



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER EN INGENIERIA INDUSTRIAL

**TRABAJO FIN DE MÁSTER
PROYECTO DE EJECUCIÓN DE PLANTA SOLAR
FOTOVOLTAICA**

**Autor: Borja Martín-Cubas Núñez
Director: Consuelo Alonso Alonso**

**Madrid
Julio de 2022**

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

PROYECTO DE EJECUCIÓN PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

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

el

curso académico 2019-2020 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.: Borja Martín-Cubas Núñez. Fecha: 29/06/2022

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

ALONSO
ALONSO
CONSOLACION -
05408293G

Firmado digitalmente por
ALONSO ALONSO
CONSOLACION -
05408293G
Fecha: 2022.07.06
08:40:54 +02'00'

Fdo.: Consolación Alonso Alonso Fecha: 29/06/2022

Agradecimientos

A la directora del proyecto, Consolación Alonso Alonso por su compromiso y dedicación.

A mi familia y amigos que me han acompañado y apoyado durante estos años en ICAI.

A mis amigos y a todas las personas que han formado parte de este último año en Seúl, especialmente a Cris.

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA-MONTILLA

Autor: Martín-Cubas Núñez, Borja.

Director: Alonso Alonso, Consolación.

RESUMEN DEL PROYECTO:

1. Introducción:

Este proyecto ha consistido en el desarrollo completo de un proyecto de ejecución de una planta solar fotovoltaica de gran potencia, situada en Montilla, Córdoba, se han realizado diferentes estudios, cálculos y diseños. Este proyecto está presentado como un proyecto de ingeniería clásico formado por: Memoria, Planos, Pliego de condiciones, Presupuesto y anexos.

2. Metodología:

El primer paso a dar para comenzar el proyecto es buscar un emplazamiento que cumpla con unas normas y requisitos para poder desarrollar el proyecto, realizar un estudio de radiación solar a través de diferentes fuentes como son NASA y PVGIS, en los que se introducirán las coordenadas y dan datos en 25 años, una vez obtenidos estos datos se introducen en el programa PVsyst que permite realizar simulaciones según diferentes tecnologías y fabricantes. Estas simulaciones nos permiten ver si se cumplen las condiciones óptimas para elegir un emplazamiento y que sea óptimo para nuestro proyecto. Por otra parte permite simular con diferentes modelos de fabricantes para poder elegir aquel que optimiza la producción de la planta solar fotovoltaica, el estudio de radiación y el análisis se encuentra desarrollado en la Memoria y Anexo I de este proyecto.

A la hora de elegir las tecnologías se han tenido en cuenta diferentes modelos y fabricantes tanto de módulos fotovoltaicos como de inversores, como se ha comentado anteriormente, no solo en cuanto a la producción, sino que también se han tenido en cuenta factores como aspectos operativos y diferentes costes.

Después de analizar todo lo comentado anteriormente y elegido los diferentes modelos y fabricantes de los paneles fotovoltaicos, inversores y seguidores, se realizara la obra civil que incluye: arreglo de viales y accesos a la planta, cimentación para la instalación de los seguidores, zanjas para cables y el edificio de control. La ubicación del emplazamiento donde se puede observar la orografía y los viales de acceso se encuentra en el Documento N°2 Planos.

La elección de la ubicación se ha basado tanto en el estudio del recurso de radiación solar, así como en la normativa de espacios protegidos y reservas naturales vigente en España según el Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico.

El proyecto se sitúa en el término municipal de Montilla. Dicho pueblo pertenece a la provincia de Córdoba, ubicado en la comunidad autónoma de Andalucía, España.

La altitud media del terreno donde se ubica la PSF es de 277 metros sobre el nivel del mar. Este terreno se encuentra en zonas planas con pendientes suaves. La vegetación se caracteriza por ser principalmente zonas de siembra y en menor proporción olivos.

Una vez completado el punto anterior se ha realizado el diseño de la instalación eléctrica, para esto los diferentes cálculos que se han llevado a cabo han sido: dimensionamiento de cables, cálculo de cortocircuito, diseño de las líneas de generación y diseño de la subestación.

A la hora de dimensionar cables se han utilizado, como se desarrolla en el Anexo II, dos criterios: Intensidad máxima admisible y caída de tensión.

Para el diseño de la instalación eléctrica se tendrán en cuenta las siguientes características principales:

- Potencia nominal del conjunto de inversores (MW): 49,4
- Potencia pico del campo de paneles solares (MWp): 61,73
- Ratio potencia pico / potencia nominal: 1,25
- Paneles fotovoltaicos: Marca: Longi Solar
 - Potencia unitaria panel/ No paneles: 530Wp/116480
 - Factor de bifacialidad: 0,7
 - Factor de sombreado trasero: 1,41%
- Número de paneles por string/cadena: 28 paneles
- Número de string o cadenas: 4160 cadenas
- Inversores Marca: Power Electronics Modelo: LR5-72 HBD 530 M Bifacial
 - Potencia unitaria: 3800kW
 - Nivel de tensión de salida CA: 976V Número de inversores: 13 inversores

En el Documento N°2 se muestran los planos de los esquemas unifilares circuitos y disposición de los módulos fotovoltaicos.

Una vez realizado todo el diseño y cálculos de la planta solar fotovoltaica se realiza un estudio de viabilidad económica en el que se analizará si el proyecto es rentable, para la

realización de dicho estudio se tendrá en cuenta la inversión total a acometer, un previsión cronográfica para la inversión, costes operativos, previsión de ingresos en la explotación de la planta y se consideran diferentes fuentes de financiación para el proyecto, en dicho anexo se muestra la cuenta de pérdidas y ganancias y un análisis de rentabilidad con el que se concluye que el proyecto es rentable, todo esto se muestra en detalle en el Anexo III.

Finalmente se desarrolla el Anexo IV en el que se analizan los principales objetivos de desarrollo sostenible con los que cuenta el proyecto, siendo estos:

- Energía asequible y no contaminante
- Trabajo decente y crecimiento económico
- Industria, innovación e infraestructura
- Ciudades y comunidades sostenibles
- Acción por el clima
- Vida y ecosistemas terrestres

3. Conclusiones:

A continuación, se presenta un resumen de los diferentes fabricantes y modelos analizados en el que se puede ver que la opción óptima es paneles de Longi Solar de 530W e inversores de Power Electronics de 3.800 kW. Estos resultados se obtienen a través de PVsyst, estando el desarrollo de todos los cálculos en el Anexo I.

- Panel:

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MONTILLA	
Panel Canadian Solar 550W	
Producción	124276MWh
Pérdidas:	
Sombreado cercano	1,41%
Sombreado lejano	0,43%
Horas equivalentes	2007

Tabla 1: Simulación panel

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MONTILLA	
Panel JA Solar 550W	
Producción	124186MWh
Pérdidas:	
Sombreado cercano	1,41%
Sombreado lejano	0,43%
Horas equivalentes	2015

Tabla 2: Simulación panel

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MONTILLA	
Panel Longi Solar 530W	
Producción	125018MWh
Pérdidas:	
Sombreado cercano	1,41%
Sombreado lejano	0,43%
Horas equivalentes	2025

Tabla 3: Simulación panel

- Inversor:

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MONTILLA	
Inversor SMA 3000kW	
Producción	121412MWh
Pérdidas:	
Eficiencia	1,51%
Sobre potencia nominal	0,95%
Nº inversores	16

Tabla 4: Simulación inversor

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MONTILLA	
Inversor Ingeteam 3227kW 977-1300V	
Producción	123253
Pérdidas:	
Eficiencia	1,60%
Sobre potencia nominal	0,05%
Nº inversores	15

Tabla 5: Simulación inversor

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MONTILLA	
Inversor Power Electronics 3800kW	
Producción	124954
Pérdidas:	
Eficiencia	1,37%
Sobre potencia nominal	0,91%
Nº inversores	13

Tabla 6: Simulación inversor

A continuación, se muestra las producciones en la vida útil del proyecto teniendo en cuenta una degradación anual del 0,45%:

Año	Planta Solar Fotovoltaica de Montilla		Horas equivalentes
	Producción Bruta (MWh/año)	Producción Neta (MWh/año)	
0	125.318,00	122.811,64	2.030,00
1	125.018,00	122.517,64	2.025,00
2	124.553,47	122.062,40	2.017,58
3	124.034,80	121.554,10	2.009,18
4	123.516,12	121.045,80	2.000,78
5	123.128,00	120.665,44	1.994,00
6	122.478,78	120.029,20	1.983,98
7	121.960,10	119.520,90	1.975,57
8	121.441,43	119.012,60	1.967,17
9	120.922,76	118.504,30	1.958,77
10	120.633,00	118.220,34	1.954,00
11	119.885,41	117.487,70	1.941,97
12	119.366,73	116.979,40	1.933,57
13	118.848,06	116.471,10	1.925,16
14	118.329,39	115.962,80	1.916,76
15	117.999,00	115.639,02	1.911,00
16	117.292,04	114.946,20	1.899,96
17	116.773,37	114.437,90	1.891,56
18	116.254,69	113.929,60	1.883,16
19	115.736,02	113.421,30	1.874,75
20	115.257,00	112.951,86	1.867,00
21	114.698,67	112.404,70	1.857,95
22	114.180,00	111.896,40	1.849,55
23	113.661,33	111.388,10	1.841,15
24	113.142,65	110.879,80	1.832,74
25	112.364,00	110.116,72	1.820,00
Promedio	118.858,99	116.481,81	-

Tabla 7: Resultados de producción

Por último, el estudio de viabilidad económica muestra que el proyecto es rentable tanto para la empresa como para los accionistas que realizan la financiación, se ha tenido en cuenta una vida útil de 25 años, obteniendo una rentabilidad con un TIR de 9,31% y un VAN de 12.884,67€ con una tasa de descuento del 4%.

PHOTOVOLTAIC SOLAR PLANT-MONTILLA

PROJECT SUMMARY:

1. Introduction:

This project has consisted of the complete development of a project for the execution of a large power photovoltaic solar plant, located in Montilla, Cordoba, different studies, calculations and designs have been carried out. This project is presented as a classic engineering project consisting of: Memory, Plans, Specifications, Budget and annexes.

2. Methodology:

The first step to take to start the project is to find a site that meets certain standards and requirements to develop the project, conduct a study of solar radiation through different sources such as NASA and PVGIS, which will enter the coordinates and give data in 25 years, once obtained these data are introduced into the PVSyst program that allows simulations according to different technologies and manufacturers. These simulations allow us to see if the optimal conditions are met to choose a site and that it is optimal for our project. On the other hand, it allows us to simulate with different models of manufacturers in order to choose the one that optimizes the production of the solar photovoltaic plant, the study of radiation and the analysis is developed in the Report and Annex I of this project.

When choosing the technologies, different models and manufacturers have been taken into account, as mentioned above, not only in terms of production, but also taking into account factors such as operational aspects and different costs.

After analyzing all the aforementioned and choosing the different models and manufacturers of the photovoltaic panels, inverters and trackers, the civil works will be carried out, including: arrangement of roads and accesses to the plant, foundations for the installation of the trackers, trenches for cables and the control building. The location of the site where the orography and access roads can be observed can be found in Document N°2 Plans.

