COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA
ICAI

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ANÁLISIS DE VIABILIDAD Y DISEÑO DE PLANTA FOTOVOLTAICA EN ANDALUCÍA

Autor: José Mosquera Abellás

Director: Jose Luis Pinela Ocaña

Madrid

Enero de 2023

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

ANÁLISIS DE VIABILIDAD Y DISEÑO DE PLANTA FOTOVOLTAICA EN ANDALUCÍA

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.: José Mosquera Abellás Fecha: 10/ 01/ 2023

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Vº Bº
Firmado por PINELA OCAÑA JOSE LUIS - ***8238** con un certificado emitido por AC FNMT Usuarios

Fdo.: Jose Luis Pinela Ocaña Fecha: 10/ 01/ 2023

COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA
ICAI

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ANÁLISIS DE VIABILIDAD Y DISEÑO DE PLANTA FOTOVOLTAICA EN ANDALUCÍA

Autor: José Mosquera Abellás

Director: Jose Luis Pinela Ocaña

Madrid

Enero de 2023

ANÁLISIS DE VIABILIDAD Y DISEÑO DE PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ANDALUCÍA

Autor: Mosquera Abellás, José.
Director: Pinela Ocaña, Jose Luis.
Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia de Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El presente proyecto de fin de máster versa sobre el diseño y estudio de viabilidad de una planta solar fotovoltaica en la comunidad autónoma de Andalucía. Dicha planta se conectará a la red eléctrica para verter la energía producida, previo paso por una subestación eléctrica. La potencia y ubicación concreta de la planta es algo a determinar.

Palabras clave: planta solar fotovoltaica, energía solar, panel solar, módulo fotovoltaico

1. Introducción

A partir del año 2007 se puede observar un crecimiento significativo de instalaciones solares fotovoltaicas en nuestro país, a raíz de un cambio regulatorio que fijaba primas y tarifas reguladas fijas (RD 661/2007 y RD 1578/2008). Fue tal la cantidad de inversiones que se realizaron, que en tan solo dos años se multiplicaría por un factor de veintisiete la potencia fotovoltaica instalada en España, como se observa en el siguiente gráfico:

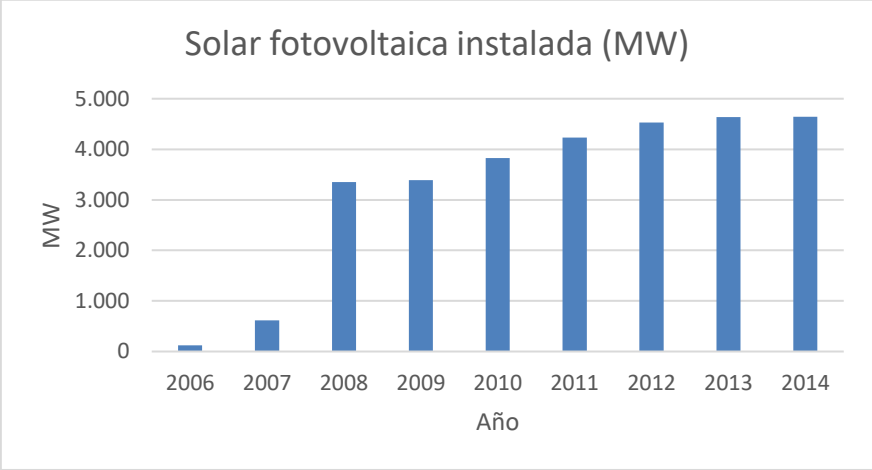


Figura 1: Evolución de la potencia solar fotovoltaica instalada en España (2006-2014). Elaboración propia.

A día de hoy la potencia fotovoltaica instalada en España alcanza los 16.959 MW (REE) y de acuerdo con la hoja de ruta del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico se estima que se instalarán otros 14 GW hasta el año 2030.

Además, se evidencia la necesidad de crear nuevas plantas solares fotovoltaicas en territorio nacional para que España pueda cumplir los hitos establecidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC). Uno de estos hitos es que las energías renovables representen un 74% de la producción nacional de energía (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020).

Ante esta situación se desarrolla este proyecto, que pretende contribuir a la consecución de los objetivos mencionados anteriormente.

2. Metodología

Para llevar a cabo el diseño de la planta solar fotovoltaica se sigue un proceso lineal que consta de diferentes hitos. En primer lugar, es necesario elegir una parcela concreta en la cual se instalará la planta a diseñar. A continuación, una vez elegida la parcela, se deben elegir los componentes que conformarán la planta y determinar la potencia total de la misma.

Después de esto se realiza una simulación de funcionamiento de la planta para estimar la producción de esta. Para realizar esta simulación se utiliza el programa informático PVSyst, específico para esta cuestión.

Por último, se realiza un análisis de los resultados obtenidos y se determina la viabilidad económica del proyecto en base a estos resultados.

3. Ubicación y descripción de la planta solar fotovoltaica

Teniendo en cuenta las restricciones del proyecto, se escoge el municipio de Tabernas (Almería) como ubicación óptima donde construir la planta solar fotovoltaica. Las coordenadas concretas de la parcela seleccionada son las siguientes: 37.071, -2.309, situada a menos de 1km de la subestación más cercana.

En base a las dimensiones de la parcela escogida, se lleva a cabo un diseño de una planta solar fotovoltaica de 3,8 MW, conectada a la red eléctrica. Los componentes principales de la planta son:

- 9504 módulos fotovoltaicos de 400Wp, 528 estructuras soporte de 18 módulos cada una, 22 cuadros de CC con 12 entradas cada uno
- Dos inversores de corriente
- Dos transformadores de tensión
- Un centro de seccionamiento e interconexión

De forma esquemática, la arquitectura de la planta solar fotovoltaica diseñada es:

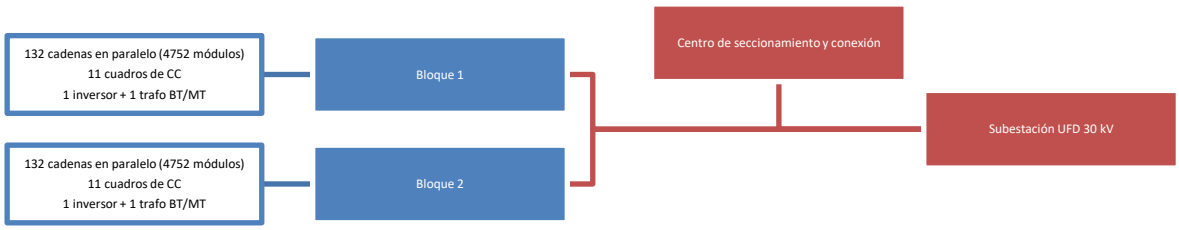


Figura 2: Arquitectura de la planta solar fotovoltaica

4. Resultados

De acuerdo con la simulación realizada de la planta, los resultados son los siguientes:

Resultados de la simulación	
Energía producida	7048 MWh/año
Producción específica	1854 kWh/kWp/año
Performance Ratio (PR)	82,89%

Tabla 1: Resultados de la simulación

Se observa como la producción total estimada para la planta es de 7.048MWh por año. Teniendo en cuenta que el consumo residencial eléctrico anual medio por hogar en España se sitúa en 3.487kWh (IDAE, 2011), la producción de la planta sería suficiente para abastecer a un total de 2.021 hogares.

Por otro lado, la producción específica hace referencia a la cantidad de kWh que son producidos por cada kilovatio-pico de potencia fotovoltaica instalada durante un año. Es decir, la planta genera 1854kWh por cada kWp de potencia instalada. Dicho valor varía según las condiciones específicas de cada planta, sin embargo, suele encontrarse entre 1.000kWh/kWp y 2.000 kWh/kWp (Zhang, 2017).

Por último, la simulación nos indica que el *Performance Ratio* de la planta es de 82,89%. El *Performance Ra*tio es una métrica clave para evaluar el funcionamiento de la planta. Dicha métrica refleja cuán eficiente es la planta en lo que a producción de energía se refiere, comparando la producción ideal con la que realmente habrá en campo. Como es lógico, es imposible alcanzar un valor de PR del 100%, pues existen pérdidas en el sistema, sin embargo, las plantas de mayor PR alcanzan valores de PR en torno al 80% (SMA, 2020). A la vista de lo anterior, se puede clasificar el PR de la planta diseñada como muy bueno.

5. Viabilidad e impacto

La inversión necesaria para la ejecución del proyecto es de 4.397.655,00€. A pesar de que dicha inversión pueda parecer elevada, el proyecto se considera económicamente viable pues el VAN es de 1.779.200€, con una TIR de casi el 11%. En cuanto al periodo de retorno del proyecto, éste es de aproximadamente 10 años.

Además, el proyecto tendría un impacto positivo en la región donde se ha proyectado en aspectos como la creación de puestos de trabajo o las emisiones de CO_2 evitadas. Se estima que se evitan un total de 167.390 tCO_2 frente a una central térmica de carbón. Si hacemos la comparativa frente a una central que utiliza gas natural como combustible, las emisiones evitadas son de 65.194 tCO_2 a lo largo de los 25 años que se estiman de vida útil de la planta.

6. Conclusiones

En resumen, se puede afirmar que el proyecto contribuye a la consecución del siguiente hito del PNIEC: que en el año 2025 haya un mínimo de 21.713 MW de potencia solar fotovoltaica instalada en nuestro país.

Además, el proyecto también se alinea con diversos Objetivos de Desarrollo Sostenible, como el ODS 7: Energía asequible y no contaminante, ODS 8: Trabajo decente y crecimiento económico y ODS 13: acción por el clima.

Por otro lado, dada la rentabilidad del proyecto, se contribuye de forma significativa al desarrollo económico del municipio de Tabernas, donde se ha proyectado la planta. La planta es capaz de suministrar energía para abastecer a 2.021 hogares.

7. Referencias

IDAE. (2011). *Consumos del Sector Residencial en España.*

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2020). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030.*

SMA. (2020). *Performance ratio: quality factor for the PV plant.*

Zhang, T. (2017). *What's a good value for kWh/kWp? An overview of specific yield.*

DESIGN AND FEASIBILITY ANALYSIS OF A PHOTOVOLTAIC SOLAR PLANT IN ANDALUCIA

Author: Mosquera Abellás, José.
Supervisor: Pinela Ocaña, Jose Luis.
Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia de Comillas

ABSTRACT

This project includes the design and feasibility analysis of a photovoltaic solar plant in Andalucía. The plant will be connected to the electric grid in order to feed it with the produced energy, using a substation as an intermediate step. The power and exact location of the plant is something to be defined.

Keywords: photovoltaic solar plant, solar energy, solar panel, photovoltaic module

1. Introduction

From 2007 a significant growth in the number of photovoltaic solar plants in Spain can be observed. This increase was caused by a regulatory change that included some premiums and regulated fares (RD 661/2007 y RD 1578/2008). The investments were so big that in only two years, the total installed power grew by a factor of twenty-seven, as it can be observed in the following graph.

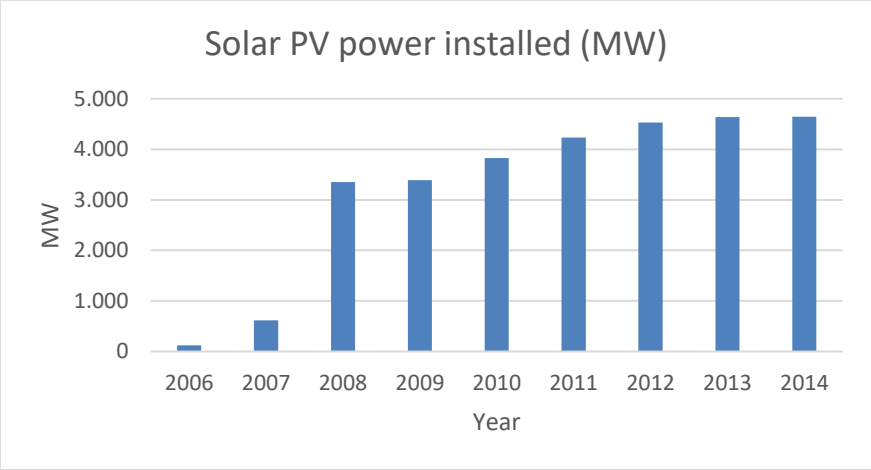


Figure 1: Installed photovoltaic solar power evolution in Spain (2006-2014). Source: own.

As of today, the installed photovoltaic power reaches 16.959 MW (REE), and in accordance with the Ecologic Transition Ministry roadmap, another additional 14GW will be installed by 2030.

Furthermore, it is evident that the creation of new photovoltaic solar plants is needed in order to reach the milestones of the National Integrated Energy and Climate Plan 2021-2030 (PNIEC). One of those milestones states that renewable energy sources will represent 74% of the national energy production. (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020).

Given this situation, this project is developed in aims of contributing to the consecution of the aforementioned objectives.

2. Methodology

A linear process is followed to design the photovoltaic solar plant. This process has several milestones. First of all, a land plot has to be selected where the plant will be installed. Then all the components of the plant have to be selected. In this step the power of the plant is also determined.

After these, a simulation of the behavior of the plant is conducted in order to determine its energy production. To perform this simulation the software PVSyst is used. This software is specific to this matter.

Finally, an analysis of the obtained results is conducted in order to determine the feasibility of the project.

3. Location and description of the plant

Taking into account the restrictions of the project, the municipality of Tabernas (Almería) is chosen as the optimal location to build the plant in. The exact coordinates of the chosen plot are: 37.071, -2.309. The chosen plot is located less tan 1km away from the closest substation.

Considering the dimensions of the chosen plot, a 3,8MW plant is designed. The plant is connected to the grid. The main components of the plant are:

- 9504 photovoltaic modules (400Wp each), 528 support structures (18 modules each), 22 DC boxes (12 inputs each)
- Two current inverters
- Two voltage transformers
- One switching and sectioning center

Schematically, the architecture of the designed plant is as follows:

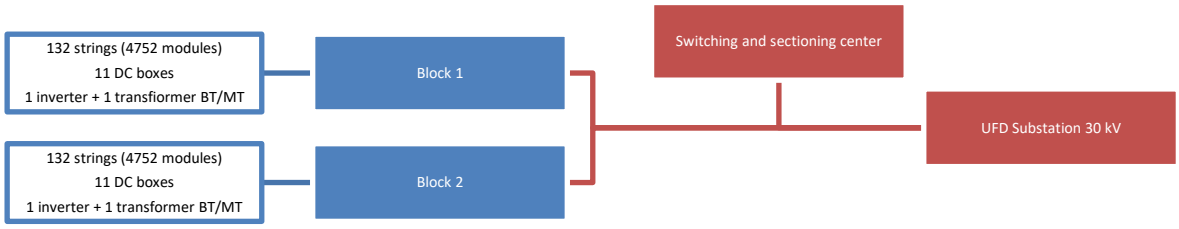


Figure 2: Architecture of the plant

4. Results

The results of the simulation are as follows:

Simulation results	
Energy produced	7048 MWh/year
Specific production	1854 kWh/kWp/year
Performance Ratio (PR)	82,89%

Table 1: Simulation results

The total energy production per year is 7.048MWh. Considering that the average electric consumption per household in Spain is 3.487kWh (IDAE, 2011), the plant is able to supply electricity to 2.021 households.

Regarding the specific production, it makes reference to the quantity of kWh produced by each kW of photovoltaic power installed. This means that the plant generates 1845kWh per each kW of solar power installed. This metric varies depending on the specific conditions of each plant but it is usually between 1.000 kWh/kWp and 2.000 kWh/kWp (Zhang, 2017).

Finally, the performance ratio of the plant is 82.89%. This is a key metric to evaluate the overall performance of the plant. It reflects the efficiency of the plant by comparing the ideal production versus the real one. It is impossible to reach a PR of 100% given that no plant is ideal, there are losses in the system. However, the plants with the highest PR have a PR around 80% (SMA, 2020). Consequently, we can classify the designed plant as optimal.

5. Feasibility and impact

The initial investment of the project adds up to 4.397.655,00€. Despite it may seem as a high initial investment, the project is considered to be financially feasible given a NPV of 1.779.200€, and an IRR close to 11%. The payback period of the project is approximately 10 years.

Furthermore, the project will have an overall positive impact in the region where it is projected in matters like employment creation and CO_2 avoided emissions. Comparing it to a coal plant, a total of 167.390 tCO_2 emissions are avoided. If we compare it with a gas-powered electric plant a total of 65.194 tCO_2 emissions are avoided during the 25 years lifespan of the plant.

6. Conclusions

In summary, we can affirm that the project actively contributes to reaching the next PNIEC milestone: to have a minimum of 21.713MW of installed solar photovoltaic power by 2025 in Spain.

Furthermore, the project is also aligned with several Sustainable Development Goals (SDGs), such as SDG 7: affordable and clean energy, SDG 8: decent work and economic growth and SDG 13: climate action.

Finally, given the financial profitability of the project, it also contributes to the economic development of the municipality of Tabernas, where it has been projected. The plant is capable of producing energy to power 2021 households.

7. References

IDAE. (2011). *Consumos del Sector Residencial en España.*

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2020). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030.*

SMA. (2020). *Performance ratio: quality factor for the PV plant.*

Zhang, T. (2017). *What's a good value for kWh/kWp? An overview of specific yield.*

Índice General

Documento I: Memoria descriptiva

Documento II: Planos

Documento III: Pliego de condiciones

Documento IV: Presupuesto

Documento I: Memoria

Índice de la memoria

1. Introducción 6

2. Estado de la cuestión 8

2.1 Energía fotovoltaica en el mundo y en España 8

2.2 Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 10

2.3 Tecnología fotovoltaica 11

3. Legislación vigente 14

4. Emplazamiento 15

Emplazamiento escogido 19

Interconexión con la red 19

5. Equipos de una planta solar fotovoltaica 21

6. Evaluación del recurso solar 23

7. Descripción de la planta solar fotovoltaica 28

Predimensionado de los módulos 28

Elección del panel fotovoltaico 29

Selección de la estructura soporte 30

Selección del inversor 31

Selección del transformador 31

Distribución de los paneles solares 32

Cálculo de paneles en serie 33

Cálculo de módulos por cadena 34

Separación entre filas y paneles 35

Número de cadenas en la parcela 36

Protecciones 37

En corriente continua 37

En corriente alterna 38

Cableado 39

Cableado de CC 39

Cableado de CA *42*
Puesta a tierra 45
Puesta a tierra en baja tensión *45*
Puesta a tierra en media tensión *46*
Centro de transformación, seccionamiento y conexión a red 48

8. Análisis de la producción 50

9. Análisis de viabilidad 54
Gastos de la planta 54
CAPEX *54*
OPEX *55*
Ingresos de la planta 55
Cuenta de pérdidas y ganancias simplificada 58
Flujos de caja 59
Estudio de rentabilidad 60
Cálculo del LCOE 61
Conclusión 62

10. Análisis de impacto ambiental 63
Emisiones evitadas 63
Aplicación agrivoltaica 65

11. Bibliografía 67

ANEXO I: Figuras auxiliares 69

ANEXO II: Informe de simulación de la planta mediante PVSyst 71

ANEXO III: Hojas de características 88

ANEXO IV: Alineación con los ODS 104

Índice de figuras

Figura 1: Potencia solar fotovoltaica instalada en España, evolución temporal 6
Figura 2: Ranking de potencia fotovoltaica instalada a nivel mundial en 2021 8
Figura 3: Potencia eléctrica instalada en España (MW), evolución anual. 9
Figura 4: Potencia eléctrica instalada en España (%), evolución anual. 9
Figura 5: Evolución de la potencia instalada de energía eléctrica en España 11
Figura 6: Mapa de radiación global de Andalucía. Mediana diaria anual en kWh/m2 15
Figura 7: Cartografía energética de Cádiz 16
Figura 8: Cartografía energética de Almería 17
Figura 9: Irradiación solar horizontal global (año típico). Parcela Tabernas 18
Figura 10: Irradiación solar horizontal global (año típico). Parcela Patria 18
Figura 11: Ubicación de la parcela y de la subestación 20
Figura 12: Esquema básico de una planta solar fotovoltaica con conexión a red 21
Figura 13: Componentes de la radiación solar. 23
Figura 14: Radiación global y difusa en la ubicación seleccionada 25
Figura 15: Duración de la radiación solar en la ubicación seleccionada 26
Figura 16: Distribución anual de temperatura en la ubicación seleccionada 27
Figura 17: Resumen de la arquitectura de la planta 37
Figura 18: Centro de transformación y seccionamiento 49
Figura 19: Ejemplo de aplicación agrivoltaica 65
Figura 20: Mapa del sistema eléctrico ibérico 69
Figura 21: Cartografía catastral de la parcela elegida 70
Figura 22: Información catastral de la parcela escogida 70

Índice de tablas

Tabla 1: Comparativa de municipios 17
Tabla 2: Datos meteorológicos de la ubicación seleccionada0 24
Tabla 3: Comparativa de módulos fotovoltaicos 29
Tabla 4: Características del inversor 31
Tabla 5: Características del transformador 32
Tabla 6: Resumen de la arquitectura de la instalación en cada bloque 35
Tabla 7: Resumen de la planta 37
Tabla 8: Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislado de hasta 18/30kV bajo tubo 44
Tabla 9: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase 46
Tabla 10: Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada en función de la duración de la falta 47
Tabla 11: Simulación de la producción de la planta 51
Tabla 12: Balances y resultados principales de la simulación 52
Tabla 13: Costes de capital del proyecto 55
Tabla 14: Costes operativos de la planta 55
Tabla 15: Resultado medio del mercado diario 2014-2022 55
Tabla 16: Previsión de ingresos de la planta durante 25 años 57
Tabla 17: Factores de emisión GEI 63

1. INTRODUCCIÓN

Hace más de 3 décadas que se instaló la primera planta solar fotovoltaica conectada a la red eléctrica en España. Concretamente fue en 1984, cuando Iberdrola conectó una planta piloto construida en San Agustín de Guadalix (Cecotec Renovables, 2020). La planta contaba con una potencia nominal de 100kWp. Dicha planta sería la única de su especie durante aproximadamente 10 años.

Sería en el año 2007 cuando se puede observar un crecimiento significativo de instalaciones solares fotovoltaicas en nuestro país. Dicho crecimiento se vio favorecido por un cambio regulatorio que fijaba primas y tarifas reguladas fijas (RD 661/2007 y RD 1578/2008). Dicha regulación generó rentabilidades elevadas para las grandes plantas fotovoltaicas nacionales, atrayendo todavía más inversión. Fue tal la cantidad de inversiones que se realizaron, que en tan solo dos años se multiplicaría por un factor de veintisiete la potencia fotovoltaica instalada en España, como se observa en el siguiente gráfico:

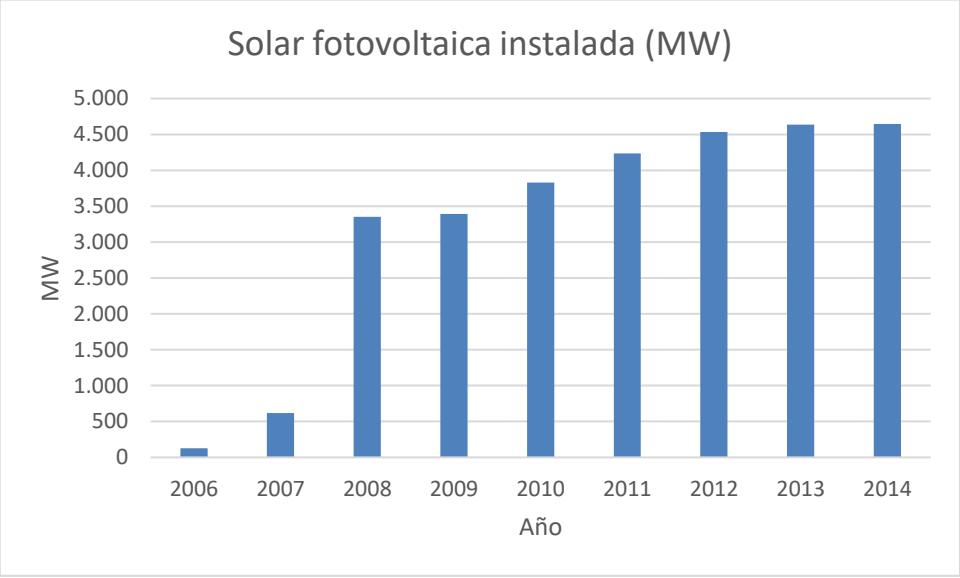


Figura 1: Potencia solar fotovoltaica instalada en España, evolución temporal (Elaboración: propia. Fuente de datos: (REE, 2022))

A día de hoy la potencia fotovoltaica instalada en España alcanza los 16.959 MW según Red Eléctrica Española (REE). De acuerdo con la hoja de ruta del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico se estima que se instalarán otros 14 GW hasta el año 2030.

Ante la situación descrita anteriormente, se hace evidente que la energía solar fotovoltaica tiene todavía un gran camino que recorrer, y que se trata de una pieza clave en la transición energética hacia fuentes de energía renovables.

Además, se evidencia la necesidad de crear nuevas plantas solares fotovoltaicas en territorio nacional para que España pueda cumplir los hitos establecidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC). Uno de estos hitos es que las energías renovables representen un 74% de la producción nacional de energía (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020).

Este proyecto tiene por objeto el desarrollo de una planta solar fotovoltaica en la Comunidad Autónoma de Andalucía. Para ello, se realizará su diseño en detalle así como un estudio de viabilidad técnico-económica. Se ha elegido la Comunidad Autónoma de Andalucía debido a sus excelentes condiciones climatológicas para la generación de energía eléctrica a través de paneles solares. La planta tiene como objetivo la venta de la energía que genere, pues no se trata de una instalación de autoconsumo en isla, sino que estará conectada a la red eléctrica con la intención de verter su producción a la red.

El primer paso del proyecto consistirá en la elección de una parcela en Andalucía, donde se realizará la hipotética instalación de la planta que se va a diseñar. Para ello deben tenerse en cuenta factores como la irradiación solar en la zona, el relieve del terreno o la existencia de una línea de evacuación eléctrica en las proximidades de la finca. Para la selección de dicha parcela se consultará la página web del Catastro.

2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

2.1 ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN EL MUNDO Y EN ESPAÑA

La potencia fotovoltaica instalada a finales de 2021 alcanzó los 942 GW, lo que supone un aumento de 175 GW frente al año 2020. Si analizamos pormenorizadamente los diferentes países/ agrupaciones de países, se observa como China es el país con mayor potencia instalada a nivel mundial, seguido por la Unión Europea y Estados Unidos en tercer lugar (IEA PVPS, 2022). El top 10 a nivel mundial se puede consultar en la siguiente figura:

FOR ANNUAL INSTALLED CAPACITY				FOR CUMULATIVE CAPACITY			
1		China	54,9 GW	1		China	308,5 GW
2		USA	26,9 GW	(2)		European Union*	178,7 GW
(3)		European Union*	26,8 GW	2		USA	123 GW
3		India	13 GW	3		Japan	78,2 GW
4		Japan	6,5 GW	4		India	60,4 GW
5		Brazil	5,5 GW	5		Germany	59,2 GW
6		Germany	5,3 GW	6		Australia	25,4 GW
7		Spain	4,9 GW	7		Italy	22,6 GW
8		Australia	4,6 GW	8		Korea	21,5 GW
9		Korea	4,2 GW	9		Spain	18,5 GW
10		France	3,3 GW	10		Vietnam	17,4 GW

Figura 2: Ranking de potencia fotovoltaica instalada a nivel mundial en 2021 (Fuente: IEA PVPS)

A día de hoy, la energía fotovoltaica cubre en torno al 5% de la demanda eléctrica global. Si nos centramos en España, esta cifra sube hasta más del 10%. Si nos fijamos en la tabla superior, se puede observar cómo durante el año 2021, España ha sido el séptimo país que más potencia fotovoltaica ha instalado, lo que le lleva a ocupar el puesto nueve a nivel mundial en cuanto a potencia fotovoltaica instalada.

Si analizamos el mix eléctrico español en lo que a potencia instalada se refiere, se observa como la potencia fotovoltaica instalada no hace más que crecer. En el año 2020 había en España 11.670 MW de potencia fotovoltaica instalada, mientras que en 2022 hay 17.926

MW a falta de que termine el año. Esto supone un aumento de potencia fotovoltaica instalada del 53,6% en solo dos años. Dicho fenómeno se puede apreciar en el siguiente gráfico:

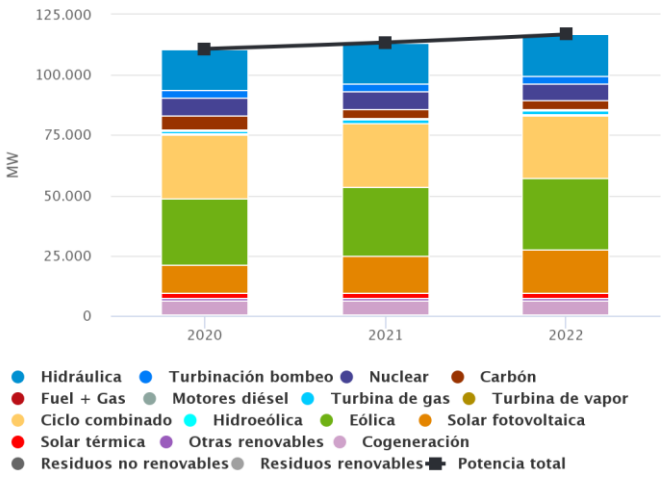


Figura 3: Potencia eléctrica instalada en España (MW), evolución anual. (Fuente: REE)

En cuanto al peso de la fotovoltaica en el mix energético del país, ha pasado de suponer un 10.5% en 2020 a un 15.4% en 2022. Esto es, el peso de la fotovoltaica en el mix nacional ha aumentado un 4.9% en solo 2 años (REE, 2022). Dicha evolución se puede observar en detalle en el siguiente gráfico.

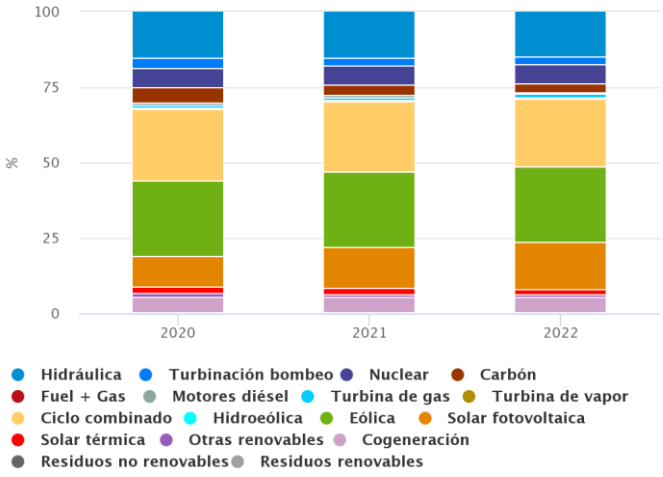


Figura 4: Potencia eléctrica instalada en España (%), evolución anual. (Fuente: REE)

2.2 PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA 2021-2030

Para abordar la cuestión de la implantación de energías renovables, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la mejora de la eficiencia energética a nivel nacional, se ha elaborado el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC). Se trata de una hoja de ruta donde se establecen los diferentes hitos que se deben ir alcanzando en el periodo 2021-2030 para lograr los objetivos mencionados anteriormente.

En concreto, el PNIEC establece como objetivo lograr una reducción del 23% en las emisiones de gases de efecto invernadero respecto de las emisiones tomadas como referencia (año 1990). Para alcanzar este objetivo, el texto indica que se debe conseguir que un 42% de la energía consumida en España provenga de fuentes energéticas renovables.

