta (€)}}{\text{Producción estimada de la planta (MWh)}}$$

El coste normalizado se puede definir también como:

$$C_N = \underbrace{INV \cdot f_a}_{CAPEX} + \underbrace{C_{F,0} \cdot f_{\Sigma,F} \cdot f_a + C_{OM,0} \cdot f_{\Sigma,OM} \cdot f_a}_{OPEX}$$

Donde:

f_a = Factor de amortización

$C_{F,0}$ = Coste del combustible (en este caso nulo) (€/MWh)

$f_{\Sigma,F}$ = Factor de acumulación para el gasto de combustible

$C_{OM,0}$ = Coste de Mantenimiento (€/MWh)

$f_{\Sigma,OM}$ = Factor de acumulación (se tomará una tasa nominal de costes de mantenimiento del 3%)

Calculando los factores nombrados anteriormente se calcula el LCOE, obteniéndose un valor para este de $LCOE = 34,39$ €/MWh.

El valor de los ingresos normalizados se calcula con la siguiente expresión:

$$VE_N = T_N \cdot k_E \cdot f_a$$

Donde:

VE_N = Ingresos normalizados (€/MWh)

T_N = Tarifa eléctrica normalizada (€/MWh)

k_E = Factor adimensional que relaciona la tasa de incremento de la tarifa eléctrica con la de descuento, en este caso al ser la relación 1, toma el valor del número de años de vida del proyecto ($k_E = 30$)

Se obtiene un valor de venta de ingresos normalizados de 165,9 (€/MWh).

Al ser el valor de los ingresos normalizados superior al de los costes normalizados de la energía, el proyecto resulta por este indicador también rentable.

En conclusión, todos los indicadores económicos hacen ver como el proyecto resulta rentable, obteniéndose un VAN de 763.579,72 €, con una TIR del 10% siendo el tiempo de retorno de inversión 12,3 años.

Capítulo 4. BIBLIOGRAFÍA

BESTER, ‘¿Evolución o freno de la energía solar fotovoltaica en España?’

<https://www.bester.energy/>

IRENA, International Renewable Energy Agency

<https://www.irena.org/>

ANPIER, Anuario Fotovoltaico 2022.

<https://anpier.org/>

AleaSoft Energy Forecasting.

<https://aleasoft.com/>

i-DE, grupo IBERDROLA, ‘Legislación y códigos de red’

<https://www.i-de.es/distribucion-electrica/legislacion-electricidad/codigos-de-red>

IBERDROLA, ‘Proyecto Francisco Pizarro’

<https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/energia-solar-fotovoltaica/planta-fotovoltaica-francisco-pizarro>

Ministerio de España para la transición Ecológica, ‘PNIEC’.

<https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx>

Naciones Unidas, ODS.

<https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>

IDAE. (2011). Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red.

<https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/plan-de-energias-renovables-2011-2020>

Ministerio de Ciencia y Tecnología. (2020). Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

<https://industria.gob.es/Calidad-industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/Paginas/reglamento-2002.aspx>

AEMET, Atlas de Radiación solar español.

https://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/atlas_radiacion_solar

European Comission, Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS).

https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

CNMC, *‘Acuerdo sobre la propuesta de resolución por la que se otorga a REE autorización administrativa de construcción del proyecto de ampliación de la subestación eléctrica ienvenida 400 kV, en el término municipal de Bienvenida (Badajoz)’*.

https://www.cnmc.es/sites/default/files/2371020_3.pdf

REE, REData, Datos de balance, generación, demanda, transporte, intercambios y mercados.

<https://www.ree.es/es/datos/aldia>

EDP Energía, *‘Energía fotovoltaica’*.

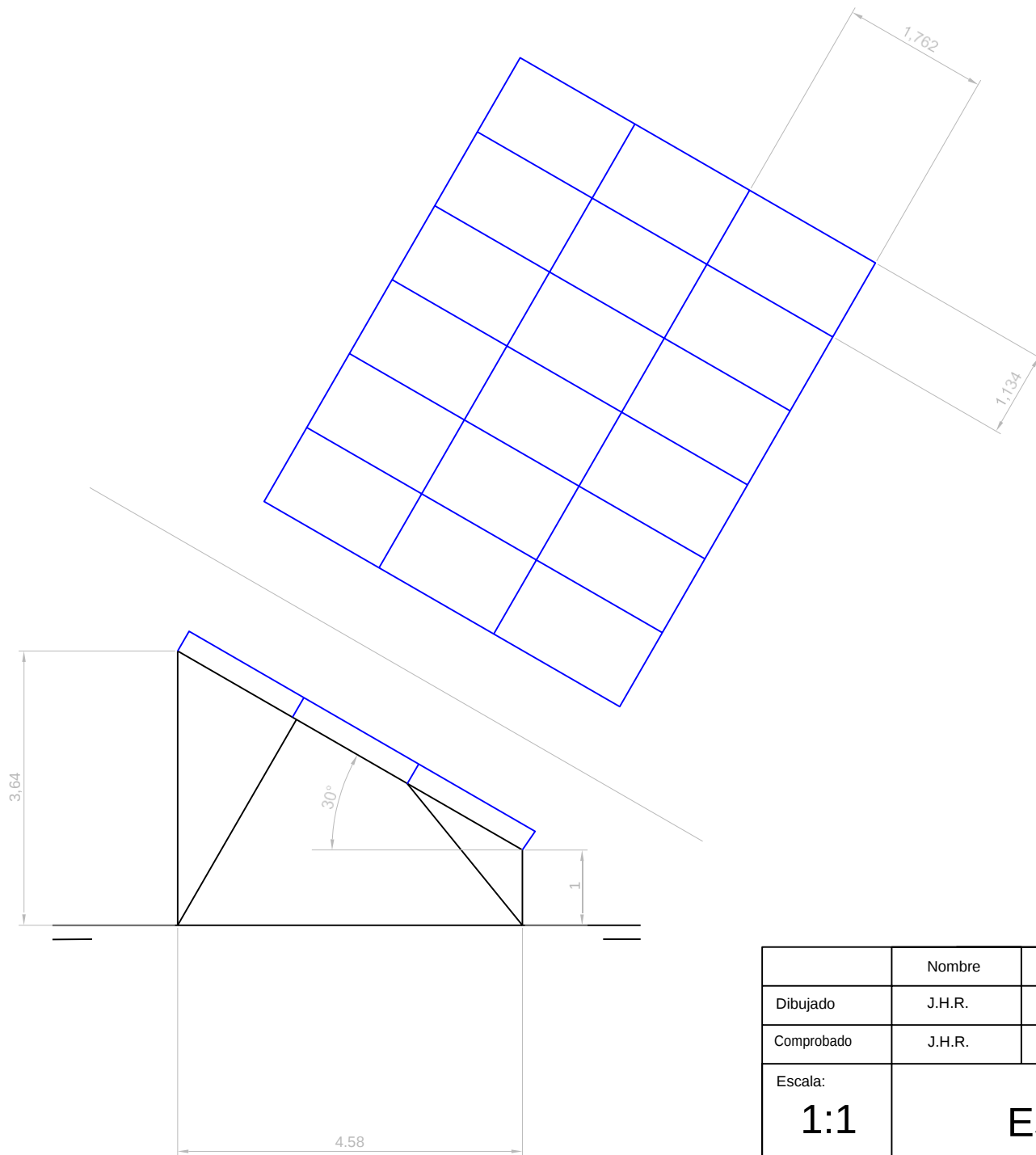
<https://www.edpenergia.es/es/blog/energia-fotovoltaica/>

Reglamento Electrotécnico de Alta Tensión (RAT), 2010.

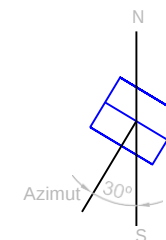
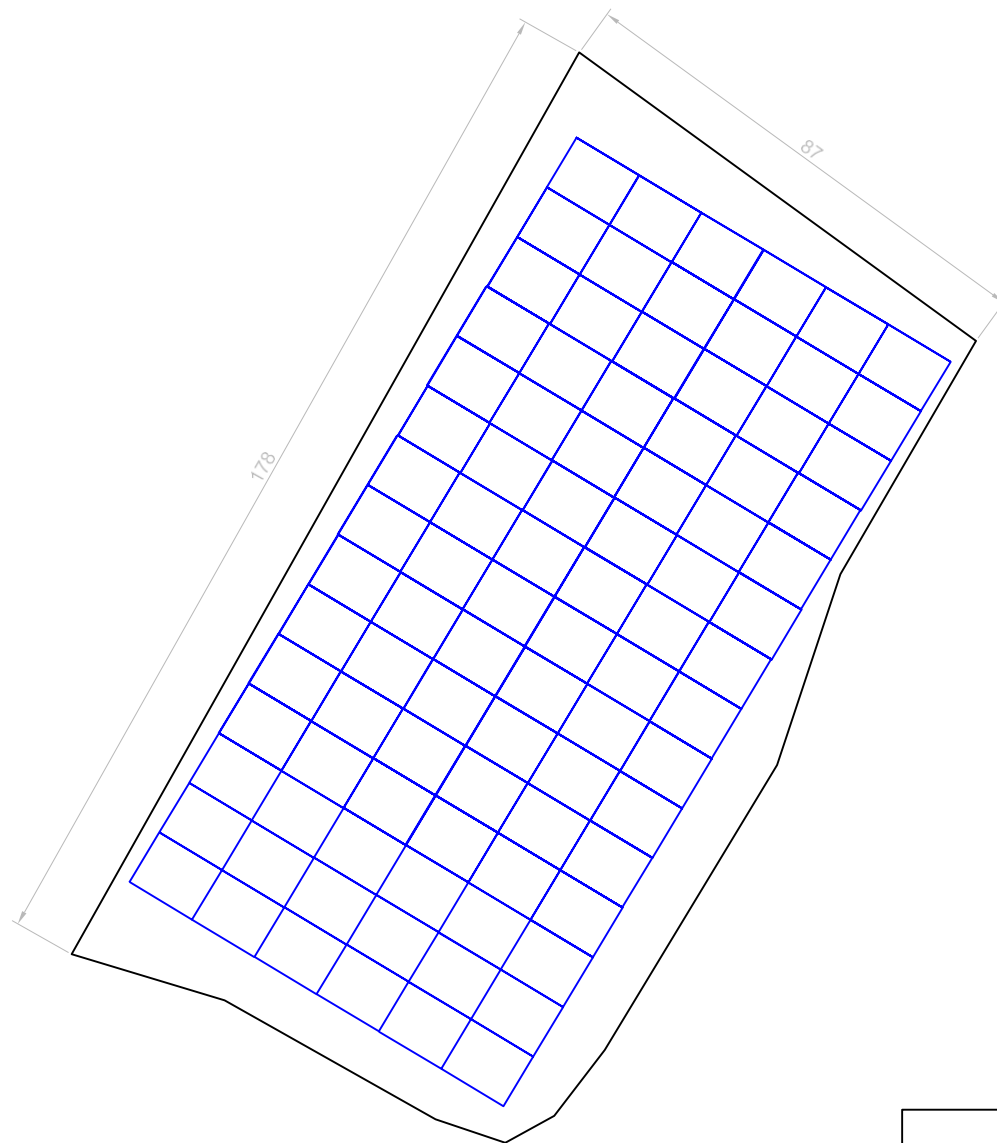
Reglamento Electrotécnico de Baja tensión (REBT), 2002.