The choice of location was based both on the study of the solar radiation resource, as well as on the regulations for protected areas and nature reserves in force in Spain according to the Ministry for the ecological transition and the demographic challenge.

The average altitude of the land where the FSP is located is 277 meters above sea level. The terrain is flat with gentle slopes. The vegetation is characterized by being mainly planting areas and to a lesser extent olive trees.

Once the previous point has been completed, the design of the electrical installation has been carried out, for this the different calculations that have been carried out have been: cable sizing, short circuit calculation, design of the generation lines and design of the substation.

When sizing cables, as described in Annex II, two criteria were used: maximum admissible intensity and voltage drop.

For the design of the electrical installation, the following main characteristics will be taken into account:

- Nominal power of the inverter array (MW): 49.4
- Peak power of the solar panels field (MWp): 61.73
- Ratio of peak power / nominal power: 1,25
- Photovoltaic panels: Brand: Longi Solar
Panel unit power / No panels: 530Wp/116480
Bifaciality factor: 0.7
Rear shading factor: 1.41%.
- Number of panels per string: 28 panels
- Number of strings: 4160 strings
- Inverters Make: Power Electronics Model: LR5-72 HBD 530 M Bifacial
Unit power: 3800kW
AC output voltage level: 976V Number of inverters: 13 inverters

Document N°2 shows the drawings of the single-line diagrams, circuits and arrangement of the photovoltaic modules.

Once all the design and calculations of the photovoltaic solar plant have been made, an economic feasibility study is carried out to analyze whether the project is profitable. In order to carry out this study, the total investment to be undertaken, a chronographic forecast for the investment, operating costs, income forecast for the operation of the plant and different sources of financing for the project are considered, in this annex the profit and loss account and a profitability analysis are shown, with which it is concluded that the project is profitable, all this is shown in detail in Annex III.

Finally, Annex IV is developed, in which the main sustainable development objectives of the project are analyzed:

- Affordable and non-polluting energy
- Decent work and economic growth
- Industry, innovation and infrastructure
- Sustainable cities and communities
- Climate action
- Terrestrial life and ecosystems

3. Conclusions:

The following is a summary of the different manufacturers and models analyzed in which it can be seen that the optimal option is 530W Longi Solar panels and 3,800 kW Power Electronics inverters. These results are obtained through PVsyst, being the development of all calculations in Annex I.

- Panel:

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MONTILLA	
Panel Canadian Solar 550W	
Producción	124276MWh
Pérdidas:	
Sombreado cercano	1,41%
Sombreado lejano	0,43%
Horas equivalentes	2007

Table 1: Panel simulation

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MONTILLA	
Panel JA Solar 550W	
Producción	124186MWh
Pérdidas:	
Sombreado cercano	1,41%
Sombreado lejano	0,43%
Horas equivalentes	2015

Table 2: Panel simulation

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MONTILLA	
Panel Longi Solar 530W	
Producción	125018MWh
Pérdidas:	
Sombreado cercano	1,41%
Sombreado lejano	0,43%
Horas equivalentes	2025

Table 3: Panel simulation

- Inverter:

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MONTILLA	
Inversor SMA 3000kW	
Producción	121412MWh
Pérdidas:	
Eficiencia	1,51%
Sobre potencia nominal	0,95%
Nº inversores	16

Table 4: Inverter simulation

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MONTILLA	
Inversor Ingeteam 3227kW 977-1300V	
Producción	123253
Pérdidas:	
Eficiencia	1,60%
Sobre potencia nominal	0,05%
Nº inversores	15

Table 5: Inverter simulation

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MONTILLA	
Inversor Power Electronics 3800kW	
Producción	124954
Pérdidas:	
Eficiencia	1,37%
Sobre potencia nominal	0,91%
Nº inversores	13

Table 6: Inverter simulation

The production over the life of the project is shown below, taking into account an annual degradation of 0.45%:

Planta Solar Fotovoltaica de Montilla			
Año	Producción Bruta (MWh/año)	Producción Neta (MWh/año)	Horas equivalentes
0	125.318,00	122.811,64	2.030,00
1	125.018,00	122.517,64	2.025,00
2	124.553,47	122.062,40	2.017,58
3	124.034,80	121.554,10	2.009,18
4	123.516,12	121.045,80	2.000,78
5	123.128,00	120.665,44	1.994,00
6	122.478,78	120.029,20	1.983,98
7	121.960,10	119.520,90	1.975,57
8	121.441,43	119.012,60	1.967,17
9	120.922,76	118.504,30	1.958,77
10	120.633,00	118.220,34	1.954,00
11	119.885,41	117.487,70	1.941,97
12	119.366,73	116.979,40	1.933,57
13	118.848,06	116.471,10	1.925,16
14	118.329,39	115.962,80	1.916,76
15	117.999,00	115.639,02	1.911,00
16	117.292,04	114.946,20	1.899,96
17	116.773,37	114.437,90	1.891,56
18	116.254,69	113.929,60	1.883,16
19	115.736,02	113.421,30	1.874,75
20	115.257,00	112.951,86	1.867,00
21	114.698,67	112.404,70	1.857,95
22	114.180,00	111.896,40	1.849,55
23	113.661,33	111.388,10	1.841,15
24	113.142,65	110.879,80	1.832,74
25	112.364,00	110.116,72	1.820,00
Promedio	118.858,99	116.481,81	-

Table 7: Production results

Finally, the economic feasibility study shows that the project is profitable both for the company and for the shareholders providing the financing. A useful life of 25 years has been taken into account, obtaining a profitability with an IRR of 9.31% and an NPV of €12.884,67 with a discount rate of 4%.

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA-

Proyecto de Ejecución

Situación: Montilla, Córdoba

Autor: Borja Martín-Cubas Núñez

Director: Consolación Alonso Alonso

Curso: 2021/2022



Índice General

DOCUMENTO Nº1:	MEMORIA DESCRIPTIVA
DOCUMENTO Nº2:	PLANOS
DOCUMENTO Nº3:	PLIEGO DE CONDICIONES
DOCUMENTO Nº4:	PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN

ANEXOS:

ANEXO I:	ESTUDIO DE RECURSO DE RADIACIÓN
ANEXO II:	CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS
ANEXO III:	ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DE VIABILIDAD
ANEXO IV:	OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE INTEGRADOS EN EL PROYECTO

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA-

Proyecto de Ejecución

DOCUMENTO Nº1: MEMORIA DESCRIPTIVA

Situación: Montilla, Córdoba

Autor: Borja Martín-Cubas Núñez

Director: Consolación Alonso Alonso

Curso: 2021/2022



DOCUMENTO N°1: MEMORIA DESCRIPTIVA

Índice

DOCUMENTO N°1: MEMORIA DESCRIPTIVA	2
1. Objeto.....	6
2. Implantación de la Energía Solar Fotovoltaica en el mundo	6
2.1. Implantación de la Energía Solar Fotovoltaica en España.....	8
2.2. Futuro de la Energía Solar Fotovoltaica en España.....	9
3. Situación del emplazamiento.....	9
4. Justificación de la ubicación elegida.....	10
5. Normativa legal	11
5.1. Documentación exigida por normativa energética (Decreto-ley 16/2019) ..	11
5.2. Documentación exigida por normativa urbanística (Decreto-ley 16/2019)	12
6. Evaluación del recurso solar	12
6.1 Análisis de los datos de radiación solar.....	13
6.1.1 Bases de datos NASA.....	13
6.1.2 Bases de datos PVGIS.....	13
6.2 Selección de la base de radiación solar de referencia.....	14
8. Descripción de la planta solar fotovoltaica	21
8.1 Descripción general	22
8.1.1 Cables de Media Tensión:	24
8.1.2 Cables de Media Tensión:	27
8.1.3 Puesta a tierra:	28
9. Aspectos socio-económicos	28
10. Ahorro y contaminación evitada.....	29
11. Presupuesto instalaciones proyectadas.....	30
12. Estudio técnico económico de viabilidad.....	31
13. Planificación del proyecto.....	32
14. Conclusiones.....	33
15. Bibliografía.....	34

Índice de Figuras

<i>Figura 1: Participación de las renovables en nueva capacidad instalada.....</i>	<i>6</i>
<i>Figura 2: Distribución capacidad FV por regiones.....</i>	<i>6</i>
<i>Figura 3: Evolución del coste mundial de energía.....</i>	<i>7</i>
<i>Figura 4: Potencia solar fotovoltaica en España.....</i>	<i>8</i>
<i>Figura 5: Potencia solar fotovoltaica por Comunidad Autónoma.....</i>	<i>8</i>
<i>Figura 6: Reparto de fondos de recuperación.....</i>	<i>9</i>
<i>Figura 7: Radiación PVGIS en España.....</i>	<i>13</i>
<i>Figura 8: Variación mensual GHI.....</i>	<i>14</i>
<i>Figura 9: Sombreado en PVsyst.....</i>	<i>16</i>
<i>Figura 10: Simulación panel 1.....</i>	<i>19</i>
<i>Figura 11: Simulación panel 2.....</i>	<i>19</i>
<i>Figura 12: Simulación panel 3.....</i>	<i>19</i>
<i>Figura 13: Simulación inversor 1.....</i>	<i>19</i>
<i>Figura 14: Simulación inversor 2.....</i>	<i>20</i>
<i>Figura 15: Simulación inversor 3.....</i>	<i>20</i>
<i>Figura 16: Mapa Red de Transporte.....</i>	<i>22</i>
<i>Figura 17: PaT generador fotovoltaico.....</i>	<i>24</i>

Índice de Tablas

<i>Tabla 1: Coordenadas UTM entorno poligonal.....</i>	<i>10</i>
<i>Tabla 2: Valores según bases de datos</i>	<i>14</i>
<i>Tabla 3: Valores medios mensuales totales.....</i>	<i>11</i>
<i>Tabla 4: Pérdidas que intervienen en la operación.....</i>	<i>15</i>
<i>Tabla 5: Características de la planta.....</i>	<i>16</i>
<i>Tabla 6: Resultados de producción.....</i>	<i>21</i>
<i>Tabla 7: Factores de GEI.....</i>	<i>25</i>

Acrónimos

P.S.F Planta Solar Fotovoltaica

A.T. Alta Tensión

M.T. Media Tensión

B.T. Baja Tensión

G.H.I Radiación Global Horizontal

D.H.I. Radiación Difusa Horizontal

1. Objeto

En el presente documento se expone el Trabajo de fin de Máster de la Escuela Superior de Ingeniería del ICAI, el proyecto se ha desarrollado cumpliendo con la normativa vigente que regula las instalaciones de producción de energía eléctrica de plantas solares fotovoltaicas.

La ejecución de este proyecto se realiza con los siguientes objetivos:

- Diseño de obras e instalaciones a realizar para la construcción y desarrollo de la Planta Solar Fotovoltaica de Montilla de 61,73 MW de potencia pico, ubicada en Montilla, pen la provincia de Córdoba.
- Desarrollo de Proyecto de ejecución cumpliendo con toda la normativa y los elementos que componen el proyecto.

Este proyecto se realiza a petición de la Escuela Superior de Ingeniería del ICAI, como proyecto de fin de Máster del curso 2021-2022, con domicilio:

Calle de Alberto Aguilera N°25, 28015 Madrid.