Otro de los hitos que establece el PNIEC es la reducción del consumo de energía primaria (es decir, aquellas fuentes de energía naturales que no se han modificado: carbón, gas natural, petróleo, uranio y también fuentes renovables como la solar, la eólica o la hidráulica) hasta alcanzar el objetivo del 39,5% de mejora de eficiencia energética.

En cuanto a la seguridad energética, el PNIEC establece como meta la reducción de la dependencia energética exterior, buscando la reducción desde el 74% que existía en el año 2017 hasta el objetivo del 61% en el año 2030. (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020).

En concreto, la previsión que se hace en el PNIEC sobre la evolución de la potencia instalada en España es la siguiente:

Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)				
Año	2015	2020*	2025*	2030*
Eólica (terrestre y marítima)	22.925	28.033	40.633	50.333
Solar fotovoltaica	4.854	9.071	21.713	39.181
Solar termoeléctrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	211	241	241
Otras renovables	0	0	40	80
Biomasa	677	613	815	1.408
Carbón	11.311	7.897	2.165	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	6.143	5.239	4.373	3.670
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.708	3.708	2.781	1.854
Residuos y otros	893	610	470	341
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento	0	0	500	2.500
Total	107.173	111.829	133.802	160.837

*Los datos de 2020, 2025 y 2030 son estimaciones del Escenario Objetivo del PNIEC.

Figura 5: Evolución de la potencia instalada de energía eléctrica en España (Fuente: PNIEC)

Se observa como el siguiente hito que se debe alcanzar en lo que a potencia instalada de solar fotovoltaica se refiere es que en el año 2025 haya un mínimo de 21.713 MW instalados. Por tanto, teniendo en cuenta que la potencia instalada a día de hoy, como se ha mencionado anteriormente, es de 17.926 MW, todavía sería necesario instalar 3.787 MW.

2.3 TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA

Ante esta situación, son muchas las empresas que se han interesado en el sector fotovoltaico como negocio que puede cumplir muchos de los objetivos del PNIEC. La competencia es tan elevada que la principal asociación del sector fotovoltaico en España, UNEF (Unión Española Fotovoltaica) cuenta con más de 750 empresas asociadas.

Dichas empresas luchan por conseguir mayores cuotas de mercado apalancándose en la innovación como factor distintivo. Dicha innovación ocurre en todos los elementos que componen las plantas fotovoltaicas: células fotovoltaicas, estructuras de soporte y seguidores, inversores de potencia etc. La innovación ocurre principalmente en dos ámbitos: la eficiencia de los componentes y el coste de estos.

Si se analizan las tecnologías utilizadas para elaborar paneles solares, se observa como los principales tipos de células son las monocristalinas, las policristalinas y las de película delgada. Las dos primeras se caracterizan por estar compuesta fundamentalmente de silicio

mientras que las últimas se manufacturan utilizando materiales como el silicio amorfo o el telururo de cadmio.

Si comparamos los diferentes tipos, las células monocristalinas son las que tienen mayor rendimiento y vida útil, sin embargo, son las más caras y su proceso de fabricación es más complejo. Las células policristalinas tienen un proceso de fabricación más simple y asequible, sin embargo, su rendimiento es menor que el de las células monocristalinas. Por último, las células de película delgada se caracterizan por tener el proceso de fabricación más simple y el menor de los costes de manufactura, sin embargo, su rendimiento es el menor de los tres, por lo que se hace necesario disponer de mayor superficie para obtener una potencia equivalente a las otras células.

En cuanto a las estructuras que soportan los paneles, existen tres tipos principales: las estructuras fijas, las estructuras lastradas y las estructuras móviles.

Las estructuras fijas son aquellas que se anclan de manera permanente al suelo, estableciendo una posición y orientación determinada para los paneles fotovoltaicos. Las estructuras lastradas son aquellas que, al igual que las anteriores, establecen una posición y orientación determinada para los paneles solares, sin embargo, no se encuentran anclados fijamente al suelo, sino que se mantienen en su posición gracias a un lastre. Por último, las estructuras móviles son aquellas que se mueven a medida que el Sol cambia de posición, buscando estar expuestas siempre al mayor nivel de radiación posible. La estructura en su conjunto se encuentra fija al suelo, pero tiene partes móviles, de ahí su nombre.

En cuanto a los inversores, existen tres tipos principales (centrándonos únicamente en aquellos diseñados para su conexión a red, por ser este el caso que nos atañe): los inversores de cadena, los microinversores y los optimizadores de potencia.

Los inversores de cadena se caracterizan por ser necesaria la instalación de únicamente un inversor por cada línea de paneles. Presentan la ventaja de ser los más económicos, sin embargo, la potencia producida por la línea de paneles se ve limitada por la eficiencia que tenga el panel de menor eficiencia del ramal (sombras momentáneas, defectos…). Por otro

lado, los microinversores, al contrario que los inversores de cadena, funcionan de manera individualizada para cada panel por lo que las sombras o defectos en un panel de un ramal, no afectan al resto de paneles del mismo. La desventaja de esta tecnología es que es más cara que la anterior. Por último, encontramos los optimizadores de potencia; se trata de una mezcla entre los dos modelos anteriores pues permiten aislar el comportamiento de cada panel, de manera que no se vea afectado por las sombras o defectos de otros de su fila, siendo más baratos que los microinversores.

3. LEGISLACIÓN VIGENTE

A modo informativo, se recopila a continuación la legislación vigente en España en lo que a planta solares fotovoltaicas se refiere. Todas las decisiones tomadas se han realizado de acuerdo a dicha legislación. Por orden cronológico ascendente de entrada en vigor, la legislación es la siguiente:

- RD 1955/2000, de 1 de diciembre. Dicho Real Decreto regula las diferentes actividades llevadas a cabo en todo el recorrido del sistema eléctrico, es decir, transporte, distribución, comercialización, suministro y otros procedimientos.
- RD 842/2002, de 2 de agosto. Se trata del Real Decreto donde se aprueba el REBT (Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión).
- RD 1699/ 2011, de 18 de noviembre. Dicho RD tiene un contenido semejante al RD 1183/2020, con la peculiaridad de que se centra en instalaciones de pequeña potencia.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre. Se trata de la ley que regula el sector eléctrico, teniendo por objeto garantizar el suministro eléctrico en el territorio nacional.
- RD 413/2014, de 6 de junio. Se trata de un Real Decreto cuyo ámbito regulatorio es la energía eléctrica obtenida mediante fuentes renovables.
- RD 1183/2020, de 29 de diciembre. Este Real Decreto regula los términos en los cuales se deben realizar las conexiones a la red de distribución y transporte.
- Circular 1/2021, de 20 de enero de la CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia). Esta circular establece las condiciones en las cuales se debe conectar una instalación eléctrica a la red.

4. EMPLAZAMIENTO

Una vez contextualizado el sector y su estado actual, es momento de comenzar con el desarrollo del proyecto. El primer paso para poder llevar a cabo el diseño de la planta fotovoltaica consiste en elegir la parcela en la que se ubicará la instalación. La premisa de partida es que se ubicará en algún lugar de Andalucía, pero la ubicación exacta es algo que se debe determinar.

Para acotar un poco las posibles ubicaciones, la primera medida consiste en consultar un mapa de radiación solar en Andalucía, para ver qué zonas reciben mayor radiación solar a lo largo del año y en base a eso acotar el territorio de búsqueda:

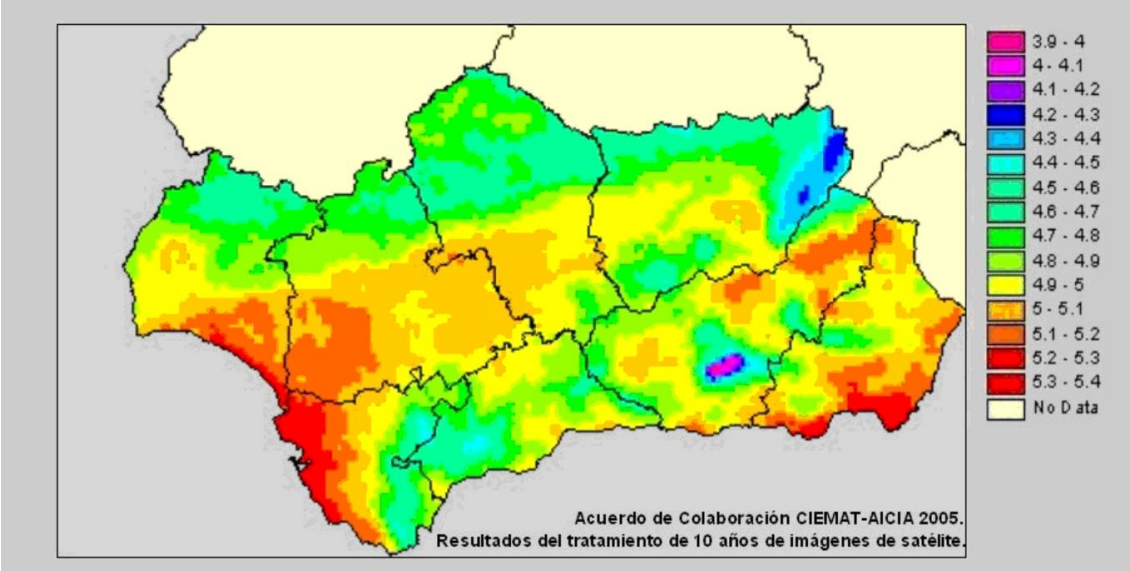


Figura 6: Mapa de radiación global de Andalucía. Mediana diaria anual en kWh/m2 (Fuente: CIEMAT-AICIA)

A la vista del mapa, se decide acotar la búsqueda de una parcela a las provincias de Cádiz y de Almería, por ser estas las que cuentan con unos niveles medianos de radiación solar anual mayores. En concreto, se buscará una parcela en la zona más occidental de la provincia de Cádiz y en la zona costera de la provincia de Almería.

Además de esto, otro aspecto a tener en cuenta es que se pueda evacuar la electricidad generada por la planta a la red. Para ello, la parcela elegida debe encontrarse a menos de 20km de una subestación eléctrica. Por otro lado, el terreno de la parcela elegida debe ser poco accidentado y con una pendiente pequeña para facilitar la instalación y los trabajos en terreno. En esta línea, se buscará también una parcela que sea fácilmente accesible por carretera.

Por último, se evitarán todos aquellos terrenos ubicados en zonas protegidas, reservas naturales, parques nacionales etc. De esta manera se garantiza que no haya trabas burocráticas a la hora de ejecutar el proyecto.

Teniendo todo lo anterior en cuenta es necesario conocer la ubicación de las subestaciones de Cádiz y Almería, así como los espacios protegidos de dichas provincias. Para ello se recurre al mapa del sistema eléctrico español y al mapa de espacios naturales protegidos disponible en el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. A continuación, se puede ver en detalle el tendido eléctrico en las provincias de Cádiz y Almería con el objetivo de seleccionar posibles ubicaciones para la planta.

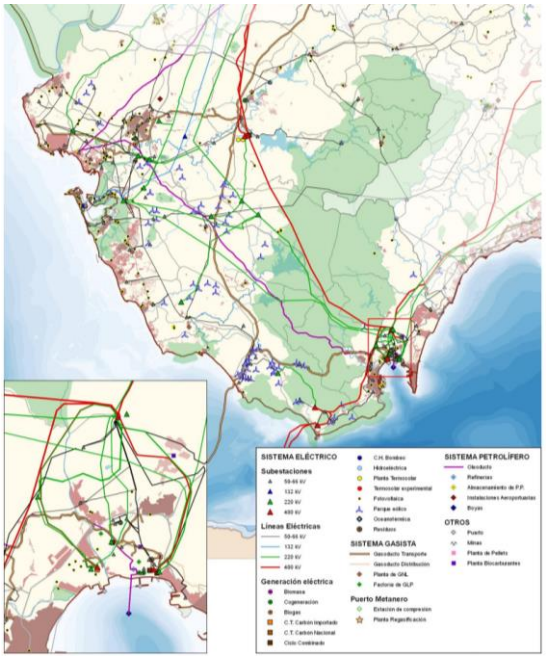


Figura 7: Cartografía energética de Cádiz (Fuente: Agencia Andaluza de la Energía)

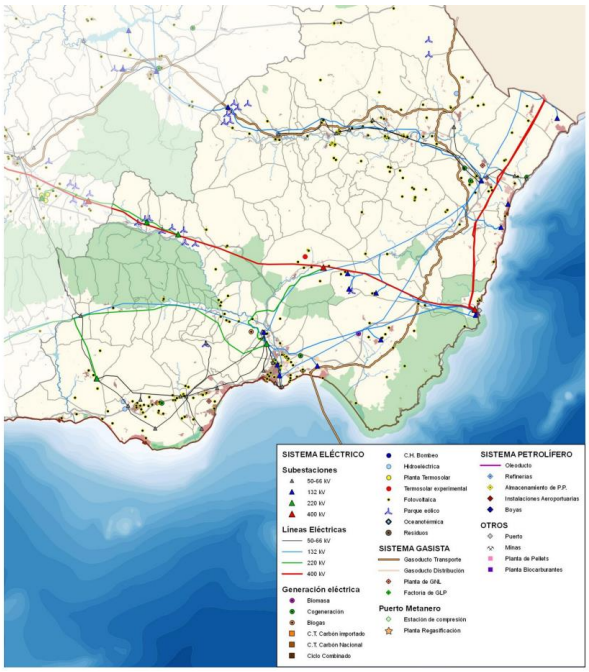


Figura 8: Cartografía energética de Almería (Fuente: Agencia Andaluza de la Energía)

Tras analizar la ubicación de las subestaciones en ambas provincias, así como los espacios protegidos de las mismas, se han seleccionado dos parcelas en sendas poblaciones (una en Cádiz y otra en Almería) y se compararán para ver cuál de ellas presenta unas condiciones más favorables para el desarrollo de una planta solar fotovoltaica.

Municipio	*Coordenadas (º)*	*Pendiente (%)*	*Distancia a subestación (m)*	*Superficie (ha)*
Tabernas (Almería)	37.0716, -2.3099	2,2	678	2,77
Patria (Cádiz)	36.2829, -6.0041	6,6	2100	2,78

Tabla 1: Comparativa de municipios

La parcela de Cádiz se encuentra situada en el municipio de Patria, a 2100 metros de la subestación eléctrica de Zumajo. En cuanto a la parcela de Almería, esta se encuentra situada en el municipio de Tabernas, a tan solo 678 metros de la subestación eléctrica Olivos.

En cuanto a la irradiación solar, a continuación se presentan las gráficas de la irradiación global horizontal a lo largo de un año meteorológico típico en cada una de las dos parcelas:

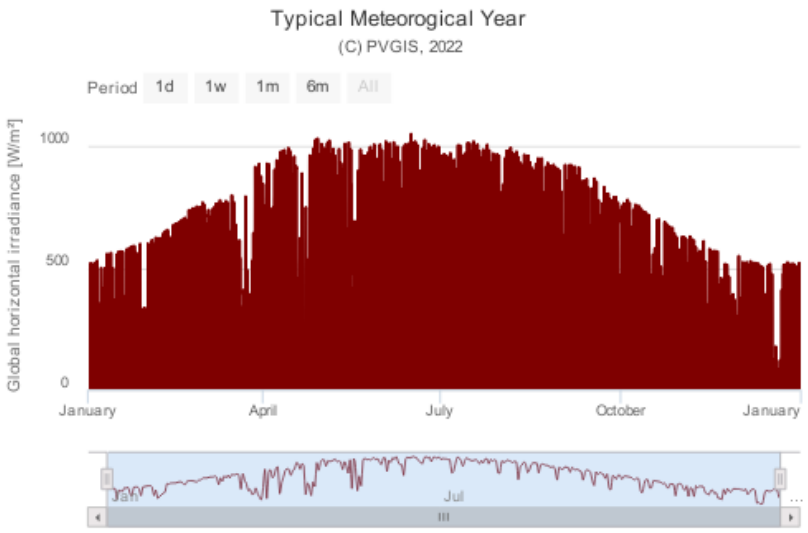


Figura 9: Irradiación solar horizontal global (año típico). Parcela Tabernas (Fuente: PVGIS)

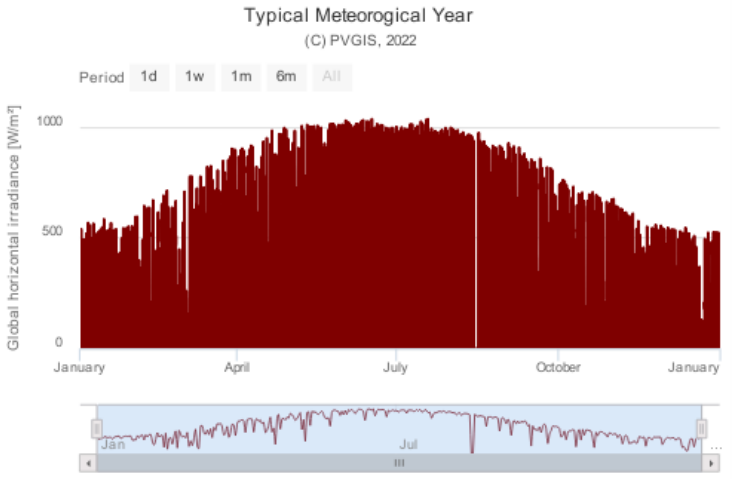


Figura 10: Irradiación solar horizontal global (año típico). Parcela Patria (Fuente: PVGIS)

A simple vista, ambos perfiles de irradiación son muy similares, alcanzando valores máximos entre mayo y agosto y mínimos entre enero y febrero. Profundizando en los datos, se observa como para la parcela de Tabernas, la irradiación solar media anual es de 218,31 W/m^2 y la máxima de 1.050 W/m^2. Por otro lado, la parcela de Patria presenta una irradiación solar media anual de 216,7 W/m^2 y una máxima de 1.035 W/m^2.

Por tanto, la situación es la siguiente: ambas parcelas cuentan con valores similares de irradiación solar, su superficie es casi idéntica y ninguna de las dos se encuentra en una zona

protegida. Sin embargo, la parcela de Patria se encuentra a más de 2km de la subestación más cercana y tiene una pendiente media superior al 6%, mientras que la de Tabernas se encuentra a menos de 700 m de la subestación más cercana y tiene una pendiente media del 2,2%.

Teniendo todo lo anterior en cuenta, se opta por escoger la parcela de Tabernas, dada su cercanía a la subestación más cercana y a la inclinación media del terreno.

EMPLAZAMIENTO ESCOGIDO

El emplazamiento escogido es una parcela de 28.394 m^2 según el Catastro y 27.709 m^2 según el visor de PVGIS. La pendiente media de la parcela es del 2,2% En concreto se trata la subparcela "*b*" de la referencia catastral *04088A030000240000AJ,* ubicada en el polígono 30, parcela 24 de Tabernas (Almería). Para más detalle respecto a la ubicación, consúltese el ANEXO *I* de este documento donde se encuentra un plano del polígono de la parcela, así como una consulta descriptiva de la parcela en cuestión.

Se puede acceder a la parcela directamente desde una vía de servicio, y está a tan solo 367 m de la carretera autonómica "AL-3103". Desde dicho enlace con la carretera autonómica, se encuentra la carretera nacional "N-340a" a una distancia de 1,47 km en dirección Norte.

En lo que a zonas protegidas se refiere, la parcela se ubica en una zona no protegida, situándose la zona protegida más cercana a 4,14 km al Sur. Dicha zona se corresponde con el desierto de Tabernas de 280 km^2.

INTERCONEXIÓN CON LA RED

La ubicación de la parcela hace que la interconexión con la red eléctrica resulte sencilla, pues la subestación más cercana se encuentra a escasos 700 m de la parcela en cuestión.

Dicha subestación se denominada "SET OLIVOS 30/132KV", propiedad de Unión Fenosa Distribución (Grupo Naturgy). Por tanto, todas las actuaciones de interconexión se deberán ajustar a la normativa establecida por la compañía propietaria de la subestación. Se hace

evidente la necesidad de aumentar la tensión hasta 30kV para verte la energía en la red mediante la subestación.

Para mayor claridad del lector respecto a la posición relativa de la parcela con respecto a la subestación, se presenta el siguiente mapa:

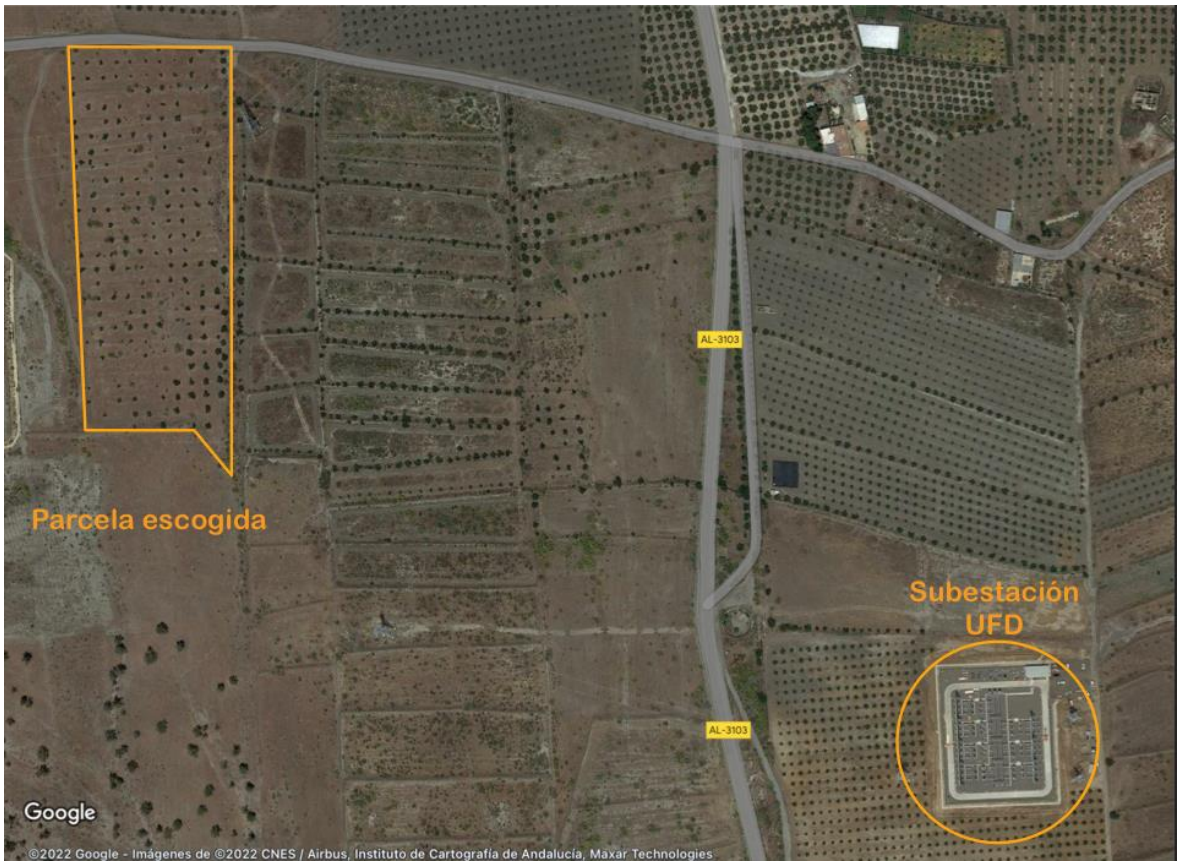


Figura 11: Ubicación de la parcela y de la subestación (Fuente: Google Maps)

Habiéndose seleccionado una parcela que cumple con los requisitos para la instalación de una planta solar fotovoltaica, se procederá a comenzar el diseño de la misma.

5. EQUIPOS DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

Antes de comenzar con el diseño de la planta solar fotovoltaica, se procede explicar cómo es la estructura general de la misma y de qué elementos está compuesta. La estructura básica de una planta solar fotovoltaica se presenta en la siguiente ilustración:

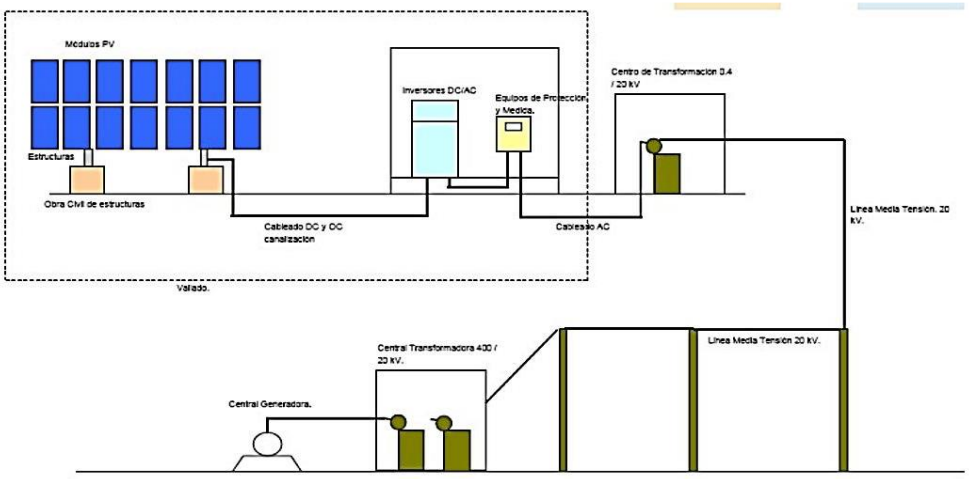


Figura 12: Esquema básico de una planta solar fotovoltaica con conexión a red (Fuente: Alonso,2020)

Por tratarse de una instalación conectada directamente a la red eléctrica, carece de elementos acumuladores de energía, sino que todo lo que se produce es vertido directamente a la red.

En lo que a los elementos principales se refiere, en primer lugar, encontramos los módulos fotovoltaicos. Dichos módulos son los encargados de transformar la radiación solar en energía eléctrica. Los módulos en cuestión generan electricidad en corriente continua, que es conducida mediante cables hasta el inversor. También se debe tener en cuenta el tipo de estructura que sostiene los módulos, ya que esta puede ser fija o con seguimiento solar.

El inversor es el elemento encargado de convertir la corriente continua que procede de los módulos en corriente alterna que se pueda verter a la red. Es decir, debe tener una frecuencia tal que coincida con la de la red. Aguas abajo del inversor encontramos los equipos de protección y medida. Dichos equipos tienen por objeto la protección de la instalación aguas

abajo frente a picos de tensión o de intensidad, o también de defectos en la frecuencia eléctrica. Después de las protecciones, nos encontramos con un conjunto transformador, cuya función es la de elevar la tensión desde los niveles de tensión de salida del inversor hasta valores de media tensión de la red en la cual se vierte la producción.

A continuación, se transporta la electricidad desde las salidas de dichos transformadores hasta otro transformador que elevará la tensión hasta un valor de alta tensión, de modo que se pueda verter a la red a través de una subestación eléctrica.

Por tanto, a la vista de la estructura básica de una planta solar fotovoltaica, resulta claro que será necesario el diseño de los módulos fotovoltaicos, las estructuras de soporte, los inversores y equipos de protección, los transformadores (de baja a media y de media a alta), y los cables que unirán cada uno de los diferentes elementos de la planta.

6. EVALUACIÓN DEL RECURSO SOLAR

Para conocer la energía que será capaz de generar la planta es necesario llevar a cabo un estudio del recurso solar disponible en la ubicación seleccionada. Al mismo tiempo, resulta necesario estudiar las diferentes pérdidas que se producirán fruto de la naturaleza no ideal de un proyecto llevado a la práctica.

Para entender mejor la capacidad generadora de energía de la parcela seleccionada, en primer lugar, se estudiará el recurso solar disponible, es decir, la cantidad de radiación solar que recibe el terreno en cuestión.

Dicha radiación solar se puede descomponer en tres componentes: radiación directa, radiación difusa y radiación de albedo (Martínez, 2016). La radiación directa (B) es aquella que incide sin ningún obstáculo sobre el terreno directamente desde el Sol. La radiación difusa (D) es aquella que ha sufrido una desviación en su trayectoria por haber topado con algún obstáculo en la trayectoria suelo-Sol (un ejemplo de obstáculo son las nubes). Por último, la radiación de albedo (R) es aquella que proviene del reflejo sobre la superficie terrestre. Para ilustrar dichas componentes, se presenta la siguiente ilustración:

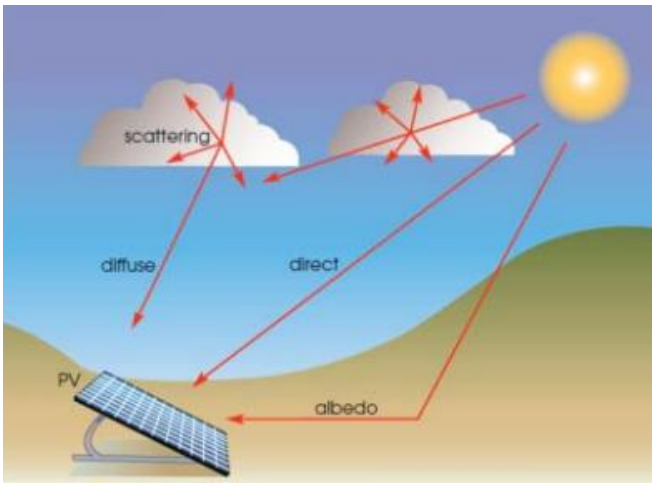


Figura 13: Componentes de la radiación solar. Fuente: Lynn, 2010

Consecuentemente, la radiación global es la suma de sus tres componentes, por tanto, G=B+D+R.

Para obtener estos datos se utilizará la base de datos Meteonorm, la cual suministra información sobre irradiación, temperatura, horas de sol o velocidad del viento para cualquier lugar del planeta de una forma muy precisa.

Los datos que arroja Meteonorm sobre la ubicación que se está estudiando son los siguientes:

Tabernas	*Gh [kWh/m2]*	*Dh [kWh/m2]*	*Bn [kWh/m2]*	*Ta [ºc]*	*FF [m/s]*
Enero	82	27	138	7.9	2.3
Febrero	98	35	131	9.3	2.7
Marzo	148	55	165	12.1	2.9
Abril	181	64	187	14.9	3
Mayo	215	71	215	18.9	2.9
Junio	236	65	250	23.9	2.9
Julio	240	64	252	26.4	2.8
Agosto	210	66	216	26.3	2.7
Septiembre	158	56	174	22.1	2.4
Octubre	122	44	149	17.5	2.2
Noviembre	86	33	126	11.6	2.3
Diciembre	73	27	117	8.6	2.2
Año	1847	605	2120	16.6	2.6

Tabla 2: Datos meteorológicos de la ubicación seleccionada (Fuente: Meteonorm)

Donde:

Gh: radiación global

Dh: radiación difusa

Bn: radiación directa

Ta: temperatura

FF: velocidad del viento

A la vista de los datos, se puede confirmar lo que ya se intuía: la radiación es mayor en los meses de verano y menor en los meses de invierno. Para mayor claridad en la interpretación de los datos anteriores, se presentan la siguiente figura:

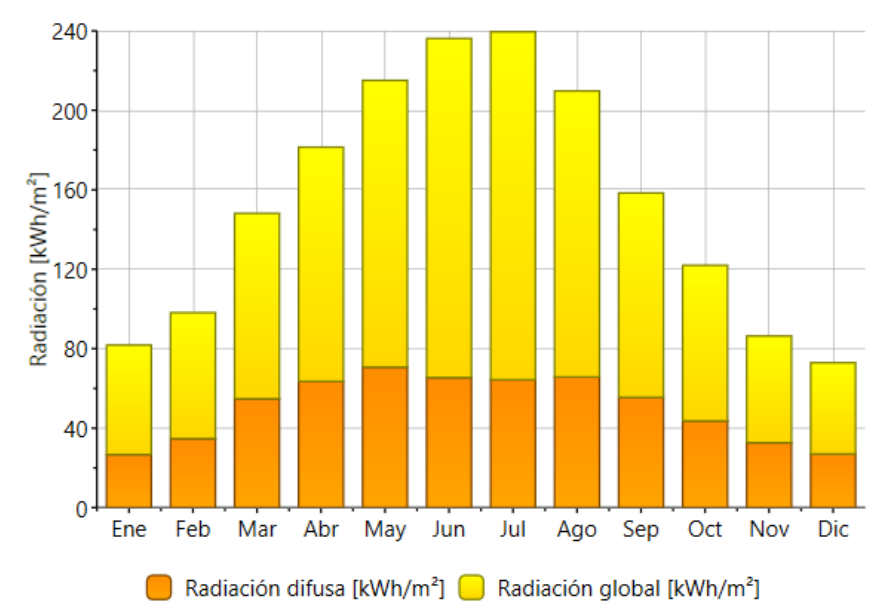


Figura 14: Radiación global y difusa en la ubicación seleccionada (Fuente: Meteonorm)

En la figura anterior, se puede observar cómo los valores de radiación difusa se mantienen relativamente constantes a lo largo del año, con un valor medio de 50,58 kWh/m^2, mientras que la radiación global es mucho más variable, alcanzando su máximo en el mes de julio.