ANEXO I. PLANOS

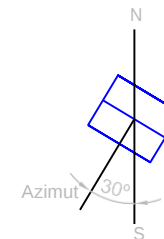
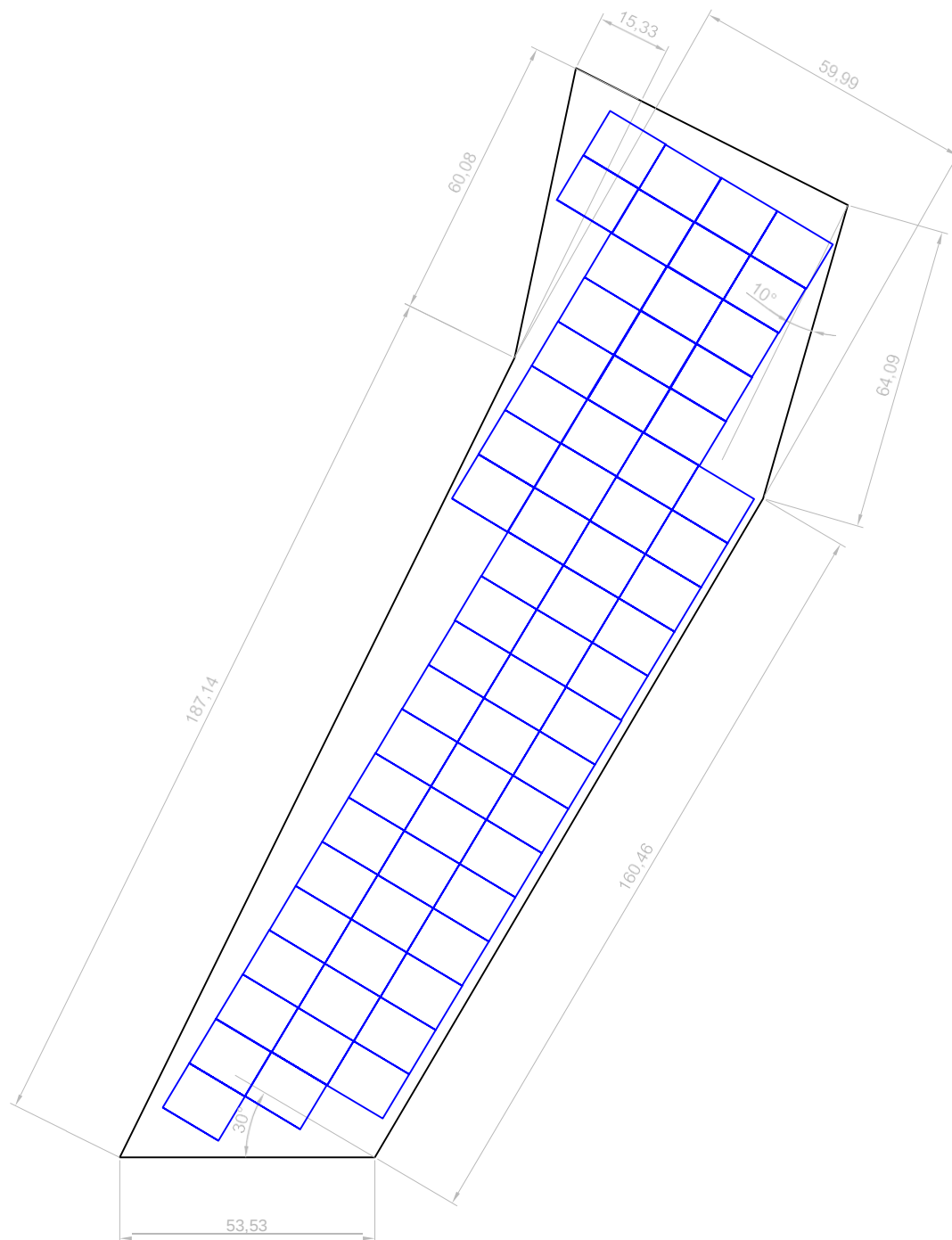




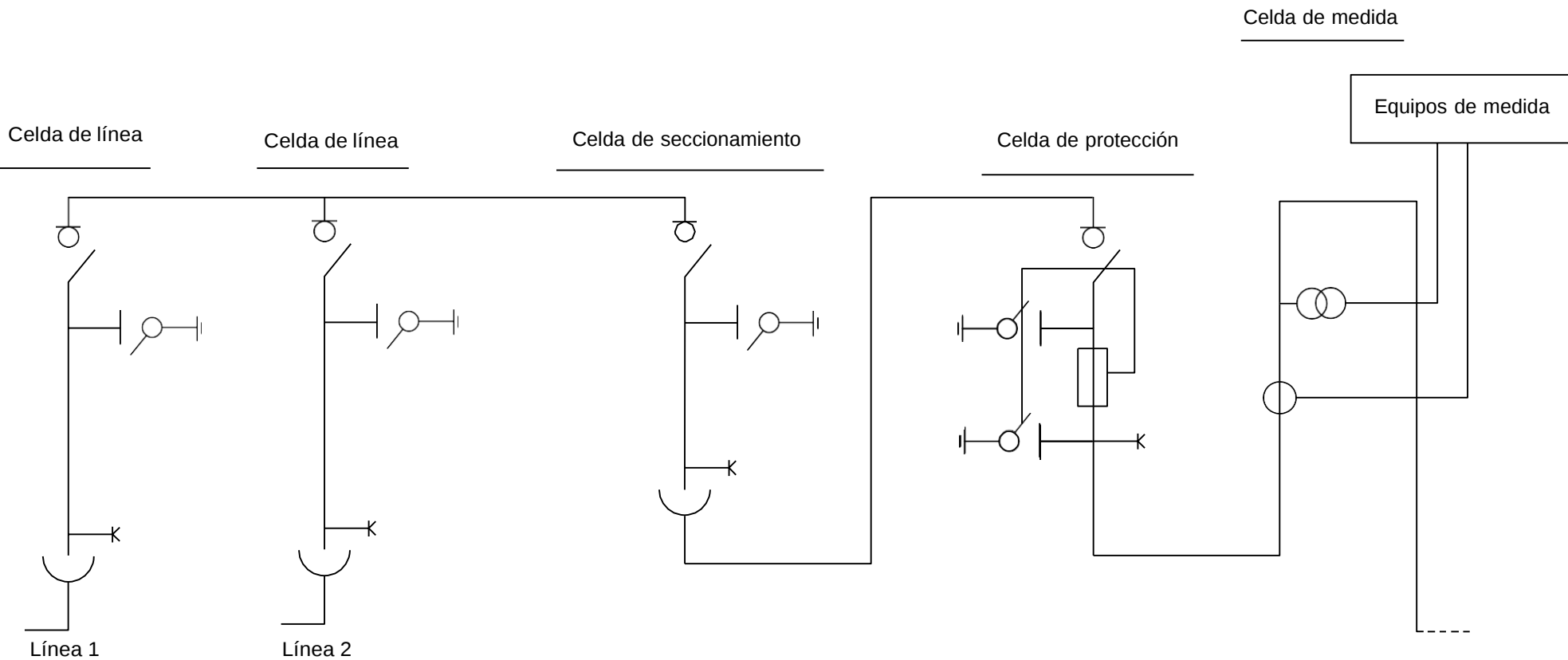
	Nombre	Fecha	ICAI	Planta solar Bienvenida
Dibujado	J.H.R.	10/07/23		
Comprobado	J.H.R.			
Escala: 1:1	Estructuras y módulos			



	Nombre	Fecha	ICAI	Planta solar Bienvenida
Dibujado	J.H.R.	10/07/23		
Comprobado	J.H.R.			
Escala: 1:1	Distribución Parcela 1			



	Nombre	Fecha	ICAI	Planta solar Bienvenida
Dibujado	J.H.R.	10/07/23		
Comprobado	J.H.R.			
Escala: 1:1	Distribución Parcela 2			



	Nombre	Fecha	ICAI	Planta solar Bienvenida
Dibujado	J.H.R.	10/07/23		
Comprobado	J.H.R.			
Escala: 1:1	Esquema del CT			

ANEXO II. HOJAS DE CARACTERÍSTICAS

JA SOLAR

DEEP BLUE 4.0 Pro

Version No. : Global-EN-20230519A

455W **LB**
Series

 Higher power generation better LCOE

 n-type with very Lower LID

 Better Temperature Coefficient

 Better low irradiance response

 12-year product warranty

 30-year linear power output warranty

n-type Bifacial Double Glass
High Efficiency Mono Module
JAM54D40 LB

430-455

Comprehensive Certificates

- IEC 61215/IEC 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC 62941: 2019 Terrestrial photovoltaic (PV) modules Quality system for PV module manufacturing



JA SOLAR

DEEP BLUE 4.0

www.jasolar.com
Specifications subject to technical changes and tests.
JA Solar reserves the right of final interpretation.

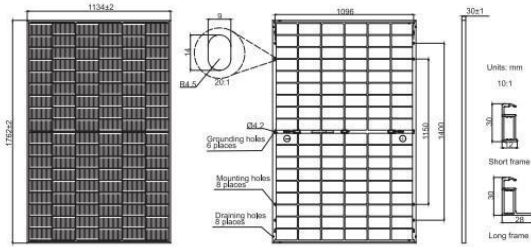


455W

430-455

JAM54D40

LB
Series



Remark: customized frame color and cable length available upon request

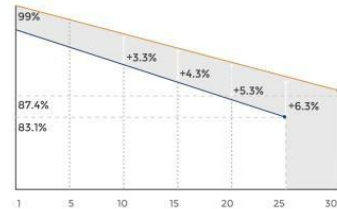
Cell	Mono-16BB
Weight	22kg
Dimensions	1762±2mm×1134±2mm×30±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC), 12 AWG(UL)
No. of cells	108(6×18)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10-351/ MC4-EVO2A
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); 800mm(+)/800mm(-)(Leapfrog) Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)
Front Glass/Back Glass	1.6mm/1.6mm
Packaging Configuration	36pcs/Pallet, 936pcs/40HQ Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM54D40 -430/LB	JAM54D40 -435/LB	JAM54D40 -440/LB	JAM54D40 -445/LB	JAM54D40 -450/LB	JAM54D40 -455/LB
Rated Maximum Power(P _{max}) [W]	430	435	440	445	450	455
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	38.50	38.70	38.90	39.10	39.30	39.50
Maximum Power Voltage(V _{mp}) [V]	32.12	32.29	32.47	32.65	32.82	33.00
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	14.14	14.23	14.31	14.40	14.48	14.56
Maximum Power Current(I _{mp}) [A]	13.39	13.47	13.55	13.63	13.71	13.79
Module Efficiency [%]	21.5	21.8	22.0	22.3	22.5	22.8
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of I _{sc} (α _{Isc})	+0.046%/ °C					
Temperature Coefficient of V _{oc} (β _{Voc})	-0.260%/ °C					
Temperature Coefficient of P _{max} (γ _{Pmp})	-0.300%/ °C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25 °C, AM1.5G					

Superior Warranty

1% 1st-year Degradation
0.4% Annual Degradation Over 30 years



n-type Bifacial Double Glass Module Linear Performance Warranty
Standard Module Linear Performance Warranty

ELECTRICAL CHARACTERISTICS WITH 10% SOLAR IRRADIATION RATIO

TYPE	JAM54D40 -430/LB	JAM54D40 -435/LB	JAM54D40 -440/LB	JAM54D40 -445/LB	JAM54D40 -450/LB	JAM54D40 -455/LB
Rated Max Power(P _{max}) [W]	464	470	475	481	486	491
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	38.50	38.70	38.90	39.10	39.30	39.50
Max Power Voltage(V _{mp}) [V]	32.11	32.29	32.47	32.65	32.82	32.99
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	15.27	15.36	15.46	15.55	15.64	15.73
Max Power Current(I _{mp}) [A]	14.46	14.55	14.63	14.72	14.81	14.89
Irradiation Ratio (rear/front)	10%					

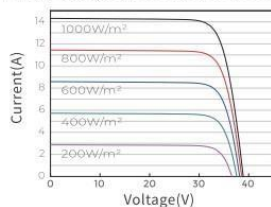
*Bifaciality=P_{max,rear}/Rated P_{max,front}

OPERATING CONDITIONS

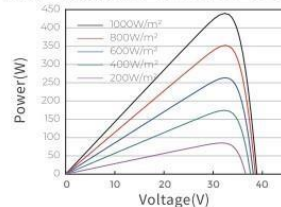
Maximum System Voltage	1500V DC
Operating Temperature	-40 °C ~+85 °C
Maximum Series Fuse Rating	30A
Maximum Static Load,Front	3600Pa(75 lb/ft ²)
Maximum Static Load,Back	2400Pa(50 lb/ft ²)
NOCT	45±2 °C
Bifaciality*	80%±10%
Fire Performance	UL Type 38

CHARACTERISTICS

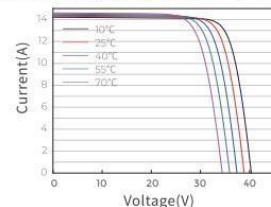
Current-Voltage Curve JAM54D40-440/LB



Power-Voltage Curve JAM54D40-440/LB



Current-Voltage Curve JAM54D40-440/LB





ESTRUCTURA FIJA

FIX RIDER®

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS.