2. Implantación de la Energía Solar Fotovoltaica en el mundo

La energía solar fotovoltaica muestra un papel fundamental en el objetivo de reducir emisiones de gases de efecto invernadero, aumentar la presencia de energías renovables y producir una mejora en la eficiencia energética.

En 2020 se instalaron 261GW de energía renovable, de los cuales 139GW eran de nueva capacidad fotovoltaica lo que supone un crecimiento de 17% frente al año anterior, el crecimiento en energía renovable es impulsado por la energía fotovoltaica, siendo esta la tecnología más instalada en el mundo.

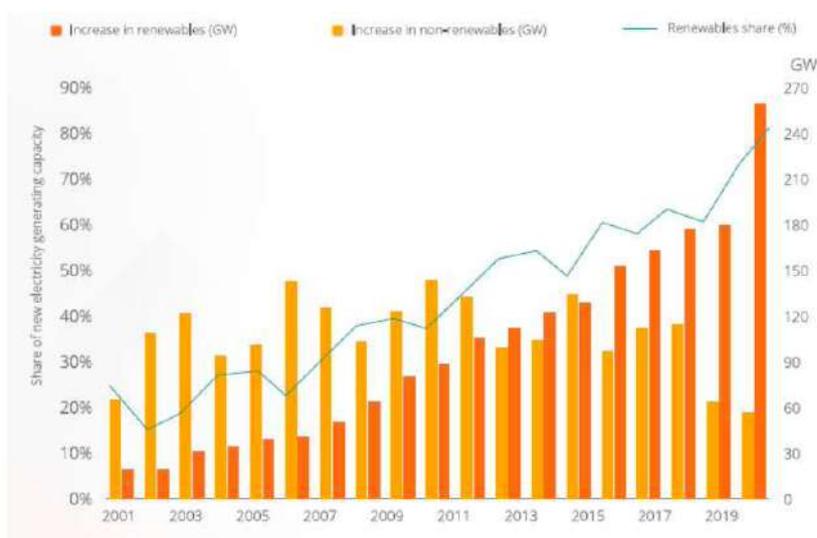


Figura 1: Participación renovable en nueva capacidad instalada

En la Unión Europea la fotovoltaica experimentó un crecimiento de 18GW, produciendo un aumento del 11% respecto al año anterior.

A continuación, se muestra la distribución de la capacidad fotovoltaica acumulada por regiones y su evolución histórica:

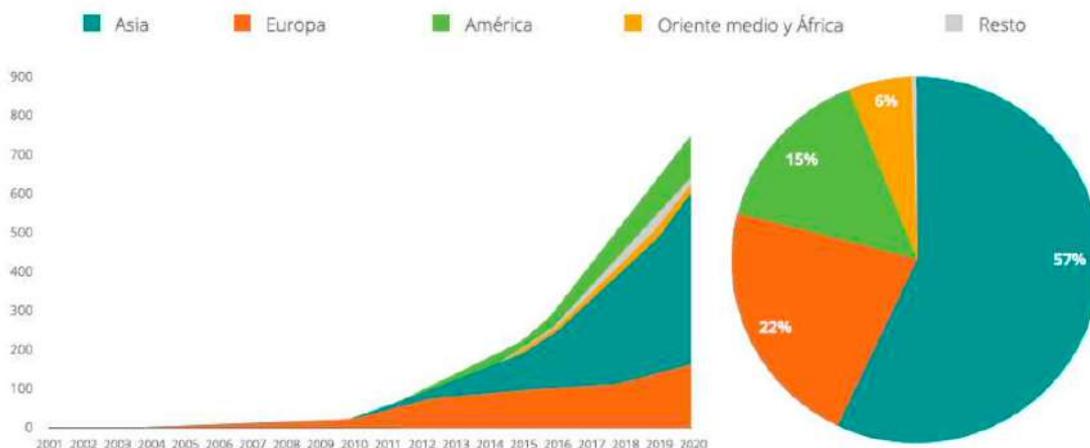


Figura 2: Distribución capacidad FV por regiones

El aumento mencionado anteriormente de la capacidad instalada junto a la evolución tecnológica ha producido una reducción en el coste de la energía fotovoltaica, siendo esta reducción de alrededor del 90%, todo esto hace que la energía solar fotovoltaica sea la más barata en comparación con las energías convencionales.

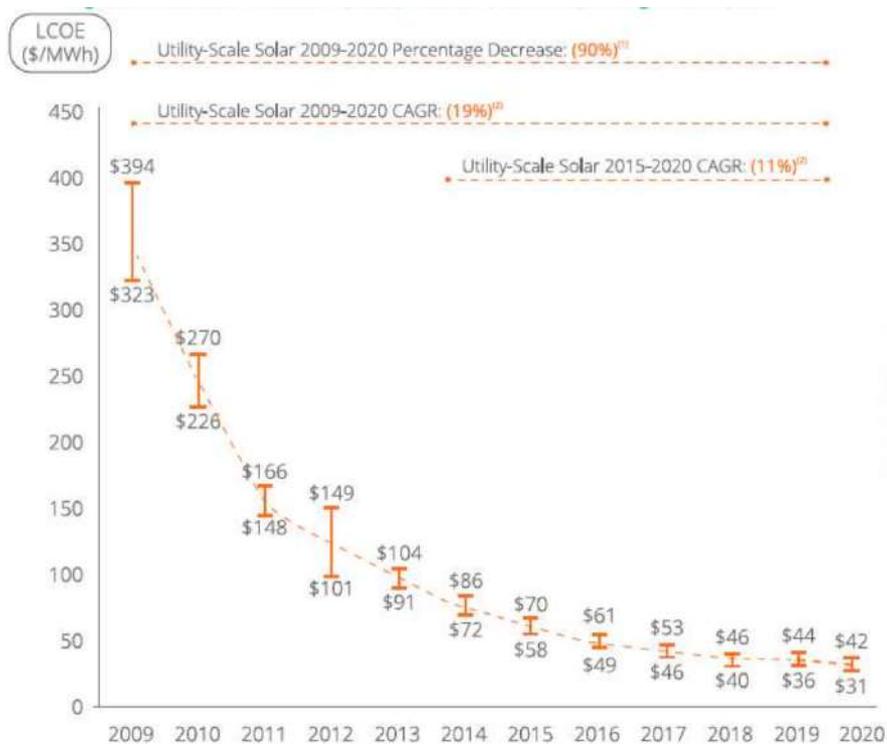


Figura 3: Evolución del coste medio mundial de energía FV

La energía fotovoltaica es la más competitiva económicamente tanto entre las renovables como entre las convencionales.

2.1. Implantación de la Energía Solar Fotovoltaica en España

En España se ha producido un aumento en la capacidad instalada, siendo el 2019 el año de mayor capacidad instalada, en 2020 la capacidad instalada en nuevas plantas fue de 2,9GW. Como consecuencia de todo esto, España consiguió ocupar el mercado líder en Europa y sexta posición en el mundo.

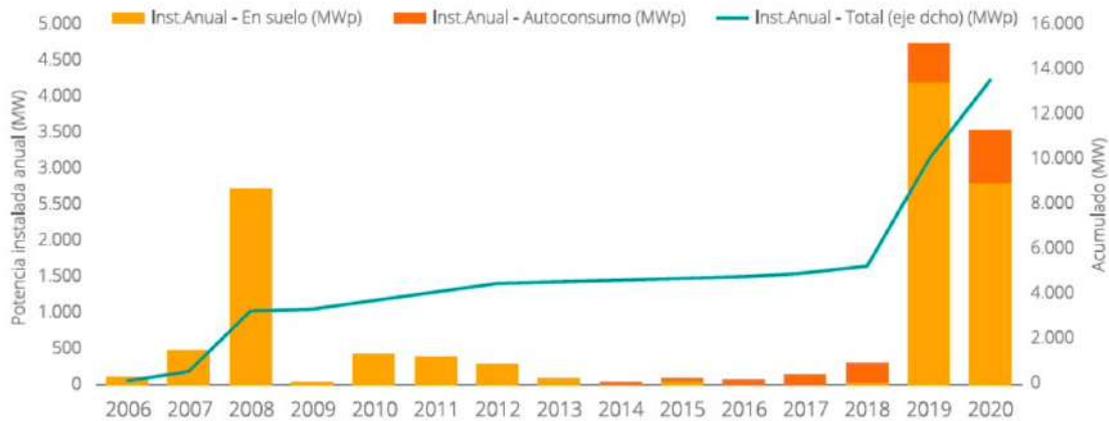


Figura 4: Potencia Solar Fotovoltaica en España

En cuanto a la instalación por Comunidades Autónomas Andalucía y Castilla la Mancha son los líderes en cuando a generación de energía eléctrica fotovoltaica, teniendo alrededor del 50% de la potencia instalada en España.

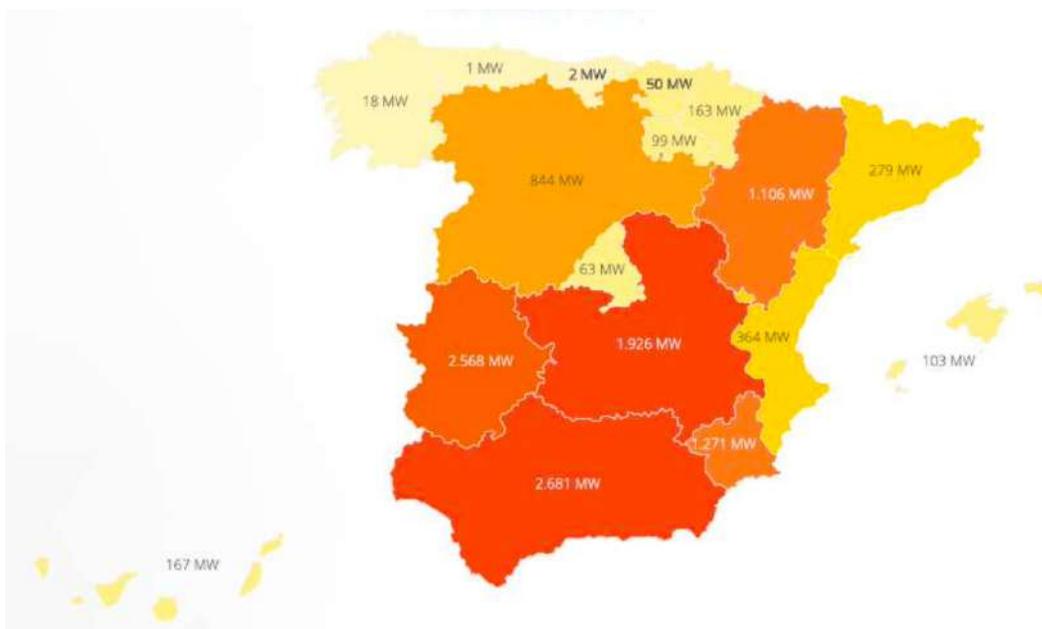


Figura 5: Potencia Solar Fotovoltaica por Comunidad Autónoma

En 2021 la contribución de la energía fotovoltaica al PIB de España fue de 3.821 millones de euros, en cuanto al empleo, la energía fotovoltaica en España produjo más de 40.000 trabajadores tanto directos como indirectos.