Otro factor importante a la hora de evaluar el recurso solar disponible en la ubicación de interés, es el número de horas de sol que hay de media cada día. Tras consultar de nuevo Meteonorm, se obtiene el siguiente gráfico:

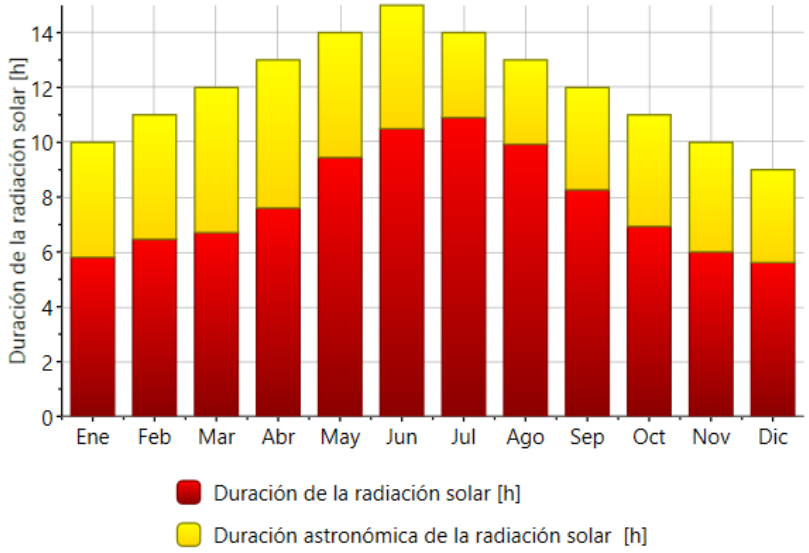


Figura 15: Duración de la radiación solar en la ubicación seleccionada (Fuente: Meteonorm)

Una vez más, el máximo de duración de la radiación solar se obtiene en los meses de verano, mientras que el mínimo se obtiene durante de los meses de invierno.

Por último, se analizarán las temperaturas, ya que estas afectan al rendimiento que podrían tener los módulos fotovoltaicos. Para la ubicación seleccionada, la distribución anual de temperatura es la siguiente:

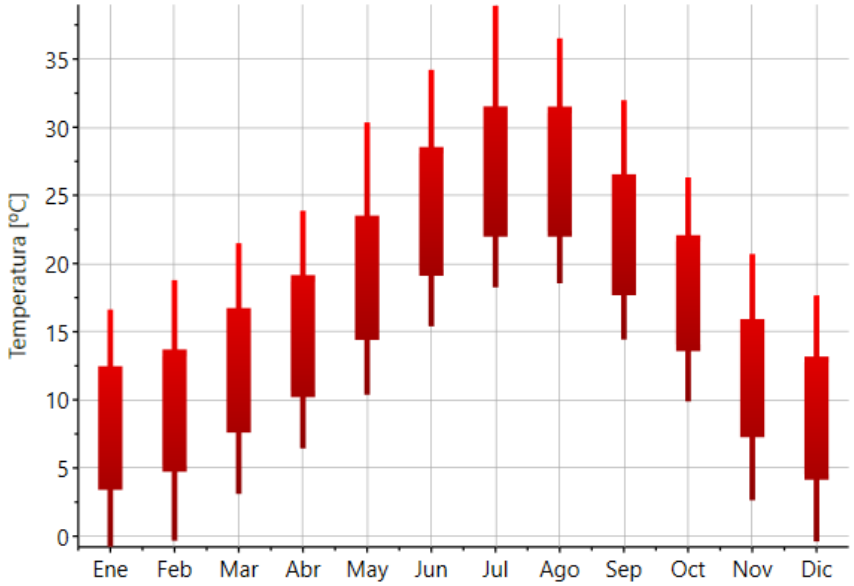


Figura 16: Distribución anual de temperatura en la ubicación seleccionada (Fuente: Meteonorm)

Se observa una vez más que los valores máximos se alcanzan en los meses de verano, mientras que los mínimos ocurren en los meses de invierno. Se deberán elegir módulos solares fotovoltaicos capaces de aguantar esta variación de temperaturas, prestando especial atención a la disminución de rendimiento de las células fotovoltaicas como consecuencia de las altas temperaturas Se trata de un clima mediterráneo con una temperatura media de 16,63ºC.

7. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

Para el diseño de la planta solar fotovoltaica se pueden hacer dos cosas, establecer una potencia objetivo y diseñar todos los elementos de la planta para alcanzar dicha potencia objetivo, o bien tratar de maximizar la potencia producida dada una cantidad determinada de terreno. Dado que no tenemos ninguna potencia objetivo, se optará por la segunda opción: maximizar la potencia producida en el terreno disponible.

Para ello, en primer lugar, se lleva a cabo un predimensionamiento de la planta tomando como base la geometría de la parcela y la geometría típica de los módulos fotovoltaicos:

La parcela cuenta con una superficie total de 2,77 ha, sin embargo, no es perfectamente rectangular, presentando una anchura variable a lo largo de la misma. Por ello, se va a descartar un fragmento de terreno de forma irregular que se encuentra en el extremo inferior derecho de la parcela, el cual no tiene utilidad de cara a la instalación de paneles. Dicho segmento tiene una superficie de 887,63 m^2, por lo que la superficie resultante de parcela es de 2,681 ha. La porción de parcela descartada, dada su forma irregular, se aprovechará para instalar ahí los equipos de transformación e inversión.

En primer lugar, se llevará a cabo el predimensionado de los módulos fotovoltaicos.

PREDIMENSIONADO DE LOS MÓDULOS

Como se ha comentado anteriormente, la potencia de la planta es algo que todavía está por determinar, ya que se busca instalar tanta potencia como sea posible en el terreno disponible. Por tanto, para llevar a cabo el diseño de la planta se comenzará con un predimensionamiento de los componentes para construir una planta de 1MW, en base a las estimaciones realizadas,

y en función del espacio que quede disponible en el terreno se añadirán más módulos para producir la máxima potencia posible.

ELECCIÓN DEL PANEL FOTOVOLTAICO

Lo primero que se debe hacer para el diseño de la planta es la elección de un panel fotovoltaico. Se va a buscar un panel de 400Wp dado que es uno de los valores más frecuentes en el mercado, lo que asegura la disponibilidad del mismo.

Dada la amplísima oferta de fabricantes de paneles a nivel mundial, se optará por centrarnos en las principales empresas: JA Solar, LONGi Solar y Trina. Se ha preseleccionado un panel de cada fabricante para realizar una comparativa:

Panel			
Fabricante	JA Solar	LONGi Solar	Trina Solar
Modelo	JAM72-S10-400-PR	LR5-54 HIH 400 M	TSM-DE15M-(II)-400
Tipo	Monocristalino	Monocristalino	Monocristalino
Características eléctricas			
Potencia nominal [W]	400	400	400
Tensión de circuito abierto [V]	49,5	36,75	49
Tensión máxima [V]	41,17	30,75	40,3
Corriente máxima Imp [A]	9,72	13,01	9,92
Corriente de CC [A]	10,26	13,76	10,45
Eficiencia [%]	19,9	20,5	19,9
Características físicas			
Peso[Kg]	22,7	21.5	22,8
Dimensiones [mm]	2015x996x40	1722x1134x30	2024x1004x35
Área módulo [m2]	2,007	1,953	2,032
Precio [€]	198,2	190	245,4
Precio [€/W]	0,4955	0,475	0,6135

Tabla 3: Comparativa de módulos fotovoltaicos

Si analizamos los diferentes paneles, se puede observar como todos tienen características muy similares, tanto a nivel eléctrico como a nivel físico. La eficiencia de los tres paneles es prácticamente la misma (20% aproximadamente), sus dimensiones y peso también. El factor diferencial entre los tres módulos fotovoltaicos es el precio. Se observa cómo entre el más

barato (LONGi Solar, 190€) y el más caro (Trina Solar, 245,4€) hay una diferencia de 55,4€. Esta diferencia implica que, para unas características prácticamente idénticas, hay un aumento en el precio del 29.15%.

Ante esta paridad de características, se ha decidido elegir el panel más barato, es decir, el fabricado por LONGi Solar: Para más detalles sobre las características del panel, consúltese la hoja de características en el ANEXO III: Hojas de características.

SELECCIÓN DE LA ESTRUCTURA SOPORTE

Los módulos fotovoltaicos necesitan una estructura que los soporte y los oriente de manera que reciban la radiación solar de la forma más directa posible. Como se ha comentado en apartados anteriores, dichas estructuras de soporte pueden ser fijas, lastradas o móviles. Para el soporte de los módulos de la planta se va a optar por estructuras fijas, dada su sencillez y precio reducido en comparación con los soportes móviles. En cuanto a las estructuras lastradas, no son de interés para esta aplicación pues se trata de una planta que se prevé estará en funcionamiento por un largo periodo de tiempo, por lo que no hay un motivo de fuerza para no anclar los soportes de manera permanente. Además de lo dicho anteriormente, el mantenimiento requerido por las estructuras fijas es prácticamente inexistente en comparación con las móviles.

En concreto, se ha optado por el proveedor de estructuras Vico Export Solar Energy. En particular, se opta por una estructura soporte de 3 filas con hincado en el suelo, lo que facilita la instalación, al no tener que recurrir a zapatas de hormigón para anclar los soportes. Se ha elegido el modelo 37V, el cual cuenta con perfiles de Aluminio EN AW 6005A T6, tornillería de acero inoxidable A2-70 e hincas de acero S275 galvanizado en caliente por inmersión. Cada estructura tiene capacidad para 18 módulos, y tiene un precio de 1510€. Para más detalles sobre las estructuras de soporte, consúltese la hoja de características en el ANEXO III: Hojas de características.

SELECCIÓN DEL INVERSOR

Tras analizar la oferta de inversores disponible en el mercado, se ha optado por escoger uno de la empresa Power Electronics. En concreto se ha optado por el modelo: HEMK FS1910K

Inversor	
Fabricante	Power Electronics
Modelo	FS1910K
Características eléctricas	
Potencia nominal [kVA]	1910
Rango de tensiones [V]	849 - 1500
Tensión máxima [V]	1500
Tensión de salida [V]	600
Eficiencia [%]	98.76
Características físicas	
Peso [Kg]	5200
Dimensiones [m]	3x2x2.2
Precio [€]	90.000

Tabla 4: Características del inversor

Para más detalles sobre el inversor, consúltese la hoja de características en el ANEXO III: Hojas de características.

SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR

Resulta evidente la necesidad de elevar los 600V de la salida del inversor hasta los 30kV a los cuales se debe conectar la planta con la subestación. Para ello, se recurre de nuevo al proveedor Power Electronics. Tras analizar su catálogo, se opta por el transformador MV Skid Compact, ya que cuenta con multitud de configuraciones las cuales se adaptan a la perfección a las necesidades del proyecto.

Transformador	
Fabricante	Power Electronics
Modelo	MV Skid Compact
Características eléctricas	
Potencia nominal [kVA]	1175-4075
Rango de tensiones MT [kV]	6.6 – 34.5

Rango de tensiones BT [V]	600 - 690
Configuración	Dy11
Precio [€]	64.000

Tabla 5: Características del transformador

Se escoge la configuración necesaria para el proyecto: tensión en el lado de BT 600V y tensión el lado de MT de 30kV para poder verter la energía a la red a través de la subestación de 30kV que se encuentra cerca de la parcela donde se proyecta la planta. La potencia del transformador se determinará más adelante, cuando se conozca la potencia del conjunto de placas que ataca a cada transformador.

Se trata de un transformador compacto, que además incorpora todos los elementos de protección en MT: relé de protección de presión, temperatura y gases, control de disminución del nivel dieléctrico, interruptor automático de protección de la celda de MT y capacidad de cortocircuito de celda MT de 16kA 1s. Además, el conjunto del transformador incorpora una celda para servicios auxiliares con conexión de 5/40 kVA a 400V, juntos con los sistemas de comunicación necesarios. Para más detalles sobre el transformador, consúltese la hoja de características en el ANEXO III: Hojas de características.

DISTRIBUCIÓN DE LOS PANELES SOLARES

Una vez conocidos los componentes de la planta, es necesario estudiar cuál será su distribución para aprovechar al máximo el terreno disponible.

En cuanto a los módulos fotovoltaicos, estos suelen estar divididos en todas las plantas fotovoltaicas de igual manera. Dicha distribución corresponde a una serie de paneles conectados en serie, formando cadenas. Dichas cadenas estarán conectadas en paralelo unas con respecto a otras.

CÁLCULO DE PANELES EN SERIE

En primer lugar, se calculará el número máximo de paneles que se conectarán en serie para formar una cadena Para determinar este número, cabe recordar que, si se conectan módulos fotovoltaicos en serie, la tensión de estos se suma, resultando en una tensión mayor a la salida del conjunto. Dicha tensión debe ser del orden de la tensión de funcionamiento admitida por el inversor.

Para seleccionar el número de módulos en serie nos centraremos en dos aspectos: que la tensión de salida del conjunto no supere la tensión máxima admisible por el inversor y que la tensión sea lo más alta posible para minimizar las pérdidas (recuérdese que, para una misma potencia, cuanto mayor es la tensión, menor es la intensidad, por lo que las pérdidas se reducen ya que estas son proporcionales al cuadrado de la intensidad).

Atendiendo al primer aspecto, se dimensionará para el caso más desfavorable, que ocurre cuando el panel está entregando su potencia máxima (PMP). En ese punto, la tensión del módulo seleccionado es de 30,75V. También se debe tener en cuenta que en alguna situación puede aparecer la tensión de circuito abierto (36,75V) en bornes de los módulos, ligeramente superior a la tensión del punto de máxima potencia. Además, debemos considerar la tensión de circuito abierto a una temperatura desfavorable como lo es a -10ºC, que para este módulo es de 40,3 V. Por tanto, se dimensionará para el caso de que la tensión de cada módulo es de 40,3 V. La tensión máxima admisible por el inversor es de 1500 V, por lo que el número máximo de paneles en serie será:

$$Nserie \leq \frac{1500}{40{,}3} = 37{,}22 \rightarrow Nserie \leq 37\ módulos$$

Ecuación 1: Número de paneles por cadena

Se escogerá un número de 36 módulos por cadena por motivos de diseño, ya que cada estructura soporte tiene capacidad para 18 módulos.

CÁLCULO DE MÓDULOS POR CADENA

Una vez conocido el número de módulos por cadena, es momento de calcular el número máximo de cadenas que se pueden instalar en paralelo por inversor. Para ello, se analizará la potencia entregada por dichas cadenas de modo que esta no supere la potencia admisible por el inversor.

Cada panel entrega una potencia de 400Wp en el PMP, por lo que la agrupación de 36 módulos entregará una potencia de 14,4kWp. Dado que el inversor elegido tiene una potencia de 1.910kW:

$$Ncadenas \leq \frac{1910}{14{,}4} = 132{,}638 \rightarrow Ncadenas\ por\ inversor \leq 132\ cadenas$$

Ecuación 2: Número de cadenas en paralelo

Antes de atacar el inversor, los cables de salida de las cadenas se conectan a un cuadro de corriente continua. Dichos cuadros suelen tener un número de entradas estándar: 8, 12, 16, 24 o 32 entradas. Por tanto, se decide formar agrupaciones de 12 cadenas en paralelo, que se conectarán a un total 11 cuadros CC (con 12 entradas cada uno).

Tras analizar las diferentes opciones disponibles en el mercado, se ha optado por el modelo StringBox 12 de Ingecon Sun. Este cuadro cuenta con 12 entradas en CC con las protecciones necesarias y una tensión de entrada admisible de hasta 1500V. Por otro lado, la corriente máxima de salida admisible es de 288A en CC, menor que los 156,12A que saldrían del cuadro en el caso más desfavorable.

En resumen, en cada bloque se tienen un total de 132 cadenas en paralelo, formadas por 36 módulos en serie cada una, con una potencia de salida del conjunto de 1900,8kWp. En forma de tabla:

Resumen de la arquitectura de cada bloque						
Elemento	Acometido por	I_{CC} [A]	I PMP [A]	V abierto [V]	V PMP [V]	Potencia [kWp]
Cadena	36 módulos	13,76	13,01	1.323	1.107	14,4

Cuadro CC	12 cadenas	165,12	156.12	1.323	1.107	172,8
Inversor	11 cuadros CC	181,632	1.717,32	1.323	1.107	1900.8

Tabla 6: Resumen de la arquitectura de la instalación en cada bloque

SEPARACIÓN ENTRE FILAS Y PANELES

De acuerdo con el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a red del Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía: "La distancia d, medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura h que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. En cualquier caso, *d* ha de ser como mínimo igual a h*k, siendo k un factor adimensional al que, en este caso, se le asigna el valor 1/tan(61° – latitud) " (IDAE, 2011).

El esquema representativo para ilustrar tal requisito se presenta a continuación:

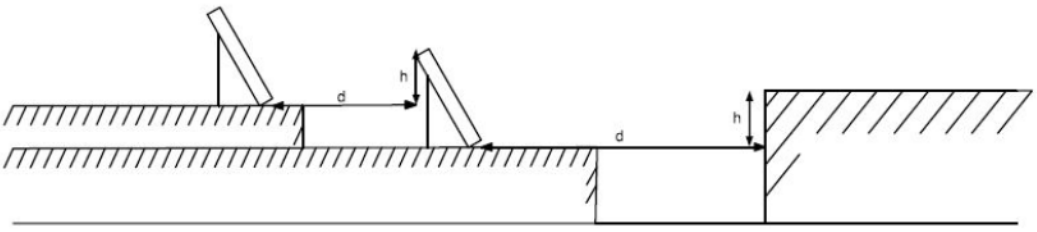


Ilustración 1: Esquema de distancia mínima entre paneles (Fuente: Emesol Chile)

Sabemos que, para los módulos y estructuras soporte que se han escogido, el valor de *h* es de tal que:

$$h = 3 \cdot 1722 \cdot \sin 30º + 500 = 3083\ mm = 3{,}083\ m$$

Ecuación 3: Cálculo de h

Por otro lado, la latitud en la ubicación escogida para la planta es 37,0719º. Por tanto:

$$d = \frac{h}{\tan(61 - lat)} = \frac{3{,}083}{\tan(61 - 37{,}0719)} = 6{,}947\ m$$

Ecuación 4: Distancia mínima entre paneles

Para simplificar la distribución de los paneles y garantizar el espacio suficiente, se redondea al segundo entero superior más próximo, por lo que se toma una separación entre paneles de 8 metros.

NÚMERO DE CADENAS EN LA PARCELA

Como se ha comentado en apartados anteriores, la superficie útil de la parcela es de 2,681 ha, pudiendo formarse un recinto rectangular con orientación Sur de 250 m de largo (dirección N-S) y 100 metros de ancho (dirección E-O). Es decir, la superficie útil total que se considera para la instalación de los paneles de la planta es de 2,5 ha.

En consecuencia, teniendo en cuenta que la distancia entre cadenas son 8 metros, y que la proyección horizontal de cada estructura sobre el suelo tiene una longitud de l=3*1722*cos(30)= 4,473 mm ≈ 5 m, se tiene que el conjunto estructura + distancia a la siguiente cadena tiene una longitud total de 5 + 8 = 13 m. Como resultado, se podrán colocar un total de 19,23 estructuras a lo largo de la parcela. Es decir, 19 estructuras.

Por otro lado, si estudiamos el ancho de cada estructura, se observa cómo tiene un valor de a = 3*1134 = 3.402 mm = 3,402 m. Para facilitar los trabajos de instalación y mantenimiento en la parcela, se planifica un camino central de 5 metros de ancho. Por tanto, se dispone de un ancho útil para instalar estructuras de 95 metros. Esto quiere decir, que la parcela puede albergar un total de 27,92 estructuras a lo ancho de la parcela. Es decir, hay espacio suficiente para 28 estructuras a lo ancho de la parcela, gracias a los márgenes que se han dejado.

En resumen, la parcela escogida tiene capacidad para instalar un total de 28*19= 532 estructuras. Esto equivale a un total de 9576 módulos, ya que cada estructura tiene capacidad para 18 módulos.

Dado que cada bloque está compuesto por 4752 módulos, la parcela tiene capacidad para albergar para 2,01 bloques. Para simplificar el diseño se redondea a 2 bloques Esto se corresponde con una potencia total instalada de 3,801MW.

Por tanto, la arquitectura final de la planta quedaría organizada como se presenta en la siguiente tabla:

Resumen de la planta	Número de elementos	Potencia [MWp]
2 bloques de 132 cadenas	9504 módulos 22 cuadros de CC 2 inversores+2 trafos BT/MT	3,8

Tabla 7: Resumen de la planta

De forma esquemática, el diseño de la planta sería el siguiente, estando en color azul la zona de corriente continua y en color rojo la zona de corriente alterna:

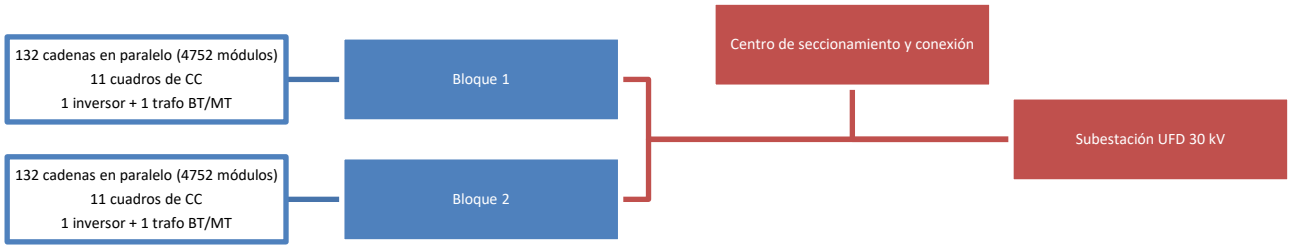


Figura 17: Resumen de la arquitectura de la planta

PROTECCIONES

EN CORRIENTE CONTINUA

Como se ha comentado anteriormente, se instalarán cuadros de corriente continua entre cada cadena de módulos conectados en serie y los inversores. Dichos cuadros cuentan con las protecciones necesarias para garantizar el funcionamiento de la instalación.

En concreto, cada entrada de la caja cuenta con un fusible y la salida cuenta con un interruptor para cortar el circuito. Los fusibles disponibles van desde 10 A hasta 32 A. Teniendo en cuenta que la corriente máxima de cortocircuito que soporta un módulo es de 13,76A, se eligen fusibles de 14A.

Por otro lado, la salida de dicho cuadro atacará directamente al inversor, previo paso por un interruptor que permita realizar maniobras de conexión/ desconexión en caso de que fuera necesario. Sabemos que la intensidad que circulará por dicho cable, fruto de la agrupación de 16 cadenas en paralelo, es de 156,12 A. De acuerdo a las indicaciones del fabricante la salida del cuadro soporta una intensidad de 192A, y el interruptor tiene un poder de corte de hasta 315A.

En cuanto a las protecciones, el propio cuadro incorpora protección contra sobretensiones de tipo I+II. Es decir, se protege contra sobretensiones de tipo rayo, y también contra sobretensiones transitorias inducidas.

Finalmente, la entrada del inversor también está protegida por las protecciones que incorpora el propio inversor: fusibles en todas las entradas, protección contra sobretensiones de tipo II e interruptores seccionadores de CC. Además, incorpora control de humedad protección contra fallos a tierra.

EN CORRIENTE ALTERNA

El circuito de corriente alterna abarca desde la salida de los inversores hasta el punto de conexión con la subestación de 30kV. Para proteger esta instalación, la primera barrera es el disyuntor de salida de cada inversor. A continuación, cada inversor alimenta a un transformador, equipado a su vez con protecciones. Las protecciones del transformador, como se ha mencionado anteriormente, comprenden un relé de protección de presión, temperatura y gases, control de disminución del nivel dieléctrico, interruptor automático de protección de la celda de MT y capacidad de cortocircuito de celda MT de 16kA 1s.

CABLEADO

CABLEADO DE CC

En el circuito en CC se deberán cablear por un lado las conexiones de los diferentes módulos en serie con el cuadro de CC, y, por otro lado, las salidas de los cuadros de CC con el inversor.

Se recurre al proveedor de cables General Cable, del Grupo Prysmian. En concreto se opta por el modelo EXZHELLENT Class SOLAR H1Z2Z2-K. Este modelo de cable está diseñado específicamente para instalaciones solares fotovoltaicas, y cuenta con conductores con secciones desde 1,5mm^2 hasta 240 mm^2. Se trata de cables de la clase E_{ca} lo que indica que no son propagadores de la llama en caso de incendio.

Según el quinto punto de la ITC-BT-40 para Instalaciones generadoras de BT del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión: "Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5% para la intensidad nominal." (Ministerio de Ciencia y Tecnología, 2020).

El cableado para conectar los módulos entre si dentro de las cadenas lo proporciona el fabricante, por lo que no es necesario su dimensionamiento. Consecuentemente, el primer tramo de cableado a dimensionar es la unión de las cadenas con el cuadro de CC.

1. Cableado cadenas-cuadro CC (Tramo I)

Teniendo en cuenta la normativa mencionada anteriormente, se dimensionarán los conductores atendiendo por un lado al criterio de máxima corriente en régimen permanente, y por otro, al criterio de máxima caída de tensión.

- Criterio de corriente máxima:

Se sabe que, en régimen permanente, circulará por el conductor una intensidad de 13,01A (de acuerdo con la hoja de características del componente). Por tanto, se debe dimensionar para 16,26A (125% de la intensidad nominal). Se observa en la hoja de características del fabricante elegido para el cableado, que para la sección mínima disponible (1,5 mm^2) el cable soporta una intensidad máxima de 24A, mayor que los 16,26A para los que se está dimensionando. Consecuentemente, este criterio no es limitante para elegir la sección del conductor.

- Criterio de caída de tensión:

Según la norma UNE 20003 (IEC 28) la resistividad del cobre para una temperatura *T* se calcula de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\rho_{CU} = \rho_{CU20} \cdot (1 + \alpha_{CU} \cdot (T - 20))$$

Ecuación 5: Cálculo de la resistividad del cobre

Donde:

ρ_{CU} es la resistividad del cobre a la temperatura *T* y vale 1/58 Ωmm^2/m
ρ_{CU20} es la resistividad del cobre a 20ºC
$\alpha_{CU} = 0{,}00393\ ºC^{-1}$
T es la temperatura para la cual se está calculando la resistividad en ºC

Por tanto, para la temperatura máxima que soporta el conductor (90ºC) la resistividad del cobre será 0,02198 Ωmm^2/m.

Dado que la normativa no establece una caída de tensión máxima en las conexiones entre las cadenas y el cuadro, se parte de una caída de tensión porcentual máxima en este tramo de 0,5%. Por tanto, la sección mínima del conductor deberá ser tal que:

$$S = \frac{I \cdot \rho_{CU} \cdot 2 \cdot L}{\Delta U \cdot V}$$

Ecuación 6: Sección del conductor según su caída tensión

Donde:

S es la sección del conductor en mm^2

I es la intensidad que circula por el conductor en A

ρ_{CU} es la resistividad del cobre a la temperatura T

L es la longitud del segmento de interés en m

V es la tensión del conductor en V

ΔU es la caída de tensión en términos porcentuales

Por tanto, se tiene que, para el caso más desfavorable (unión de la cadena más alejada del cuadro de CC con este)

$$S = \frac{13{,}01 \cdot \ 0{,}02198 \cdot 2 \cdot 47{,}5}{0{,}005 \cdot 30{,}75 \cdot 36} = 4{,}9 mm^2$$

Ecuación 7:Sección del conductor en el tramo cadena-cuadro CC

En consecuencia, para garantizar una caída de tensión menor que 0,5% en el tramo cadenas-cuadro se elige un conductor de sección 6 mm^2. Por tanto, la caída de tensión que se da para dicha sección es

$$\Delta U = \frac{13{,}01 \cdot \ 0{,}02198 \cdot 2 \cdot 47{,}5}{6 \cdot 30{,}75 \cdot 36} = 0{,}4\%$$

Ecuación 8: Caída de tensión en el tramo cadenas-cuadro

2. Tramo cuadro CC-Inversor (Tramo II)

Ahora es necesario dimensionar el tramo que va desde cada cuadro de CC hasta el inversor correspondiente. De nuevo se utilizarán los dos criterios establecidos por la normativa para elegir la sección del conductor. El caso más desfavorable ocurre en el tramo de cable que va desde el cuadro de CC que se encuentra más alejado del inversor.

- Criterio de corriente máxima

En esta ocasión la intensidad nominal que circulará por los conductores será la correspondiente a 12 cadenas de módulos, es decir, 156,12A. El 125% de esta intensidad es 195,15A. Por tanto, de acuerdo a la hoja de características del fabricante, será necesario un conductor con una sección mínima de 50mm^2.

- Criterio de caída de tensión:

En esta ocasión se limitará de nuevo la caída de tensión máxima en el tramo a 1%. Por tanto:

$$S = \frac{156{,}12 \cdot \ 0{,}02198 \cdot 2 \cdot 287{,}5}{0{,}01 \cdot 30{,}75 \cdot 36} = 178{,}24 mm^2$$

Ecuación 9: Sección del conductor en el tramo cuadro-inversor

Por tanto, para garantizar una caída de tensión menor que 1% en el tramo cuadro-inversor se elige un conductor de sección 185 mm^2.

Por tanto, la caída de tensión que se da para dicha sección es:

$$\Delta U = \frac{156{,}12 \cdot \ 0{,}02198 \cdot 2 \cdot 287.5}{185 \cdot 30{,}75 \cdot 36} = 0{,}96\%$$

Ecuación 10: Caída de tensión en el tramo cuadro-inversor

CABLEADO DE CA

Para el dimensionado del cableado en corriente alterna, se seguirán los mismos criterios establecidos por el REBT además de un nuevo criterio referente a la intensidad máxima admisible de los conductores en cortocircuito durante un periodo de tiempo dado. El conjunto inversor + transformador de Power Electronics cuenta con cableado de unión entre componentes ya proporcionado por el fabricante, por lo que nos centraremos en el dimensionado de los cables de salida del transformador hasta el centro de seccionamiento y en la línea de evacuación desde el centro de seccionamiento hasta la subestación de Naturgy.

Los conductores a utilizar en esta ocasión son del mismo proveedor que los utilizados en los tramos de CC, pero se trata de un modelo diferente: HERSATENE Class RH5Z1-OL AL.