Diseño de estructura	Mono-poste	Bi-poste
Configuración de módulos	Hasta 3 filas verticales.	Hasta 6 filas horizontales.
Ángulo de orientación	Definible por cliente (de 0° a 45°).	
Distancia mínima al suelo	Distancia variable definido por cliente (hasta 1 m).	
Desnivel asumible	Adaptación poligonal al terreno. Desniveles asumidos por la cimentación ± 20 cm.	
Tratamiento anticorrosión	Galvanizado en caliente, Magnelis y/o similar.	
Módulos a instalar	60, 72, 96, 120 y 144 células.	
Fijación de módulos	Tornillos INOX. Adaptable a todos los módulos del mercado.	
Normativa	UNE-EC, ASCE, AS NZS, CFE, IS, NCH, SANS.	



Plaza de la Encina 10.
Unidad. 5 - 3ª Planta.
Tres Cantos (28760) Madrid.
Tel. (+34) 91 596 83 00
www.mecasolar.com

Ingeteam



INGECON® SUN 350TL M12

Inversor trifásico de string de 1.500 V sin transformador y con la máxima densidad de potencia

Mayor competitividad

Gracias a su mayor potencia de salida, el nuevo INGECON® SUN 350TL M12 permite una drástica reducción del número de inversores requeridos para el diseño de una planta fotovoltaica. Así, minimiza el gasto en mano de obra y cableado total.

Este inversor no necesita cajas de conexiones ni en DC. Todo ello garantiza los menores gastos de capital o CAPEX (Capital Expenditures). Además, su filosofía de inversor de string permite una fácil y rápida sustitución que no precisa de técnicos cualificados.

Mayor flexibilidad y densidad de potencia

La mayor flexibilidad es posible gracias a sus elevados índices de tensión DC máxima (1.500 V) y a su amplio rango de tensión MPP (850-1.300 V). Gran densidad de potencia, con hasta 350 kW.

Diseño duradero y robusto

Envoltorio de aluminio, especialmente concebida para instalaciones de interior y exterior (IP66). El diseño de la familia de inversores INGECON® SUN 350TL M12 garantiza la máxima durabilidad en el tiempo y las mejores prestaciones, incluso ante temperaturas extremas.

Comunicación Wi-Fi de serie

El inversor cuenta con comunicación Wi-Fi de serie. Este interfaz Wi-Fi es utilizado para la puesta en marcha mediante la APP INGECON® SUN Monitor disponible para iOS y Android. La puesta en marcha se realiza mediante un Wizard de forma guiada. Además, el interfaz Wi-Fi permite conectar el inversor a cualquier red Wi-Fi disponible en la planta para su monitorización.

SPE (Single Pair Ethernet)

El inversor tiene integrada de serie la comunicación SPE (Single Pair Ethernet). El SPE ofrece comunicación IP de alta velocidad sin la limitación de distancia de 100 metros del Ethernet estándar. Con SPE se pueden comunicar equipos hasta 1.000 metros. Además, el inversor permite la conexión "daisy chain" pudiéndose conectar varios equipos a una misma tirada SPE. La versatilidad y posibilidades que ofrece el SPE suponen un importantísimo ahorro en la red de comunicaciones de la planta.

Monitorización remota

El inversor puede ser monitorizado desde el portal www.ingeconsunmonitor.com y la APP INGECON® SUN Monitor.

SOLUCIÓN LLAVE EN MANO

para plantas fotovoltaicas descentralizadas con inversores de string de 1.500 V

INGECON® SUN 350TL M12

Totalmente equipado

El inversor INGECON® SUN 350TL M12 se suministra totalmente equipado con las principales protecciones eléctricas, pensando en alcanzar el máximo rendimiento con la máxima competitividad.

Elementos de serie

Conectores fotovoltaicos	✓
Seccionador DC (3 unidades)	✓
Descargadores DC, tipo II	✓
Descargadores AC, tipo II	✓
Kit de medida de corrientes	✓
Comunicaciones Wi-Fi	✓
Comunicación SPE (Single Pair Ethernet)	✓

PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS

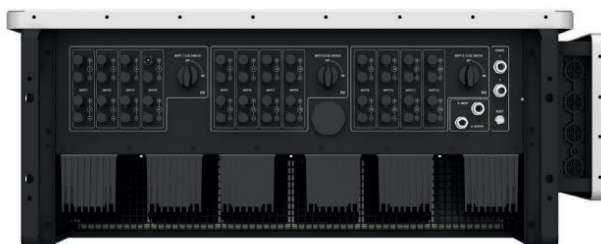
- 12 MPTTs.
- Función de recuperación PID integrada.
- Inyección de potencia reactiva nocturna integrada.
- Capacidad para soportar huecos de tensión.
- Capacidad para inyectar potencia reactiva.
- Compatible con Cloud Connect externo.
- Eficiencia máxima del 99,05 %.
- Comunicación Wi-Fi y SPE (Single Pair Ethernet) incorporadas de serie.
- Webserver integrado.
- Software de monitorización INGECON® SUN Monitor.
- Apto para instalaciones de interior y exterior (IP66).
- Alto rendimiento a altas temperaturas.
- Una entrada y una salida digital.

PROTECCIONES

- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Anti-isla con desconexión automática.
- Fallo de aislamiento.
- Sobretensiones AC con descargadores, tipo II.
- Sobretensiones DC con descargadores, tipo II.

BENEFICIOS

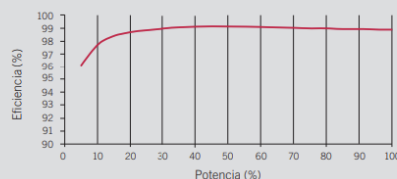
- Mayor densidad de potencia.
- Mayor competitividad gracias a la reducción del gasto en cableado.
- Alta disponibilidad comparada con inversores centrales.
- Elevados índices de eficiencia.
- Fácil mantenimiento.



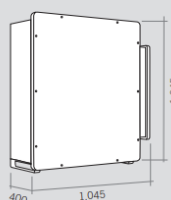
350TL M12	
Valores de Entrada (DC)	
Rango de tensión de funcionamiento	500 - 1.500 V
Rango de tensión MPP	850 - 1.300 V
Tensión máxima	1.500 V
Corriente máxima por MPPT	45 A x 12
Número de entradas por cada MPPT	2
Número de MPPTs	12
Valores de Salida (AC)	
Potencia nominal a 30 °C / 40 °C / 50 °C	346,4 kVA / 329,1 kVA / 296,2 kVA
Corriente máxima a 30 °C / 40 °C / 50 °C	250 A / 237,5 A / 213,75 A
Tensión nominal	3 / PE, 800 V
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz
Tipo de red	IT
Factor de Potencia	1
Factor de Potencia ajustable ⁽¹⁾	Si, ±0,8
THD ⁽²⁾	<3%
Eficiencia	
Eficiencia máxima	99,05 %
Euroeficiencia	98,60 %
Datos Generales	
Sistema de refrigeración	Ventilación forzada
Caudal de aire	900 m³/h
Consumo en stand-by	25 W
Temperatura de funcionamiento	-30 °C a 60 °C
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 100 %
Grado de protección	IP66 / NEMA 4
Interruptor diferencial	SI
Altitud máxima	4.000 m
Conexión	AC: Máxima sección: 400 mm² (un cable) Conexión DC: MC4-Evo2 de 6 mm² (10 mm² opcional)
Marcado	CE
Normativa EMC y de seguridad	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4, EN 61000-3-2, EN 61000-3-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, IEC60068-2-1:2007, IEC60068-2-2:2007, IEC60068-2-14:2009, IEC60068-2-30:2005, IEC62116, IEC61683 y EN50530
Normativa de conexión a red	DIN V VDE V 0126-1-1, EN 50439, EN 50549, CEI 0-21, CEI 0-16 VDE-AR-N 4105:2011-08, P.O.12.3, BDEW, IEC 62116, IEC 61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, Brazilian Grid Code, South African Grid Code, Chilean Grid Code, DEWA 2.0, Jordanian Grid Code, G99, VDE-AR-4110, NTS de REE, Directive EU 2016/631

Notas: ⁽¹⁾ Rango de ajuste extendido para puntos de trabajo nominales ⁽²⁾ Para potencia y tensión AC nominales de acuerdo con la norma IEC 61000-3-4.

Eficiencia INGECON® SUN 350TL M12



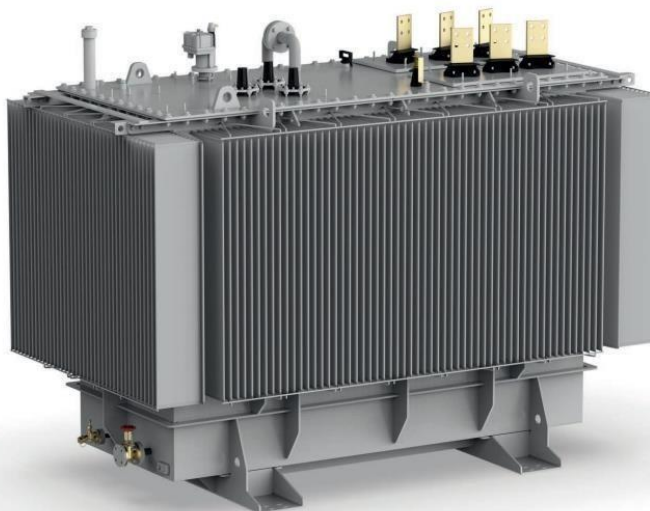
Dimensiones y pesos (mm)



350TL M12
125 kg.

SOLUCIÓN LLAVE EN MANO

para plantas fotovoltaicas descentralizadas con inversores de string de 1.500 V



**Transformadores
de BT / MT en baño de aceite**

Transformador de Media Tensión / Completamente Lleno Herméticamente Sellado

Ingeteam suministra transformadores trifásicos BT/MT en baño de aceite, disponibles hasta una potencia de 11,2 MVA, con rango de tensión (lado de MT) desde 10 hasta 36 kV.

Los transformadores están clasificados según la norma IEC 60076, ofreciendo los siguientes beneficios:

- Pérdidas reducidas.
- Mantenimiento reducido.
- Instalación en interior y en exterior.

El valor de tensión del devanado secundario (lado de BT) es compatible con la tensión de salida del inversor desde 640 V hasta 920 V.

FUNCIONES ESTÁNDAR

- Pérdidas reducidas. Otro tipo de pérdidas disponibles según demanda.
- Protección electrostática que reduce las perturbaciones, distorsiones y sobre-tensiones.
- Relé DGPT2 / DMCR.
- Aislamiento con aceite mineral.

FUNCIONES DISPONIBLES SEGÚN DEMANDA

- Aislamiento dieléctrico con éster natural (punto de inflamación > 300 °C).
- Devanados en cobre.
- Otras funciones disponibles según demanda.

**Transformador MT /
Completamente Lleno Herméticamente Sellado**

Información General	
Categoría	Transformador sellado aislado en baño de aceite (aceite vegetal disponible según demanda)
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz
Eficiencia a potencia nominal	99 %
Regulación de tensión del primario	± 2 x 2,5 %
Clase de aislamiento	Devanado primario
	12 kV: 12 / 28 / 75 kV 17,5 kV: 17,5 / 38 / 95 kV 24 kV: 24 / 50 / 125 kV 36 kV: 36 / 70 / 170 kV
Clase de aislamiento	Devanado secundario
	3,6 kV
Material conductor primario / secundario	Aluminio / Aluminio (cobre opcional)
Grupo de conexión	Dy11
Conexión del primario	Triángulo ⁽¹⁾
Conexión del secundario	Estrella
Máx. sobre-temperatura para devanados / aceite	+65 / +60 K
Corriente sin carga	< 1 %
Máx. corriente de arranque	< 15 x I _n ⁽¹⁾
Instalación	Interior o exterior
Tipo de refrigeración	ONAN
Altitud máxima sobre el nivel del mar ⁽²⁾	4.500 m
Impedancia de cortocircuito a 75 °C	8% ⁽¹⁾
Características generales	Terminal de ajuste para tensión del primario, cáncamos de elevación, terminal de puesta a tierra, protección electrostática y relé DGPT2 / DMCR

Notas: ⁽¹⁾ Para configuraciones diferentes, por favor contacten con el departamento comercial del área Solar de Ingeteam. ⁽²⁾ Para instalaciones por encima de 1.000 m, por favor contacten con el departamento comercial del área Solar de Ingeteam.