2.2. Futuro de la Energía Solar Fotovoltaica en España

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) busca una reducción del 23% de las emisiones de gases de efecto invernadero respecto al año 1990, esto se ve apoyado por la agenda 2030, así como con el Acuerdo de París.

Después del Covid el Gobierno de España destinará 69 mil millones en ayudas de los cuales el 40% está destinado a transición ecológica.



Figura 6: Reparto de fondos plan de recuperación

En 2015 se definieron los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) según las Naciones Unidas, para conseguir que Europa sea climáticamente neutra en 2050, se busca conseguir esto con el uso de energías no contaminantes como es la energía solar, entre otras.

A lo largo de los años recientes se ha podido observar una reducción en la tecnología empleada para la generación solar, por lo que España empieza a ser un referente en cuanto a lo que refiere a este tipo de generación, la generación en España está formada por un 46% de energía renovable.

La derogación del conocido como impuesto al sol fue derogado en 2018 haciendo que desapareciesen limitaciones o peajes que impedían a las viviendas generar su propia energía limpia. Esta serie de medidas junto a las subidas de precio ha hecho que se instalen paneles fotovoltaicos en los hogares.

El uso de energías limpias se ha visto fomentado por las subvenciones otorgadas por la Unión Europea y los gobiernos autonómicos, lo que hace que se reduzca el tiempo de amortización y sea una opción totalmente rentable hoy en día.

3. Situación del emplazamiento

La planta solar fotovoltaica se va a ubicar en el término municipal de Montilla, en la provincia de Córdoba. La elección de la ubicación se ha basado en el estudio del recurso de radiación solar, así como en la normativa de espacios protegidos y reservas naturales vigente en España según el Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico.

Las coordenadas UTM del contorno poligonal de los terrenos donde se ubicará la planta solar fotovoltaica se presentan a continuación:

Contorno Poligonal Coordenadas UTM		
Vértice	X _{UTM}	Y _{UTM}
A	356415.03	4157384.82
B	356818.85	4157365.25
C	357111.30	4157547.51
D	357379.16	4157268.91
E	357261.93	4156850.15
F	357211.61	4156580.12
G	356612.36	4156408.47
H	356386.08	4156569.34
I	356582.72	4157019.32
J	356358.14	4157053.17

Tabla 1: Coordenadas UTM contorno poligonal

La altitud media del terreno donde se ubica la PSF es de 277 metros sobre el nivel del mar. Este terreno se encuentra en zonas planas con pendientes suaves. La vegetación se caracteriza por ser principalmente zonas de siembra y en menor proporción olivos.

4. Justificación de la ubicación elegida

La decisión de la construcción de la Planta Solar Fotovoltaica de Montilla se ha tomado debido a los siguientes motivos:

- Condiciones favorables del terreno y el recurso energético.
- Distancia viable del punto de interconexión eléctrica
- No afección medioambiental
- Seguimiento de las directrices marcadas por la Directiva 2009/28/CE y el Plan de Energías Renovables de España.
- Plan de Energías Renovables de España, en la que se indican los elementos y orientaciones principales considerados relevantes en el diseño de una estrategia en la que las energías renovables formen un cierto porcentaje de la demanda eléctrica.
- Directiva 2009/28/CE: normativa del Parlamento Europeo y del Consejo, trata sobre fomentar el uso de energías renovables.
- Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (2020-2030) que busca reducir un 24% la emisión de gases de efecto invernadero respecto a 1990. Esto busca conseguir una eliminación de un tercio de las toneladas de gases de efecto invernadero que son emitidas actualmente.
- La energía fotovoltaica es clave para el crecimiento sostenible, de forma que se produzca una mejora en el aprovechamiento eficiente de la energía primaria, disminuyendo las emisiones contaminantes.
- La construcción y desarrollo de este proyecto contribuye en un aspecto socio-económico, ya que creará empleos en la ubicación, tanto para la construcción como empleos de mantenimiento y limpieza.
- La construcción de la planta solar fotovoltaica implica una mejora y construcción de nuevos viales en la zona, así como mejora de instalaciones eléctricas, mejorando también la red de distribución de la zona.

5. Normativa legal

El desarrollo del proyecto se realiza de acuerdo con todas las disposiciones legales, reglamentos y normativa vigente correspondiente, así como a las normativas técnicas y particulares del lugar donde se desarrolla.

A continuación, se muestran los puntos principales de las normativas que sigue este proyecto:

5.1. Documentación exigida por normativa energética (Decreto-ley 16/2019)

1. Documentación acreditativa de la capacidad legal, técnica y económica de la persona solicitante.
2. Proyecto técnico correspondiente a la planta solar fotovoltaica y a las instalaciones de interconexión con la red eléctrica firmado por técnico competente y que tendrá que incluir, como mínimo, la documentación e información suficiente sobre:
 - a. La titularidad de la instalación y agentes actuantes.
 - b. Emplazamiento de la instalación, incluyendo los accesos, vías próximas, zona de implantación y las coordenadas UTM; referencia catastral de la parcela.
 - c. Objeto y alcance del proyecto.
 - d. Antecedentes que motivan la promoción de la instalación objeto de autorización.
 - e. Descripción de la instalación y de los equipos principales.
 - f. Bases de diseño.
 - g. Cálculos justificativos: características de los módulos y campo fotovoltaico; viento, dimensionado de, y estructuras; estudio energético y medida; cálculo de líneas eléctricas de BT y AT y centros de transformación e instalaciones de conexión en red, si es de aplicación; cumplimiento de la legislación electrotécnica aplicable.
 - h. Planificación, presupuesto y estudio técnico-económico.
 - i. Plano de emplazamiento y situación. Indicación del emplazamiento de la instalación que permita el acceso de forma inequívoca, indicando los accesos.
 - j. Plano/s general/es en planta y alzado suficientemente anchos a escala, conveniente e indicando cotas esenciales, donde se indiquen el emplazamiento y la disposición de los equipos, los aparatos y las conexiones principales.
 - k. Esquema eléctrico unifilar de la instalación de potencia incluyendo todos los puntos de interconexión, tanto con la empresa eléctrica como con la instalación existente.
 - l. Esquema de la instalación de contaje energético según el Reglamento de puntos de medida.
 - m. Red de tierras.
 - n. Estudio de seguridad y salud.
3. Declaración sobre las características técnicas instalación.
4. Declaración del/de la técnico/a competente, si procede.

5. Declaración responsable, firmada por el facultativo competente que ha firmado el proyecto ejecutivo, que acredite el cumplimiento de la normativa que le sea de aplicación.
6. Documentación acreditativa del otorgamiento de acceso y punto de conexión en la red eléctrica.
7. Separata para cada una de las administraciones públicas afectadas, organismos y, si procede, empresas de servicios públicos o de servicios de interés general.
8. Relación de bienes y derechos afectados, si el solicitante pide el reconocimiento de utilidad pública a los efectos de expropiación forzosa e imposición de servidumbres.
9. Cualquier otra documentación que conforme a la legislación vigente sea exigible.
10. Documentación que acredite el cumplimiento del requisito de la oferta de participación local, si procede.
11. Documentación que acredite la disponibilidad o el compromiso de disponibilidad de más del 50 % de los terrenos agrícolas privados sobre los que se proyecte la instalación fotovoltaica, si procede.

5.2. Documentación exigida por normativa urbanística (Decreto-ley 16/2019)

1. Proyecto de actuación específica de interés público en suelo no urbanizable regulado en el artículo 48 bis del Texto refundido de la Ley de urbanismo, con la documentación determinada en el artículo 48.1 de este Texto refundido y en el artículo 57.1 del Reglamento de la Ley de urbanismo.
2. El proyecto de actuación específica de interés público incorporará el informe de impacto e integración paisajística con el contenido regulado en el artículo 21 del Decreto 343/2006, de 19 de septiembre, por el cual se desarrolla la Ley 8/2005, de 8 de junio, de protección, gestión y ordenación del paisaje.

6. Evaluación del recurso solar

En este emplazamiento no se disponía de estaciones de medición de recurso solar, por lo que el recurso solar se ha analizado a partir de las siguientes fuentes bibliográficas de radiación:

- NASA-SEE
- PVGIS

Se han llevado a cabo simulaciones mediante el programa PVsyst, que permite simular diferentes tecnologías en diferentes emplazamientos, permitiendo así, una obtención de estimación de producción para la planta solar fotovoltaica.

6.1 Análisis de los datos de radiación solar

6.1.1 Bases de datos NASA

El sistema Surface meteorology and Solar Energy (SSE) desarrollado por la Agencia Aeroespacial Norteamericana (NASA) es capaz de proveer datos de irradiación extrapolados para cualquier lugar del mundo, incluso aquellos en las que no existan medidas en el terreno, basado en un mallado de 50 x 50 km.

La información del sistema se obtiene mediante más de 200 satélites de los que dispone la NASA, con una recopilación de datos de más de 25 años. Una desventaja de este sistema es que la orografía y la altitud no se tienen en cuenta en el método de estimación de la radiación.

Para la PSF de Montilla, el valor de la irradiación global horizontal ofrecida por la NASA es de 1797,91 kWh/m² año.

6.1.2 Bases de datos PVGIS

El sistema de PVGIS consiste en un software gratuito desarrollado por la comisión europea Joint Research Center, que facilita el estudio del recurso solar y el potencial fotovoltaico en Europa. Esta herramienta es de gran utilidad para estudios de viabilidad de sistemas fotovoltaicos. Los datos de este sistema están validados por la Unión Europea.

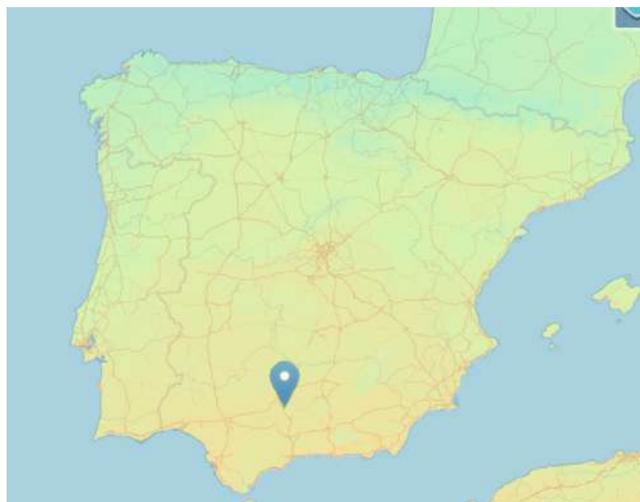


Figura 7: Radiación de PVGIS en España

Para el emplazamiento, el valor de la irradiación global horizontal según PVGIS es de 1822,48 kWh/m² año. Por otro lado, el valor de la irradiación difusa es de 460,73 kWh/m² año.