1. Tramo transformador-centro de seccionamiento (Tramo III)

De la ficha hoja de características del transformador se extrae que la tensión del conductor será de 30kV en el lado de MT. La potencia nominal del transformador escogido es de 1910kVA. Por tanto, la intensidad de salida hacia el centro de seccionamiento será la siguiente:

$$I = \frac{1910}{\sqrt{3} \cdot 30} = 110{,}274\ A$$

Ecuación 11: Intensidad nominal de salida del transformador

- Criterio de cortocircuito:

El criterio de corriente de cortocircuito es tal que:

$$I_{CC} = k * \frac{S}{\sqrt{t}}$$

Ecuación 12: Intensidad de cortocircuito de un conductor

Donde:

t es la duración del cortocircuito en segundos

S es la sección del conductor en mm

k es una constante que depende del conductor elegido, de acuerdo a la norma UNE 20460-4-43 (k=94 para conductores de aluminio con aislamiento XLPE)

I_{CC} es la intensidad de cortocircuito medida en amperios

De acuerdo con lo indicado por UFD para instalaciones menores de 36kV, la intensidad máxima de CC admisible es de 25kA durante 1s. Por tanto, la sección de conductor a emplear debe ser mayor a 265,95 mm^2. Consecuentemente, se elige una sección de 400 mm^2.

- Criterio de corriente máxima

El 125% de dicha intensidad nominal será 137,84A. Por tanto, de acuerdo al criterio de máxima corriente, se elegiría un conductor de 25 mm^2. Sin embargo, deben tenerse también en cuenta las exigencias normativas que son de aplicación en este caso. Como se puede ver en la siguiente tabla, deben respetarse unos valores de sección mínimos de acuerdo con el RD 223/2008.

Sección (mm^2)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	115	90	120	90	125	95
35	135	105	145	110	150	115
50	160	125	170	130	180	135
70	200	155	205	160	220	170
95	235	185	245	190	260	200
120	270	210	280	215	295	230
150	305	235	315	245	330	255
185	345	270	355	280	375	290
240	400	310	415	320	440	345
300	450	355	460	365	500	390
400	510	405	520	415	565	450

Tabla 8: Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislado de hasta 18/30kV bajo tubo (Boletín Oficial del Estado, 2008)

En consecuencia, se elige una sección de conductor de 70 mm^2 (160A) para cumplir con la norma. Téngase en cuenta que el conductor elegido es de aluminio con aislamiento XLPE.

- Criterio de caída de tensión

Se puede anticipar que la sección que arroja este criterio va a ser muy pequeña ya que la tensión de funcionamiento es elevada. Se asigna una caída de tensión de un 0,1% para este tramo. En consecuencia, se tiene que la sección mínima que debe tener el conductor es la siguiente:

$$S = \frac{110{,}274 \cdot \ 0{,}02198 \cdot 20}{0{,}001 \cdot 30000} = 1{,}6\ mm^2$$

Ecuación 13: Sección del conductor en el tramo transformador-seccionamiento

Por tanto, el criterio más restrictivo es el de máxima corriente admisible. Se elige una sección de conductor de 35 mm^2.

La caída de tensión con la sección escogida de 400 mm^2 es de 0,00066%, prácticamente despreciable.

2. Tramo centro de seccionamiento-subestación UFD (Tramo IV)

Finalmente, por este tramo circulará la intensidad proveniente de ambos transformadores, por tanto, será el doble de la intensidad que circula por el tramo dimensionado anteriormente. Es decir, 220,548A.

- Criterio de corriente de cortocircuito

De acuerdo con el criterio de máxima corriente de cortocircuito admisible, la sección del conductor debe ser de 400 mm^2. Los otros criterios arrojan secciones mucho menores. La caída de tensión en este tramo es del 0,04%.

Por tanto, la caída de tensión total en la instalación, desde la salida de los módulos hasta la interconexión con la red, es del 1,4%, menor que el máximo permitido por la normativa de 1,5%.

PUESTA A TIERRA

De acuerdo con el pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red del IDAE, en su punto 5.9, se deben conectar todas las masas, tanto de la parte de corriente continua como de la parte de alterna, a una única tierra, independiente de la del neutro de la compañía distribuidora si este fuera el caso. Los requisitos de esta puesta a tierra se recogen en el RD 1663/200, particularmente en su artículo 12.

PUESTA A TIERRA EN BAJA TENSIÓN

La red de tierra de esta zona estará compuesta por la puesta a tierra de los módulos fotovoltaicos, las estructuras de soporte de los módulos, y los inversores de corriente. Dichos elementos se unirán mediante conductores de puesta a tierra con las picas de acero que estarán enterradas en la parcela.

Dichas picas de acero tendrán un diámetro de 14,2 mm y se enterrarán a 1 metro de profundidad, según la ITC-BT-18.

En cuanto a la sección de los conductores de protección, esta se elegirá de acuerdo con la siguiente tabla:

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

Tabla 9: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase (Fuente: ITC-BT-18)

PUESTA A TIERRA EN MEDIA TENSIÓN

La zona de la planta en media tensión está compuesta por todos aquellos elementos que se encuentran aguas abajo del transformador. Es decir, el transformador y el centro de seccionamiento. Los requisitos de esta puesta a tierra se recogen en la ITC-RAT-13. Dicha norma establece que los centros de transformación deben tener una puesta de tierra independiente de la general para evitar posibles contactos a tensiones elevadas. La puesta a tierra se realizará mediante redondos de cobre enterrados de 20 mm de diámetro

Dos magnitudes clave que se deben conocer para calcular esta red de tierra son la tensión de paso y la tensión de contacto. Dichas magnitudes se calculan de acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$U_c = U_{ca}\left[1 + \frac{R_{a1} + R_{a2}}{2 \cdot Z_B}\right]$$

Ecuación 14: Fórmula para el cálculo de la tensión de contacto

$$U_p = U_{pa}\left[1 + \frac{2R_{a1} + 2R_{a2}}{Z_B}\right]$$

Ecuación 15: Fórmula para el cálculo de la tensión de paso

Donde

U_{ca} es el valor admisible de la tensión de contacto entre manos y pies

R_{a1} es la resistencia del calzado

R_{a2} es la resistencia a tierra del punto de contacto

Z_B es la impedancia del cuerpo humano

U_{pa} es el valor admisible de la tensión de paso entre manos y pies

U_p es el valor máximo admisible de la tensión de paso en la instalación

U_c es el valor máximo admisible de la tensión de contacto en la instalación

El valor de U_{ca} se determina siguiendo la siguiente tabla:

Duración de la corriente de falta, t_F (s)	Tensión de contacto aplicada admisible, U_{ca} (V)
0.05	735
0.10	633
0.20	528
0.30	420
0.40	310
0.50	204
1.00	107
2.00	90
5.00	81
10.00	80
> 10.00	50

Tabla 10: Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada en función de la duración de la falta (ITC-RAT-13)

El valor de U_{pa} es diez veces mayor que el valor de la tensión de contacto admisible. Para un tiempo de falta de 0,2 segundo, se tiene que $U_{ca} = 528$ V, por lo que $U_{pa} = 5280$ V.

Consecuentemente:

$$U_c = 528\left[1 + \frac{2000 + 3 \cdot 500}{1000 \cdot 2}\right] = 1452\ V$$

$$U_p = 5280\left[1 + \frac{2 \cdot 2000 + 6 \cdot 500}{1000}\right] = 42240\ V$$

Se debe verificar que, una vez realizada la instalación, los valores de la tensión de paso y de contacto son menores que los admisibles arriba calculados.

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN, SECCIONAMIENTO Y CONEXIÓN A RED

La conexión a la red de las salidas de los trasformadores se hará previo paso por un centro de seccionamiento donde confluyen las líneas de salida de los transformadores. De acuerdo con la normativa de UFD, la conexión con la red de distribución se hará mediante línea subterránea y será de tipo E/S.

El centro de seccionamiento deberá estar ubicado en una envolvente, de manera que el acceso al mismo sea libre para la compañía, y a poder ser, desde la vía pública. Anejo al centro de seccionamiento, se encontrará un centro de protección y medida en MT, propiedad del cliente, pero también accesible a la compañía (Unión Fenosa Distribución (Grupo Naturgy), 2022).

En consecuencia, se elige una envolvente prefabricada de hormigón del fabricante Ormazabal. Dicha envolvente se ubicará en la porción de parcela ubicada en la esquina sureste. En el interior de la envolvente se instalarán los dos transformadores y las celdas de MT.

Se elige la envolvente *PFU-55* de Ormazabal, que cuenta con espacio para instalar dos transformadores, así como dos puertas independientes. Además, cuenta con espacio suficiente para instalar las celdas de MT. Dicha envolvente se puede apreciar en la siguiente figura.

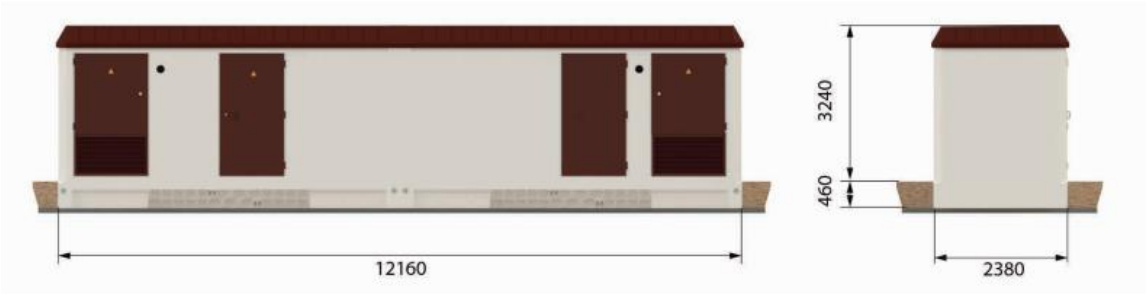


Figura 18: Centro de transformación y seccionamiento (Fuente: Ormazabal)

Dicho centro contará con tres celdas de línea (dos de entrada y una de salida), una celda de seccionamiento, una celda de medida, y dos celdas de protección (una con un fusible y otra con un interruptor automático).

La conexión con la red eléctrica de distribución se realizará mediante una línea de evacuación subterránea a 30kV que conectará en centro de transformación de la planta con la subestación de UFD. Dicha línea discurrirá enterrada siguiendo los caminos de servicio que comunican el CT con la subestación, y su longitud total será de 685,8m.

8. ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN

Una vez diseñados todos los elementos de la planta solar fotovoltaica, es momento de analizar su comportamiento utilizando software específico para simular la producción anual esperada. Se ha utilizado el programa PVSyst, el cual, utilizando datos meteorológicos y los detalles técnicos de los componentes escogidos para la planta, realiza una simulación de la producción anual.

Para llevar a cabo esta simulación, se deben especificar todos los componentes elegidos para la planta, además de los valores que tomarán las diferentes pérdidas que puede haber en el sistema. Dichas pérdidas se pueden deber a diversos factores como la temperatura, las caídas de tensión en los conductores, por sombras, etc.

Gracias al diseño que se ha realizado, asegurando suficiente distancia entre cadenas, se ha garantizado a nivel teórico la no existencia de pérdidas debido a las sombras. A pesar de todo, se aplica un factor de 0,5% en lo que a pérdidas por sombreado se refiere.

Por otro lado, se deben tener en cuenta las pérdidas debidas a la suciedad que se acumula sobre los módulos fotovoltaicos. Nuestra planta se ubica en una región donde las precipitaciones son escasas, sin embargo, muy cerca del desierto de Tabernas. La proximidad al desierto nos hace aplicar un porcentaje de pérdidas del 2% para reflejar esta situación.

Además, se introducen las características de los transformadores para tener en cuenta las pérdidas que se producen en los mismos, tanto en el hierro como en el cobre.

Se consideran también unas pérdidas debidas a la indisponibilidad de la planta que se puede producir por diferentes motivos, ya sean por averías en componentes, trabajos de mantenimiento etc. Se estima un periodo de indisponibilidad del 1,5%.

En cuando a las pérdidas debidas a la propia degradación de los módulos, de acuerdo con las indicaciones del fabricante, se ha estimado una vida útil de los mismos de 25 años. Estas pérdidas suponen una degradación del 0,55% anual a partir del año 2 de vida.

Una vez que se han introducido todos estos parámetros en el programa de simulación, los resultados que se obtienen son los siguientes:

Resultados de la simulación	
Energía producida	7048 MWh/año
Producción específica	1854 kWh/kWp/año
Performance Ratio (PR)	82,89%

Tabla 11: Simulación de la producción de la planta

Se observa como la producción total estimada para la planta es de 7.048MWh por año. Teniendo en cuenta que el consumo residencial eléctrico anual medio por hogar en España se sitúa en 3.487kWh (IDAE, 2011), la producción de la planta sería suficiente para abastecer a un total de 2.021 hogares.

Por otro lado, la producción específica hace referencia a la cantidad de kWh que se producen por cada kilovatio-pico de potencia fotovoltaica instalada durante un año. Es decir, la planta genera 1.854kWh por cada kWp de potencia instalada. Dicho valor varía según las condiciones específicas de cada planta, sin embargo, suele encontrarse entre 1.000kWh/kWp y 2.000 kWh/kWp (Zhang, 2017).

Por último, la simulación nos indica que el *Performance Ratio* de la planta es de 82,89%. El *Performance Ratio* es una métrica clave para evaluar el funcionamiento de la planta. Dicha métrica refleja lo eficiente que es la planta en lo que a producción de energía se refiere, comparando la producción ideal con las que realmente habrá en campo. Dicha métrica es de especial interés pues no se ve afectada por la localización geográfica de la planta. Esto permite que se puedan comparar plantas situadas en ubicaciones diferentes en base a dicha métrica. Como es lógico, es imposible alcanzar un valor de PR del 100%, pues existen pérdidas en el sistema, sin embargo, las plantas de mayor PR alcanzan valores de PR en

torno al 80% (SMA, 2020). A la vista de lo anterior, se puede clasificar el PR de la planta diseñada como muy bueno.

Para analizar en detalle la producción en cada mes de la planta se presenta la siguiente tabla:

Balances y resultados principales								
	GlobHor [kWh/m²]	DiffHor [kWh/m²]	T_Amb [°C]	GlobInc [kWh/m²]	GlobEff [kWh/m²]	EArray [MWh]	E_Grid [MWh]	PR
Enero	86.8	27.97	9.85	149.1	145.8	512.3	457.8	0.808
Febrero	122.8	27.93	10.48	187.8	184.5	634.4	615.9	0.862
Marzo	130	52.28	13.7	161	156.8	532.9	516.5	0.844
Abril	175.1	53.41	14.08	186.3	181.2	609.7	591.1	0.834
Mayo	225.3	65.32	20.6	215.5	209.2	687.2	667.6	0.815
Junio	240.2	66.64	23.64	218.4	211.9	690.2	670.3	0.808
Julio	241	65.37	27.21	225.6	219.3	705.0	685.3	0.799
Agosto	220.3	57.48	25.73	227.3	221.7	715.9	695.8	0.805
Septiembre	171.4	51.06	23.55	202.5	197.8	647.6	629.1	0.817
Octubre	137.2	43.44	19.11	191.8	187.6	632.2	614.1	0.842
Noviembre	86	34.71	13.44	134.4	131.2	457.5	443.3	0.867
Diciembre	76.3	24.99	9.01	137.1	134.4	476.6	461.7	0.886
Año	1912.5	570.61	17.58	2236.8	2181.4	7301.5	7048.5	0.829

Tabla 12: Balances y resultados principales de la simulación

En la tabla anterior, *GlobHor* hace referencia a la irradiación horizontal global, *DiffHor* se refiere a la irradiación difusa horizontal, *T_Amb* representa la temperatura ambiente, *GlobInc* se refiere a la irradiación global incidente sobre el plano receptor, *GlobEff* representa la irradiación global efectiva y por último, *EArray* hace referencia a la energía efectiva presente a la salida del conjunto productor, *E_Grid* hace referencia a la energía inyectada a la red eléctrica, *PR* hace referencia a la proporción de rendimiento.

Se observa como la producción máxima se alcanza en el mes de agosto, con un total de 715,9MWh producidos. En cuanto a la producción mínima, esta se da en el mes de noviembre, cuando se producen 457,5MWh, lo que supone un 36,1% menos que en agosto.

Para conocer más en detalle la producción de la planta, se adjunta en este documento el informe completo de la simulación, en concreto en el Anexo II.

9. ANÁLISIS DE VIABILIDAD

Como se mencionó en la introducción de este proyecto, el objetivo de este es la venta de la energía generada con el fin de abastecer cuantos hogares sea posible y obtener un retorno económico como contrapartida de la energía vertida a la red eléctrica.

Para evaluar la viabilidad del proyecto se analizarán por un lado los costes que tiene el mismo y por otro los hipotéticos ingresos que generaría mediante la venta de la electricidad producida. Los costes de la planta se pueden dividir en aquellos correspondientes a la construcción y puesta en funcionamiento de la misma, los cuales ocurren una sola vez y corresponden con gastos de capital (CAPEX); y aquellos costes recurrentes a lo largo de los años fruto de la operación de la planta (mantenimiento, revisiones, gastos de comunicaciones o impuestos) (OPEX). En cuanto a los ingresos, estos proceden exclusivamente de la venta de la electricidad producida para verterla en la red eléctrica.

GASTOS DE LA PLANTA

CAPEX

En cuanto al CAPEX de la planta, este se puede obtener del presupuesto desarrollado en el Documento IV del proyecto:

CAPEX	
TOTAL COMPONENTES	€ 2,951,040.00
TOTAL INSTALACIÓN ELÉCTRICA	€ 180,672.50
TOTAL OBRA CIVIL	€ 533,000.00
SUBTOTAL	€ 3,664,712.50
GASTOS GENERALES (14%)	€ 513,059.75
BENEFICIO INDUSTRIAL (6%)	€ 219,882.75

TOTAL	**€ 4,397,655.00**

Tabla 13: Costes de capital del proyecto

OPEX

En lo que a gastos operacionales de la planta se refiere se incluye el alquiler de la parcela donde se ubica la planta, los gastos de mantenimiento, seguros, gastos de seguridad y tasas. La estimación para estos gastos se presenta en la siguiente tabla:

OPEX	
Costes de mantenimiento	€ 22.800,00
Seguridad, seguros, tasas y similares	€ 47.500,00
Alquiler de la parcela	€ 2.770,00
TOTAL	€ 70.300,00

Tabla 14: Costes operativos de la planta

INGRESOS DE LA PLANTA

Los ingresos de la planta provendrán fundamentalmente de la venta de la energía producida, pudiendo existir también un pequeño porcentaje de ingresos con origen en actividades secundarias (actividad agrivoltaica por ejemplo). Para poder calcular los ingresos provenientes de la venta de la energía producida, debe conocerse la tarifa a la cual se paga dicha energía. Para estimar esta tarifa, se recurre a los datos del resultado de la subasta de electricidad del mercado diario de los últimos 8 años:

	2014	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**
Mercado diario (€/MWh)	43,46	51,67	40,63	53,41	58,12	48,58	35,21	113,16	180,01

Tabla 15: Resultado medio del mercado diario 2014-2022 (Fuente: REE)

Si se calcula el valor medio de los precios anteriores se obtiene una tarifa de 69,36€/MWh, que será el valor que se utilizará para realizar las previsiones de ingresos de la planta. Dicho valor se actualizará anualmente, aumentándose en un 5% anual para tener en cuenta el efecto de la inflación.

Para estimar la producción de la planta a lo largo de los 25 años de vida útil que garantiza el fabricante de los módulos, se irá disminuyendo progresivamente la potencia producida por la planta siguiendo la curva de pérdida de potencia de los módulos proporcionada por el fabricante en la hoja de características de los módulos. Dicha pérdida de potencia pico de los módulos es de aproximadamente un 2% en el primer año y un 0,55% entre el año 2 y el año 25.

Además, se supondrá que las condiciones meteorológicas de los próximos 25 años serán comparables, en términos medios, a las de los últimos 20 años, por lo que no será necesario modificar el valor de irradiación al cual ser verá expuesta la planta.

Teniendo todas las hipótesis anteriores en cuenta, se obtiene la siguiente previsión de ingresos para la planta solar fotovoltaica:

Año	Producción eléctrica anual estimada [MWh]	Tarifa eléctrica estimada [€/MWh]	Ingresos estimados [€]
2023	7048.50	69.36	€ 488,891.79
2024	6907.53	72.83	€ 503,069.65
2025	6869.54	76.47	€ 525,317.91
2026	6831.76	80.29	€ 548,550.09
2027	6794.18	84.31	€ 572,809.72
2028	6756.81	88.52	€ 598,142.23
2029	6719.65	92.95	€ 624,595.07
2030	6682.69	97.60	€ 652,217.79
2031	6645.94	102.48	€ 681,062.12

2032	6609.39	107.60	€ 711,182.09
2033	6573.03	112.98	€ 742,634.12
2034	6536.88	118.63	€ 775,477.11
2035	6500.93	124.56	€ 809,772.59
2036	6465.17	130.79	€ 845,584.78
2037	6429.62	137.33	€ 882,980.77
2038	6394.25	144.20	€ 922,030.59
2039	6359.08	151.41	€ 962,807.40
2040	6324.11	158.98	€ 1,005,387.55
2041	6289.33	166.93	€ 1,049,850.82
2042	6254.74	175.27	€ 1,096,280.47
2043	6220.33	184.04	€ 1,144,763.48
2044	6186.12	193.24	€ 1,195,390.64
2045	6152.10	202.90	€ 1,248,256.79
2046	6118.26	213.04	€ 1,303,460.95
2047	6084.61	223.70	€ 1,361,106.51

Tabla 16: Previsión de ingresos de la planta durante 25 años

Tomando como válidas las estimaciones anteriores realizadas en lo que a ingresos y gastos de la planta se refiere, a continuación, se calcularán la cuenta de pérdidas y ganancias de esta. Posteriormente, se analizará la rentabilidad del proyecto.

CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS SIMPLIFICADA

Datos en miles de euros	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Venta de energía	€ -	€ 488.89	€ 503.07	€ 525.32	€ 548.55	€ 572.81	€ 598.14	€ 624.60	€ 652.22	€ 681.06	€ 711.18	€ 742.63	€ 775.48	€ 809.77	€ 845.58	€ 882.98	€ 922.03
Gastos operativos	€ -	€ 70.30	€ 70.30	€ 70.30	€ 70.30	€ 70.30	€ 70.30	€ 70.30	€ 70.30	€ 70.30	€ 70.30	€ 70.30	€ 70.30	€ 70.30	€ 70.30	€ 70.30	€ 70.30
Resultado operativo	**€ -**	**€ 418.59**	**€ 432.77**	**€ 455.02**	**€ 478.25**	**€ 502.51**	**€ 527.84**	**€ 554.30**	**€ 581.92**	**€ 610.76**	**€ 640.88**	**€ 672.33**	**€ 705.18**	**€ 739.47**	**€ 775.28**	**€ 812.68**	**€ 851.73**
Amortización	€ -	€ 175.91	€ 175.91	€ 175.91	€ 175.91	€ 175.91	€ 175.91	€ 175.91	€ 175.91	€ 175.91	€ 175.91	€ 175.91	€ 175.91	€ 175.91	€ 175.91	€ 175.91	€ 175.91
Resultado antes de impuestos	**€ -**	**€ 242.69**	**€ 256.86**	**€ 279.11**	**€ 302.34**	**€ 326.60**	**€ 351.94**	**€ 378.39**	**€ 406.01**	**€ 434.86**	**€ 464.98**	**€ 496.43**	**€ 529.27**	**€ 563.57**	**€ 599.38**	**€ 636.77**	**€ 675.82**
Impuesto sobre beneficios	€ -	€ 60.67	€ 64.22	€ 69.78	€ 75.59	€ 81.65	€ 87.98	€ 94.60	€ 101.50	€ 108.71	€ 116.24	€ 124.11	€ 132.32	€ 140.89	€ 149.84	€ 159.19	€ 168.96
Resultado del ejercicio	**€ -**	**€ 182.01**	**€ 192.65**	**€ 209.33**	**€ 226.76**	**€ 244.95**	**€ 263.95**	**€ 283.79**	**€ 304.51**	**€ 326.14**	**€ 348.73**	**€ 372.32**	**€ 396.95**	**€ 422.67**	**€ 449.53**	**€ 477.58**	**€ 506.87**

Datos en miles de euros	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Venta de energía	€ 962.81	€ 1,005.39	€ 1,049.85	€ 1,096.28	€ 1,144.76	€ 1,195.39	€ 1,248.26	€ 1,303.46	€ 1,361.11
Gastos operativos	€ 70.30	€ 70.30	€ 70.30	€ 70.30	€ 70.30	€ 70.30	€ 70.30	€ 70.30	€ 70.30
Resultado operativo	**€ 892.51**	**€ 935.09**	**€ 979.55**	**€ 1,025.98**	**€ 1,074.46**	**€ 1,125.09**	**€ 1,177.96**	**€ 1,233.16**	**€ 1,290.81**
Amortización	€ 175.91	€ 175.91	€ 175.91	€ 175.91	€ 175.91	€ 175.91	€ 175.91	€ 175.91	€ 175.91
Resultado antes de impuestos	**€ 716.60**	**€ 759.18**	**€ 803.64**	**€ 850.07**	**€ 898.56**	**€ 949.18**	**€ 1,002.05**	**€ 1,057.25**	**€ 1,114.90**
Impuesto sobre beneficios	€ 179.15	€ 189.80	€ 200.91	€ 212.52	€ 224.64	€ 237.30	€ 250.51	€ 264.31	€ 278.73
Resultado del ejercicio	**€ 537.45**	**€ 569.39**	**€ 602.73**	**€ 637.56**	**€ 673.92**	**€ 711.89**	**€ 751.54**	**€ 792.94**	**€ 836.18**

FLUJOS DE CAJA

Datos en miles de euros	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Beneficio neto	€ -	€ 182.01	€ 192.65	€ 209.33	€ 226.76	€ 244.95	€ 263.95	€ 283.79	€ 304.51	€ 326.14	€ 348.73	€ 372.32	€ 396.95	€ 422.67	€ 449.53	€ 477.58
CAPEX	€ 4,397.66	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Amortización	€ -	175.9062	175.9062	175.9062	175.9062	175.9062	175.9062	175.9062	175.9062	175.9062	175.9062	175.9062	175.9062	175.9062	175.9062	175.9062
Flujo de caja operativo	€ (4,397.66)	€ 357.92	€ 368.55	€ 385.24	€ 402.66	€ 420.86	€ 439.86	€ 459.70	€ 480.41	€ 502.05	€ 524.64	€ 548.23	€ 572.86	€ 598.58	€ 625.44	€ 653.49

Datos en miles de euros	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Beneficio neto	€ 506.87	€ 537.45	€ 569.39	€ 602.73	€ 637.56	€ 673.92	€ 711.89	€ 751.54	€ 792.94	€ 836.18
CAPEX	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Amortización	175.9062	175.9062	175.9062	175.9062	175.9062	175.9062	175.9062	175.9062	175.9062	175.9062
Flujo de caja operativo	€ 682.77	€ 713.36	€ 745.29	€ 778.64	€ 813.46	€ 849.82	€ 887.79	€ 927.44	€ 968.85	€ 1,012.08

ESTUDIO DE RENTABILIDAD

En esta sección se analizará la rentabilidad del proyecto para determinar la viabilidad económica del mismo. Utilizaremos dos métodos comúnmente utilizados para determinar la conveniencia de una inversión. En primer lugar, se analizará el Valor Actual Neto (VAN) y posteriormente se calculará la Tasa Interna de Retorno (TIR) del mismo.

La fórmula de cálculo del VAN es la siguiente:

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

Ecuación 16: Fórmula del VAN

Donde:

I_0 es la inversión inicial del proyecto en el momento
FC_t hace referencia al flujo de caja del proyecto en el año t
n es el número de periodos considerados
k es el interés exigido a la inversión

Se considera que un proyecto es rentable siempre que el VAN de este sea mayor que cero. Se toma un valor de k del 7% (Bellini, 2019) para el cálculo del VAN.

Por tanto, aplicando la fórmula anteriormente introducida, el **VAN** para el proyecto es de **€1,779,200** > 0. Consecuentemente, el proyecto resulta rentable.

Por otro lado, la TIR de un proyecto es aquel tipo de descuento tal que el VAN sea cero. Por tanto, se debe resolver la siguiente ecuación:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} = 0$$

Ecuación 17: Cálculo de la TIR

Resolviendo la anterior ecuación, se obtiene que la **TIR** del proyecto es del **10.58% > k (7%)**. Dado que la TIR es superior a *k* el proyecto resulta rentable.

En cuanto al periodo de retorno de la inversión, es decir, el momento a partir del cual el flujo de caja cumulativo pasa de ser negativo a positivo, este es de 10,1 años.

CÁLCULO DEL LCOE

Otra manera interesante de calcular la rentabilidad del proyecto consiste en calcular el valor que toman el LCOE (Levelized Cost of Energy), es decir, el coste normalizado de la energía producida por la planta proyectada.

La fórmula para calcula el LCOE es a priori bastante sencilla:

$$LCOE = \frac{Costes\ de\ la\ planta\ (€)}{Energía\ generada\ por\ la\ planta\ (kWh)}$$

Los términos de dicha fórmula hacen referencia a toda la vida útil de la planta, por lo que para calcular el LCOE habrá que hacer un sumatorio del valor de dichos términos a lo largo de los 25 años en los que se estima que tendrá funcionamiento la instalación.

En nuestro caso los costes la planta son el de la inversión inicial que se produce en el momento cero, y los costes de mantenimiento que se repiten anualmente durante los 25 años de vida útil considerados. Por otro lado, la energía generada hace referencia a la energía generada a lo largo de la vida útil de la planta.

Profundizando un poco más en la fórmula del LCOE, la podríamos reescribir como:

$$LCOE = INV \cdot f_a + C_0^F \cdot f_\Sigma^F \cdot f_a + C_0^{OM} \cdot f_\Sigma^{OM} \cdot f_a$$

Donde:

INV es la inversión inicial del proyecto

f_a es el factor de amortización

C_0 hace referencia a los costes del proyecto, tanto de combustible (F) como de operación y mantenimiento (OM)

$f_{\sum}$ es el factor de acumulación y actualización de los costes al momento presente

Calculando los factores anteriores, se obtiene un **LCOE** de **21,14€/MWh**. Se trata de un valor ligeramente bajo en comparación con los valores obtenidos habitualmente en el sector (29,1€/MWh-39,43€/MWh, (Lazard, 2020)).

CONCLUSIÓN

A la vista de los resultados obtenidos, se concluye que el proyecto resulta técnica y económicamente viable, por tanto, la recomendación es que se lleve a cabo. Los principales valores para sustentar esta afirmación son un VAN de €1,779,200, una TIR de casi el 11% y un periodo de retorno de aproximadamente 10 años.

Se debe tener en cuenta que la tendencia en los últimos años en lo que al precio de la electricidad se refiere ha sido ascendente. Además, los expertos prevén que esta tendencia se mantenga en los próximos años. Por ello, la rentabilidad del proyecto está asegurada.

10. ANÁLISIS DE IMPACTO AMBIENTAL

EMISIONES EVITADAS

El proyecto desarrollado supone un gran hito en lo que a reducción de emisiones de CO_2 se refiere. En este apartado se calcularán las emisiones evitadas al utilizar esta fuente de energía renovable en lugar de una fuente tradicional basada en el uso de combustibles fósiles.