SMA STRING-MONITOR



SSM-U-1610 / SSM-U-2410 / SSM-U-3210 /
SSM-U-1615 / SSM-U-2415 / SSM-U-3215

Flexible

- For PV voltages of 1000 V and 1500 V
- Voltage supply from PV field or external
- Variable DC wiring and fuse positioning

Easy to Use

- Connection via Sunclix plug with DC fuse adapter
- Rapid wiring on-site without special tools
- Compact structure for easy installation

Robust

- Can be used at ambient temperatures of -40°C to +60°C and altitudes of up to 4000 m
- Optimum heat dissipation counteracts aging processes

Communicative

- Communication via Ethernet, directly via optical fiber cable as an option
- Open Modbus TCP data protocol

SMA STRING-MONITOR

Flexible and efficient monitoring of energy outputs

The new SMA String-Monitor for system voltages of 1000 V and 1500 V enables both reliable protection of reverse currents and optimum monitoring of the connected PV generators. For precise performance and fault analysis, every string is measured individually and the data is sent in a matter of seconds. Not only does the innovative inline fuse technology with Sunclix quick connectors increase flexibility during system construction, it also simplifies and accelerates DC wiring on-site. The fuses have been relocated outwards to the string connections. Thanks to this, string fuses can be suitably positioned depending on the PV system layout, and the SMA String-Monitor cannot fail to impress with its extremely compact dimensions.

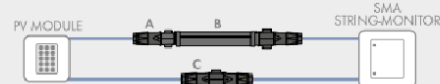
SMA STRING-MONITOR for 1500 V_{DC} systems

Technical Data	SSM-U-1615	SSM-U-2415	SSM-U-3215
Input (DC)			
Rated voltage	1500 V	1500 V	1500 V
Altitude derating (rated voltage)	2001 m to 3000 m MSL = reduction by 1.0% per 100 m 3001 m to 4000 m MSL = reduction by 1.2% per 100 m		
Number of string inputs	16	24	32
Rated current per measuring input	19 A	19 A	19 A
String connection	SUNCLIX	SUNCLIX	SUNCLIX
Output (DC)			
Rated current	315 A	315 A	315 A
Temperature derating (rated current)	>50°C operating temperature = reduction by 2.5% per K		
DC switch	400 A / 1500 V	400 A / 1500 V	400 A / 1500 V
Surge arrester	Type 2 (monitored), I _n = 20 kA; I _{max} = 40 kA		
DC output	Busbar (ring terminal lug M12) / V box terminal (Al/Cu)*		
Number of DC outputs	1 / 2	1 / 2	1 / 2
Conductor cross-section	Busbar 70 mm ² to 400 mm ² / V box terminal max. 300 mm ²		
Sealing range of cable glands	17 mm to 38.5 mm	17 mm to 38.5 mm	17 mm to 38.5 mm
Current Measurement / Voltage Measurement			
Number of current measuring channels	16	24	32
Current measuring range / accuracy	-2.5 A to +17.5 A / 0.5% measuring range end value (typical)		
Number of voltage measuring channels	1	1	1
Voltage measuring range / accuracy	+250 VDC to +1500 VDC / ±0.5% measuring range end value (typical)		
Temperature Measurement			
SSM-U internal temperature / accuracy	-40°C to +100°C / ±2% measuring range end value		
Enclosure / Ambient Parameters			
IP degree of protection according to IEC 60529	IP 54 / self-ventilated	IP 54 / self-ventilated	IP 54 / self-ventilated
Enclosure material	Glass-fiber reinforced plastic / self-extinguishing, halogen-free, UV stable		
Dimensions [W / H / D], wall mounting bracket and sting cable harness included	630 / 1055 / 320 mm (24.80 / 41.54 / 12.60 inch)		
Max. weight	34 kg (75 lb)		
Protection class (according to IEC 61140)	II	II	II
Mounting type	Wall mounting / pole mounting*		
Operating / storage temperature	-40°C to +60°C / -40°C to +70°C		
Relative humidity	0% to 95%, condensation possible		
Max. altitude above MSL	4000 m	4000 m	4000 m
Interfaces			
Module or ambient temperature	2 x PT100/PT1000; two-, three- or four-conductor measurement		
Digital input	1; incl. electricity supply 24 VDC 150 mA		
Monitoring surge arrester	1	1	1
Status alarm contact DC switch*	1	1	1
Digital output	1, potential-free change-over contact		
Analog input 4 mA to 20 mA	1; Irradiation / wind speed		
Communication			
Protocol / Fieldbus	Modbus (TCP) / Ethernet		
Transfer medium	Cat-5 cable S-UTP, F-UTP / multimode optical fiber cable (SC)*		
Measured value interval	1 s	1 s	1 s
Power supply	Internal power supply 200 VDC to 1500 VDC / ext. supply 230 VAC*		
Standards			
Compliance	CE, IEC 61439-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3		
* accessory required			

Accessory	
PV connector set	Field connector 6 mm ² and 16 mm ²
Inline fuse connector set	All current fuse sizes 1000 V and 1500 V
Y connector set	
Optical fiber interface module	
Optical fiber splice box set	
Pole mounting set	For mounting to masts with round or square cross-section 160 mm to 370 mm
Alarm contact set	
Ethernet overvoltage protection set	
Power supply assembly for external power supply	
Overvoltage protection set supply voltage 230 VAC	Overvoltage protection for power supply assembly
V box terminal set	

CIRCUITRY OPTIONS WITH INLINE STRING FUSES

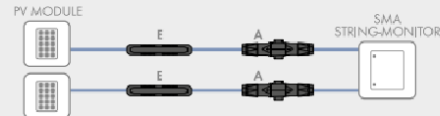
One-Sided Fuse Protection on the Positive or Negative Terminal



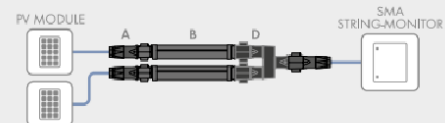
Two-Sided Fuse Protection on the Positive and Negative Terminal



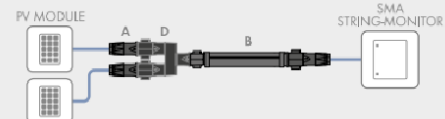
Prefabricated Cable Harnesses With Integrated String Fuses



Two Fuses on One String via Y Adapter

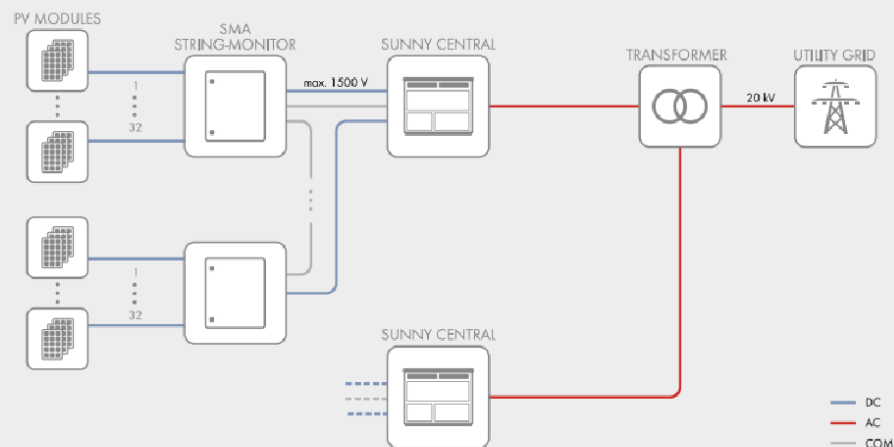


Two Strings on One Fuse via Y Adapter



A	PV connector (positive terminal)
B	Inline fuse connector
C	PV connector (negative terminal)
D	Y connector
E	Integrated string fuses

SYSTEM EXAMPLE





TOPSOLAR® PV H1Z2Z2-K

Cable solar certificado TÜV.

NORMAS DE REFERENCIA: EN 50618 / IEC 62930 / UTE C 32-502



Cca

APLICACIÓN

El cable TOPSOLAR® PV H1Z2Z2-K está certificado por TÜV según la norma EN 50618 y por AENOR según la norma IEC 62930. Es adecuado para instalaciones solares fijas y móviles (huertos solares, instalaciones solares en tejados, autoconsumo y plantas flotantes).

Se trata de un cable muy flexible especialmente indicado para la conexión entre paneles fotovoltaicos, y desde los paneles al inversor. Es compatible con la mayoría de los conectores.

Gracias a las prestaciones de sus materiales puede ser instalado a la intemperie o directamente enterrado en plenas garantías.

CONSTRUCCIÓN

Conductor

Cobre electrolítico recocido y estañado, clase 5 (flexible) según UNE-EN 60228 e IEC 60228.

Aislamiento

Aislamiento de goma reticulada de baja emisión de humos y libre de halógenos (LSHF).

Aislamiento según tabla B1, Anexo B de norma EN 50618 e IEC 62930.

Cubierta

Goma flexible de baja emisión de humos y libre de halógeno (LSHF), según tabla B1, Anexo B de norma EN 50618 e IEC 62930.

Color rojo o negro.

CARACTERÍSTICAS



Características eléctricas

Baja tensión: 1,5/1,5 (1,8) kV DC.
1,0/1,0 kV AC.



Características térmicas

Temperatura máxima del conductor: 120 °C durante 20.000 h.
Temperatura máxima en cortocircuito: 250 °C (máximo 5 s).
Temperatura mínima de servicio: -40 °C (estático con protección).



Características frente al fuego

No propagador de la llama según UNE-EN 60332-1-2 / IEC 60332-1-2.
No propagador del incendio según EN 50399.
Reacción al fuego CPR: Cca s1b, d2, a1, según EN 50575.
Libre de halógenos según UNE-EN 60754-1 / IEC 60754-1.
Baja emisión de humos según UNE-EN 61034 / IEC 61034:
Transmitancia luminosa > 60%.
Baja emisión de gases corrosivos según UNE-EN 60754-2 / IEC 60754-2.



Características mecánicas

Radio de curvatura:
4x diámetro de cable (diámetro de cable ≤ 8 mm)
5x diámetro del cable (8 < diámetro del cable ≤ 12 mm).
6x diámetro de cable (diámetro de cable > 12 mm).
Resistencia a los impactos: AG2 Medio.



Características medioambientales

Resistencia a grasas y aceites: Excelente.
Resistencia a los ataques químicos: Excelente.
Resistente al ozono según EN 50618.
Resistencia a los rayos ultravioleta según EN 50618.
Presencia de agua AD8 Sumersión.



Condiciones de instalación

Al aire.
Enterrado.
Entubado.

NORMAS / CERTIFICACIONES



Norma de referencia

EN 50618 / IEC 62930 / UTE C 32-502



Certificaciones

TÜV (desde 2,5 hasta 25 mm² en rojo y negro) / RETIE
/ AENOR / RoHS / CE



CPR (Reglamento de Productos de la Construcción)

Cca-s1b, d2, a1





TOPSOLAR® PV H1Z2Z2-K

DIMENSIONES E INTENSIDADES ADMISIBLES



Sección (mm²)	Diámetro (mm)	Peso (kg/km)	Int. Aire (A)	Int. sobre Superficie (A)	Int. adyacente a superficies (A)	Caída tensión (V/A · km)
1 x 1,5	4,5	35	30	29	24	38,1
1 x 2,5	5,0	45	41	39	33	22,8
1 x 4	5,4	60	55	52	44	14,3
1 x 6	6,0	80	70	67	57	9,49
1 x 10	7,0	120	98	93	79	5,46
1 x 16	8,2	180	132	125	107	3,47
1 x 25	10,2	280	176	167	142	2,23
1 x 35	11,5	375	218	207	176	1,58
1 x 50	13,3	525	276	262	221	1,10
1 x 70	15,0	720	347	330	278	0,772
1 x 95	17,0	930	416	395	333	0,585
1 x 120	18,7	1.175	488	464	390	0,457
1 x 150	21,0	1.475	566	538	453	0,368
1 x 185	23,5	1.805	644	612	515	0,301
1 x 240	26,3	2.345	775	736	620	0,228

Las tolerancias de los diámetros exteriores nominales son:

Cables con diámetro exterior $d \leq 7$ mm. $\rightarrow -0,1 + 0,2$ mm

Cables con diámetro exterior $7 < d < 10$ mm. $\rightarrow -0,1 + 0,3$ mm

Cables con diámetro exterior $d \geq 10$ mm. $\rightarrow -0,2 + 0,4$ mm

Las capacidades de conducción de corriente, en amperios, son según EN 50618 (temperatura ambiente de 60 °C).