6.2 Selección de la base de radiación solar de referencia

A continuación, se muestra una tabla de los valores anuales de radiación global horizontal (GHI), la radiación horizontal difusa (DHI) y la temperatura proporcionada por las distintas bases de datos estudiadas:

Fuente	GHI (kWh/m ²)	DHI (kWh/m ²)	Temperatura (°C)
NASA	1797,91	450,67	16,33
PVGIS	1822,48	460,73	17,88
Promedio	1810,20	455,7	17,11

Tabla 2: Valores según bases de datos

En la siguiente figura se presenta la variación mensual de la radiación global sobre el plano horizontal en cada una de las bases de radiación estudiadas:

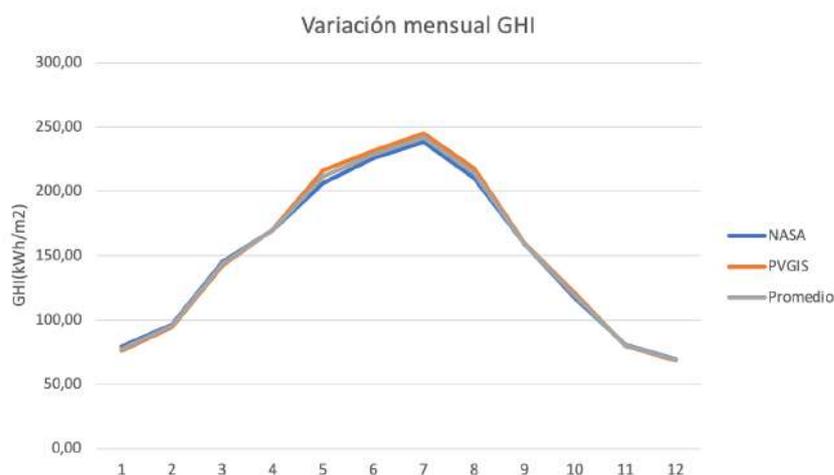


Figura 8: Variación mensual GHI

Para el presente estudio, se ha tomado como fuente de referencia el promedio de los datos obtenido con las bases de la NASA y de PVGIS, de forma que se obtiene un mejor ajuste a las condiciones locales de la base de datos teniendo en cuenta tanto la GHI como la DHI y los valores promedio obtenidos con ambas bases de datos.

A continuación, se muestra una tabla con los valores promedio que se han empleado en el presente estudio:

Mes	GHI (kWh/m ²)	DHI (kWh/m ²)	Temperatura (°C)
Enero	77,55	24,99	7,93
Febrero	95,33	27,52	9,26
Marzo	143,89	42,32	12,09
Abril	169,96	52,55	14,72
Mayo	211,52	53,63	19,05
Junio	228,52	50,59	24,21
Julio	241,92	43,31	27,93
Agosto	213,82	38,73	27,71
Septiembre	159,51	38,92	23,14
Octubre	118,88	32,98	18,09
Noviembre	80,34	24,30	12,06
Diciembre	68,95	20,63	9,05
TOTAL	1810,19	455,70	17,10

Tabla 3: Valores medios mensuales y totales

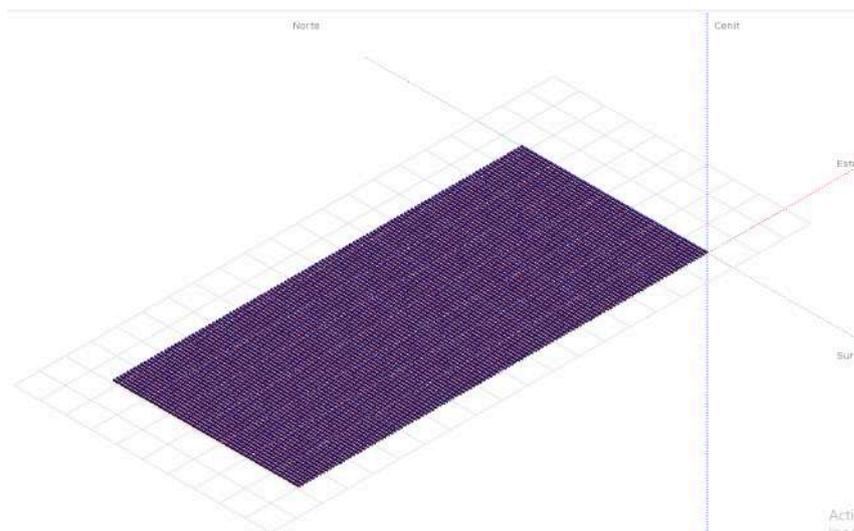


Figura 9: Sombreados en PVsyst

- Pérdidas por nivel de irradiancia:

En caso de que las condiciones de radiación no sean iguales a las de diseño ($I=1000\text{W/m}^2$), se tendrán en cuenta estas pérdidas. En el caso de este proyecto se ha estimado con PVsyst una pérdida del -0,21%.

- Pérdidas por suciedad:

En cuanto a las pérdidas por suciedad influyen varios aspectos como pueden ser las características de la localización, tipo de estructura empleada, frecuencia de limpieza de módulos y las condiciones meteorológicas. Para la localización elegida se ha considerado un 2% de pérdidas por suciedad.

- Pérdidas por temperatura:

La tensión del módulo y por tanto la potencia está relacionada con la temperatura de la celda.

El programa PVsyst emplea una estimación del U-value para calcular las pérdidas por temperatura, esto tiene en cuenta dos valores, uno relativo a la temperatura y otro a la velocidad del viento en la localización.

En base a esta estimación de PVsyst se ha obtenido un valor para las pérdidas de 6,12%.

- Pérdidas asociadas a la degradación de los paneles, LID:

Los materiales empleados en la fabricación de los paneles se ven afectados por la exposición a la radiación solar, esto se debe a las propiedades del silicio y a las burbujas de oxígeno que quedan atrapadas en el silicio durante su fabricación.

En los primeros momentos de exposición solar, los átomos de oxígeno atrapados se recombinan con átomos de boro o fósforo, esto produce una ligera reducción en las propiedades del silicio.

Considerando los datos del fabricante se ha considerado un 1,50% debido a degradación inducida por luz (LID).

- Pérdidas en el cableado CC de baja tensión:

La resistencia óhmica que tiene lugar en el cableado que sale de los módulos y llega a los inversores produce pérdidas eléctricas. Estas pérdidas son debidas al efecto Joule y se cuantifican mediante la siguiente fórmula:

$$P = 2 * R * I^2$$

Las pérdidas obtenidas según la simulación de PVsyst son de 0,79%.

- Pérdidas en el inversor:

En cuanto al inversor, hay que considerar tres tipos de pérdidas:

- Por eficiencia:
La eficiencia se ve afectada por la carga de potencia con la que está operando. Al aumentar la carga, la eficiencia va a aumentar. Mediante la simulación de PVsyst se ha obtenido un valor de 1,37%.
- Limitación de potencia nominal:
Cuando la planta opera a una potencia superior a la nominal de los inversores, es necesario evaluar las pérdidas por saturación del inversor. Las pérdidas obtenidas, han sido en este caso de 0,91%
- Autoconsumo del inversor:
Los inversores emplean equipos de refrigeración, por lo que hay que tener en cuenta las pérdidas por autoconsumo para estos equipos, teniendo en cuenta las indicaciones del fabricante se obtiene un valor de 0,01%.

- Pérdidas en el transformador BT/MT:

Se tendrán en cuenta las siguientes pérdidas del transformador:

- Pérdidas en el hierro debidas a corrientes de histéresis y parásitas en el núcleo.
- Pérdidas óhmicas, tanto en el devanado primario como en el secundario.

Teniendo en cuenta las hojas de características suministradas por el fabricante se ha obtenido un valor para las pérdidas de 1,34%.

- Pérdidas en el cableado de corriente alterna:

En los cables de baja y media tensión que van de los inversores hasta la subestación, aparece una resistencia óhmica que producirá pérdidas. El tramo donde se producen este tipo de pérdidas es:

- Cables desde inversor hasta subestación
- Red de Media Tension de la PSF

El valor de estas pérdidas obtenido mediante el programa de simulación es de 0,42%.

- Pérdidas en el transformador MT/AT:

Las principales pérdidas que hay que considerar en el transformador son:

- Pérdidas en el hierro debidas a corrientes de histéresis y parásitas en el núcleo.
- Pérdidas óhmicas, tanto en el devanado primario como en el secundario

En el este estudio se ha considerado que las pérdidas relacionadas con el transformador MT/AT son del 0%.

- Pérdidas por autoconsumo:

Estas pérdidas están relacionadas con los equipos auxiliares que se emplean como ventilación, refrigeración, alumbrado y otros equipos electrónicos. Se ha estimado unas pérdidas del 0,3%.

Se consideran las siguientes pérdidas:

Tipo de pérdida	Valores STC (%)	Valores Sankey (%)
Sombreado lejano	0,43	0,43
Sombreado cercano	1,41	1,41
Angulares	1,20	1,20
Suciedad	2,00	2,00
Degradación de paneles	0,40	0,23
Nivel de irradiancia	0,21	0,21
Temperatura	6,12	6,12
Rendimiento de módulo	0,30	0,30
LID	1,50	1,50
Mismatch	2,10	2,10
Cableado CC, en BT	0,79	0,79
Eficiencia del inversor	1,37	1,37
Inversor, por potencia nominal	0,91	0,91
Autoconsumo inversores	0,01	0,01
Cableado en CA	0,60	0,42
Transformador BT/MT	0,2Fe/0,8 Cu	1,34
Transformador MT/AT	0,00	0,00
Pérdidas eléctricas LAT	0,00	0,00
Otros autoconsumos	0,30	0,30
Indisponibilidades	2,00	2,00
Limitación de red	0,00	0,00

Tabla 4: Pérdidas que intervienen en la operación

Con las simulaciones realizadas con diferentes equipos y fabricantes se han obtenido los siguientes resultados:

- Panel:

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MONTILLA	
Panel Canadian Solar 550W	
Producción	124276MWh
Pérdidas:	
Sombreado cercano	1,41%
Sombreado lejano	0,43%
Horas equivalentes	2007

Figura 10: Simulación panel

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MONTILLA	
Panel JA Solar 550W	
Producción	124186MWh
Pérdidas:	
Sombreado cercano	1,41%
Sombreado lejano	0,43%
Horas equivalentes	2015

Figura 11: Simulación panel

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MONTILLA	
Panel Longi Solar 530W	
Producción	125018MWh
Pérdidas:	
Sombreado cercano	1,41%
Sombreado lejano	0,43%
Horas equivalentes	2025

Figura 12: Simulación panel

- Inversor:

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MONTILLA	
Inversor SMA 3000kW	
Producción	121412MWh
Pérdidas:	
Eficiencia	1,51%
Sobre potencia nominal	0,95%
Nº inversores	16

Figura 13: Simulación inversor

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MONTILLA	
Inversor Ingeteam 3227kW 977-1300V	
Producción	123253
Pérdidas:	
Eficiencia	1,60%
Sobre potencia nominal	0,05%
Nº inversores	15

Figura 14: Simulación inversor

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MONTILLA	
Inversor Power Electronics 3800kW	
Producción	124954
Pérdidas:	
Eficiencia	1,37%
Sobre potencia nominal	0,91%
Nº inversores	13

Figura 15: Simulación inversor

Se concluye que la opción óptima para el diseño de la Planta Solar Fotovoltaica es la elección del panel de Longi Solar de 530Wp y el inversor de Power Electronics de 3800kW, se comentará más adelante su funcionamiento y características principales.