La planta que se ha desarrollado cuenta con una potencia nominal instalada de 3,8MW, y es capaz de producir una potencia neta a lo largo de un año de 7.048MWh/año. Si analizamos las emisiones de toneladas de CO_2 equivalentes por tecnología en el sistema eléctrico peninsular, se obtienen los siguientes datos:

Sistema Peninsular	
Tecnología	Emisiones CO_2-eq (tCO_2-eq/MWh)
Central Térmica de Carbón	0,95
Central Térmica Ciclo Combinado (Gas Natural)	0,37
Central Térmica Fuel-Gas	0,77
Cogeneración	0,38
Residuos	0,24

Tabla 17: Factores de emisión GEI (Fuente: (REE, 2020))

Se observa como el caso más desfavorable en lo que a emisiones de CO_2 se refiere (mayor número de emisiones por MWh producido) se da para las centrales térmicas de carbón y el menos desfavorable para la energía producida a partir de residuos. En consecuencia, se puede afirmar que la planta solar fotovoltaica desarrollada evita unas emisiones de:

$$Emisiones\ evitadas\ (caso\ favorable) = 0{,}24 * 7.048 = 1.691{,}52\ \frac{tCO_2}{año}$$

$$Emisiones\ evitadas\ (caso\ desfavorable) = 0{,}95 * 7.048 = 6.695.6\ \frac{tCO_2}{año}$$

Por tanto, a lo largo de los 25 años de vida útil estimados para la planta, esta evitará entre 42.288 tCO_2 y 167.390 tCO_2.

Todas estas emisiones se evitan una vez que los componentes de la planta se han fabricado y la planta se ha instalado. Pero no se debe olvidar todo el proceso de producción e instalación previo a la puesta en funcionamiento de la planta donde sí que existen numerosas emisiones de gases de efecto invernadero.

Para fabricar un módulo fotovoltaico es necesario un proceso largo e intensivo en el uso de energía. Todo comienza con la extracción de silicio del cuarzo mediante el uso de carbono y calor. Dicho proceso requiere un mínimo de 20MWh de energía y libera en torno a 5 toneladas de CO_2 por cada tonelada de silicio (CSTEP, 2016). Al mismo tiempo, el proceso de obtención del carbono necesario para este proceso también resulta en elevadas emisiones de CO_2.

Una vez obtenido el silicio, es necesario purificarlo para obtener polisilicio, proceso que de nuevo consume mucha energía. A continuación, mediante el proceso de Czochralski se alinean las moléculas de silicio de manera que el material resultante tenga unas propiedades determinadas. El resultado de este proceso son cristales de silicio, que se deben cortar en finas láminas que posteriormente se transformarán en células fotovoltaicas. Este proceso no es del todo eficiente y en el proceso de corte de las láminas se pierde una cantidad relativamente importante (aproximadamente la mitad de cada cristal) de silicio en forma de virutas. Finalmente, se deben construir los módulos, montar los componentes y transportarlos hasta su ubicación final.

Por otro lado, otro aspecto que se debe tener en cuenta es que una vez los módulos fotovoltaicos alcanzan el fin de su vida útil, se producen toneladas de residuos que deben ser procesados. De hecho, hay quien afirma que la industria fotovoltaica explotará en un par de décadas, destrozando el medioambiente (Troszak, 2020).

A pesar de todo ello, la fabricación, puesta en servicio, mantenimiento y reciclaje de los módulos fotovoltaicos resulta positivo en lo que a reducción de emisiones totales de CO_2 en comparación con otras fuentes de energía tradicionales como puede ser una planta de carbón.

APLICACIÓN AGRIVOLTAICA

Una opción que se podría aplicar a la planta desarrollada es la de incorporar cultivos en el terreno sobre el que se instalan las placas solares (práctica comúnmente conocida como agrivoltaica o agrofotovoltaica). De esta manera, se conseguiría aumentar todavía más el rendimiento del terreno donde se encuentra la planta, gracias al aprovechamiento para cultivo. Algunos estudios defienden que los cultivos en terreno donde también hay una planta fotovoltaica reducen la cantidad de agua necesaria para el regadío dado que la exposición directa a la luz solar es menor. Además, los paneles actúan como barrera de protección de los cultivos antes las inclemencias meteorológicas como el granizo o lluvias extremas que pudieran dañar la cosecha.

Teniendo en cuenta que la planta se ubica en una zona de España especialmente seca y con una radiación solar muy elevada, el principal beneficio de la presencia de los paneles para el cultivo se vería en la protección frente a la radiación solar excesiva. Lo único que sería necesario para llevar a cabo esta iniciativa sería elevar los paneles mediante soportes, de manera que el cultivo tenga espacio suficiente para crecer y ser recolectado.



Figura 19: Ejemplo de aplicación agrivoltaica (Fuente: Enel Green Power)

Como se puede observar en la figura anterior, se aprovecha tanto la superficie que hay bajo los módulos fotovoltaicos, así como una parte del espacio de separación entre cadenas de módulos.

11. BIBLIOGRAFÍA

Agencia Andaluza de la Energía. (2022). *INFORME DE INFRAESTRUCTURAS ENERGÉTICAS, ALMERÍA.*

Agencia Andaluza de la Energía. (2022). *INFORME DE INFRAESTRUCTURAS ENERGÉTICAS, CÁDIZ.*

Alonso, C. (2020). *Docencia solar.*

Bellini, E. (2019). El LCOE solar en el sur de España. *PV Magazine*.

Boletín Oficial del Estado. (2008). *Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.*

Cecotec Renovables. (2020). *¿Evolución o freno de la energía solar fotovoltaica en España? Hacemos un breve repaso por su historia*. Obtenido de Cecotec Renovables.

CSTEP. (2016). *Polysilicon manufacturing in India - Go or No Go?*

IDAE. (2011). *Consumos del Sector Residencial en España.*

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

IEA PVPS. (2022). *Snapshot of Global PV Markets.* IEA.

Lazard. (2020). *Levelized Cost of Energy Analysis.* Lazard.

Lynn, P. (2010). *Electricity from sunlight - An introduction to photovoltaics.* John Wiley and Sons.

Martínez, M. (2016). *Radiación solar-conceptos y aplicaciones.* INIA-URURI.

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

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2020). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030.* Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

REE. (2020). *Emisiones de CO2 asociadas a la generación de electricidad en España.*

REE. (2022). *Serie histórica de potencia instalada.* REE. Obtenido de https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada

SMA. (2020). *Performance ratio: quality factor for the PV plant.*

Troszak, T. (2020). *The hidden costs of solar photovoltaic power.* NATO.

Unión Fenosa Distribución (Grupo Naturgy). (2022). *Requisitos Técnicos para Conexión de Instalaciones en Alta Tensión de Un ≤ 36 kV.*

Zhang, T. (2017). *What's a good value for kWh/kWp? An overview of specific yield.*

ANEXO I: FIGURAS AUXILIARES



Figura 20: Mapa del sistema eléctrico ibérico

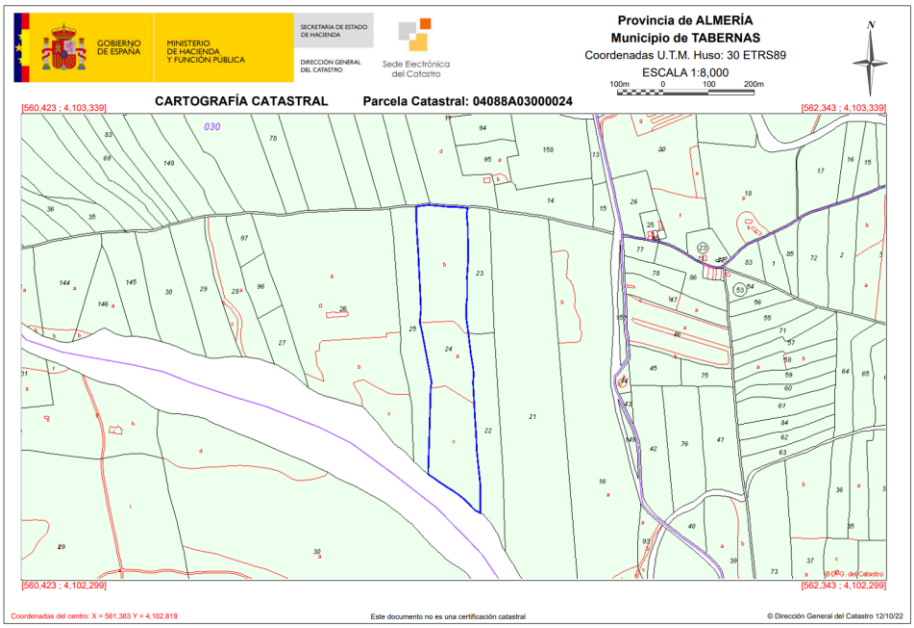


Figura 21: Cartografía catastral de la parcela elegida (Fuente: Catastro)

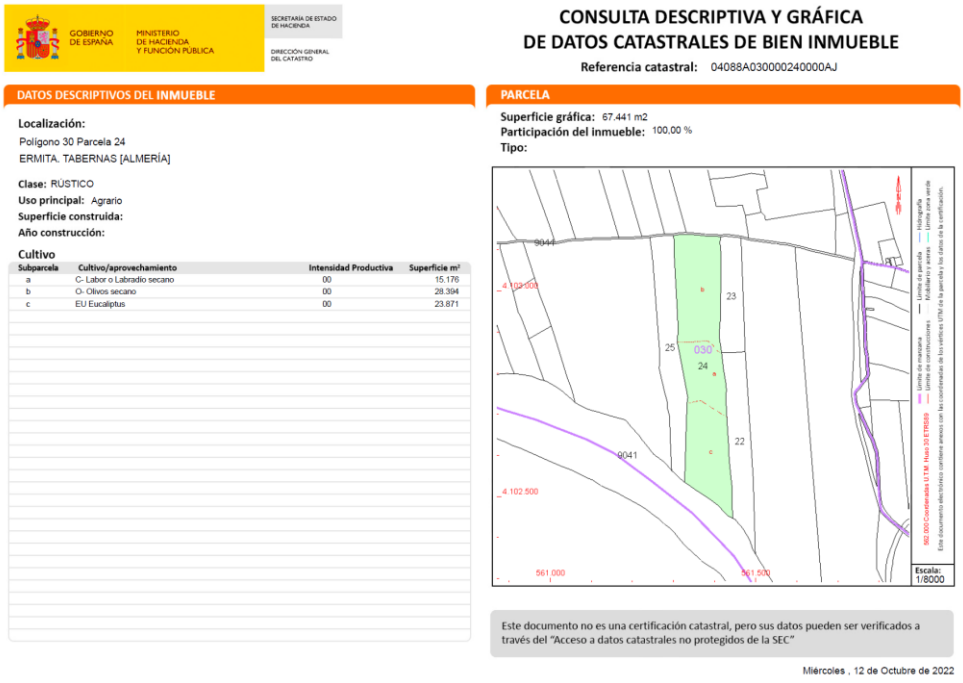


Figura 22: Información catastral de la parcela escogida

ANEXO II: INFORME DE SIMULACIÓN DE LA PLANTA MEDIANTE PVSYST

Versión 7.2.21

PVsyst PRUEBA

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: Las Tabernas

Variante: Simulación_Tabernas_def_por horas

Sin escena 3D definida, sin sombras

Potencia del sistema: 3802 kWp

Las Tabernas - España

José Mosquera Abellás

Proyecto: Las Tabernas

Variante: Simulación_Tabernas_def_por horas

PVsyst V7.2.21
VC1, Fecha de simulación:
20/11/22 13:52
con v7.2.21

PVsyst PRUEBA

Resumen del proyecto

Sitio geográfico
Las Tabernas
España

Situación

Latitud	37.07 °N
Longitud	-2.31 °W
Altitud	503 m
Zona horaria	UTC

Configuración del proyecto
Albedo 0.20

Datos meteo
Las Tabernas
PVGIS api TMY

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red
Simulación para el año n° 1

Sin escena 3D definida, sin sombras

Orientación campo FV
Plano fijo
Inclinación/Azimut 34 / 0 °

Sombreados cercanos
Sin sombreados

Necesidades del usuario
Carga ilimitada (red)

Información del sistema

Generador FV		Inversores	
Núm. de módulos	9504 unidades	Núm. de unidades	2 unidades
Pnom total	3802 kWp	Pnom total	3820 kWca
		Proporción Pnom	0.995

Resumen de resultados

Energía producida	7048 MWh/año	Producción específica	1854 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR	82.89 %

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados 2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema. 3
Definición del horizonte 5
Resultados principales 6
Diagrama de pérdida 7
Gráficos especiales 8
Gráficos predefinidos 9
Evaluación P50 - P90 14
Balance de emisiones de CO_2 15

Proyecto: Las Tabernas

Variante: Simulación_Tabernas_def_por horas

PVsyst V7.2.21
VC1, Fecha de simulación:
20/11/22 13:52
con v7.2.21

PVsyst PRUEBA

Parámetros generales

Sistema conectado a la red

Sin escena 3D definida, sin sombras

Orientación campo FV

Orientación		Configuración de cobertizos	Modelos usados	
Plano fijo		Sin escena 3D definida	Transposición	Perez
Inclinación/Azimut	34 / 0 °		Difuso	Importado
			Circunsolar	separado

Horizonte		Sombreados cercanos	Necesidades del usuario
Altura promedio	2.9 °	Sin sombreados	Carga ilimitada (red)

Características del generador FV

Módulo FV

Fabricante	Generic
Modelo	LR5-54 HIH 400 M
(Base de datos PVsyst original)	
Unidad Nom. Potencia	400 Wp
Número de módulos FV	9504 unidades
Nominal (STC)	3802 kWp
Módulos	264 Cadenas x 36 En series
En cond. de funcionam. (50°C)	
Pmpp	3479 kWp
U mpp	1001 V
I mpp	3474 A

Inversor

Fabricante	Generic
Modelo	FreeSun FS1910K 600V
(Definición de parámetros personalizados)	
Unidad Nom. Potencia	1910 kWca
Número de inversores	2 unidades
Potencia total	3820 kWca
Voltaje de funcionamiento	849-1500 V
Proporción Pnom (CC:CA)	1.00

Potencia FV total

Nominal (STC)	3802 kWp
Total	9504 módulos
Área del módulo	18559 m²
Área celular	16944 m²

Potencia total del inversor

Potencia total	3820 kWca
Número de inversores	2 unidades
Proporción Pnom	1.00

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de suciedad del conjunto
Frac. de pérdida 2.0 %

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

Pérdidas de cableado CC
Res. conjunto global 4.1 mΩ
Frac. de pérdida 1.3 % en STC

LID - Degradación Inducida por Luz
Frac. de pérdida 2.0 %

Pérdida de calidad módulo
Frac. de pérdida -0.4 %

Pérdidas de desajuste de módulo
Frac. de pérdida 2.0 % en MPP

Pérdidas de desajuste de cadenas
Frac. de pérdida 0.1 %

Módulo de degradación media
Año n° 1
Factor de pérdida 0.55 %/año
Desajuste debido a la degradación
Dispersión Imp RMS 0.4 %/año
Dispersión Vmp RMS 0.4 %/año

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

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

Proyecto: Las Tabernas

Variante: Simulación_Tabernas_def_por horas

PVsyst V7.2.21
VC1, Fecha de simulación:
20/11/22 13:52
con v7.2.21

PVsyst PRUEBA

Pérdidas del conjunto

Corrección espectral
Modelo FirstSolar
Agua precipitable estimada a partir de la humedad relativa

Conjunto de coeficientes	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Monocrystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781

Pérdidas del sistema.

Indisponibilidad del sistema
Frac. de tiempo 1.5 %
5.5 días,
3 períodos

Pérdidas auxiliares
constante (ventiladores) 500 W
0.0 kW del umbral de potencia
Consumo aux. nocturno 1000 W

Pérdidas de cableado CA

Línea de salida del inv. hasta transfo MV
Voltaje inversor 600 Vca tri
Frac. de pérdida 0.04 % en STC
Inversor: FreeSun FS1910K 600V
Sección cables (2 Inv.) Cobre 2 x 3 x 1200 mm²
Longitud media de los cables 5 m

Línea MV hasta inyección
Voltaje MV 30 kV
Promedio de cada inversor
Cables Cobre 3 x 120 mm²
Longitud 681 m
Frac. de pérdida 0.02 % en STC

Pérdidas de CA en transformadores

Transfo MV
Voltaje de red 30 kV
Pérdidas operativas en STC
Potencia nominal en STC 3725 kVA
Pérdida de hierro (Conexión 24/24) 1.86 kW/Inv.
Frac. de pérdida 0.10 % en STC
Resistencia equivalente de bobinas 3 x 1.93 mΩ/inv.
Frac. de pérdida 1.00 % en STC

Proyecto: Las Tabernas

Variante: Simulación_Tabernas_def_por horas

PVsyst V7.2.21
VC1, Fecha de simulación:
20/11/22 13:52
con v7.2.21

PVsyst PRUEBA

Definición del horizonte

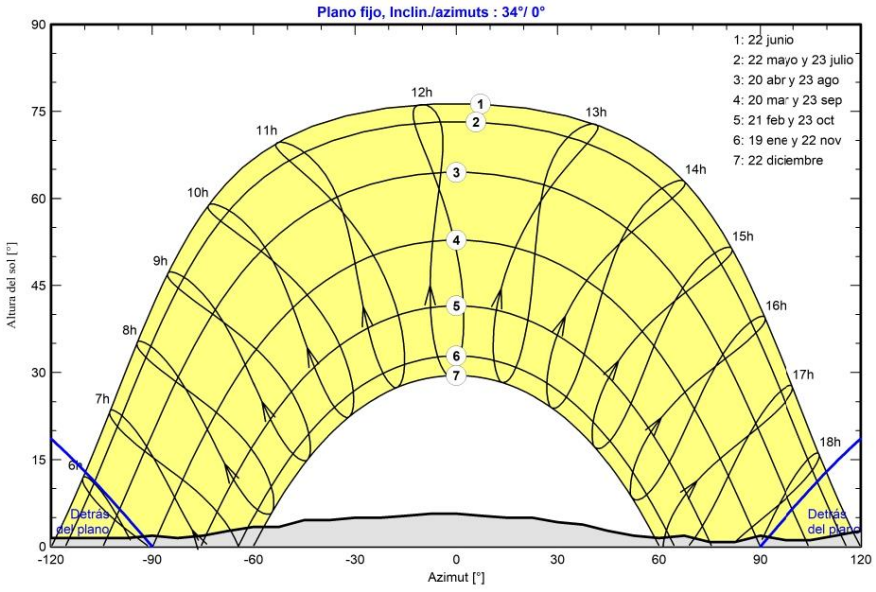
Horizon from PVGIS website API, Lat=37°4"17', Long=-2°18"39', Alt=21m

Altura promedio	2.9 °	Factor Albedo	0.77
Factor difuso	0.97	Fracción de albedo	100 %

Perfil del horizonte

Azimut [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-135	-128	-120	-98	-90
Altura [°]	3.1	2.7	2.7	1.9	2.3	1.1	1.5	1.9	1.5	1.5	1.9
Azimut [°]	-83	-75	-68	-60	-53	-45	-38	-30	-23	-15	-8
Altura [°]	1.5	1.9	2.7	3.4	3.4	4.6	4.6	5.0	5.0	5.3	5.7
Azimut [°]	0	8	15	23	30	38	45	53	60	68	75
Altura [°]	5.7	5.3	5.0	5.0	4.2	3.8	2.7	1.9	1.5	1.9	0.8
Azimut [°]	83	90	98	105	113	120	128	135	165	173	180
Altura [°]	0.8	1.9	1.1	1.1	1.9	2.7	3.4	3.8	3.8	3.4	3.1

Recorridos solares (diagrama de altura / azimut)



PVsyst PRUEBA

Proyecto: Las Tabernas

Variante: Simulación_Tabernas_def_por horas

PVsyst V7.2.21
VC1, Fecha de simulación:
20/11/22 13:52
con v7.2.21

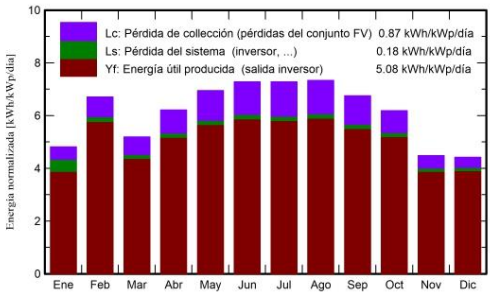
PVsyst PRUEBA

Resultados principales

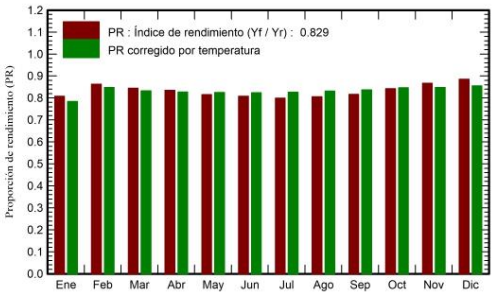
Producción del sistema

Energía producida	7048 MWh/año	Producción específica	1854 kWh/kWp/año
		Proporción de rendimiento (PR)	82.89 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR proporción
Enero	86.8	27.97	9.85	149.1	142.9	512.3	457.8	0.808
Febrero	122.8	27.93	10.48	187.8	180.8	634.4	615.9	0.862
Marzo	130.0	52.28	13.70	161.0	153.6	532.9	516.5	0.844
Abril	175.1	53.41	14.08	186.3	177.6	609.7	591.1	0.834
Mayo	225.3	65.32	20.60	215.5	205.1	687.2	667.6	0.815
Junio	240.2	66.64	23.64	218.4	207.7	690.2	670.3	0.808
Julio	241.0	65.37	27.21	225.6	214.9	705.0	685.3	0.799
Agosto	220.3	57.48	25.73	227.3	217.2	715.9	695.8	0.805
Septiembre	171.4	51.06	23.55	202.5	193.8	647.6	629.1	0.817
Octubre	137.2	43.44	19.11	191.8	183.8	632.2	614.1	0.842
Noviembre	86.0	34.71	13.44	134.4	128.6	457.5	443.3	0.867
Diciembre	76.3	24.99	9.01	137.1	131.7	476.6	461.7	0.886
Año	1912.5	570.61	17.58	2236.8	2137.8	7301.5	7048.5	0.829

Leyendas

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

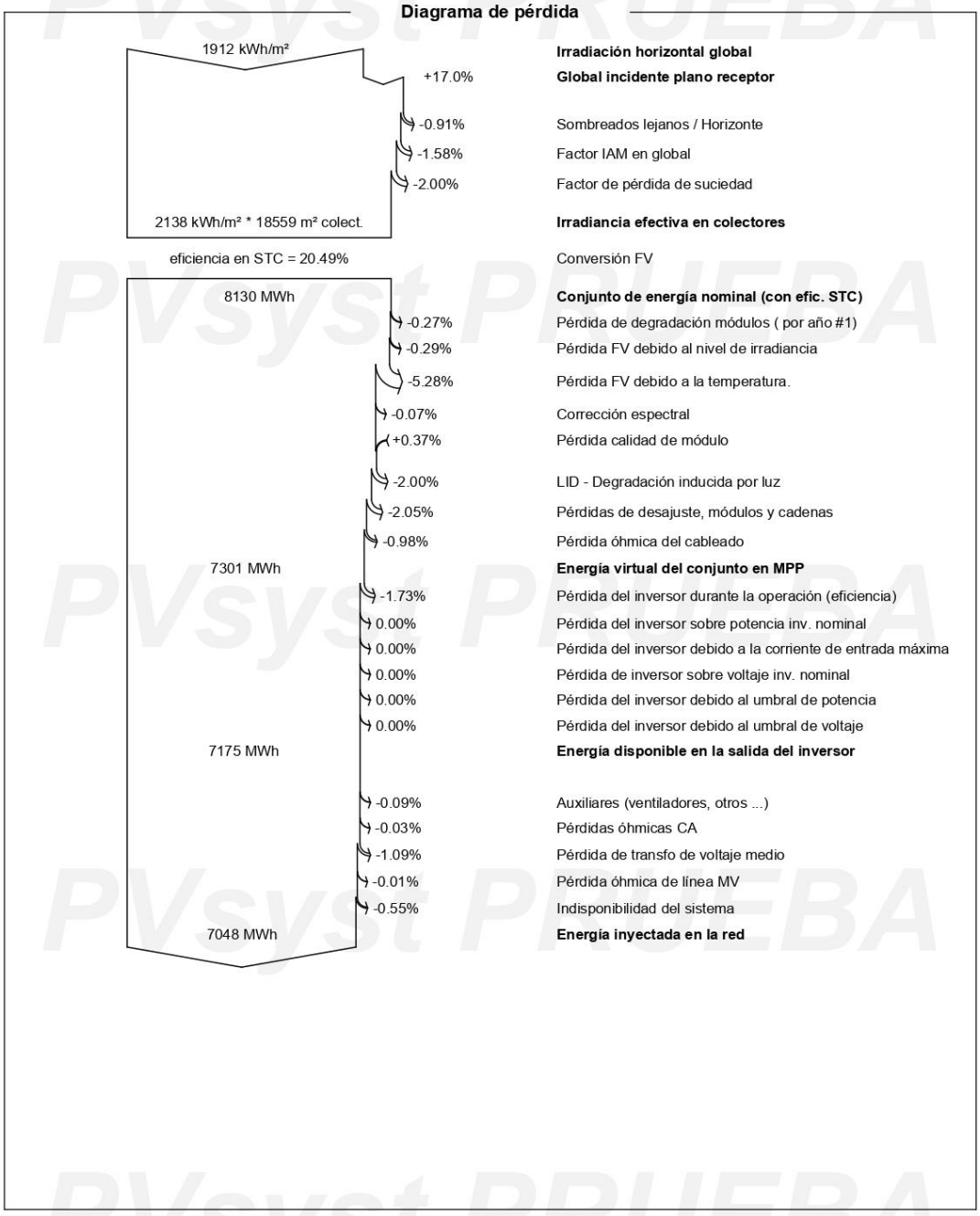
Proyecto: Las Tabernas

Variante: Simulación_Tabernas_def_por horas

PVsyst V7.2.21
VC1, Fecha de simulación:
20/11/22 13:52
con v7.2.21

PVsyst PRUEBA

Diagrama de pérdida



Proyecto: Las Tabernas

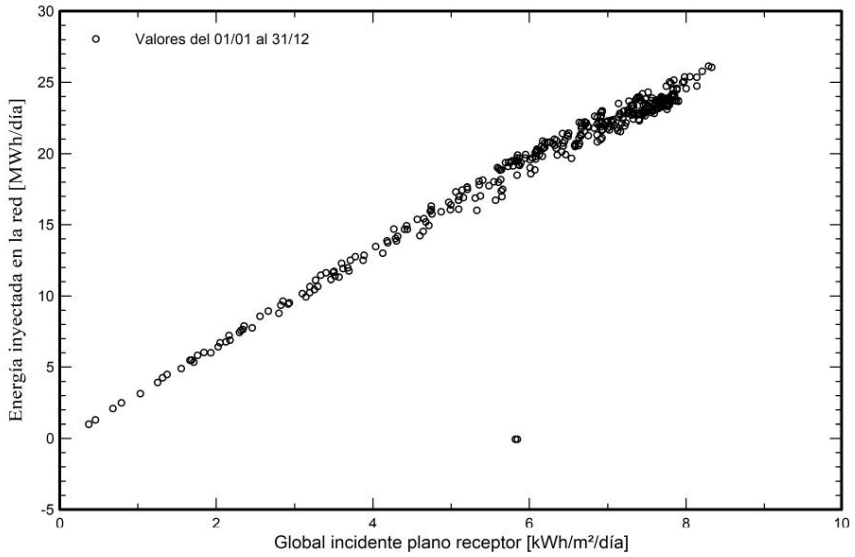
Variante: Simulación_Tabernas_def_por horas

PVsyst V7.2.21
VC1, Fecha de simulación:
20/11/22 13:52
con v7.2.21

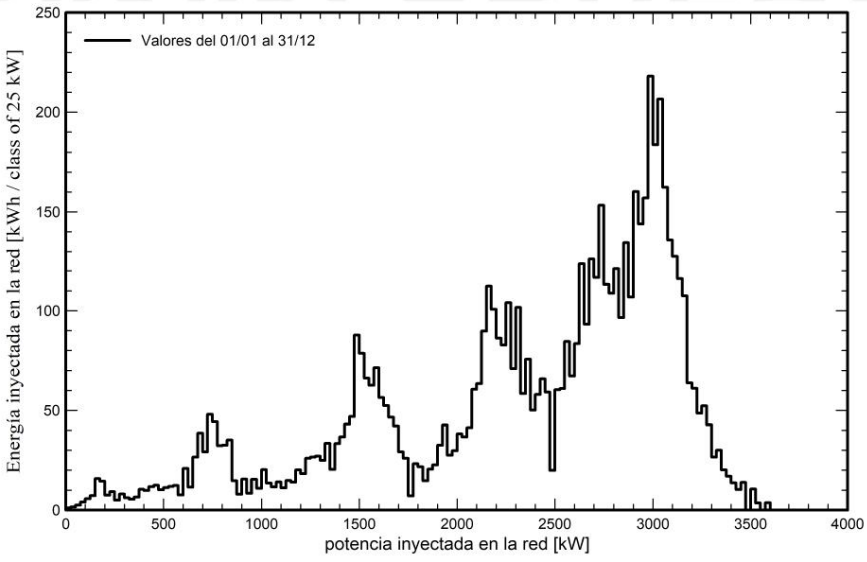
PVsyst PRUEBA

Gráficos especiales

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



PVsyst PRUEBA

Proyecto: Las Tabernas

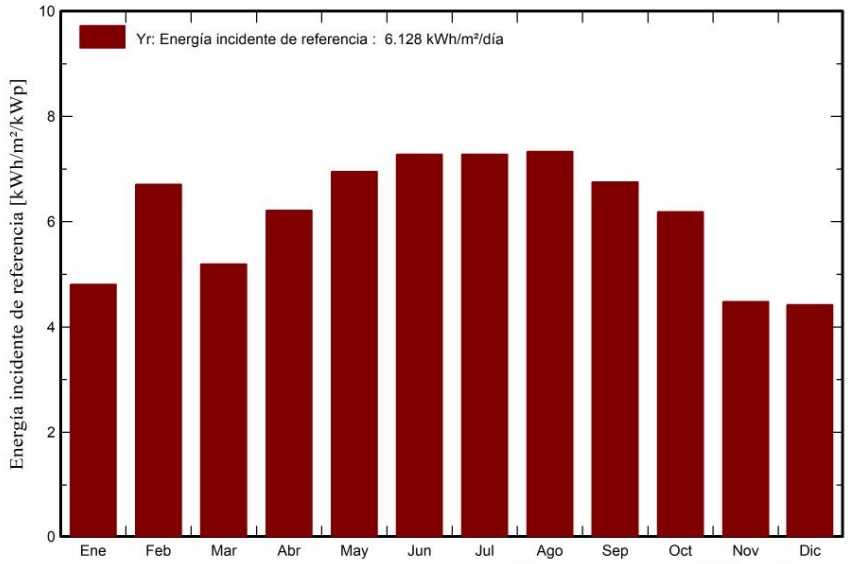
Variante: Simulación_Tabernas_def_por horas