En todos los casos se supone un circuito de corriente continua.

La caída de tensión se calcula con una temperatura del conductor de 120 °C.

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA TEMPERATURAS DEL AIRE

Temp. Aire (°C)	Up to 60	70	80	90
Factor	1	0,92	0,84	0,75

Para los factores de reducción de grupos según IEC 60364-5-52, se aplicará la tabla A.52-17.



TOPSOLAR® PV AI 1500 V

Cable de aluminio para instalaciones fotovoltaicas.

NORMAS DE REFERENCIA: IEC 60502-1



E_{ca}

APLICACIÓN

El cable de alimentación de Aluminio Topsolar® PV AL 1500 V es adecuado para todo tipo de instalaciones solares.

Este cable se recomienda para conexiones entre string box e inversor central y también entre string inverter y centro de transformación.

- Instalaciones fotovoltaicas.
- También disponible las versiones armadas y resistentes a los impactos.

CONSTRUCCIÓN

Conductor

Aluminio, clase 2 según UNE-EN 60228 e IEC 60228.

Aislamiento

Polietileno reticulado tipo XLPE según IEC 60502-1.

Color natural.

Cubierta

PVC especial resistente a los rayos UV del tipo ST2 según IEC 60502-1.

Color negro.

CARACTERÍSTICAS

Características eléctricas

Baja tensión: 1,5/1,5 (1,8) kV CC según EN 50618.

1,8/3 (3,6) kV AC según IEC 60502-1.

Características térmicas

Temperatura máxima del conductor: 90°C.

Temperatura máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s).

Temperatura mínima de servicio: -40°C (estático con protección).

Temperatura mínima de instalación y manipulación:

0°C (en la superficie del cable).

Características frente al fuego

No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1 / IEC 60332-1.

Reacción al fuego CPR: E_{ca} según EN 50575.

Reducida emisión de halógenos. Cloro < 15%.

Características mecánicas

Radio de curvatura: 5x diámetro exterior.

Resistencia a los impactos: AG2 Medio.

Características medioambientales

Resistencia a grasas y aceites: Buena.

Resistencia a los ataques químicos: Buena.

Resistencia a los rayos ultravioleta según EN 50618 y HD 605/ A1.

Presencia de agua: AD8 Sumersión.

Condiciones de instalación

Al aire.

Enterrado.

Entubado.

NORMAS / CERTIFICACIONES



Norma de referencia

IEC 60502-1



Certificaciones

CE / RoHS



CPR (Reglamento de Productos de la Construcción)

E_{ca}.



ventas@topcable.com | www.topcable.com

© 2021 Top Cable - Revisión 15 - 09.06.2021 | Emitido por JAM

Top Cable se reserva el derecho de realizar cualquier modificación en las fichas técnicas sin previo aviso.
Todos los rendimientos, especificaciones y datos de pesos, tamaños y dimensiones contenidos en esta documentación son meramente indicativos y no serán vinculantes para Top Cable.

IN AEL
creative energy



Centros de transformación

Transformer Substations

9

Postes de transformation



■ GENERALIDADES OVERVIEW GÉNÉRALITÉS

Los Centros de Transformación prefabricados se definen, en la Norma UNE-EN 62271-202, como equipos de serie, que han sido sometidos a ensayos de tipo. Estos centros comprenden los siguientes elementos:

- Edificio prefabricado.
- Transformador o transformadores.
- Cabinas de Media Tensión.
- Cuadros de Baja Tensión.
- Conexiones y equipos auxiliares.
- Elementos de seguridad.

Su objeto es suministrar energía eléctrica en Baja Tensión, partiendo de un sistema de Alta Tensión.

Estos Centros de Transformación, pueden estar ubicados en zonas industriales, en áreas restringidas o en lugares accesibles al público por lo que, bajo las condiciones de servicio especificadas, garantizan la seguridad de las personas, y no producen impacto medioambiental.

The prefabricated transformer substations are defined, in the Norma UNE-EN 62271-202, as serie equipments that have been submitted to type test. These centres are formed with the following elements:

- Prefabricated Building.
- Transformer or Transformers.
- Cells of Medium Voltage.
- Panels Low Voltage.
- Connections and auxiliary equipment.
- Elements of safety.

Its object is to provide energy in Low Tension, from a system of High Tension.

These Transformer Substations, can be located in industrial areas, in restricted areas or in accessible places to the public for that, under the specified conditions of service, guarantee the safety of people, and don't produce environmental impact.

Les postes de transformation préfabriqués sont définis, dans la norme UNE-EN 62271-202, comme des équipements de série, qui ont été soumis à des essais de type. Ces centres sont formés des éléments suivants:

- Edifice préfabriqué.
- Transformateur ou transformateurs.
- Cabines de moyenne tension.
- Cadres de basse tension.
- Connexions et équipement auxiliaire.
- Eléments de sécurité.

Leur objet est de fournir de l'énergie électrique à basse tension, en partant d'un système de haute tension.

Ces postes de transformation peuvent être placés dans des zones industrielles, en áreas restreintes ou dans des lieux accessibles au public, de sorte que, sous les conditions de service spécifiques, ils garantissent la sécurité des personnes et ne produisent aucun impact sur l'environnement.

■ NORMAS APLICABLES TECHNICAL STANDARDS AND REGULATIONS NORMES APPLICABLES

Tanto los Centros de Transformación como sus componentes cumplen, entre otras, las siguientes normas:

- IEC 62271-202. Apararata de alta tensión. Parte 202: centros de transformación Prefabricados de alta tensión / baja tensión.
- IEC 62271-200. Apararata bajo envoltente metálica para corriente alterna de tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV.
- IEC 60076. Transformadores de potencia.
- IEC 60726-11. Transformadores de potencia. Parte 11: transformadores de tipo seco.
- IEC 60529. Grados de protección proporcionados por las envoltentes. Código IP.

The transformer substations centres as well as their components are in conformity with the following norms:

- IEC 62271-202. High-voltage switchgear and controlgear. Part 202: high voltage / low voltage Prefabricated substation.
- IEC 62271-200. High-voltage switchgear and controlgear-Part 200: A.C. Metalen closed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV.
- IEC 60076. Power transformers.
- IEC 60726-11. Power transformers. Part 11: dry transformers.
- IEC 60529. Degrees of protection provided by enclosures (IP Code).

Aussi bien les postes de transformation que ses composants, sont conformes aux normes suivantes:

- IEC 62271-202. Appareillage à haute tension. Part 202: poste préfabriqués haute tension / Basse tension.
- IEC 62271-200. Appareillage à haute tension Partie 200: Appareillage sous enveloppe métallique pour courant alternatif de tensions assignées supérieures à 1kV et inférieures ou égales à 52 kV.
- IEC 60076. Transformateurs de puissance.
- IEC 60726-11. Transformateurs de puissance. Partie 11: transformateurs de type sec
- IEC 60529. Degrés de protection procurés par les enveloppes (Code IP).



EPH-COMP



EPH-1T-3900



EPH-1T-5900-3P

■ CARACTERÍSTICAS DEL SUMINISTRO SUPPLY CHARACTERISTIC CARACTERISTIQUES DE LA FOURNITURE

Nuestro suministro puede incluir cualquier variante comprendida entre, la entrega del centro llave en mano, hasta el envío, únicamente, del edificio prefabricado. Si el suministro se realiza llave en mano, el centro saldrá de fábrica totalmente montado e integrado. Este sistema facilita la instalación que puede quedar reducida a:

- Realizar la necesaria excavación.
- Posicionar el centro en la misma.
- Conexión de los cables que van a entrar o salir del centro.

Our supply can include any variation that customers may require, from just the shipment of the building till a turnkey project, completely assembly. This system facilitates the installation that can be reduced to:

- The realization of the necessary excavation.
- To put the centre in the excavation.
- Connection of the cables that will enter or leave from the centre.

Notre fourniture peut englober n'importe quelle variante comprise entre la livraison du poste clefs en main, jusqu'à l'envoi de l'édifice préfabriqué, uniquement. Si la fourniture se réalise clefs en main, le centre sortira de l'usine, complètement monté et intégré. Ce système facilite l'installation qui peut être réduite à:

- Réaliser l'excavation nécessaire.
- Y positionner le centre.
- Connexion des câbles qui vont entrer ou sortir du centre.

ANEXO III. SIMULACIÓN



Version 7.4.0

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Proyecto solar en Bienvenida

Variant: Nueva variante de simulación

No 3D scene defined, no shadings

System power: 1256 kWp

Bienvenida - España

Author



PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:
15/07/23 21:12
with v7.4.0

Project: Proyecto solar en Bienvenida

Variant: Nueva variante de simulación

Project summary

Geographical Site

Bienvenida

España

Situation

Latitude 38.31 °N
Longitude -6.20 °W
Altitude 598 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

Bienvenida

Meteonorm 8.1 (2002-2017), Sat=100% - Sintético

System summary

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

PV Field Orientation

Fixed plane

Tilt/Azimuth 30 / 30 °

Near Shadings

No Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules

2790 units

Pnom total

1256 kWp

Inverters

Nb. of units

2 units

Pnom total

1836 kWac

Pnom ratio

0.684

Results summary

Produced Energy 2179517 kWh/year Specific production 1736 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 83.51 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
P50 - P90 evaluation	11
Single-line diagram	12
Cost of the system	13
CO ₂ Emission Balance	14



PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:
15/07/23 21:12
with v7.4.0

Project: Proyecto solar en Bienvenida

Variant: Nueva variante de simulación

General parameters

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Orientation

Fixed plane

Tilt/Azimuth 30 / 30 °

Horizon

Free Horizon

No 3D scene defined, no shadings

Sheds configuration

No 3D scene defined

Models used

Transposition Perez

Diffuse Perez, Meteonorm

Circumsolar separate

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer

Model

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

Number of PV modules

Nominal (STC)

Modules

At operating cond. (50°C)

Pmpp

U mpp

I mpp

Total PV power

Nominal (STC)

Total

Module area

Generic

JAM72-S20-450-MR

450 Wp

2790 units

1256 kWp

155 Strings x 18 In series

1151 kWp

685 V

1679 A

1256 kWp

2790 modules

6199 m²

Inverter

Manufacturer

Model

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

Number of inverters

Total power

Operating voltage

Max. power (=>35°C)

Pnom ratio (DC:AC)

Generic

Ingecon Sun 1000TL B360 IP54 H1000

918 kWac

2 units

1836 kWac

518-820 V

998 kWac

0.68

Total inverter power

Total power

Max. power

Number of inverters

Pnom ratio

1836 kWac

1996 kWac

2 units

0.68

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction

3.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const)

Uv (wind)

20.0 W/m²K

0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res.