A continuación, se muestran los resultados de producción de energía eléctrica, considerando las pérdidas comentadas, degradación y la indisponibilidad de la planta, se presentan a continuación dichos resultados:

Planta Solar Fotovoltaica de Montilla	
Localización	Montilla, Córdoba
Latitud	37,548
Longitud	-4,619
Altitud (m)	277
Módulo	Longi Solar
Potencia unitaria módulo (Wp)	530
Inversores	LR5-72 HBD 530 M
	Bifacial
Potencia unitaria (MW)	3,8
Nº inversores	13
Nº paneles/string	28
Nº paneles	116480
Nº seguidores	1294
Potencia pico (MWp)	61734
Potencia inversores (MW)	49400
Ratio CC/CA	1,25
Seguimiento solar	A un eje N-S
Separación entre filas de paneles(m)	10,0

Tabla 5: Características de la planta

Teniendo en cuenta una degradación anual de 0,45%, se obtienen las siguientes producciones:

Producción bruta: Es la energía generada en bornes del generador.

Producción neta: Es la producción bruta deduciendo los consumos en servicios auxiliares y las pérdidas producidas en el transformador principal

Planta Solar Fotovoltaica de Montilla			
Año	Producción Bruta (MWh/año)	Producción Neta (MWh/año)	Horas equivalentes
0	125.318,00	122.811,64	2.030,00
1	125.018,00	122.517,64	2.025,00
2	124.553,47	122.062,40	2.017,58
3	124.034,80	121.554,10	2.009,18
4	123.516,12	121.045,80	2.000,78
5	123.128,00	120.665,44	1.994,00
6	122.478,78	120.029,20	1.983,98
7	121.960,10	119.520,90	1.975,57
8	121.441,43	119.012,60	1.967,17
9	120.922,76	118.504,30	1.958,77
10	120.633,00	118.220,34	1.954,00
11	119.885,41	117.487,70	1.941,97
12	119.366,73	116.979,40	1.933,57
13	118.848,06	116.471,10	1.925,16
14	118.329,39	115.962,80	1.916,76
15	117.999,00	115.639,02	1.911,00
16	117.292,04	114.946,20	1.899,96
17	116.773,37	114.437,90	1.891,56
18	116.254,69	113.929,60	1.883,16
19	115.736,02	113.421,30	1.874,75
20	115.257,00	112.951,86	1.867,00
21	114.698,67	112.404,70	1.857,95
22	114.180,00	111.896,40	1.849,55
23	113.661,33	111.388,10	1.841,15
24	113.142,65	110.879,80	1.832,74
25	112.364,00	110.116,72	1.820,00
Promedio	118.858,99	116.481,81	-

Tabla 6: Resultados de producción

8. Descripción de la planta solar fotovoltaica

A continuación, se presentan las tecnologías y característica principales que forman la planta solar fotovoltaica de Montilla I.

- Potencia nominal del conjunto de inversores: 49.400kW
- Potencia pico del campo de paneles solares: 61.734kWp
- Ratio potencia pico / potencia nominal: 1,25
- Paneles fotovoltaicos: Marca: Longi Solar 530Wp
- Número de paneles por string/cadena: 28 paneles
- Inversores Power Electronics LR5-72 HBD 530 M Bifacial 3.800kW
- Configuración de seguidores: Marca: Soltec (SF7- Bifacial 90 módulos)

8.1 Descripción general

8.1.1 Punto de interconexión:

La energía se volcará a la red mediante una subestación eléctrica, en este caso el punto de interconexión será la subestación eléctrica de Montilla. Esta elección se ha tomado empleando como referencia el Mapa de Red de Transporte de Red Eléctrica:



Figura 16: Mapa Red de transporte

La subestación de Montilla se encuentra a 2km de distancia del emplazamiento, está conectada a la red de Alta Tensión y tiene una salida de línea de 66kV, este valor se ha tenido en cuenta para el diseño de la Planta Solar Fotovoltaica.

La subestación eléctrica de Montilla es propiedad de Red Eléctrica (REE), por lo que para realizar la interconexión se deberá cumplir toda la normativa establecida por el propietario.

8.1.3 Transformadores B.T-M.T

A continuación, se muestran las características de los transformadores que se sitúan a continuación de los inversores. Considerando un factor de potencia de 0,9.

La relación de los transformadores instalados a continuación de los inversores será $30 \pm 2,5 \pm 5\% / 0,69\text{kV}$, grupo de conexión Dyn5, de 4.300kVA de potencia y para una tensión de aislamiento de 36kV.

Serán de fabricación para instalaciones interiores, tipo seco, y se deberá identificar nombre de fabricante, tipo, n° de serie y características mediante una placa de identificación.

Características técnicas:

- Potencia nominal en servicio continuo: 4.300 kVA
- Nº fases: 3
- Frecuencia: 50 Hz
- Tipo: Seco
- Tipo de refrigeración: AN
- Instalación: Interior
- Tensión nominal A.T en vacío (Primario): 30 kV
- Tensión nominal B.T en vacío (Secundario): 690 kV
- Arrollamiento A.T en: Triángulo
- Arrollamiento B.T en: Estrella
- Grupo de conexión: Dyn5

8.1.3 Celdas de interconexión:

Las dos líneas de generación parten de la conexión de los diferentes subcampos, que se realizará mediante celdas de interconexión. La organización del subcampo dependerá del esquema de conexión, pudiendo ser:

- Posición inicial: 0L+1V, siendo esto celda de salida de línea y celda de protección del transformador.
- Posición intermedia entre subcampos: 0L+1L+1V, siendo esto celda de salida de línea, celda de entrada de línea y celda de protección del transformador.

Por tanto, los subcampos se agruparán en dos grupos, uno de 7 y otro de 6, que darán lugar a dos líneas de generación de 292 y 343 A.

Características técnicas:

- Sitio de instalación: Interior
- Tensión máxima del sistema: 36 kV
- Tensión nominal: 30 kV
- Frecuencia: 50 Hz
- Corriente nominal máxima: 400A
- Medio de aislamiento: SF6
- Tipo de celda: GIS
- Protección transformador: Interruptor Automático
- Seccionamiento: Seccionador
- Capacidad nom. interruptor en corto: 16 kA
- Capacidad nom. cierre en corto: 40 kA
- Duración máxima cortocircuito: 1 s

Los componentes principales de las cabinas serán los siguientes:

Cabinas de salida de línea:

- Interruptor seccionador de corte en carga SF6
- Seccionador de puesta a tierra
- Salida de cables con pasatapas a bornes de conexión
- Indicadores capacitivos de presencia de tensión

Cabina de entrada de línea:

- Salida de cables con pasatapas a bornes de conexión
- Indicadores capacitivos de presencia de tensión

Cabina de protección de transformador:

- Interruptor seccionador de corte en vacío SF6
- Interruptor automático en vacío o en SF6
- Disparadores de sobretensión
- Relé de protección
- Salidas de cables con pasatapas a bornes de conexión
- Indicadores capacitivos de presencia de tensión

8.1.3 Subestación Transformadora:

La conexión a las barras de la subestación desde las líneas de generación se realizará a través de un interruptor automático y un seccionador. Por otra parte, en el lado de media tensión, se realizará la conexión de la protección del transformador de potencia a la celda de media tensión.

Las dos líneas de generación llegarán a una subestación transformadora para elevar la tensión del parque a 66kV.

Esta subestación transformadora es del tipo HIS, en este tipo de subestaciones, los interruptores automáticos, transformadores de instrumentos, desconexión e interruptores de puesta a tierra se encuentran en recintos herméticos a presión, todo esto hace que sea muy compacto.

En concreto se va a emplear una subestación HIS del tipo 8DN8 que permite una reducción de costes debido a la menor ocupación de terrenos y la facilidad para obtener licencia de funcionamiento.

El interruptor se coloca en el centro entre dos seccionadores que permite aislar el módulo blindado. Los elementos más frágiles de esta subestación son las bornas de interconexión.



Figura 17: Ejemplo subestación

Ventajas en el uso de subestación HIS 8DN8:

- Económica y flexible
- Bajos costos de inversión
- Funcionamiento confiable y seguro
- Respetuosa con el medio ambiente
- Resistente y bajo mantenimiento

A continuación, se muestran los datos técnicos de la subestación:

Tipo de subestación	HIS tipo 8DN8
Tensión nominal	50 Hz
Tensión nominal a frecuencia industrial soportable (1 min)	Hasta 275 kV
Corriente nominal de choque o rayo soportable	Hasta 650kV
Corriente nominal	Hasta 3150 A
Corriente de apertura nominal	Hasta 40kA
Corriente de choque nominal	Hasta 109kA
Corriente nominal de breve duración	Hasta 40 kA
Tasa de fuga/año	< 0,5%
Temperatura	-30°C a +55°C
Normas	EN/IEC

Tabla 7: Datos técnicos

Subestación blindada HIS, área requerida 500m²:

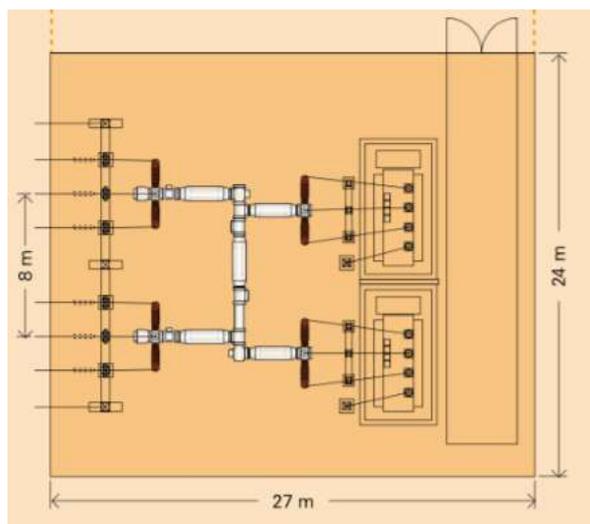


Figura 18: Subestación HIS

Transformador de potencia:

El transformador de potencia será trifásico en baño de aceite equipado con regulación de tensión, con radiadores adosados a la cuba y ventilación forzada, con las siguientes características:

• Potencia nominal	70MVA
• Nº de fases	3
• Frecuencia	50Hz
• Tipo de refrigeración	ONAN/ONAF
• Calentamiento medio arrollamientos	<65°C
• Calentamiento máximo aceite	<60°C
• Baño	Aceite
• Tens. Nom. A.T. en vacío (Primario)	66±10 x 1,25% kV
• Tens. Nom. B.T. en vacío (Secundario)	30kV
• Arrollamiento A.T.	Estrella
• Arrollamiento B.T.	Triángulo
• Grupo de conexión	YNd11
• Conexión a tierra del neutro A.T	Rígido a tierra
• Tensión de cortocircuito	10%

8.1.4 Cables de Baja Tensión:

A continuación, se describe la instalación de Baja Tensión existente en la planta solar fotovoltaica, así como los criterios empleados en su cálculo y diseño, en este apartado se va a dividir la instalación en diferentes tramos, que se muestran a continuación:

▪ Primer tramo: Módulos - Caja de Continua

En este tramo se van a utilizar conductores de cobre con aislamiento XLPE, por tanto, se considera una temperatura ambiente de 40°C y una máxima admisible de 90°C. La disposición de las cadenas va a ser conexión en serie a través de un conector. Teniendo cadenas en serie la tensión total será la suma de tensión de una cadena y la corriente será la correspondiente a un módulo de tal forma que se puede calcular la corriente de cortocircuito para la caja de centralización.