PVsyst V7.2.21
VC1, Fecha de simulación:
20/11/22 13:52
con v7.2.21

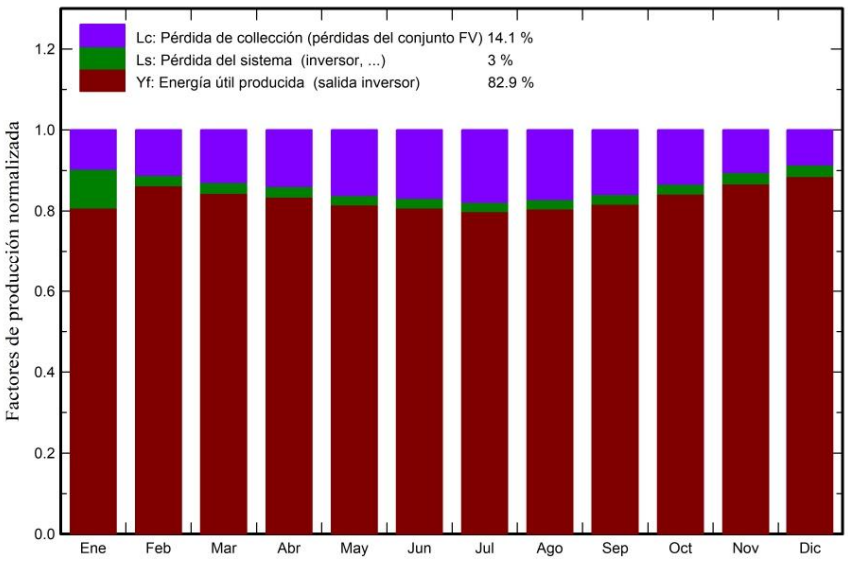
PVsyst PRUEBA

Gráficos predefinidos

Energía incidente de referencia en el plano colector



Producción normalizada y factores de pérdida



PVsyst PRUEBA

Proyecto: Las Tabernas

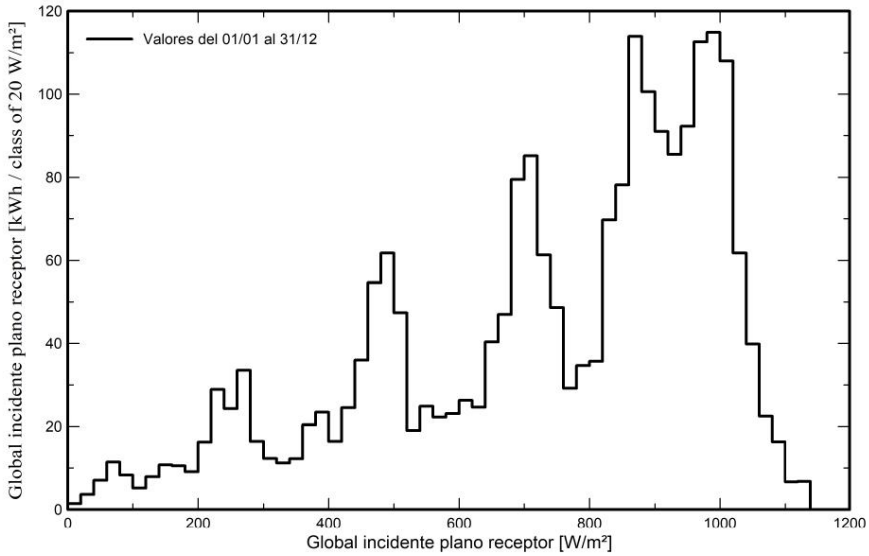
Variante: Simulación_Tabernas_def_por horas

PVsyst V7.2.21
VC1, Fecha de simulación:
20/11/22 13:52
con v7.2.21

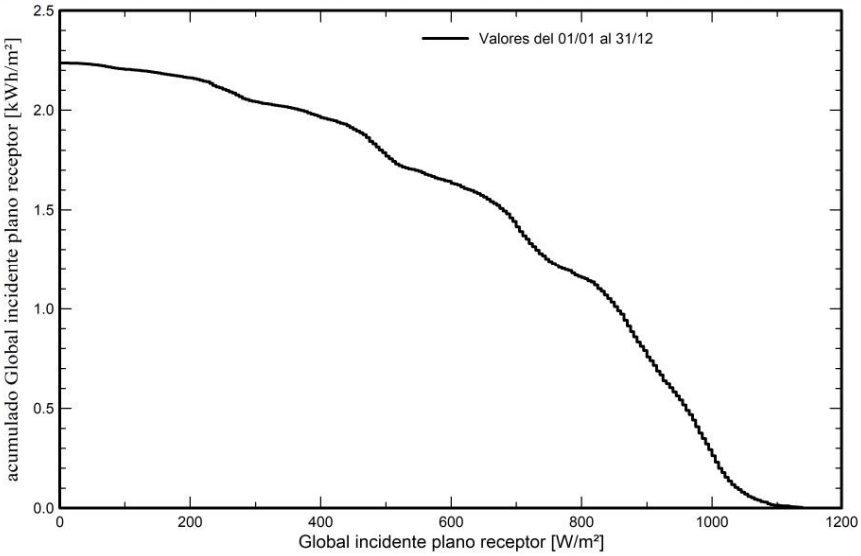
PVsyst PRUEBA

Gráficos predefinidos

Distribución de irradiación incidente



Distribución acumulativa de la irradiación incidente



PVsyst PRUEBA

Proyecto: Las Tabernas

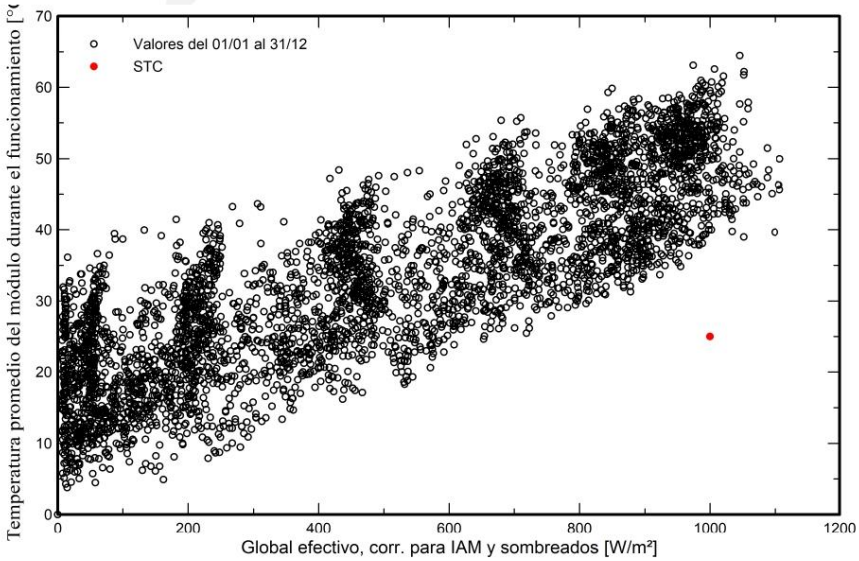
Variante: Simulación_Tabernas_def_por horas

PVsyst V7.2.21
VC1, Fecha de simulación:
20/11/22 13:52
con v7.2.21

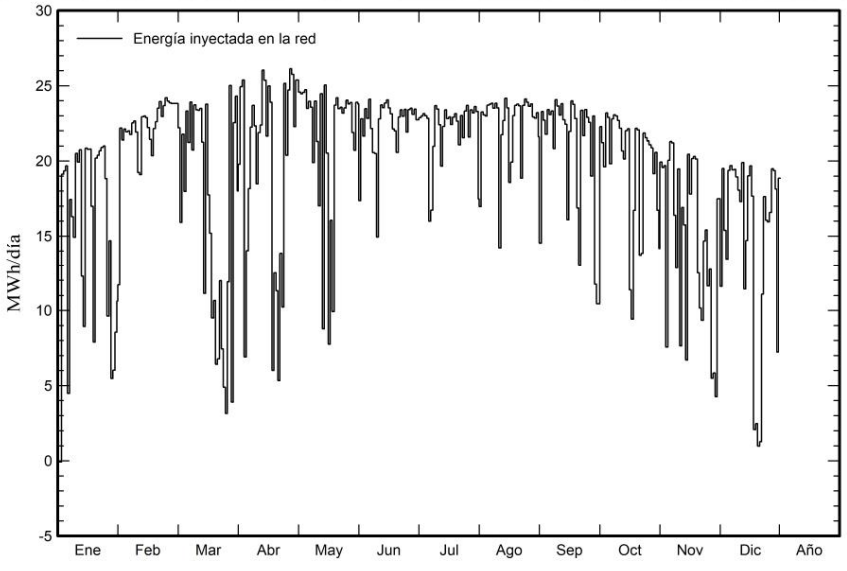
PVsyst PRUEBA

Gráficos predefinidos

Temperatura del conjunto vs irradiancia efectiva



Energía diaria a la salida del sistema



PVsyst PRUEBA

Proyecto: Las Tabernas

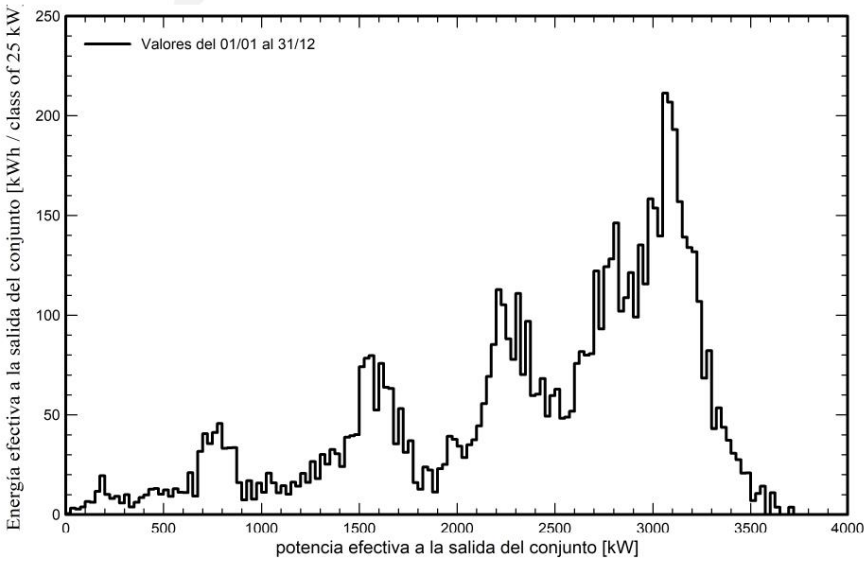
Variante: Simulación_Tabernas_def_por horas

PVsyst V7.2.21
VC1, Fecha de simulación:
20/11/22 13:52
con v7.2.21

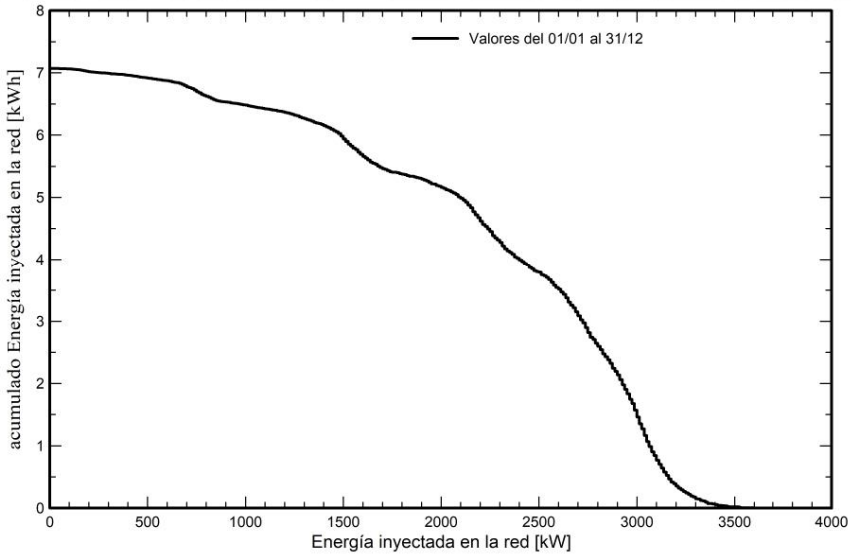
PVsyst PRUEBA

Gráficos predefinidos

Distribución de la potencia del conjunto



Distribución acumulativa de la potencia de salida del sistema



Proyecto: Las Tabernas

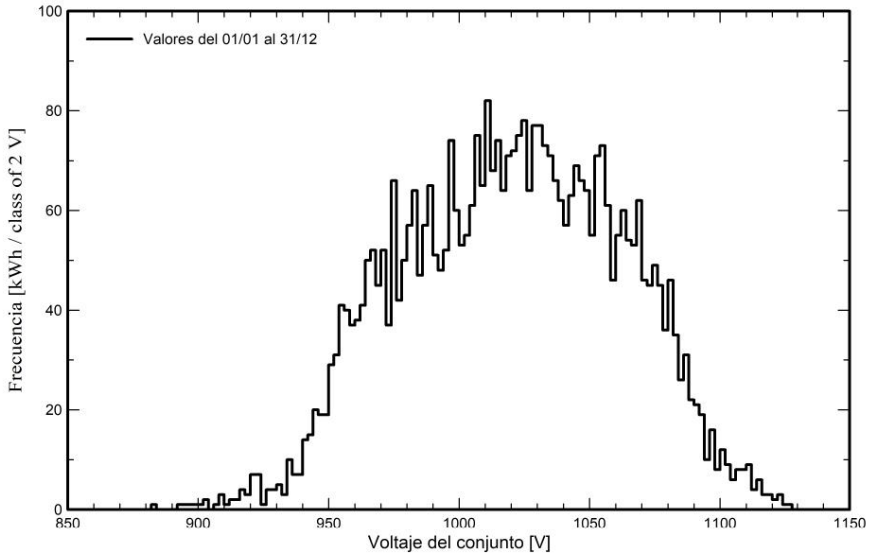
Variante: Simulación_Tabernas_def_por horas

PVsyst V7.2.21
VC1, Fecha de simulación:
20/11/22 13:52
con v7.2.21

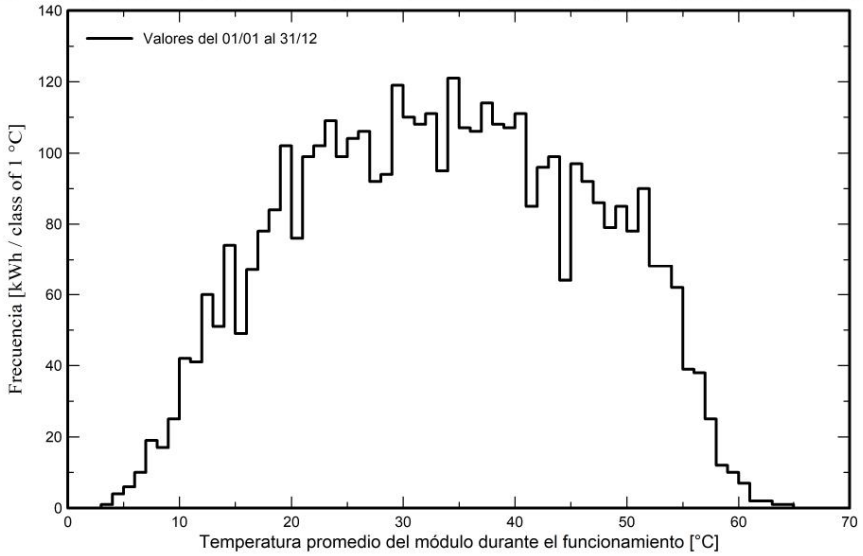
PVsyst PRUEBA

Gráficos predefinidos

Distribución del voltaje del conjunto



Distribución de la temperatura del conjunto durante la ejecución



Proyecto: Las Tabernas

Variante: Simulación_Tabernas_def_por horas

PVsyst V7.2.21
VC1, Fecha de simulación:
20/11/22 13:52
con v7.2.21

PVsyst PRUEBA

Evaluación P50 - P90

Datos meteo

Fuente	PVGIS api TMY
Tipo	TMY, multianual
Variabilidad año a año(Varianza)	2.5 %
Desviación especificada	
Cambio climático	0.0 %

Variabilidad global (meteo y sistema)

Variabilidad (Suma cuadrática)	3.1 %

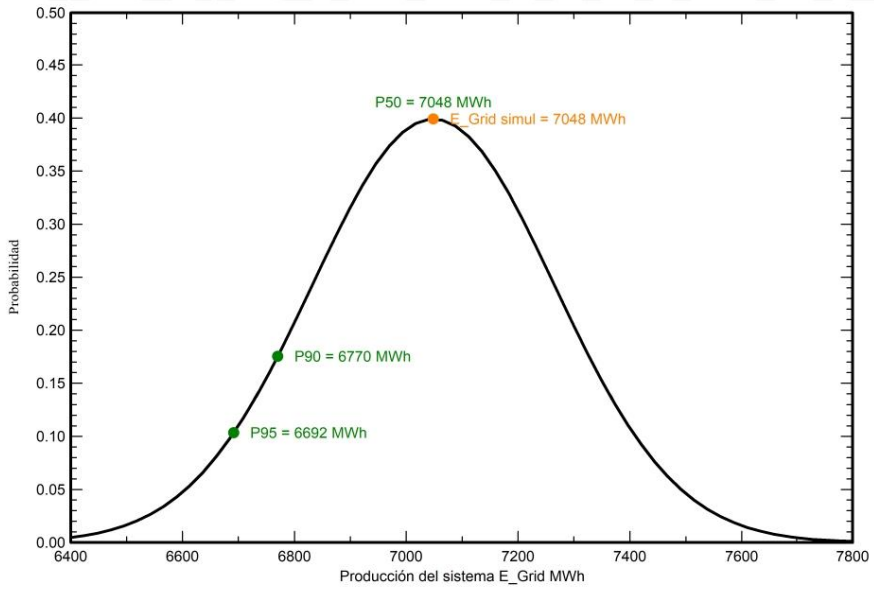
Incertidumbres sobre la simulación y los parámetros

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

Probabilidad de producción anual

Variabilidad	217 MWh
P50	7048 MWh
P90	6770 MWh
P95	6692 MWh

Distribución de probabilidad



PVsyst PRUEBA

Proyecto: Las Tabernas

Variante: Simulación_Tabernas_def_por horas

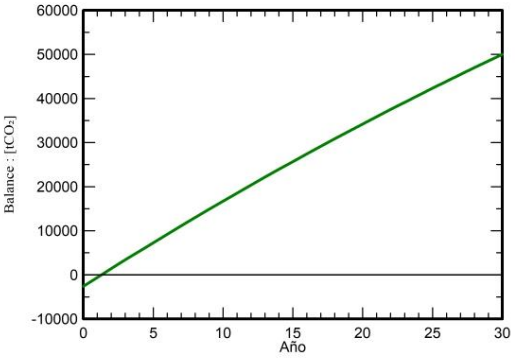
PVsyst V7.2.21
VC1, Fecha de simulación:
20/11/22 13:52
con v7.2.21

PVsyst PRUEBA

Balance de emisiones de CO_2

Total:	50039.4 tCO_2
Emisiones generadas	
Total:	2617.13 tCO_2
Fuente:	Cálculo detallado de la siguiente tabla:
Emisiones reemplazadas	
Total:	60687.6 tCO_2
Sistema de producción:	7048.50 MWh/año
Emisiones del ciclo de vida de la red:	287 gCO_2/kWh
Fuente:	Lista IEA
País:	Spain
Toda la vida:	30 años
Degradación anual:	1.0 %

Emisión de CO_2 ahorrada vs tiempo



Detalles de emisiones del ciclo de vida del sistema

Artículo	LCE	Cantidad	Subtotal
			[$kgCO_2$]
Módulos	2569 kgCO2/kWp	1000 kWp	2569080
Soportes	1.91 kgCO2/kg	25000 kg	47857
Inversores	190 kgCO2/unidades	1.00 unidades	190

PVsyst PRUEBA

ANEXO III: HOJAS DE CARACTERÍSTICAS

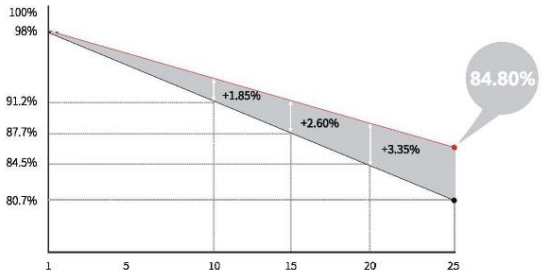

Hi-MO 5m
LR5-54HIH
400~420M
▪ Suitable for distributed projects
▪ Advanced module technology delivers superior module efficiency
• M10 Gallium-doped Wafer • Integrated segmented ribbons • 9-busbar Half-cut Cell
▪ Excellent outdoor power generation performance
▪ High module quality ensures long-term reliability
12 12-year Warranty for Materials and Processing
25 25-year Warranty for Extra Linear Power Output
Complete System and Product Certifications
IEC 61215, IEC 61730, UL 61730
ISO9001:2015: ISO Quality Management System
ISO14001: 2015: ISO Environment Management System
ISO45001: 2018: Occupational Health and Safety
TS62941: Guideline for module design qualification and type approval
LONGi

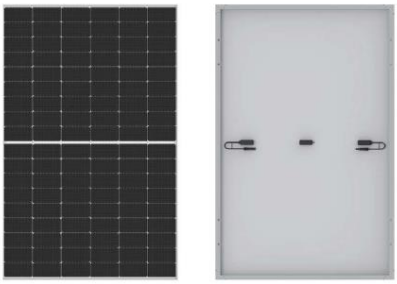
Hi-MO 5m — LR5-54HIH 400~420M

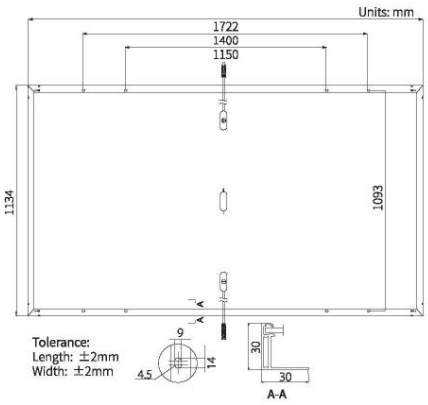
21.5%	0~3%	<2%	0.55%	HALF-CELL
MAX MODULE EFFICIENCY	POWER TOLERANCE	FIRST YEAR POWER DEGRADATION	YEAR 2-25 POWER DEGRADATION	Lower operating temperature

Additional Value

25-Year Power Warranty







Mechanical Parameters

Cell Orientation	108 (6×18)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm², +400, -200mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	21.5kg
Dimension	1722×1134×30mm
Packaging	36pcs per pallet / 216pcs per 20' GP / 936pcs per 40' HC

Electrical Characteristics

STC : AM1.5 1000W/m² 25°C NOCT : AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s Test uncertainty for Pmax: ±3%

Module Type	LR5-54HIH-400M		LR5-54HIH-405M		LR5-54HIH-410M		LR5-54HIH-415M		LR5-54HIH-420M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	400	299.0	405	302.7	410	306.5	415	310.2	420	313.9
Open Circuit Voltage (Voc/V)	36.75	34.55	37.00	34.79	37.25	35.02	37.50	35.26	37.75	35.49
Short Circuit Current (Isc/A)	13.76	11.13	13.83	11.18	13.88	11.22	13.94	11.27	14.01	11.32
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	30.75	28.56	31.00	28.80	31.25	29.03	31.49	29.25	31.73	29.47
Current at Maximum Power (Imp/A)	13.01	10.47	13.07	10.52	13.12	10.56	13.18	10.60	13.24	10.65
Module Efficiency(%)	20.5		20.7		21.1		21.3		21.5	

Operating Parameters

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

Mechanical Loading

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

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.265%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.340%/°C

LONGi

No.8369 Shangyuan Road, Xi'an Economic And Technological Development Zone, Xi'an, Shaanxi, China.
Web: en.longi-solar.com

Specifications included in this datasheet are subject to change without notice. LONGi reserves the right of final interpretation. (20220121DraftV02)



SUNFER







- Soporte inclinado de 3 filas de módulos para terreno.
- Anclaje hincado.
- Disposición de los módulos: Vertical.
- Inclinación estándar 30º.
- Inclinaciones disponibles bajo pedido:10º-15º-20º-25º-35º
- Altura libre en punto más desfavorable 500 mm.
- Válido para espesores de módulos de 30 hasta 45 mm.
- Kits disponibles de 6 hasta 18 módulos.
- Hincas incluidas solo en los kits.

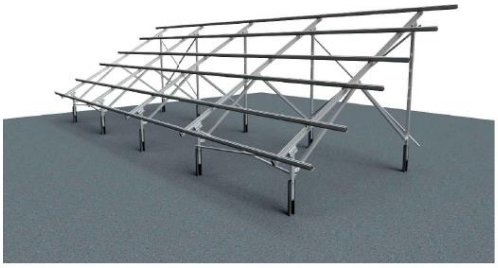
Viento:	Hasta 150 Km/h (Ver documento de velocidades del viento)
Materiales:	Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6 Tornillería de acero inoxidable A2-70 Hinca de acero S275 galvanizado en caliente por inmersión.

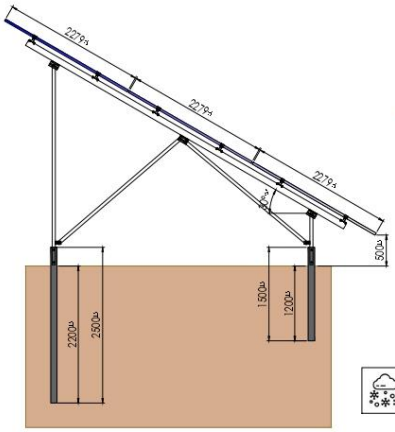
Comprobar el buen estado y la capacidad portante del terreno antes de cualquier instalación.

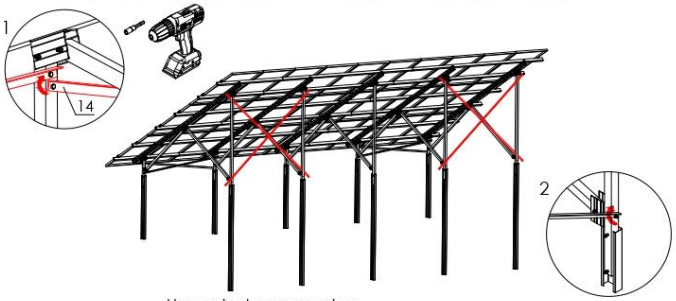
Para módulos de hasta **2279x1150 - Sistema Kit**

2279x1150 Kit

Se recomienda realizar un estudio geotécnico del terreno







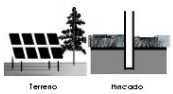
Carga de nieve: 40 kg/m²

Herramientas necesarias:



Seguridad:





Par de apriete:	
Tornillo Presor	7 Nm
Tornillo M8 Hexagonal	20 Nm
Tornillo M10 Hexagonal	40 Nm
Tornillo M6.3 Hexagonal	10 Nm

Reservado el derecho a efectuar modificaciones - Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.



SUNFER



- **Cargas de viento:** Según túnel del viento en modelo computacional CFD
- **Cálculo estructural:** Modelo computacional comprobado mediante
  EUROCÓDIGO 3 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ACERO"
  EUROCÓDIGO 9 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ALUMINIO"

Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento						
Tamaño del módulo	6	9	12	15	18	nº de módulos
2279x1150	150	150	110	150	130	Velocidad de viento km/h

Tabla 1 - *Velocidades máximas de viento admisibles.*

- Para garantizar la resistencia a la velocidad máxima de diseño se deberán utilizar anclajes adecuados y utilizar el lastre indicado por Sunfer para cada situación.

Para cumplir con las velocidades máximas admisibles de viento especificadas en la tabla 1, se deberán respetar todas las instrucciones indicadas en los planos de montaje.
Se debe comprobar que los puntos de anclaje para los módulos son compatibles con las especificaciones del fabricante.