Loss Fraction

6.7 mΩ

1.5 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction

-0.8 %

Module mismatch losses

Loss Fraction

2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction

0.2 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	30°	50°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.992	0.943	0.898	0.813	0.677	0.426	0.000



PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:
15/07/23 21:12
with v7.4.0

Project: Proyecto solar en Bienvenida

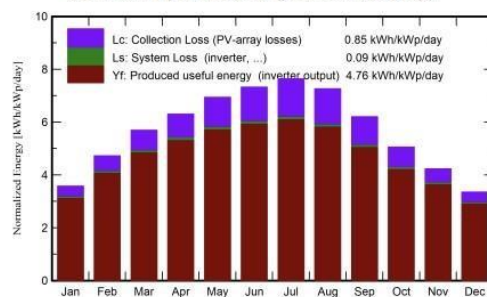
Variant: Nueva variante de simulación

Main results

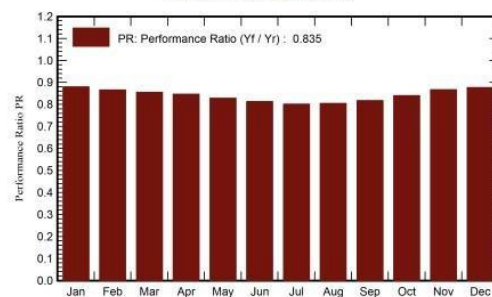
System Production

Produced Energy (P50) 2179517 kWh/year	Specific production (P50) 1736 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	83.51 %
Produced Energy (P90) 2081772 kWh/year	Specific production (P90) 1658 kWh/kWp/year		
Produced Energy (P95) 2054270 kWh/year	Specific production (P95) 1636 kWh/kWp/year		

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	73.6	31.45	8.28	110.9	105.4	125236	122562	0.880
February	96.1	30.19	9.36	132.3	126.2	146686	143821	0.866
March	145.6	47.60	12.08	176.4	168.4	193064	189473	0.856
April	175.6	58.15	14.00	189.2	180.3	204812	200984	0.846
May	218.0	62.85	18.19	215.0	204.3	227837	223690	0.829
June	233.2	61.06	22.45	219.7	208.7	228583	224428	0.814
July	247.5	54.23	24.85	236.8	225.1	242614	238393	0.802
August	218.0	54.77	25.34	225.0	214.1	231275	227331	0.805
September	162.7	49.64	21.91	186.2	177.4	194758	191232	0.818
October	121.2	42.91	17.66	156.6	149.4	168256	165076	0.840
November	82.1	27.67	11.63	126.9	121.0	140983	138149	0.867
December	64.7	25.64	9.01	103.9	98.8	116937	114379	0.877
Year	1838.3	546.17	16.27	2078.7	1979.1	2221039	2179517	0.835

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

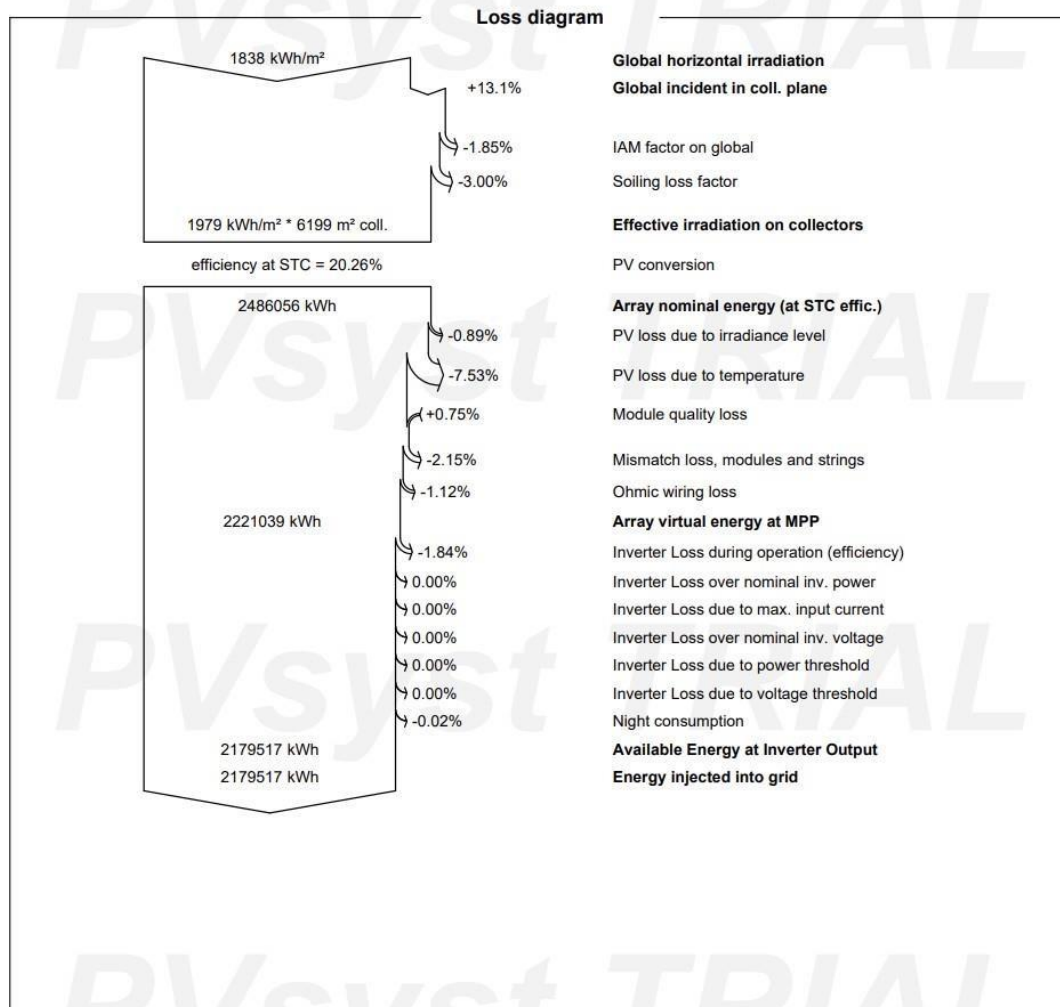


PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:
15/07/23 21:12
with v7.4.0

Project: Proyecto solar en Bienvenida

Variant: Nueva variante de simulación





Project: Proyecto solar en Bienvenida

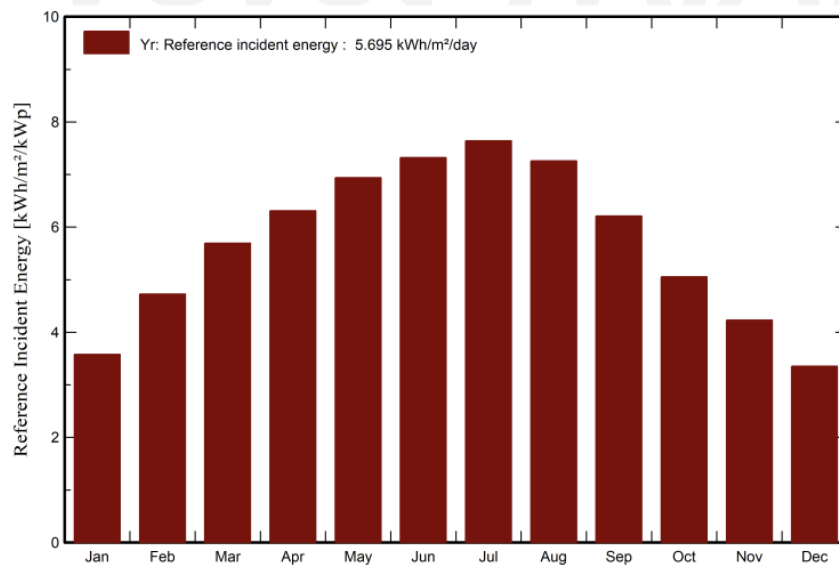
Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.4.0

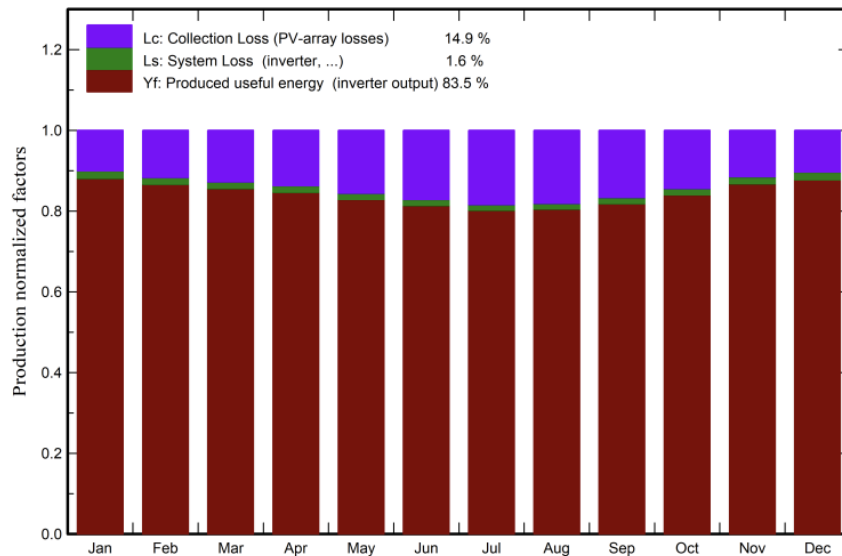
VC0, Simulation date:
15/07/23 21:12
with v7.4.0

Predef. graphs

Energía incidente de referencia en el plano colector



Producción normalizada y factores de pérdida





PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:
15/07/23 21:12
with v7.4.0

Project: Proyecto solar en Bienvenida

Variant: Nueva variante de simulación

Predef. graphs

Distribución de irradiación incidente

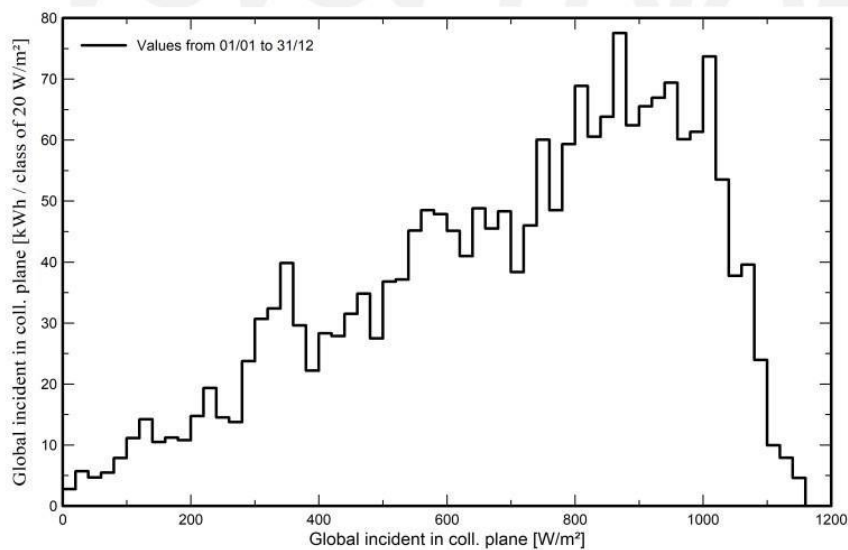
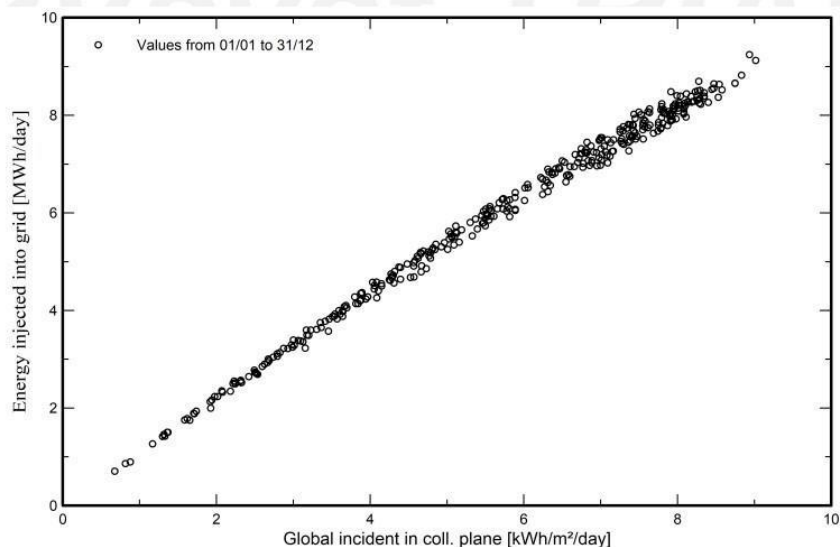