Otros aspectos a tener en cuenta serán la temperatura, caída de tensión en el cable y la resistencia.

Características técnicas:

- Denominación: XLPE
- Tipo de conductor: Unipolar-Campo Radial
- Nivel de aislamiento: 1,8 kV
- Secciones: 1x25 mm²
- Material del conductor: Cobre electrolítico
- Material de aislamiento: VPE
- Pantalla: malla de Cu
- Cubierta: mezcla libre de halógenos tipo EM5
- Normas: UNE-EN 50363
- Cubierta de armadura: Polietileno

- Segundo tramo: Caja de Continua – Inversor

En este caso se utilizarán conductores de aluminio con aislamiento XLPE. Considerando, por tanto, una temperatura de 25°C enterrados y una temperatura máxima de 90°C.

Cada caja de centralización recogerá varias cadenas de forma que se deberá realizar el cálculo de la corriente de cortocircuito de los módulos para conocer la corriente que sale de cada caja.

Características técnicas:

- Denominación: XLPE
- Tipo de conductor: Unipolar-Campo Radial
- Secciones: 1x240 mm²
- Material del conductor: Aluminio
- Material de aislamiento: VPE
- Pantalla: malla de Cu
- Cubierta: mezcla libre de halógenos tipo AFUMEX Z1
- Normas: UNE-EN 50363
- Cubierta de armadura: Polietileno

*Para el cálculo del cableado en Baja Tensión se considerará el conjunto de strings, caja de centralización e inversor más desfavorable y se comprobarán los criterios indicados anteriormente. Los cálculos se encuentran desarrollados en el Anexo II.

8.1.5 Cables de Media Tensión:

En este apartado se expone el estudio y diseño de la instalación de media tensión, este estudio consistirá en la justificación de los conductores, su dimensionamiento y conexión. De igual manera que en el apartado anterior se tendrán en cuenta los criterios de intensidad máxima admisible y caída de tensión, y además para este caso también se tendrá en cuenta el criterio de corriente de cortocircuito. La realización de estos cálculos se llevará a cabo siguiendo las pautas de la Norma IEC 60502.

Como se ha indicado anteriormente, en esta parte de la instalación se utilizarán conductores de aluminio con aislamiento HEPR, considerando, por tanto, una temperatura ambiente de 25°C y una temperatura máxima admisible de 105°C. La conexión entre los diferentes subcampos se realizará mediante celdas de interconexión.

Características técnicas:

- Denominación: HEPR
- Tipo de conductor: Unipolar-Campo Radial
- Nivel de aislamiento: 18/30 kV
- Secciones: 3x(1x95) mm²
- Material del conductor: Aluminio
- Material de aislamiento: VPE
- Pantalla: malla de Cu
- Cubierta: PVC
- Normas: UNE 21123/IEC 60502
- Cubierta de armadura: Polietileno

Posteriormente habrá que realizar la comprobación de caída de tensión, para ello habrá que haber calculado previamente la temperatura y la resistencia.

Por último, se comprobará que se cumplen todos los requisitos indicados por la norma para la instalación diseñada.

*Para los cálculos de esta sección, de igual manera que en la anterior, se realizarán los cálculos para el caso más desfavorable, es decir, el de mayor longitud. Los cálculos se encuentran desarrollados en el Anexo II.

Características constructivas:

Todos los conductores deberán llevar grabada de forma legible, la identificación del conductor y el nombre de fabricante y estarán identificados en los extremos mediante la codificación numérica de borna y equipo receptor.

8.1.6 Puesta a tierra:

La puesta a tierra consiste en la conexión de superficies conductoras que pueden estar en contacto con algún punto no energizado, siendo este normalmente la tierra. La puesta a tierra es un elemento básico de cualquier instalación eléctrica teniendo como objetivo la actuación de las protecciones y la disminución de riesgo que pueda estar generado por averías en los materiales eléctricos de la instalación.

Para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra se empleará la siguiente ecuación:

$$R_a * I_d < 24V$$

$$R_a = 80 \Omega$$

- I_d : Sensibilidad del interruptor diferencial en amperios. Se toma un valor de 0,3 A.



Figura 19: PaT generador fotovoltaico

9. Aspectos socio-económicos

Desde una perspectiva socio-ambiental se puede observar que la generación de electricidad mediante energía solar fotovoltaica presenta grandes beneficios.

Comparando las emisiones de gases evitados con la energía solar en comparación con las producidas por centrales de combustible fósil se puede ver un gran efecto positivo en cuanto al medioambiente. En comparación con otras energías, la energía solar resulta más ventajosa tanto en lo relacionado con la emisión de sustancia nocivas para el medioambiente como a la producción de residuos radiactivos, tóxicos y/o peligrosos, calentamiento global de la atmósfera, agotamiento de recursos o lluvia ácida.

En cuanto al aspecto social se producirá una creación de empleos en la zona donde se implantará la planta solar fotovoltaica, de forma que se llevará a cabo toda la parte posible de la ingeniería, instalación, montaje, etc. de la planta solar a través de subcontratas y acuerdos con empresas de la zona, de forma que la región se verá claramente favorecida económicamente con el desarrollo del proyecto.

Se prevé una creación de puestos de trabajo durante la fase de ejecución (ingeniería, montaje y puesta en marcha) de 150 personas y de 3/4 personas para las fases de gestión, operación y mantenimiento durante los años próximos al fin de la construcción de la planta.

La planta solar también aporta un aumento en la riqueza y mejora de la infraestructura de la zona, tanto a nivel de mejora en la red eléctrica de distribución como en la mejora de carreteras y accesos.

10. Ahorro y contaminación evitada

La generación a partir de recursos renovables como es la radiación solar supone una reducción en el uso de energía primaria mediante combustibles fósiles. Los datos publicados por el Plan de Energías Renovables de España 2005-2010, CNE, REE y Foro Nuclear, nos permiten evaluar el ahorro de energía primaria que se obtiene a nivel nacional.

Se considerarán las pérdidas de producción y transporte en los cálculos de ahorro energético obtenido a nivel nacional. La estimación de pérdidas de producción y transporte se estima en un 13,81% tal como indica la Orden ITC/3343/2010, desde las barras de salida en generación hasta la acometida del autogenerador.

El uso de energías limpias, como es la energía solar fotovoltaica, evita que se generen emisiones contaminantes como las asociadas a las energías de combustibles fósiles. Por esta parte, la reducción de combustible implica una reducción en la emisión anual de óxidos de nitrógeno, dióxido de azufre, dióxido de carbono, escoria y ceniza.

A continuación, se muestran las emisiones de efecto invernadero procedentes de generación en centrales de combustión:

Sistema Peninsular	
Tecnología	Emisiones CO ₂ (tCO ₂ -eq/MWh)
Carbón	0,96
Ciclo Combinado	0,39
Fuel-Gas	0,74
Cogeneración	0,37
Residuos	0,26

Tabla 8: Factores de GEI

Considerando los factores anteriores y la producción anual de la planta proyectada de 116.481 MWh/año se puede estimar la contaminación evitada con el uso de dicha planta solar fotovoltaica. Considerando el caso más desfavorable correspondiente para una central de combustión(carbón), las emisiones evitadas a lo largo de la explotación de este proyecto son:

$$Emisiones\ evitadas = 0,96 \frac{tCO_2}{MWh} * 116.481 \frac{MWh}{año} * 25 años = 111.821,76 tCO_2$$

11. Presupuesto instalaciones proyectadas

A continuación, se muestra el desglose en EUROS de las principales partidas del presupuesto:

Obra Civil:	
Planta Solar Fotovoltaica (Capítulo 1)	6.148.000,00
Almacén de Residuos Peligrosos	25.000,00
Suministros eléctricos de la PSF	
Conductores y puesta a tierra (Subcapítulo 2.01)	2.024.159,00
CSI (subcapítulo 4.01)	992.560,00
Cabinas de Media Tensión (subcapítulo 2.03)	865.431,00
Montaje Eléctrico de la PSF	
Tendido de cables (subcapítulo 2.02)	17.854.332,00
CSI (subcapítulo 4.02)	9.624.168,00
Módulos fotovoltaicos (Capítulo 3):	16.667.100,00
Ingeniería y Dirección de Obra	
Ingeniería de la PSF (subcapítulo 6.01)	127.000,00
Dirección facultativa de la obra (subcapítulo 6.02)	400.000,00
Varios (Capítulo 7)	-
TOTAL DE EJECUCIÓN MATERIAL	55.870.750,00
16 % Gastos Generales	8.939.320,00
3 % Beneficio Industrial	1.676.122,50
TOTAL DE EJECUCIÓN POR CONTRATA	66.486.192,50

El presupuesto de ejecución por contrata de las instalaciones y obras de la Planta Solar Fotovoltaica de Montilla (61,73MWp) asciende a la cantidad de:

SESENTA Y SEIS MILLONES CUATROCIENTOS OCHENTA Y SEIS MIL CIENTO NOVENTA Y DOS EUROS CON CINCUENTA CÉNTIMOS (66.486.192,50€)

12. Estudio técnico económico de viabilidad

En el Anexo III se presenta el “Estudio Técnico Económico de Viabilidad del proyecto”. En este anexo se realiza una simulación del modelo financiero y económico para obtener una rentabilidad aproximada del proyecto.

En este estudio se analiza, a partir de los datos de partida iniciales(producción de energía, vida útil de la tecnología, precio energía a red, gastos y diferentes hipótesis financieras):

- Flujo anual de ingresos y costes operativos
- Amortización
- Rentabilidad de proyecto
- Cuenta de pérdidas y ganancias
- Inversión material

13. Planificación del proyecto

En este apartado se presenta la planificación para la construcción de la Planta Solar Fotovoltaica de Montilla:

	PROGRAMA DE EJECUCIÓN																																			
	PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MONTILLA (61,73 MWp)																																			
	MES 1				MES 2				MES 3				MES 4				MES 5				MES 6				MES 7				MES 8							
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Ingeniería Básica	█																																			
Proyecto básico	█																																			
EIA	█		█																																	
Ingeniería Desarrollo					█																															
Ingeniería Detalle					█																															
Obra Civil					█																															
Instalaciones eléctricas					█																															
Construcción y Montaje					█																															
Obra Civil					█																															
Caminos					█																															
Zanjas					█																															
Seguidores					█																															
Instalaciones Eléctricas					█																															
Cables BT/MT y aux.					█																															
Cabinas MT y aux.					█																															
Módulos FV					█																															
Puesta en marcha																													█							
Pruebas																													█							
Recepción provisional																													█							

14. Conclusiones

La Planta Solar Fotovoltaica de Montilla de 61,73MWp de potencia instalada con 116.480 módulos fotovoltaicos Longi solar de 530W de potencia nominal, divididos en 4.160 cadenas, 13 inversores de Power Electronics de 3.800kW, situado en el municipio de Montilla en la provincia de Córdoba. Queda demostrado que este proyecto es rentable tanto para la empresa como para los accionistas con un TIR de 9,31% y un VAN de 12.884,67€.