Reservado el derecho a efectuar modificaciones - Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

HEMK

615V

REFERENCIA		TALLA 2 FS1955K	TALLA 3 FS2935K	TALLA 4 FS3915K
SALIDA	Potencia de salida AC (kVA/kW) @ 40 °C[1]	1955	2935	3915
	Potencia de salida AC (kVA/kW) @ 50 °C[1]	1815	2725	3635
	Corriente máxima de salida AC (A) @ 40°C	1837	2756	3674
	Tensión de red (V)	615V ±10%		
	Frecuencia de red (Hz)	50/60Hz		
	Distorsión armónica de corriente (THDi)	< 3% per IEEE519		
	Factor de potencia (coseno phi)[2]	0.5 inductiva ... 0.5 capacitiva ajustable / Inyección de potencia reactiva por la noche		
ENTRADA	Rango de tensión DC[3]	870V - 1500V		
	Tensión máxima DC	1500V		
	Número de entradas	Hasta 20	Hasta 30	Hasta 40
	Corriente continua máxima DC (A)[4]	2295	3443	4590
	Corriente de cortocircuito máxima DC (A)[4]	3470	5205	6940
	Número de Freemaq DC/DC[4]	Hasta 4		
EFICIENCIA	Eficiencia (máx.) (η) (preliminar)	98.78%	98.81%	98.87%
	Euroeta (h) (preliminar)	98.40%	98.43%	98.60%
ENVOLVENTE	Dimensiones [WxDxH] (ft)	9.8 x 6.6 x 7.2		
	Dimensiones [WxDxH] (m)	3.0 x 2.0 x 2.2		
	Peso (lbs)	11465	11795	12125
	Peso (kg)	5200	5350	5500
	Tipo de ventilación	Aire forzado		
CONDICIONES AMBIENTALES	Grado de protección	NEMA 3R / IP55		
	Temperatura ambiente [5]	De -25 °C a +60 °C, >50 °C / Reducción de potencia		
	Humedad relativa	De 4% a 100% sin condensación		
	Altitud máx. (sobre el nivel del mar)	2000m / > 2000 m reducción de potencia (Máx. 4000 m)		
INTERFAZ DE CONTROL	Protocolo de comunicación	Modbus TCP		
	Controlador de planta	Opcional		
	Interruptor ON/OFF con llave	Estándar		
PROTECCIONES	Protección contra fallos a tierra	GFDI y vigilante de aislamiento		
	Control de humedad	Calentamiento activo		
	Protección general de AC y desconexión	Disyuntor		
	Protección general de DC y desconexión	Fusibles, interruptores-seccionadores de DC		
	Protección contra sobretensiones	Protección de Tipo 2 para AC y DC (opcionalmente, Tipo 1+ 2)		
CERTIFICACIONES Y ESTÁNDARES	Seguridad	UL 1741 / CSA 22.2 No.107.1-16 / IEC 62109-1 / IEC 62109-2		
	Instalación	NEC 2020 / IEC		
	Conexión a red	IEEE 1547:2018 / UL 1741 SB / IEC 62116:2014		

NOTAS

[1] Valores a 1.00 Vac nominal y cosφ=1. Consulte con Power Electronics para las curvas de reducción de potencia.
[2] Consulte los gráficos P-Q disponibles: Q(kVAr)=√(S(kVA)2-P(kW)2).
[3] Consulte con Power Electronics para las curvas de reducción.
[4] Consulte con Power Electronics para las configuraciones de conexión del Freemaq DC/DC (disponibles para Talla 4).
[5] Consulte con Power Electronics para temperaturas inferiores a 25ºC

HEMK

600V

REFERENCIA		TALLA 2 FS1910K	TALLA 3 FS2865K	TALLA 4 FS3820K
SALIDA	Potencia de salida AC (kVA/kW) @ 40 °C[1]	1910	2865	3820
	Potencia de salida AC (kVA/kW) @ 50 °C[1]	1775	2660	3545
	Corriente máxima de salida AC (A) @ 40°C	1837	2756	3674
	Tensión de red (V)	600V ±10%		
	Frecuencia de red (Hz)	50/60Hz		
	Distorsión armónica de corriente (THDi)	< 3% per IEEE519		
	Factor de potencia (coseno phi)[2]	0.5 inductiva ... 0.5 capacitiva ajustable / Inyección de potencia reactiva por la noche		
ENTRADA	Rango de tensión DC [3]	849V - 1500V		
	Tensión máxima DC	1500V		
	Número de entradas	Hasta 20	Hasta 30	Hasta 40
	Corriente continua máxima CC (A)[4]	2295	3443	4590
	Corriente de cortocircuito máxima CC (A)[4]	3470	5205	6940
	Número de Freemaq DC/DC[4]	Up to 2 (Bus Plus Basic) or 4 (Bus Plus Advanced)		
EFICIENCIA	Eficiencia (máx.) (η) (preliminar)	98.76%	98.79%	98.85%
	Euroeta (h) (preliminar)	98.39%	98.42%	98.59%
ENVOLVENTE	Dimensiones [WxDxH] (ft)	9.8 x 6.6 x 7.2		
	Dimensiones [WxDxH] (m)	3.0 x 2.0 x 2.2		
	Peso (lbs)	11465	11795	12125
	Peso (kg)	5200	5350	5500
	Tipo de ventilación	Aire forzado		
CONDICIONES AMBIENTALES	Grado de protección	NEMA 3R / IP55		
	Temperatura ambiente [5]	De 25 °C a +60 °C, >50 °C / Reducción de potencia		
	Humedad relativa	De 4% a 100% sin condensación		
	Altitud máx. (sobre el nivel del mar)	2000m / > 2000 m reducción de potencia (Máx. 4000 m)		
INTERFAZ DE CONTROL	Protocolo de comunicación	Modbus TCP		
	Controlador de planta	Opcional		
	Interruptor ON/OFF con llave	Estándar		
PROTECCIONES	Protección contra fallos a tierra	GFDI y vigilante de aislamiento		
	Control de humedad	Calentamiento activo		
	Protección general de AC y desconexión	Disyuntor		
	Protección general de DC y desconexión	Fusibles, interruptores-seccionadores de DC		
	Protección contra sobretensiones	Protección de Tipo 2 para AC y DC opcionalmente, Tipo 1+ 2)		
CERTIFICACIONES Y ESTÁNDARES	Seguridad	UL 1741 / CSA 22.2 No.107.1-16 / IEC 62109-1 / IEC 62109-2		
	Instalación	NEC 2020 / IEC		
	Conexión a red	IEEE 1547:2018 / UL 1741 SB / IEC 62116:2014		

NOTAS

[1] Valores a 1.00 Vac nominal y cosφ=1. Consulte con Power Electronics para las curvas de reducción de potencia.
[2] Consulte los gráficos P-Q disponibles: Q(kVAr)=√(S(kVA)2-P(kW)2).
[3] Consulte con Power Electronics para las curvas de reducción.
[4] Consulte con Power Electronics para las configuraciones de conexión del Freemaq DC/DC (disponibles para Talla 4).
[5] Consulte con Power Electronics para temperaturas inferiores a 25ºC

MV Skid Compact

POTENCIAS	Rango de potencia @ 40 °C	1910 kVA - 4390 kVA
	Rango de potencia @ 50 °C	1775 kVA - 4075 kVA
EQUIPAMIENTO DE MEDIA TENSIÓN	Rango de tensión MT	6.6 kV / 11 kV / 13.2 kV / 13.8 kV / 15 kV / 20 kV / 22 kV / 23 kV / 25 kV / 30 kV / 33 kV / 34.5 kV
	Rango de tensión BT	600 V /615 V /630 V / 645 V / 660 V / 690 V
	Refrigeración	ONAN
	Grupo de vectores	Dy11
	Protección Transformador	Relé de protección de presión, temperatura (dos niveles) y gases. Control de la disminución del nivel dieléctrico. PT100 opcional.
	Grado de protección transformador	IP54
	Pérdidas en transformador	Estándar IEC o IEC Tier-2.
	Tanque de aceite	Acero galvanizado. Integrado con válvula y filtro. Opcional
	Configuración celda MT	Dos celdas de línea (2L)
	Protección Celda MT	Interruptor automático (V)
	Capacidad de cortocircuito de Celda MT [1]	16 kA 1 s
	Clasificación IAC de Celda MT [1]	A FLR 16 kA 1 s
CONEXIONES	Conexión inversor AC	Tobera de conexión, solución "Plug & Play"
	Protección BT	Interruptor automático incluido en el inversor
	Cableado MT AC	Puente MT entre transformador y protección celda MT precableada
ENTORNO	Temperatura ambiente [2]	-10 °C... +50 °C (T > 50 °C reducción de potencia)
	Máx. Altitud (sobre nivel del mar) [1]	Hasta 1000 m
	Humedad relativa	4% to 95% sin condensación
SERVICIOS AUXILIARES	Alimentación disponible de usuario	5 kVA / 40 kVA at 400 V (3-phase), 50 / 60 Hz (integrado en el inversor)
	Armario de usuario	Integrado en el inversor (por defecto). Opcionalmente, armario de BT en el Skid
	Ventilación	Aire
	Comunicación	Ethernet (fibra óptica o RJ45)
	SAI [1]	1 kVA/0.8 kW (10 minutos). Opcional
OTRO EQUIPAMIENTO	Mecanismo de seguridad	Sistema de enclavamiento mecánico
	Sistema de extinción de incendios	Accesorio de retención del tanque de aceite. Opcional
ESTÁNDARES	Cumplimiento	IEC 62271-212, IEC 62271-200, IEC 60076, IEC 61439-1

NOTAS
[1] Consulte a Power Electronics para información adicional.
[2] Para temperaturas inferiores, consulte a Power Electronics

Twin Skid Compact

POTENCIAS	Rango de potencia @ 40 °C	3820 kVA - 8780 kVA
	Rango de potencia @ 50 °C	3550 kVA - 8150 kVA
EQUIPAMIENTO DE MEDIA TENSIÓN	Rango de tensión MT	11 kV / 13.2 kV/ 13.8 kV/ 15 kV / 20 kV / 22 kV / 23 kV / 25 kV / 30 kV / 33 kV / 34.5 kV
	Rango de tensión BT	600 V /615 V /630 V / 645 V / 660 V / 690 V
	Refrigeración	ONAN
	Grupo de vectores	Dy11y11
	Protección Transformador	Relé de protección de presión, temperatura (dos niveles) y gases. Control de la disminución del nivel dieléctrico. PT100 opcional.
	Grado de protección transformador	IP54
	Pérdidas en transformador	Estándar IEC o IEC Tier-2.
	Tanque de aceite	Acero galvanizado. Integrado con válvula y filtro. Opcional
	Configuración celda MT	celdas de línea (2L)
	Protección Celda MT	Interruptor automático (V)
	Capacidad de cortocircuito de Celda MT [1]	16 kA 1 s
	Clasificación IAC de Celda MT [2]	A FLR 16 kA 1 s
CONEXIONES	Conexión inversor AC	Tobera de conexión, solución "Plug & Play"
	Protección BT	Interruptor automático incluido en el inversor
	Cableado MT AC	Puente MT entre transformador y protección celda MT precableada
ENTORNO	Temperatura ambiente [2]	-10 °C... +50 °C (T > 50 °C reducción de potencia)
	Máx. Altitud (sobre nivel del mar) [1]	Hasta 1000 m
	Humedad relativa	4% to 95% sin condensación
SERVICIOS AUXILIARES	Alimentación disponible de usuario	5 kVA / 40 kVA at 400 V (trifásico), 50 / 60 Hz (Integrado en el inversor)
	Armario de usuario	Integrado en el inversor (por defecto). Opcionalmente, armario de BT en el Skid
	Ventilación	Aire
	Comunicación	Ethernet (fibra óptica o RJ45)
	SAI [1]	1 kVA/0.8 kW (10 minutos). Opcional
OTRO EQUIPAMIENTO	Mecanismo de seguridad	Sistema de enclavamiento mecánico
	Sistema de extinción de incendios	Accesorio de retención del tanque de aceite. Opcional
ESTÁNDARES	Cumplimiento	IEC 62271-212, IEC 62271-200, IEC 60076, IEC 61439-1

NOTAS
[1] Consulte a Power Electronics para información adicional
[2] Para temperaturas inferiores, consulte a Power Electronics

INGECON SUN StringBox

12 / 16 / 18 / 20 / 24 / 32

SIMPLE AND SAFE CONNECTION OF PHOTOVOLTAIC STRINGS, 1500 V

The new INGECON® SUN StringBox is a cost-effective PV string combiner box series designed for central inverter-based PV systems. The INGECON® SUN StringBox features efficient input and output DC wiring with fully rated DC disconnect switches for safe maintenance.

When used in combination with INGECON® SUN series central inverters, the INGECON® SUN StringBox outputs can be monitored by means of the optional DC input groups monitoring kit available for B and C series.

A complete range of equipment for all types of projects
Available in models ranging from 12 to 32 inputs and 1,500 V max. DC voltage, the INGECON® SUN StringBox provide the maximum flexibility and expandability in system design. The compact and rugged IP65 enclosure is designed for installation in outdoor environments, such as roof-mounted systems and large-scale solar farms.

Maximum protection
The INGECON® SUN StringBox is a passive combiner box equipped with touch-safe DC fuse holders, DC fuses, lightning induced DC surge arresters and load disconnector switch.

PROTECTIONS

- Up to 32 pairs of DC fuses.
- Available fuses: 10A, 12A, 15A, 16A, 20A, 25A, 30A, 32A (15A standard).
- Lightning induced DC surge arresters, type 2.
- Manual DC isolating switch.

OPTIONAL ACCESSORIES

- Lightning induced DC surge arresters, type 1+2.
- Pole mounting kit.
- PV connectors.

MAIN FEATURES

- Built to minimize system costs by providing the maximum flexibility.
- Available in 12, 16, 18, 20, 24, 32 inputs configurations.
- Rated for 1,500 Vdc maximum voltage
- Simplifies input and output wiring.
- Capability to connect up to 2 DC output cables per polarity (only for 12 and 16 inputs).
- IP65 protection rating.
- Maximum protection to corrosion and pollution thanks to the isolating polyester enclosure reinforced with fiberglass.



www.ingeteam.com
solar.energy@ingeteam.com

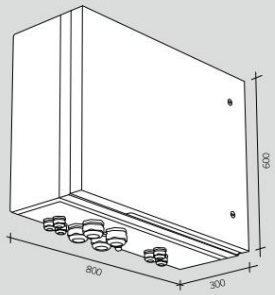
Ingeteam

INGECON SUN StringBox

	1,500 V			
	StringBox 12	StringBox 12B	StringBox 16	StringBox 16B
Input				
Maximum number of input strings	12 / 24(1)	12 / 24(1)	16 / 32(1)	16 / 32(1)
Maximum current per input (A)	12 / 24	12 / 24	12 / 24	12 / 24
Number of protection fuses	12	24	16	32
Type of fuses	gPV fuses, 10 x 85 mm, 30 kA			
Available fuses	10 A, 12 A, 15 A, 16 A, 20 A, 25 A, 30 A, 32 A (15 A / 30 A standard)			
Maximum DC voltage	1,500 Vdc			
Cable inlet	M40 cable glands (n.4 cables entry diameter: 6 to 10 mm for each cable gland)			
Inlet connections	Direct connection to fuse holders or distribution bar, wiring gauge 1.5 to 16 mm²			
Output				
Rated total current (A)(2)	144 / 288	144 / 288	192 / 384	192 / 384
Cable outlet	Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 to 35 mm)			
Outlet connections	Direct connection on copper plates, wiring gauge up to 2 x 240 mm² per pole			
DC switch disconnect rating (A)	315 / 400	315 / 400	315 / 400	315 / 400
SPD				
Type	Type 1 (optional: Type 1+2)			
Grounding connection	M20 cable gland (cable diameter: 7 to 13 mm, wiring gauge 2.5 to 35 mm²)			
General Information				
Enclosure type	Outdoor use, insulating cabinet (polyester reinforced with fiberglass)			
Protection rating	IP65			
Impact strength	IK10			
Operating temperature range	-20 °C to +55 °C			
Relative humidity (non-condensing)	0 to 95%			
Maximum altitude(3)	2,000 m a.s.l.			
DC switch handle	Internal, lockable in open position			
Consumption (W)	0 W			
Size (mm)	800 x 600 x 300 (W x H x D)			
Weight (kg)	35	36	36	38
Marking	CE			
Electrical installations	IEC 60364-7-712			
LV Switchgear standards	IEC 61439-1, IEC 61439-2, AS/NZS 61439-2, AS/NZS 5033			
Electric shock protection	Class II equipment			

Notes: (1) With external over-molding in line fuses and branch connectors (2) Over 50 °C ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.5% every °C up to 55°C (3) Please contact Ingeteam for altitudes higher than 2,000 m.

Size (mm)



12
35 kg.

12B / 16
36 kg.

16B
38 kg.

Ingeteam

EXZHELLENT® Class SOLAR

H1Z2Z2-K - Libre de halógenos

class exZhellent SOLAR

CPR E_{ca}

1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) - 1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)

NORMAS

CONSTRUCCIÓN
EN 50618
IEC 62930

REACCIÓN AL FUEGO*
UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2
UNE-EN 50525-1; IEC 62821-1 anexo B
UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2

CLASIFICACIÓN CPR

DOP 000163
Clase E_{ca}

CONSTRUCCIÓN

1. CONDUCTOR
Cobre estañado, clase 5
según UNE-EN 60228.

2. AISLAMIENTO
Compuesto libre de halógenos reticulado.

3. CUBIERTA EXTERIOR
Compuesto libre de halógenos reticulado.
Colores rojo o negro.

APLICACIONES

Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas (grandes plantas, edificios, industrias, naves agrícolas, para uso fijo o móvil con seguidores...).

Puede ser instalado en bandejas, conductos y equipos.

A emplear en el lado de corriente continua en instalaciones de autoconsumo o entre paneles solares y string combiner boxes en grandes plantas de generación fotovoltaica.

Temperatura máxima del conductor: +90 °C (120 °C durante 20.000 horas).

Temperatura mínima de trabajo: -40 °C.

CERTIFICACIONES





* En azul ensayos de fuego válidos en la UE.

DESCÁRGATE LA DOP
(declaración de prestaciones)
https://es.prysmiangroup.com/dop

N° DoP 000163

General Cable
A Brand of Prysmian Group

19

Prysmian Group

EXZHELLENT® Class SOLAR

H1Z2Z2-K - Libre de halógenos

1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) -1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)

ENSAYOS ADICIONALES

Vida estimada	25 años
Certificación	Bureau Veritas LCIE
Servicios móviles	SI
Doble aislamiento (clase II)	SI
T^a máxima de conductor	90 °C (120 °C, 20.000 h)
Resistencia al ozono	IEC 62930 Tab.3 según IEC 60811-403; EN 50618 Tab.2 según EN 50396 tipo de prueba B
Resistencia a los rayos uva	IEC 62930 Anexo E; EN 50618 Anexo E
Protección contra el agua	AD7 (inmersión)
Resistencia a ácidos y bases	IEC 62930 y EN 50618 Anexo B 7 días, 23 °C N-ácido oxálico, N-hidróxido sódico (según EC 60811-404; EN 60811-404)
Prueba de contracción	IEC 62930 Tab 2 según IEC 60811-503; EN 50618 Tab 2 según EN 60811-503 (máxima contracción 2 %)
Resistencia al calor húmedo	IEC 62930 Tab.2 y EN 50618 Tab. 21.000h a 90°C y 85% de humedad para IEC 60068-2-78, EN- 60068-2-78
Resistencia de aislamiento a largo plazo	IEC 62821-2 ; EN 50395-9 (240h/85 °C agua/1,8 KV DC)
Respetuoso con el medioambiente	Directiva RoHS 2011/65/EU de la Unión Europea
Ensayo de penetración dinámica	IEC 62930 Anexo D; EN 50618 Anexo D
Doblado a baja temperatura	Doblado y alargamiento a -40 °C según IEC 60811-504 y -505 y EN 50618 Tab.2 según N 60811-1-4 y EN 60811-504 y -505
Resistencia al impacto en frío	Resistencia al impacto a -40° C según IEC 62930 Anexo C según IEC 60811-506 y EN 50618 Anexo C según EN 60811-506
Durabilidad del marcado	IEC 62930; EN 50396

General Cable
A Brand of Prysmian Group

20

Prysmian Group

EXZHELLENT® Class SOLAR

H1Z2Z2-K - Libre de halógenos

1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) - 1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

Número de conductores x sección (mm²)	Diámetro máximo del conductor (mm) (1)	Diámetro exterior del cable (valor máximo) (mm)	Radio mínimo de curvatura dinámico (mm)	Radio mínimo de curvatura estático (mm)	Peso kg/km (1)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Intensidad máxima admisible al aire (2) A	Intensidad máxima admisible al aire. T ambiente 60 °C y T conductor 120 °C (3)	Caida de tensión V/(A·km) (2)
1x1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	27,4
1x2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	16,42
1x4	3	6,6	26	20	61	5,09	46	55	10,18
1x6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	6,78
1x10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	3,90
1x16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	2,48
1x25	7,8	12,5	63	50	286	0,795	140	176	1,59
1x35	9,2	14	70	56	390	0,565	182	218	1,13
1x50	11	16,3	82	65	542	0,393	220	276	0,786
1x70	13,1	18,7	94	75	742	0,277	282	347	0,554
1x95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	0,42
1x120	17	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	0,328
1x150	19	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	0,264
1x185	21	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	0,216
1x240	24	32,1	193	128	2394	0,0817	617	775	0,1634

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C).
→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).
Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,85.

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).
Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima del conductor 120 °C.
Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida estimada (25 años).

HERSATENE® Class

RH5Z1-OL AL

12/20 (24) kV y 18/30 (36) kV

CPR F_{ca}

class HERSATENE

NORMAS

CONSTRUCCIÓN
ENDESA GSC001
UNE 211620

REACCIÓN AL FUEGO
UNE-EN 60754-1; IEC 60754-1
UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2

CLASIFICACIÓN CPR

DOP 000018
Clase F_{ca}

CONSTRUCCIÓN

1. CONDUCTOR
Aluminio clase 2 según UNE-EN 60228.

2. PANTALLA SOBRE CONDUCTOR
Semiconductor extruido separable en frío.

3. AISLAMIENTO
Polietileno reticulado (XLPE).

4. PANTALLA SOBRE AISLAMIENTO
Semiconductor extruido.

5. PROTECCIÓN CONTRA EL AGUA
Obturación longitudinal
con cinta hinchante.

6. PANTALLA METÁLICA
Cinta de aluminio.

7. CUBIERTA EXTERNA
Polietileno (PE) tipo DMZ1.

APLICACIONES

Puede instalarse al aire, en bandejas
o enterrado directamente o bajo tubo.

Cubierta resistente
a la abrasión y al desgarro.

Fácil deslizamiento.

Libre de halógenos con pantalla
metálica obturada longitudinalmente.

Temperatura máxima del conductor: 90°C.
Temperatura ambiente mínima de servicio:
-25 °C.

CERTIFICACIONES

AENOR CABLE ELÉCTRICO

NORMALIZADO POR

GRUPO ENDESA





DESCÁRGATE LA DOP
(declaración de prestaciones)
https://es.prysmiangroup.com/dop

N° DoP 000018

General Cable
A Brand of Prysmian Group

97

Prysmian Group

HERSATENE® Class

RH5Z1-OL AL

12/20 (24) kV y 18/30 (36) kV

CPR F_{ca} class HERSATENE

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

12/20 (24) kV

Sección conductor Al (mm²)	Diametro nominal sobre aislamiento (1) (mm)	Diametro nominal exterior (1) (mm)	Peso (1) (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (1) (mm)	Intensidad máx. admisible al aire (2) (A)	Intensidad máx. admisible directamente enterrado (2) (A)	Intensidad máx. admisible bajo tubo enterrado (2) (A)	Resistencia en corriente contínua a 20 °C (Ω/km)	Resistencia en corriente alterna a 90 °C (Ω/km)	Reactancia a 50 Hz (Ω/km)	Capacidad (μF/km)
1X95*	21,2	29,0	885	435	255	205	190	0,320	0,403	0,119	0,251
1X150*	23,9	31,6	1090	474	335	260	245	0,206	0,262	0,111	0,294
1X240*	28,0	35,6	1460	534	455	345	320	0,125	0,161	0,102	0,358
1X400*	33,0	40,7	1985	611	610	445	415	0,0778	0,102	0,096	0,436
1X500	36,7	44,6	2470	669	715	505	480	0,0605	0,084	0,093	0,494
1X630	40,8	48,4	2930	726	830	575	545	0,0469	0,0636	0,090	0,557

18/30 (36) kV

Sección conductor Al (mm²)	Diametro nominal sobre aislamiento (1) (mm)	Diametro nominal exterior (1) (mm)	Peso (1) (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (1) (mm)	Intensidad máx. admisible al aire (2) (A)	Intensidad máx. admisible directamente enterrado (2) (A)	Intensidad máx. admisible bajo tubo enterrado (2) (A)	Resistencia en corriente contínua a 20 °C (Ω/km)	Resistencia en corriente alterna a 90 °C (Ω/km)	Reactancia a 50 Hz (Ω/km)	Capacidad (μF/km)
1X95*	25,6	33,3	1105	500	255	205	190	0,320	0,403	0,128	0,187
1X150*	28,3	36,0	1330	540	335	260	245	0,206	0,262	0,119	0,216
1X240*	32,4	40,0	1720	600	455	345	320	0,125	0,161	0,109	0,260
1X400*	37,4	45,1	2285	677	610	445	415	0,0778	0,102	0,102	0,313
1X500	41,1	49,0	2790	735	715	505	480	0,0605	0,084	0,099	0,329
1X630	45,4	53,3	3310	800	830	575	545	0,0469	0,0636	0,095	0,396

*Secciones normalizadas por las compañías de grupo Endesa.

(1) Valores sujetos a variación en función de las tolerancias dimensionales.

(2) Intensidades máximas admisibles de acuerdo con UNE 211435 Tabla A.3.2. e ITC-LAT 06 del RLAT. Tres conductores dispuestos en trébol, al aire a 40 °C (a la sombra). Enterrados a 25 °C, 1 m de profundidad y 1,5 K·m/W.

General Cable
A Brand of Prysmian Group

Prysmian Group

HERSATENE® Class

RH5Z1-OL AL

12/20 (24) kV y 18/30 (36) kV

CPR F_{ca}

class HERSATENE

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

A continuación figuran los valores homopolares de resistencia reactancia y capacidad, útiles para cálculo de sistemas trifásicos desequilibrados.
En las tablas anteriores figuran los valores de secuencia directa e inversa, que son coincidentes entre sí.

12/20 (24) kV

Sección conductor Al (mm²)	Resistencia homopolar Ro (Ω/km)	Reactancia homopolar Xo (Ω/km)	Capacidad homopolar Co (μF/km)
1X95*	1,128	0,466	0,251
1X150*	0,985	0,428	0,294
1X240*	0,832	0,344	0,358
1X400*	0,720	0,284	0,436
1X500	0,651	0,241	0,494
1X630	0,604	0,216	0,557

18/30 (36) kV

Sección conductor Al (mm²)	Resistencia homopolar Ro (Ω/km)	Reactancia homopolar Xo (Ω/km)	Capacidad homopolar Co (μF/km)
1X95*	1,050	0,391	0,187
1X150*	0,890	0,341	0,216
1X240*	0,768	0,297	0,260
1X400*	0,650	0,237	0,313
1X500	0,618	0,225	0,329
1X630	0,561	0,195	0,396

Valores homopolares

General Cable
A Brand of Prysmian Group

99

Prysmian Group

ANEXO IV: ALINEACIÓN CON LOS ODS

Los objetivos de desarrollo sostenible son un conjunto de 17 metas fijadas por la Asamblea General de las Naciones Unidas con el objeto de mejorar el bienestar general de la sociedad. Dichos objetivos abordan diferentes aspectos de la vida diaria de las personas, y están fundamentados en la Declaración Universal de Derechos Humanos. Cada uno de estos objetivos aborda un área diferente en lo que a bienestar se refiera, teniendo cada una de estas áreas unas metas concretas y diferentes entre sí.

Dichos objetivos se presentan en el siguiente gráfico:



Fuente: (Organización de las Naciones Unidas, 2022)

Tras analizar los diferentes objetivos, se ha llegado a la conclusión que el proyecto se alinea principalmente con los siguientes objetivos:

Objetivo 7: Energía asequible y no contaminante

Este objetivo tiene como meta general aumentar la proporción de energía asequible y no contaminante en el mundo, al mismo tiempo que aumentar el acceso a la energía para

aquellos colectivo más desfavorecidos. En concreto, la meta de este objetivo que más se alinea con el proyecto es la segunda de las cinco que tiene. Dicha meta es: "De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas".

Este proyecto aborda el diseño y desarrollo de una planta solar fotovoltaica, que es precisamente una fuente de energía renovable. Al mismo tiempo, es una fuente de energía más asequible que las tradicionales por servirse del sol como recurso para la generación eléctrica.

Objetivo 8: Trabajo decente y crecimiento económico

Este objetivo persigue estimular el crecimiento económico sostenible valiéndose de la innovación tecnológica y la mejora de la productividad como elementos en los que apalancarse.

Si analizamos en detalle las diferentes metas de este objetivo, se observa como aquella que más se alinea con el proyecto es la cuarta meta: "Mejorar progresivamente, de aquí a 2030, la producción y el consumo eficientes de los recursos mundiales y procurar desvincular el crecimiento económico de la degradación del medio ambiente, conforme al Marco Decenal de Programas sobre modalidades de Consumo y Producción Sostenibles, empezando por los países desarrollados."

La contribución de este sector al Producto Interior Bruto (PIB) del país fue de 4.916 (UNEF, 2021) millones de euros de manera directa en 2021. Si se tiene en cuenta también el PIB indirecto y el inducido, la contribución aumenta hasta los 13.228 millones de euros. Estas cifras representan un 0.4% y 1.09% del PIB nacional respectivamente.

Como se puede ver, el impacto económico sostenible de este tipo de proyectos es muy significativo a nivel nacional. Además, también se evitan emisiones de gases contaminantes al utilizar esta fuente de energía renovable.

Objetivo 13: Acción por el clima

Dicho objetivo tiene como meta principal frenar el cambio climático mediante la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Una de las tesis de este argumento es que, mediante la reducción del cambio climático, se lograrán reducir significativamente los desastres naturales, culpables cada año de las pérdidas de cientos de vidas humanas y muchos millones de euros.

En concreto, la meta del objetivo trece con la que más se alinea el proyecto es la segunda: "Incorporar medidas relativas al cambio climático en las políticas, estrategias y planes nacionales." Este proyecto se ve promovido por la existencia de políticas, tanto a nivel nacional como europeo, que incentivan la creación de plantas fotovoltaicas. Entre estos incentivos encontramos la Bonificación sobre el Impuesto de Bienes Inmuebles (IBI), la Deducción del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas (IRPF), la reducción en el Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO) o las Subvenciones del Plan de Transformación, Recuperación y Resiliencia.

A modo de resumen y en forma de tabla:

Dimensión ODS	**ODS Identificado**	**Rol**	**Objetivo**
Biosfera	ODS 13: Acción por el clima	Secundario	Incorporar medidas relativas al cambio climático en las políticas, estrategias y planes nacionales.
Sociedad	ODS 7: Energía asequible y no contaminante	Primario	De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas

Economía	ODS 8: Trabajo decente y crecimiento económico	Secundario	Mejorar progresivamente, de aquí a 2030, la producción y el consumo eficientes de los recursos mundiales y procurar desvincular el crecimiento económico de la degradación del medio ambiente, conforme al Marco Decenal de Programas sobre modalidades de Consumo y Producción Sostenibles, empezando por los países desarrollados.

Documento II: Planos

PL-1: PLANO DE UBICACIÓN DE LA PARCELA

PL-2: DIAGRAMA UNIFILAR B.T.