Diagrama entrada/salida diaria





PVsyst V7.4.0

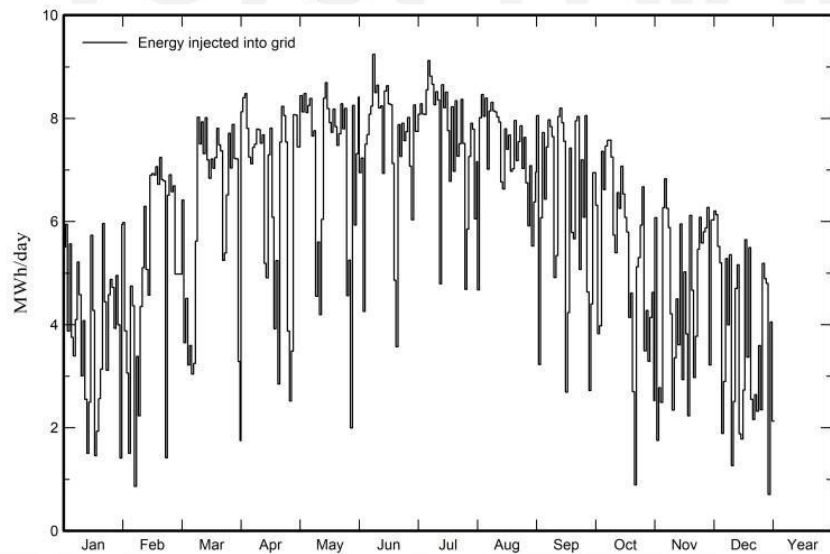
VC0, Simulation date:
15/07/23 21:12
with v7.4.0

Project: Proyecto solar en Bienvenida

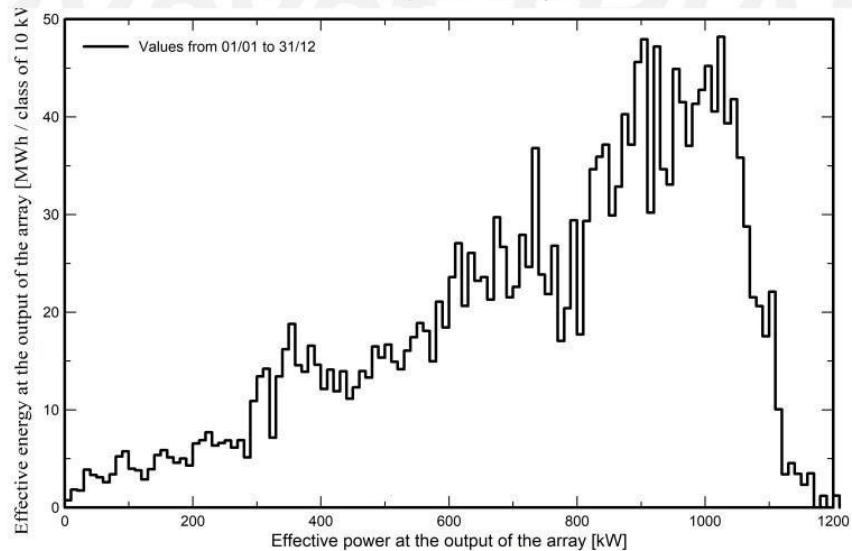
Variant: Nueva variante de simulación

Predef. graphs

Energía diaria a la salida del sistema



Distribución de la potencia del conjunto





PVsyst V7.4.0

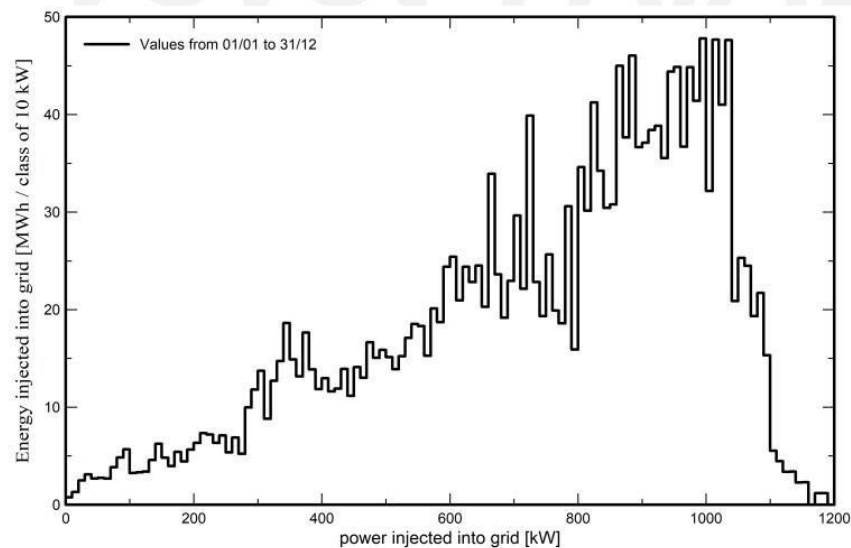
VC0, Simulation date:
15/07/23 21:12
with v7.4.0

Project: Proyecto solar en Bienvenida

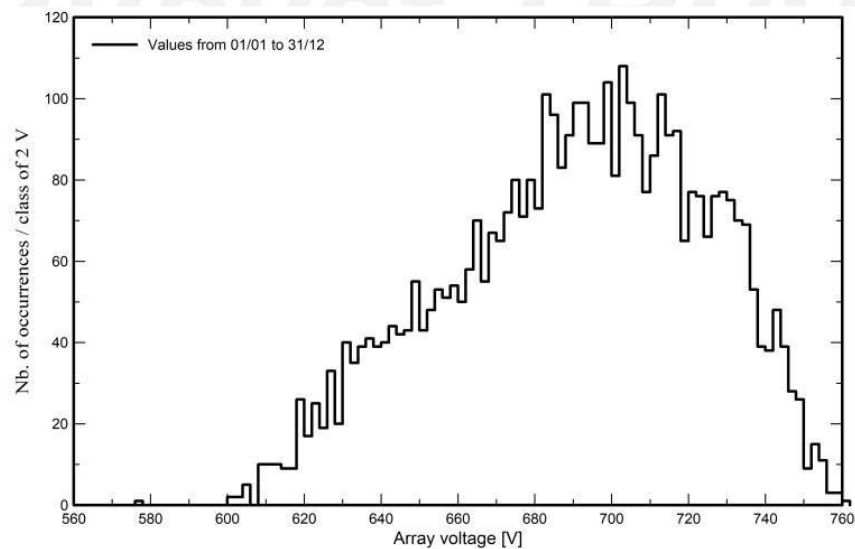
Variant: Nueva variante de simulación

Predef. graphs

Distribución de potencia de salida del sistema



Distribución del voltaje del conjunto





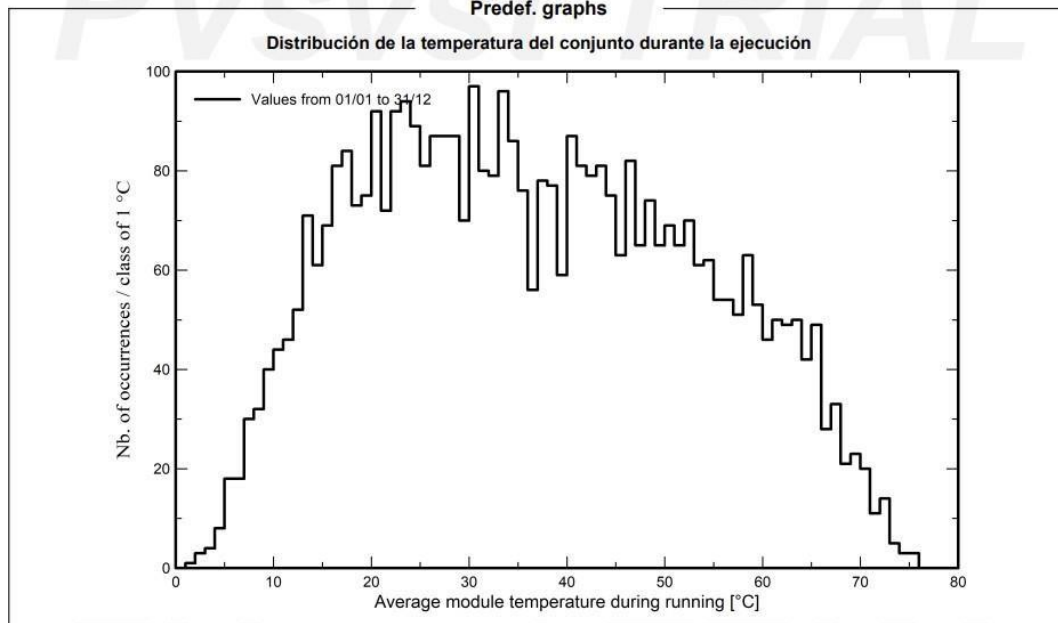
PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:
15/07/23 21:12
with v7.4.0

Project: Proyecto solar en Bienvenida

Variant: Nueva variante de simulación

Predef. graphs





PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:
15/07/23 21:12
with v7.4.0

Project: Proyecto solar en Bienvenida

Variant: Nueva variante de simulación

P50 - P90 evaluation

Meteo data

Source Meteonorm 8.1 (2002-2017), Sat=100%
Kind Monthly averages
Sintético - Multi-year average
Year-to-year variability(Variance) 3.0 %
Specified Deviation
Climate change 0.0 %

Global variability (meteo + system)