PL-3: CENTRO DE SECCIONAMIENTO E INTERCONEXIÓN

PL-4: DETALLE ELEMENTOS DE LA PLANTA

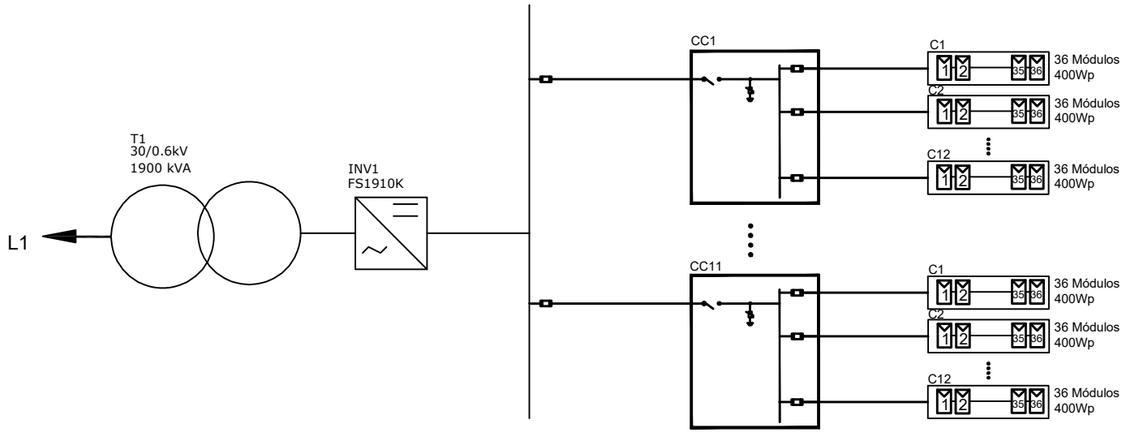


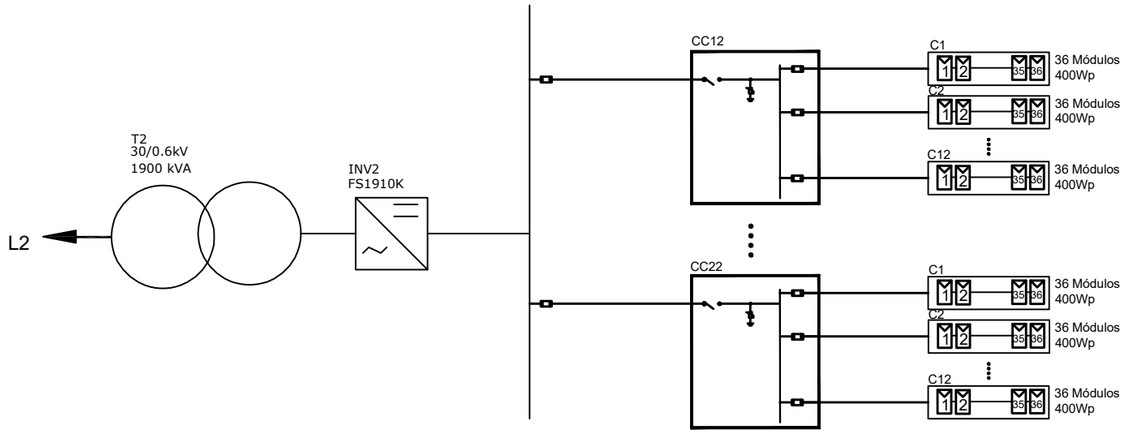




COORDENADAS: 37.071, -2.309

MATERIAL			P.S.F TABERNAS
TOLERANCIA			
NOMBRE		FECHA	PLANO DE UBICACIÓN
DIBUJADO	JMA	04/01/2023	
COMPROBADO			
ESCALA S/E	FIRMA	I.C.A.I.	Nº DE LAMINA 1



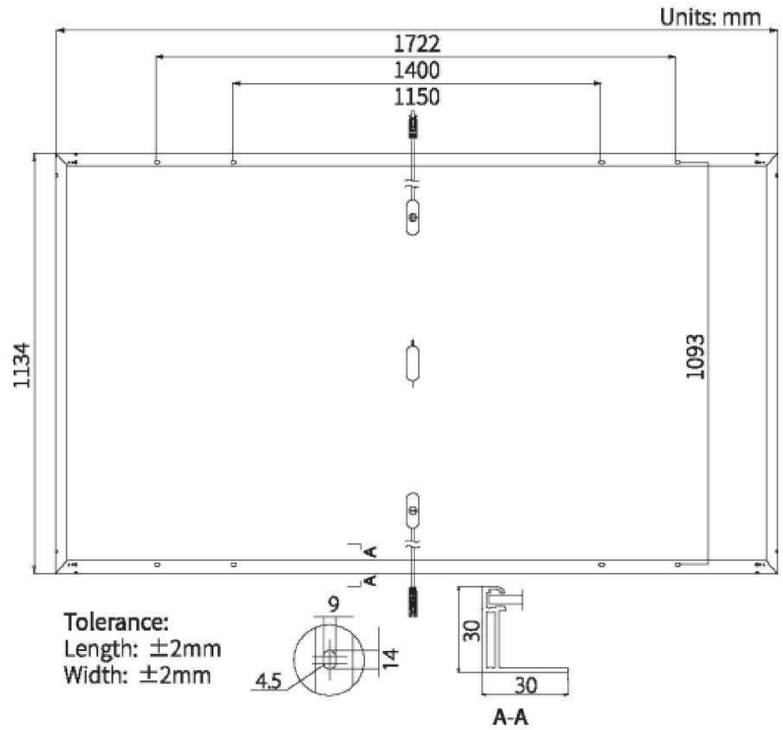


LEYENDA:

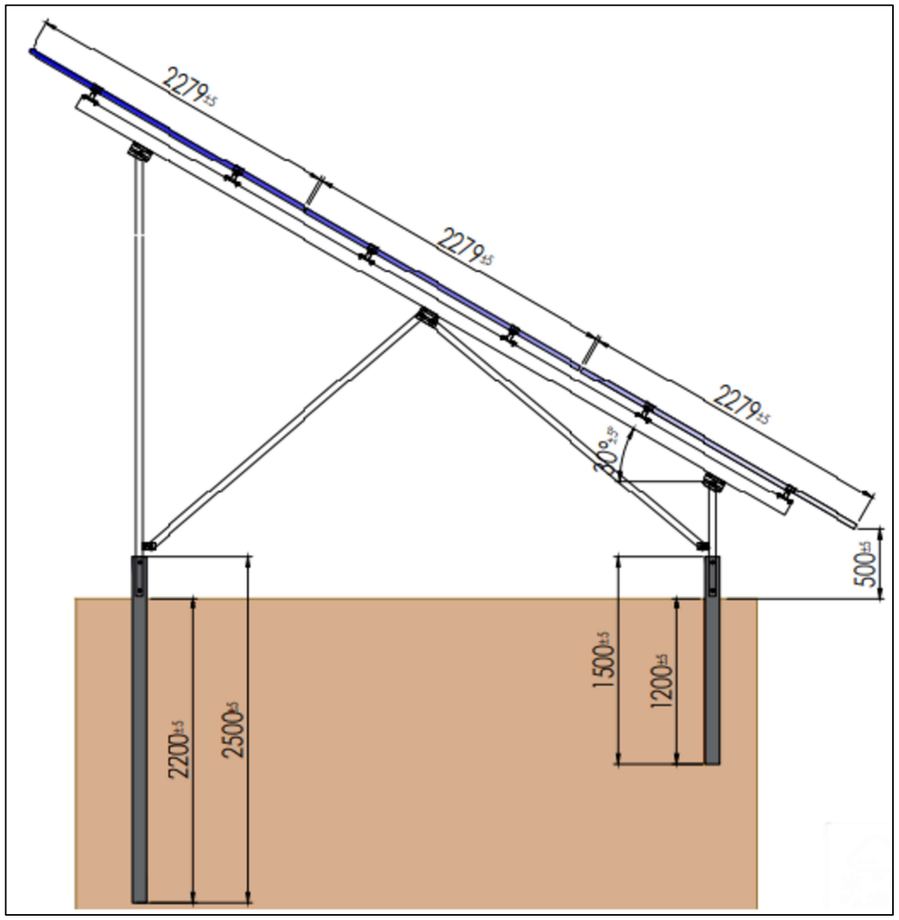
	Módulo fotovoltaico
	Inversor
	Fusible
	Descargador de sobretensiones
	Transformador
	Interruptor

MATERIAL			P.S.F. TABERNAS
TOLERANCIA			
NOMBRE		FECHA	DIAGRAMA UNIFILAR B.T.
DIBUJADO	JMA	04/01/2023	
COMPROBADO			
ESCALA S/E	FIRMA	I.C.A.I.	Nº DE LAMINA 2

DETALLE MÓDULO SOLAR FOTOVOLTAICO LONGHI SOLAR LR5-54 HIH 400 M



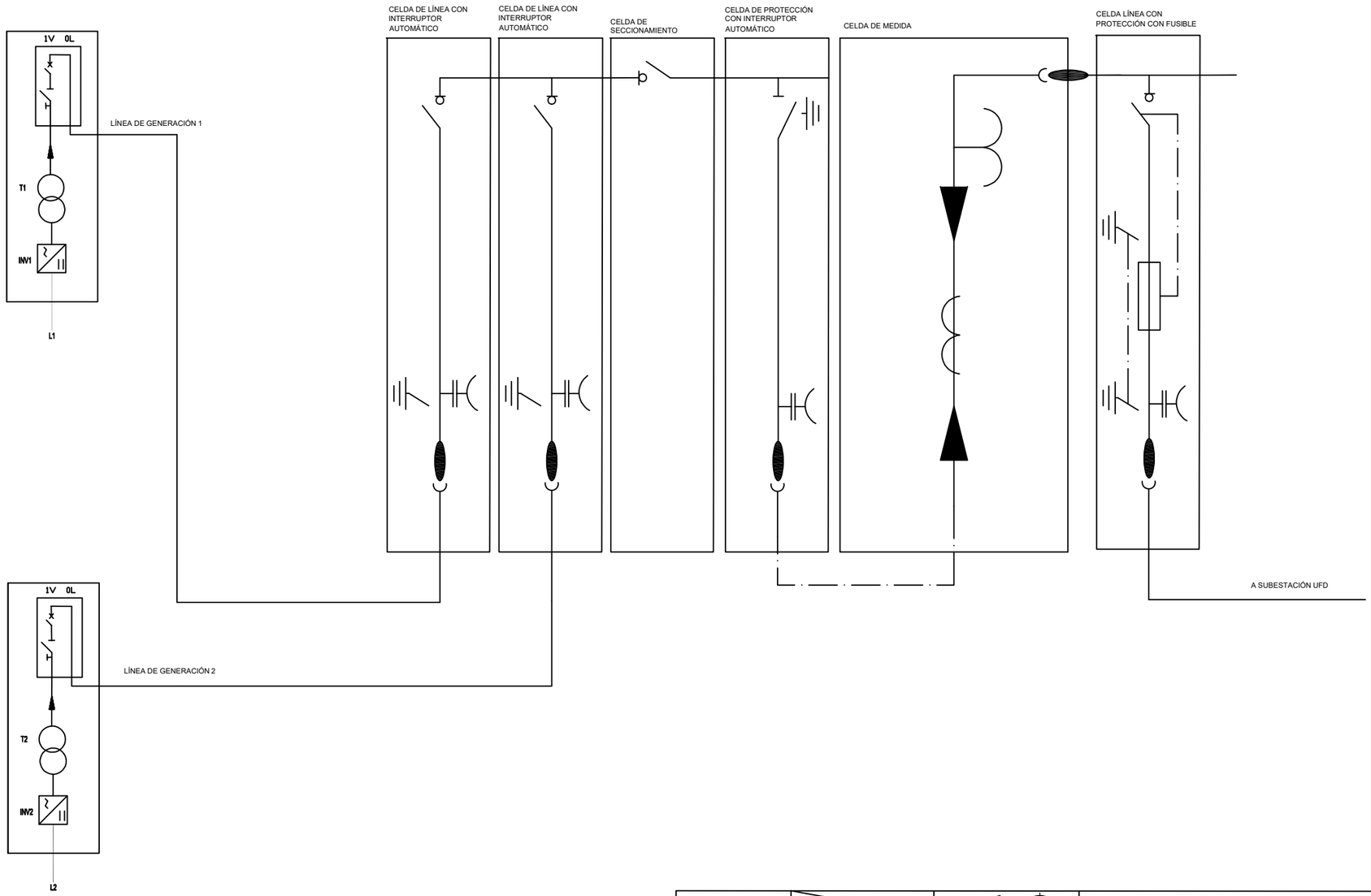
DETALLE ESTRUCTURA SOPORTE VICO EXPORT SOLAR ENERGY 37V



DETALLE INVERSOR POWER ELECTRONICS FS1910K



MATERIAL			P.S.F TABERNAS
TOLERANCIA			
NOMBRE		FECHA	DETALLE ELEMENTOS
DIBUJADO	JMA	04/01/2023	
COMPROBADO			
ESCALA S/E	FIRMA	I.C.A.I.	Nº DE LAMINA 4



MATERIAL			P.S.F TABERNAS
TOLERANCIA			
NOMBRE		FECHA	CENTRO DE SEECIONAMIENTO
DIBUJADO	JMA	04/01/2023	
COMPROBADO			
ESCALA S/E	FIRMA	I.C.A.I.	Nº DE LAMINA 3

Documento III: Pliego de Condiciones

Tabla de contenidos

1.- PREÁMBULO Y DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS 3

2.- PLIEGO DE CONDICIONES DE ÍNDOLE FACULTATIVA 3

3.- ATRIBUCIONES DEL INGENIERO DIRECTOR 9

4. PLIEGO DE CONDICIONES DE ÍNDOLE LEGAL Y ECONÓMICA 10

5. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS 12

1.- *PREÁMBULO Y DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS*

1.1.- *OBRAS A QUE SE REFIERE ESTE PLIEGO*

PROYECTO: PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA 3,8MW, LAS TABERNAS

SITUACIÓN: TABERNAS, ALMERÍA

PROPIEDAD: JOSÉ MOSQUERA ABELLÁS

1.2.- DOCUMENTOS DEL PROYECTO

El proyecto se compone de un conjunto de 4 documentos, todos ellos de obligado cumplimiento e interdependientes entre si, que sirven de base para la ejecución del proyecto. Dichos documentos son la Memoria, los Planos, el presente Pliego de Condiciones y el Presupuesto.

Sin perjuicio de lo anteriormente mencionado, será también de obligado cumplimiento el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red del Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE).

1.3.- OMISIONES

De igual forma, todas aquellas obras que no se hubieran tratado en el conjunto del proyecto, pero que, sin embargo, resultan necesarias para la correcta ejecución del conjunto del proyecto, se considerarán explícitamente tratadas.

2.- **PLIEGO DE CONDICIONES DE ÍNDOLE FACULTATIVA**

2.1.- OBLIGACIONES DEL CONTRATISTA

2.1.1.- DEFINICIÓN GENERAL

Será responsabilidad del Contratista la ejecución y materialización del proyecto conforme a los diferentes documentos que lo componen.

2.1.2.- DOCUMENTACIÓN DE LA OBRA

La documentación de la obra está compuesta por el la Memoria y sus anexos, las órdenes del Ingeniero Técnico, las órdenes del Ingeniero Director y cualquier otro documento que se pudiera llegar a redactar para la correcta ejecución de la obra.

2.1.3.- JEFE DE LA OBRA

El cargo de Jefe de la Obra será asumido por el Contratista o aquella persona en la que delega legalmente, siempre y cuando esta última cumplas los requisitos técnicos exigibles para ocupar dicha posición. Será responsabilidad del Jefe de la Obra la buena conservación de los materiales, herramientas y maquinaria que se encuentren en la obra, así como el buen hacer de todo el personal que trabaje en la misma.

2.1.4.- RESPONSABILIDAD EN LA CALIDAD DE LA OBRA

La responsabilidad en la calidad de la obra recae sobre el Contratista, en conformidad con la Documentación de la Obra y las normas habituales de la buena construcción.

2.1.5.- SEGURIDAD E HIGIENE LABORALES

La normativa vigente en lo que a Seguridad e Higiene Laboral se refiere será de obligado cumplimiento para el Contratista. Será su responsabilidad conocer y hacer cumplir dicha normativa.

2.1.6.- SUBCONTRATAS

El Contratista tiene la opción de subcontratar a un tercero alguna parte o incluso el conjunto completo de la obra, siempre teniéndose en cuenta de que esto no le eximirá en ningún caso de la responsabilidad que sobre él recae fruto de su rol.

2.1.7.- LIBRO DE ÓRDENES

El Contratista recibirá por parte del Ingeniero Director el Libro de órdenes, una vez este haya sido expedido por el Colegio Oficial de Ingenieros. Asimismo, también se verá obligado a

acusar el recibo de dicho Libro de Órdenes, junto con todas aquellas órdenes que el Ingeniero Director o el Ingeniero Técnico hubieran expresado en el mismo.

2.2.- FUNCIONES DEL APAREJADOR O INGENIERO TÉCNICO

2.2.1.- DEFINICIÓN GENERAL

Será tarea del Ingeniero Técnico el control de los aspectos organizativos, económicos, de calidad y de seguridad que pudieran influir en la ejecución del proyecto. De esta forma, será necesaria la redacción del documento que abarque los aspectos anteriormente mencionados, siempre antes de dar comienzo a la obra.

2.2.2.- ORGANIZACIÓN DE LA OBRA

La planificación de la obra es tarea del Ingeniero Técnico una vez este haya podido llevar a cabo el estudio del proyecto.

2.2.3. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

El Ingeniero Técnico debe comprobar que existe la identificación de la obra (indicando los nombres de los técnicos, constructor, número de licencia, situación etc.) con arreglo a las Ordenanzas Municipales de aplicación.

2.2.4. ESTADO DEL SOLAR Y SU ENTORNO

El Ingeniero Técnico deberá comprobar las condiciones del solar y emitir una valoración del posible impacto que estas pudieran tener en el desarrollo del proyecto, en caso de que fuera necesario. En dicho estudio se tendrán en cuenta las lindes de la parcela, la existencia de posibles servidumbres sobre la parcela, accesos etc.

Asimismo, deberá comprobar la existencia de servicios e instalaciones dentro de los límites de la parcela, así como en sus alrededores. Al tratarse de una instalación eléctrica, resulta de obligado cumplimiento el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y sus instrucciones técnicas complementarias, así como el Reglamento de Alta Tensión.

2.2.5. ACOMETIDAS A LA OBRA

Se estudiarán los posibles accesos a la obra teniéndose en cuenta las características de los caminos que den servicio a la misma. Debe prestarse especial atención a las dimensiones de los mismo, teniendo presente la posible circulación de vehículos de grandes dimensiones y tonelaje, así como la existencia de espacio suficiente para las tareas de carga y descarga de materiales.

Se deberán cumplir las Ordenanzas Municipales que recogen la necesidad de la existencia de cercas, sistemas de seguridad e indicaciones de paso.

2.2.6. REPLANTEO INICIAL

El Ingeniero Técnico será responsable de la comprobación del replanteo de la obra, para posteriormente indicar al Ingeniero Director todas aquellas incidencias que se hubieran presentado

2.2.7 DISTRIBUCIÓN DE LAS ZONAS DE TRABAJO Y OCUPACIÓN DEL SOLAR

Será responsable también del estudio de los diferentes elementos auxiliares necesarios para la obra de acuerdo con la normativa de Seguridad e Higiene laboral vigente. Entre estos elementos se encuentran la oficina, comedores o aseos del personal.

También será responsabilidad del Ingeniero Técnico la correcta colocación en obra de la maquinaria y elementos auxiliares necesarios para llevar a cabo el proyecto.

2.2.8. INSTALACIONES PROVISIONALES

Será responsabilidad del Ingeniero Técnico la definición de los suministros necesarios para llevar a cabo la obra, teniendo siempre en cuenta el cumplimiento del REBT.

2.2.9. CAPACITACIÓN DEL PERSONAL

Será responsabilidad del Ingeniero Técnico la comprobación de las aptitudes del personal de obra para verificar que se adecuan a las necesidades del proyecto.

2.2.9.1. SEGURIDAD

Será responsabilidad del Ingeniero Técnico el establecimiento de las condiciones necesarias para cumplir con el Plan de Seguridad e Higiene elaborado por el Constructor en cumplimiento del RD 1627/1997.

2.2.10. VALLADOS

El vallado deberá soportar la acción de agentes externos y viento de tal forma que se garanticen las condiciones de seguridad en la obra.

2.2.11. MAQUINARIA Y HERRAMIENTAS

Se comprobará el cumplimiento de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales en lo que a manejo de maquinaria se refiere. Todas las herramientas deberán contar con sus manuales de uso y cumplir con las medidas de seguridad necesarias.

2.2.12. CONDICIONES DE SEGURIDAD GENERAL DE LA OBRA

Será necesario comprobar el cumplimiento de los requisitos de seguridad en todos los elementos de la obra. Dicha verificación se llevará a cabo tanto en zonas de acceso (rampas…) como en zonas de trabajo.

Los equipos de protección individual de los trabajadores deben cumplir con los requisitos mínimos de seguridad.

Se estudiarán las posibles rutas de movimiento de material para verificar que este proceso se puede realizar en condiciones de seguridad.

2.2.13. CONDICIONES DE HIGIENE

Será responsabilidad del Ingeniero Técnico llevar a cabo la comprobación de cumplimiento de los requisitos de iluminación, higiene y ventilación en las áreas de trabajo como en las de descanso del personal.

2.2.14. CONDICIONES DE SEGURIDAD DE LAS INSTALACIONES PROVISIONALES

El Ingeniero Técnico será responsable de verificar el cumplimiento de las normas en vigor en lo que a instalaciones provisionales se refiere, especialmente el REBT.

2.2.15. CALIDAD

Será tarea del Ingeniero Técnico la inspección de los diferentes materiales y mezclas utilizados en la obra, así como la ejecución y puesta en servicio de dichos elementos con el objetivo de obtener la mejor calidad posible. Con este fin, se llevarán a cabo los ensayos que fuera necesarios.

2.2.16. CONTROL DE RECEPCIÓN DE MATERIALES

Será tarea del Ingeniero Técnico el control de procedencia de los materiales recibidos en obra de modo que cumplan con las condiciones exigidas. La aceptación o no del material recibido quedará supeditada al criterio del Ingeniero Técnico, siempre que se cumplan los requisitos técnicos, sellos de calidad y homologaciones necesarias.

2.2.17. CONTROL DE EJECUCIÓN Y PUESTA EN OBRA

El Ingeniero Técnico deberá comprobar el cumplimiento de las instrucciones establecidas por la Dirección de la Obra. En el proceso general de puesta en obra comprobará además que:

- Las soldaduras y uniones en las estructuras metálicas se realicen correctamente.
- Las condiciones meteorológicas no tengan un impacto negativo en el proceso de ejecución de la obra, tomándose las medidas de prevención oportunas de modo que la obra no se vea afectada.

Los ensayos que fuera necesario realizar se harán acorde a este Pliego de Condiciones, siempre llevados a cabo por profesionales certificados.

2.2.18. ECONOMÍA

Será responsabilidad del Ingeniero Técnico la medida en obra de los materiales utilizados para valorar las posibles desviaciones con respecto a lo presupuestado inicialmente.

Entre las tareas del Ingeniero Técnico en lo que a economía se refiere se incluye el control de la obra realizada, la aplicación del precio de la oferta a la medida que hubieran realizado, controlar los partes efectuados, revisar los precios que se hubieran pactado y valorar los materiales de los que se ha hecho acopio. Deberán también llevar a cabo un análisis de las ofertas efectuadas por subcontratas y verificar que estas se adecuen a los requisitos del proyecto.

3.- ATRIBUCIONES DEL INGENIERO DIRECTOR

3.1. DEFINICIÓN GENERAL

Las tareas principales del Director de la obra son el control de la ejecución técnica, estética y económica del proyecto.

3.2. INTERPRETACIÓN DE LA DOCUMENTACIÓN DE LA OBRA

Es responsabilidad del Director de la Obra el análisis e interpretación de los diferentes documentos del proyecto, así como la redacción de documentos complementarios o modificaciones del proyecto original.

3.3. ÓRDENES DE OBRA

Las órdenes de obra serán suministradas por el Director de Obra tanto al Ingeniero Técnico como al Contratista. Deberá también asegurarse de su correcta ejecución.

3.4 CERTIFICACIONES Y RECEPCIONES

El Director de Obra deberá analizar y ratificar las diferentes etapas del proyecto, así como su entrega final, sirviendo como asesor a la Propiedad.

3.5. CERTIFICADO FINAL DE OBRA

Será responsabilidad del Director de la Obra la expedición del Certificado Final de Obra, siempre visado por los Colegios Profesionales pertinentes.

4. PLIEGO DE CONDICIONES DE ÍNDOLE LEGAL Y ECONÓMICA

4.1. DOCUMENTACIÓN DE LA OBRA

La ejecución de la obra se regulará por las disposiciones legales incluidas en el apartado 3 del documento "Memoria" y por el Pliego de Condiciones del proyecto, por las órdenes contenidas en el Libro de Órdenes, así como por cualquier otro documento que hubiera sido necesario redactar.

4.2. SEGURO DE LA OBRA

Antes de dar comienzo a la obra, el Contratista es responsable de asegurarla frente a incidentes que pudieran tener lugar durante el transcurso de esta. De la misma manera, la responsabilidad civil frente a terceros que pudiera nacer fruto de un incidente durante la ejecución del proyecto deberá estar igualmente asegurada.

4.3. COMIENZO DE LA OBRA

La fecha de comienzo de la obra será comunicada de manera clara y por parte del Contratista al Director de la Obra.

4.5. TRABAJOS NO EXPRESADOS

En caso de que alguna de las obras necesarias para la ejecución del proyecto no se hubiera abordado en los documentos que lo componen, estas se entenderán incluidas en el mismo de manera que se garantice la buena ejecución del proyecto.

4.6 ÓRDENES DE OBRA

Estas órdenes son competencia del Director de Obra y será emitidas a través del Libro de Órdenes, el cual será diligenciado por el Colegio de Ingenieros para, en último término, ser recibido por el Contratista.

4.7. TRABAJOS DEFECTUOSOS

Aquellos trabajos defectuosos serán responsabilidad última del Contratista, que deberá disponer los medios necesarios para enmendar dichos trabajos.

4.9. CERTIFICACIONES

La redacción de las certificaciones será competencia del Ingeniero Técnico para posteriormente ser aprobadas por el Director de Obra.

4.10. RECEPCIÓN PROVISIONAL

La recepción provisional ocurrirá cuando, bajo criterio del Director de la Obra, esta se considere en condiciones suficientes como para cumplir el fin para el cual habría sido concebida. Asistirán la Propiedad, el Contratista y el Director de la Obra y firmarán un acta para dejar constancia de lo ocurrido.

4.11. CONSERVACIÓN DE LAS OBRAS RECIBIDAS PROVISIONALMENTE

El Contratista será responsable de la conservación y limpieza de la obra en el periodo que transcurre entre la recepción provisional y la definitiva.

4.12. PLAZO DE GARANTÍA

Se dará un plazo máximo durante el cual el Contratista responderá de los posibles defectos que se puedan dar en la obra entre la entrega provisional y la definitiva, conocido como plazo de garantía. Dicho plazo se establecerá en el Contrato de Obra.

4.13. RECEPCIÓN DEFINITIVA

Una vez finalizado el plazo de garantía, tendrá lugar la entrega definitiva, de nuevo con la presencia de las tres partes mencionadas anteriormente. Será necesario levantar acta de hecho acontecido.

5. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

1. OBJETO

El objeto de este Pliego de Condiciones Técnicas (PCT) es fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red del proyecto desarrollado. El ámbito de aplicación de este PCT se extiende a todos los sistemas que forman parte del proyecto. Sin perjuicio de las directivas reflejadas en este PCT, se deberá cumplir además el PCT del IDAE.

2. GENERALIDADES

Este pliego es de aplicación únicamente a la instalación desarrollada en el presente proyecto. Asimismo, serán de aplicación todas las normas recogidas en el apartado 3 del documento "Memoria", además de todas las normativas recogidas a continuación:

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).

- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

3. DEFINICIONES

Se tomarán como definiciones las recogidas en el PCT del IDAE para instalaciones conectadas a red.

4. DISEÑO

1. Diseño del generado fotovoltaico

Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla I del PCT del IDAE.

2. Diseño del sistema de monitorización

El sistema de monitorización proporcionará las siguientes variables, todas ellas en forma de medias horarias y de manera fácilmente accesible para el usuario:

- Voltaje y corriente continua a la entrada de los inversores
- Voltaje de fase en la red
- Potencia a la salida del inversor
- Radiación solar sobre el plano de los módulos
- Temperatura ambiente en la sombra

- Potencia reactiva a la salida del inversor
- Temperatura de los módulos

5. COMPONENTES Y MATERIALES

1. Generalidades

Se debe asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos, como a materiales, exceptuando el cableado de CC que será de doble aislamiento clase 2 (mínimo protección IP65).

Asimismo, se deben incorporar los elementos que garanticen la calidad del suministro eléctrico.

Se incluirán todos los elementos necesarios para garantizar la seguridad tanto de equipos como de personas.

Se protegerán los materiales situados a la intemperie frente a las inclemencias meteorológicas.

El funcionamiento de la instalación no podrá dar origen a situaciones peligrosas para el funcionamiento de la red eléctrica.

2. Sistemas generadores fotovoltaicos:

Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo. Además, deberán cumplir las normas UNE-EN 61730, UNE-EN 50380 y UNE-EN 61215.

Los módulos deberán mostrar claramente el fabricante, modelo y número de serie de estos. Además, deberán contar con una garantía de rendimiento durante un periodo mínimo de 25 años. Y con una garantía general durante al menos 10 años.

3. Estructuras soporte

Deberán cumplir con la normativa del Código Técnico de Edificación en materia de seguridad.

Deberán estar correctamente dimensionadas para aguantar las sobrecargas viento y nieve.

La tornillería será realizada en acero inoxidable.

La propia estructura no arrojará sombre sobre los módulos fotovoltaicos.

Se instalarán de acuerdo con el ángulo de inclinación óptimo para los módulos fotovoltaicos.

Los puntos anclaje serán suficientes para soportar el peso propio de la estructura, así como el peso debido a los módulos que se instalarán en ella.

4. Inversores

Se utilizarán inversores aptos para la conexión de estos a la red eléctrica, admitiendo una potencia de entrada variable permitiendo así la adaptación a la producción del generador en cada momento.

Los inversores serán autoconmutados, con seguimiento automático del punto de máxima potencia y no podrán funcionar en isla. Funcionarán como una fuente de corriente.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética mediante la incorporación de protecciones frente a cortocircuitos en alterna, tensión o frecuencia de red fuera de rango, sobretensiones, perturbaciones de la red.

Las condiciones eléctricas de los inversores se ajustarán a lo establecido en el punto 5.4.6 del PCT del IDAE.

5. Cableado

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %

Se evitarán los sobreesfuerzos en los cables mediante la elección de una longitud óptima para los mismos. Se evitará que una persona se pueda enganchar en los cables en su tránsito normal mediante la oportuna colocación de estos.

6. Conexión a red

Todas las instalaciones de hasta 100 kW cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

7. Medidas

Todas las instalaciones cumplirán con el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

8. Protecciones

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

9. Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Tanto las masas en CC como en CA se conectará a una única tierra, independiente del conductor neutro de la compañía distribuidora de electricidad

10. Armónicos y compatibilidad electromagnética

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

6. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO

Se realizará un contrato de mantenimiento de una duración mínima de 3 años, donde se recojan las recomendaciones de los fabricantes en lo que a mantenimiento de los componentes se refiere

Dicho contrato de mantenimiento incluirá una parte relacionada con el mantenimiento preventivo y otra parte relacionada con el mantenimiento correctivo. El contenido de dicho contrato se ajustará a lo especificado en el punto 8.2 del PCT del IDAE.

Documento IV: Presupuesto

El presente documento tiene por objeto recoger las diferentes partidas presupuestarias del proyecto desarrollado. Para facilitar la lectura, se presentará los resultados en forma tabular. Este presupuesto incluirá mediciones, precios unitarios, sumas parciales y presupuesto general. Se han decidido crear tres partidas presupuestarias diferentes: una para la obra civil, otra para la instalación eléctrica y otra para los componentes base de la planta solar fotovoltaica.

Además, se tendrán en cuenta los gastos generales que puedan surgir durante el desarrollo de las obras, así como el beneficio industrial correspondiente.

COSTE DE COMPONENTES					
ELEMENTO	**MODELO**	**PROVEEDOR**	**UNIDADES**	**COSTE POR UNIDAD**	**COSTE TOTAL**
Módulo fotovoltaico	LR5-54 HIH 400 M	LONGi Solar	9504.00	€ 190.00	€ 1,805,760.00
Estructura Soporte	37 V	Vico Export Solar Energy	528.00	€ 1,510.00	€ 797,280.00
Inversor	FS1910K	Power Electronics	2.00	€ 90,000.00	€ 180,000.00
Transformador	MV Skid Compact	Power Electronics	2.00	€ 64,000.00	€ 128,000.00
Envolvente de hormigón	PFU-55	ORMAZABAL	1.00	€ 40,000.00	€ 40,000.00
SUBTOTAL					€ 2,951,040.00

COSTES DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA						
ELEMENTO	**MODELO**	**PROVEEDOR**	**CANTIDAD**	**UD**	**COSTE P/U**	**COSTE TOTAL**
Caja CC	StringBox 12	Ingecon Sun	11.00	Ud	€ 800.00	€ 8,800.00

Cable tramo I	EXZHELLENT Class SOLAR H1Z2Z2-K	General Cable	12540	m	€ 4.00	€ 50,160.00
Cable tramo II	EXZHELLENT Class SOLAR H1Z2Z2-K	General Cable	3162.5	m	€ 5.00	€ 15,812.50
Cable tramo III	HERSATENE® Class RH5Z1-OL AL	General Cable	40	m	€ 12.00	€ 480.00
Cable tramo IV	HERSATENE® Class RH5Z1-OL AL	General Cable	685	m	€ 12.00	€ 8,220.00
Conductor puesta a tierra I	-	General Cable	500	m	€ 2.00	€ 1,000.00
Conductor puesta a tierra II	-	General Cable	500	m	€ 2.00	€ 1,000.00
Redondos puesta a tierra	-	General Cable	8.00	Ud	€ 25.00	€ 200.00
Celdas de MT	ORMAZABAL	ORMAZABAL	1.00	Ud	€ 80,000.00	€ 80,000.00
Contador	UFD	UFD	1.00	Ud	€ 15,000.00	€ 15,000.00
SUBTOTAL						€ 180,672.50

COSTES DE OBRA CIVIL			
ELEMENTO	**UNIDADES**	**COSTE POR UNIDAD**	**COSTE TOTAL**
Montaje e instalación de las cadenas de paneles fotovoltaicos	264	€ 1,000.00	€ 264,000.00
Instalación de transformador+inversor	2	€ 3,000.00	€ 6,000.00

Instalación de envolventes de hormigón	1	€ 3,000.00	€ 3,000.00
Movimiento de tierras	1	€ 30,000.00	€ 30,000.00
Instalación de cableado en BT y en MT	1	€ 200,000.00	€ 200,000.00
Soterramientos	1	€ 30,000.00	€ 30,000.00
SUBTOTAL			€ 533,000.00

PRESUPUESTO GENERAL	
TOTAL COMPONENTES	€ 2,951,040.00
TOTAL INSTALACIÓN ELÉCTRICA	€ 180,672.50
TOTAL OBRA CIVIL	€ 533,000.00
SUBTOTAL	€ 3,664,712.50
GASTOS GENERALES (14%)	€ 513,059.75
BENEFICIO INDUSTRIAL (6%)	€ 219,882.75
TOTAL	**€ 4,397,655.00**

El presupuesto total del proyecto es de CUATRO MILLONES TRESCIENTOS NOVENTA Y SIETE MIL SEISCIENTOS CINCUENTA Y CINCO EUROS CON CERO CÉNTIMOS.