Variability (Quadratic sum) 3.5 %

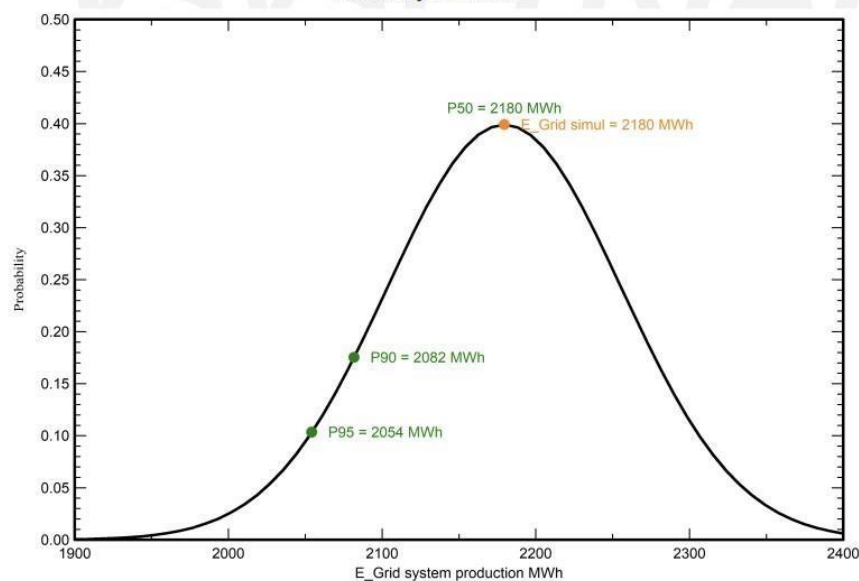
Simulation and parameters uncertainties

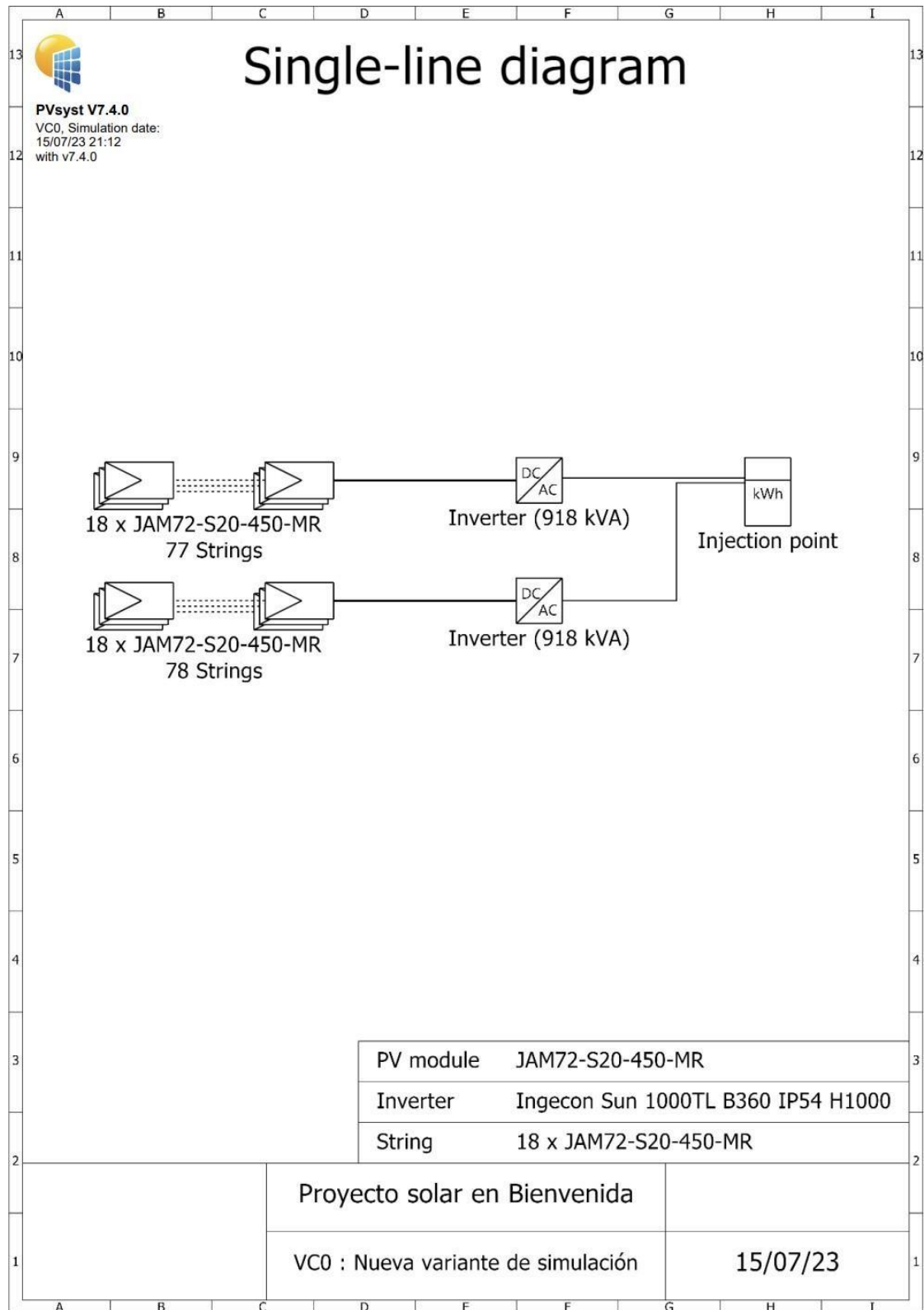
PV module modelling/parameters 1.0 %
Inverter efficiency uncertainty 0.5 %
Soiling and mismatch uncertainties 1.0 %
Degradation uncertainty 1.0 %

Annual production probability

Variability 76 MWh
P50 2180 MWh
P90 2082 MWh
P95 2054 MWh

Probability distribution







PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:
15/07/23 21:12
with v7.4.0

Project: Proyecto solar en Bienvenida

Variant: Nueva variante de simulación

CO₂ Emission Balance

Total: 13888.8 tCO₂

Generated emissions

Total: 2393.48 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below

Replaced Emissions

Total: 18765.6 tCO₂

System production: 2179.52 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 287 gCO₂/kWh

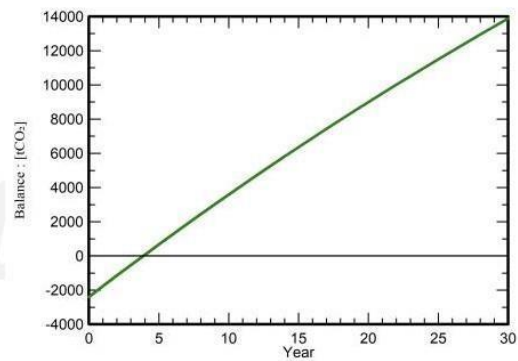
Source: IEA List

Country: Spain

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO ₂]
Modules	1808 kgCO ₂ /kWp	1256 kWp	2269782
Supports	4.40 kgCO ₂ /kg	27900 kg	122821
Inverters	436 kgCO ₂ /units	2.00 units	872

ANEXO IV. TABLAS DE PRESUPUESTO

Listado de componentes						
	Componente	Proveedor	Modelo	Unidades	Coste unitario (€)	Coste total (€)
Elementos de la planta	Módulo fotovoltaico	JA Solar	JAM54D40 LB SERIRES	2790	180,8	504.432,00
	Soporte	Mecasolar	FIX RIDER	155	2000	310.000,00
	Inversor	Ingeteam	INGECON SUN 350TL M12	2	85000	170.000,00
	Transformador	Ingeteam	BT/MT Baño de aceite	2	65000	130.000,00
	Centro de transformación	INAEL	EPH-1T-5900-3P	1	65000	65.000,00
	Boxes de conexión continua	SMA	String Monitor	7	1200	8.400,00
Componentes eléctricos	Cableado módulos - boxes	Top Cable	TOPSOLAR PV H1Z2Z-K	6481	6	38.886,00
	Cableado boxes - inversor	Top Cable	TOPSOLAR PV H1Z2Z-K	1254	7	8.778,00
	Cableado transformador - centro de transformación	Top Cable	TOPSOLAR PV Al 1500 V	200	17	3.400,00
	Cableado centro de transformación - subestación	Top Cable	TOPSOLAR PV Al 1500 V	530	17	9.010,00
	Conductor de puesta a tierra continua	Top Cable	-	1000	4	4.000,00

	Conductor de puesta a tierra alterna	Top Cable	-	1000	4	4.000,00
	Picas de puesta a tierra	Top Cable	-	12	20	240,00
	Total					1.256.146,00

Costes de obra civil	
Componente	Coste (€)
Acondicionamiento del terreno	25.000,00
Ensamblaje e instalación de módulos y estructuras fotovoltaicas	77.500,00
Instalación centros de inversión	3.000,00
Instalación centro de transformación	3.500,00
Zanjado y soterramiento para las instalaciones eléctricas	20.000,00
Instalación cableado eléctrico	150.000,00
Total	279.000,00

CAPEX	
Elementos de la planta	1.187.832,00 €
Componentes eléctricos	68.314,00 €
Obra civil	279.000,00 €
Varios (15%)	230.271,90 €
Total	1.765.417,90 €

El monto total del presupuesto para el proyecto es de UN MILLÓN SETECIENTOS SESENTA Y CINCO MIL CUATROCIENTOS DIEZ Y SIETE EUROS CON NOVENTA CÉNTIMOS.

OPEX	
Alquiler del terreno	1.200,00 €
Mantenimiento, limpieza y operación (monitoreo)	15.000,00 €
Seguros, tasas y otros	30.000,00 €
Total	46.200,00 €

ANEXO V. CUENTAS ANUALES

CUENTA DE RESULTADOS (valores en miles de euros)

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Ingresos	154,64 €	163,21 €	172,26 €	181,82 €	191,90 €	202,54 €	213,78 €	225,63 €	238,15 €	251,36 €	265,30 €
Costes de operación	46,20 €	46,20 €	46,20 €	46,20 €	46,20 €	46,20 €	46,20 €	46,20 €	46,20 €	46,20 €	46,20 €
Beneficio bruto	108,44 €	117,01 €	126,06 €	135,62 €	145,70 €	156,34 €	167,58 €	179,43 €	191,95 €	205,16 €	219,10 €
Amortización	58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €
EBIT	49,59 €	58,16 €	67,22 €	76,77 €	86,85 €	97,50 €	108,73 €	120,59 €	133,10 €	146,31 €	160,25 €
Impuestos	10,41 €	12,21 €	14,12 €	16,12 €	18,24 €	20,47 €	22,83 €	25,32 €	27,95 €	30,73 €	33,65 €
Beneficio neto	39,17 €	45,95 €	53,10 €	60,65 €	68,62 €	77,02 €	85,90 €	95,26 €	105,15 €	115,58 €	126,60 €

2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
280,01 €	295,54 €	311,93 €	329,23 €	347,49 €	366,76 €	387,11 €	408,58 €	431,24 €	455,15 €	480,40 €
46,20 €	46,20 €	46,20 €	46,20 €	46,20 €	46,20 €	46,20 €	46,20 €	46,20 €	46,20 €	46,20 €
233,81 €	249,34 €	265,73 €	283,03 €	301,29 €	320,56 €	340,91 €	362,38 €	385,04 €	408,95 €	434,20 €
58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €
174,96 €	190,49 €	206,89 €	224,19 €	242,45 €	261,72 €	282,06 €	303,53 €	326,19 €	350,11 €	375,35 €
36,74 €	40,00 €	43,45 €	47,08 €	50,91 €	54,96 €	59,23 €	63,74 €	68,50 €	73,52 €	78,82 €
138,22 €	150,49 €	163,44 €	177,11 €	191,53 €	206,76 €	222,83 €	239,79 €	257,69 €	276,58 €	296,53 €

2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053
507,04 €	535,16 €	564,84 €	596,17 €	629,23 €	664,13 €	700,97 €	739,84 €
46,20 €	46,20 €	46,20 €	46,20 €	46,20 €	46,20 €	46,20 €	46,20 €
460,84 €	488,96 €	518,64 €	549,97 €	583,03 €	617,93 €	654,77 €	693,64 €
58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €
401,99 €	430,11 €	459,79 €	491,12 €	524,19 €	559,08 €	595,92 €	634,79 €
84,42 €	90,32 €	96,56 €	103,14 €	110,08 €	117,41 €	125,14 €	133,31 €
317,57 €	339,79 €	363,24 €	387,99 €	414,11 €	441,68 €	470,78 €	501,49 €

CASH FLOWS (valores en miles de euros)

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Inversión inicial	1.765,42 €											
Beneficio neto		39,17 €	45,95 €	53,10 €	60,65 €	68,62 €	77,02 €	85,90 €	95,26 €	105,15 €	115,58 €	126,60 €
Amortización		58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €
Cash Flow Operativo	1.765,42 €	98,02 €	104,80 €	111,95 €	119,50 €	127,46 €	135,87 €	144,74 €	154,11 €	164,00 €	174,43 €	185,45 €
Balance	1.765,42 €	1.667,40 €	1.562,60 €	1.450,65 €	1.331,15 €	1.203,69 €	1.067,82 €	923,08 €	768,97 €	604,97 €	430,54 €	245,09 €

2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
138,22 €	150,49 €	163,44 €	177,11 €	191,53 €	206,76 €	222,83 €	239,79 €	257,69 €	276,58 €	296,53 €
58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €
197,07 €	209,34 €	222,29 €	235,95 €	250,38 €	265,60 €	281,67 €	298,63 €	316,54 €	335,43 €	355,37 €
48,02 €	161,32 €	383,60 €	619,56 €	869,93 €	1.135,54 €	1.417,21 €	1.715,85 €	2.032,38 €	2.367,81 €	2.723,19 €

2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053
317,57 €	339,79 €	363,24 €	387,99 €	414,11 €	441,68 €	470,78 €	501,49 €
58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €	58,85 €
376,42 €	398,64 €	422,09 €	446,83 €	472,95 €	500,52 €	529,62 €	560,34 €
3.099,61 €	3.498,25 €	3.920,33 €	4.367,16 €	4.840,12 €	5.340,64 €	5.870,27 €	6.430,60 €

VAN	763.579,72 €
TIR	10%
Payback	12,3 años

ANEXO VI. ALINEACIÓN CON LOS ODS

En el año 2015, todos los Estados Miembros de las Naciones Unidas aprobaron un conjunto de 17 Objetivos como parte de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible. Esta agenda de objetivos con 169 metas establece un plan quinquenal para alcanzar los objetivos y promover el desarrollo sostenible a nivel global.

El diseño de esta planta busca cumplir de manera directa con los siguientes Objetivos de Desarrollo Sostenible:



Figura 19. Alineación con los ODS

ODS 7: Energía Asequible y no Contaminante. Se busca garantizar el acceso a fuentes de energía asequibles y aumentar la eficiencia energética y por ende el uso de energías renovables para conseguir un sistema eléctrico sostenible. El uso de la tecnología solar fotovoltaica contribuye directamente con el desarrollo sostenible de la red además de permitir la obtención de energía sin emisiones.

ODS 9: Industria, Innovación e Infraestructura. Busca impulsar la inversión en infraestructuras sostenibles, innovadoras, y la mejora de la tecnología para promover una industrialización sostenible. La construcción de una planta fotovoltaica consiste directamente en la inversión en industria e infraestructura sostenible.

ODS 13: Acción por el Clima. Busca combatir el cambio climático por medio de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, y fomentar el aumento de la resiliencia de las comunidades frente al cambio climático. La energía solar fotovoltaica se obtiene sin provocar emisiones, ya que el proceso de generación no implica ningún tipo de combustión o reacción química.