La rentabilidad de dicho proyecto se ha demostrado con la realización de un estudio de viabilidad técnico-económica llevando a cabo un análisis de rentabilidad, sensibilidad cuenta de pérdidas y ganancias y una serie de hipótesis económicas y financieras, entre otras cosas.

Ajustándose a los requerimientos e intereses actuales se ha llevado a cabo un estudio de ahorro y contaminación evitada junto a un análisis de inclusión de los Objetivos de Desarrollo Sostenible que hoy en día están tan presentes en normativas tanto nacionales como comunitarias.

15. Bibliografía

- [1] "AutoCad", <https://www.autodesk.com>
- [2] "Reglamento Eléctrico de Alta Tensión"
- [3] "Ministerio de Industria y comercio",
<https://www.mincotur.gob.es/eses/Paginas/index.aspx>
- [4] "Valores del mercado eléctrico español", OMIE, <https://www.omie.es>
- [5] "Consumo energético en España", REE, <https://www.ree.es/es>
- [6] "PVSystem", <https://www.pvsyst.com>
- [7] "Parque eólico Zalamea de la Serena", TFG Borja Martín-Cubas Núñez
- [8] "Energía Solar Fotovoltaica", Consolación Alonso Alonso
- [9] Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC). Ministerio para la Transición ecológica y el Reto demográfico.
- [10] Catálogo Paneles solares fotovoltaicos Longi Solar
- [11] Catálogo Inversores Power Electronics
- [12] Catálogo seguidores para paneles solares fotovoltaicos Solar Tech
- [13] NASA. <https://power.larc.nasa.gov>
- [14] PVGIS. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html
- [15] Meteonorm. <https://meteonorm.com/en/>
- [16] Atersa. <https://www.atersa.com>
- [17] Fotosolar. <https://perfectdomain.com/domain/fotosolar.com>
- [18] "Proyecto Planta solar fotovoltaica JUMILLA", David San Juan de Torre
- [19] Appa Renovables. <https://www.appa.es>
- [20] Consejería de Industria, Junta de Andalucía.
<https://www.juntadeandalucia.es/temas/sectores/industria/industria.html>
- [21] Red de carreteras Junta de Andalucía.
<https://www.juntadeandalucia.es/temas/transporte/carreteras/red.html>
- [22] Junta de Andalucía. <https://www.juntadeandalucia.es>
- [23] Unión Española Fotovoltaica. <https://www.unef.es>

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA-

Proyecto de Ejecución

DOCUMENTO N°2: PLANOS

Situación: Montilla, Córdoba

Autor: Borja Martín-Cubas Núñez

Director: Consolación Alonso Alonso

Curso: 2021/2022



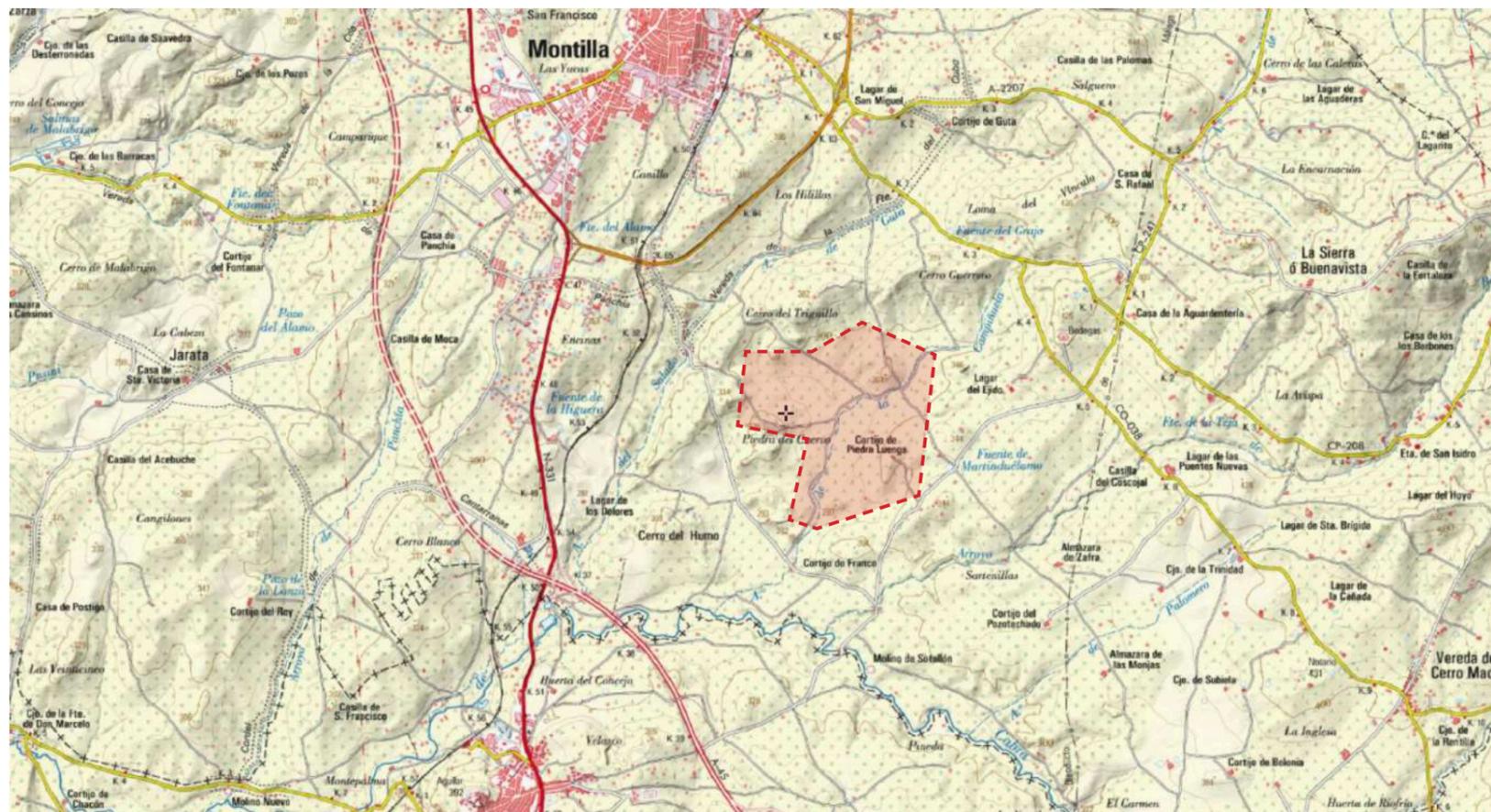
DOCUMENTO N°2: PLANOS

Referencia	Título
2022001	Plano de situación
2022004	Detalles de planta solar
2022005	Esquema unifilar Baja Tensión
2022006	Esquema unifilar de evacuación



Borja Martín-Cubas

Borja Martín-Cubas Núñez



1	12/04/2022	BM-CN	BM-CN	CAA			TRABAJO FIN DE MÁSTER
EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR		EDITADO PARA

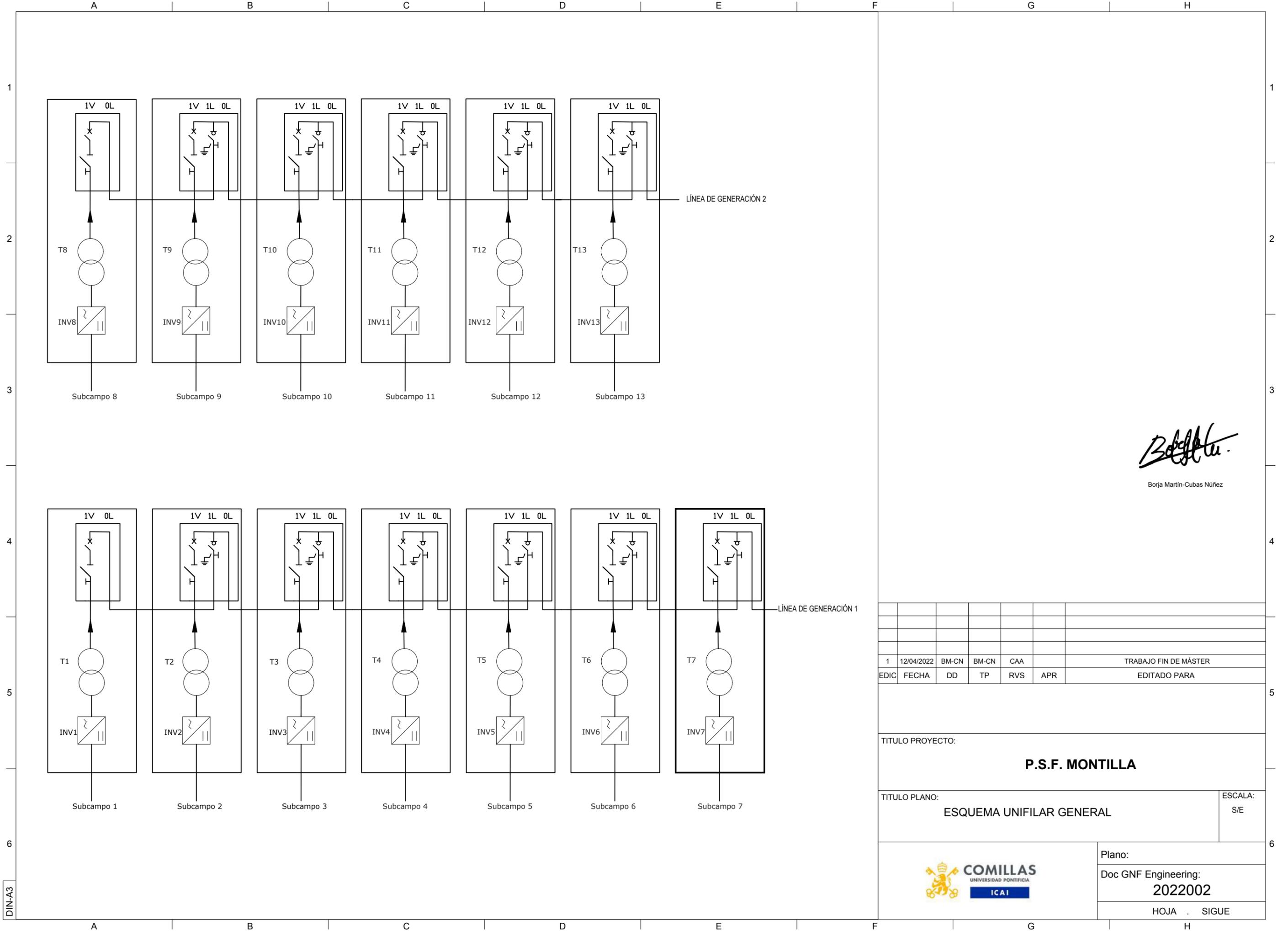
TITULO PROYECTO:
P.S.F. MONTILLA

TITULO PLANO:
PLANO DE SITUACIÓN

ESCALA:
S/E



Plano:
Doc GNF Engineering:
2022001
HOJA . SIGUE



Borja Martín-Cubas Núñez

Borja Martín-Cubas Núñez

1	12/04/2022	BM-CN	BM-CN	CAA			TRABAJO FIN DE MÁSTER
EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR		EDITADO PARA

TITULO PROYECTO:
P.S.F. MONTILLA

TITULO PLANO:
ESQUEMA UNIFILAR GENERAL

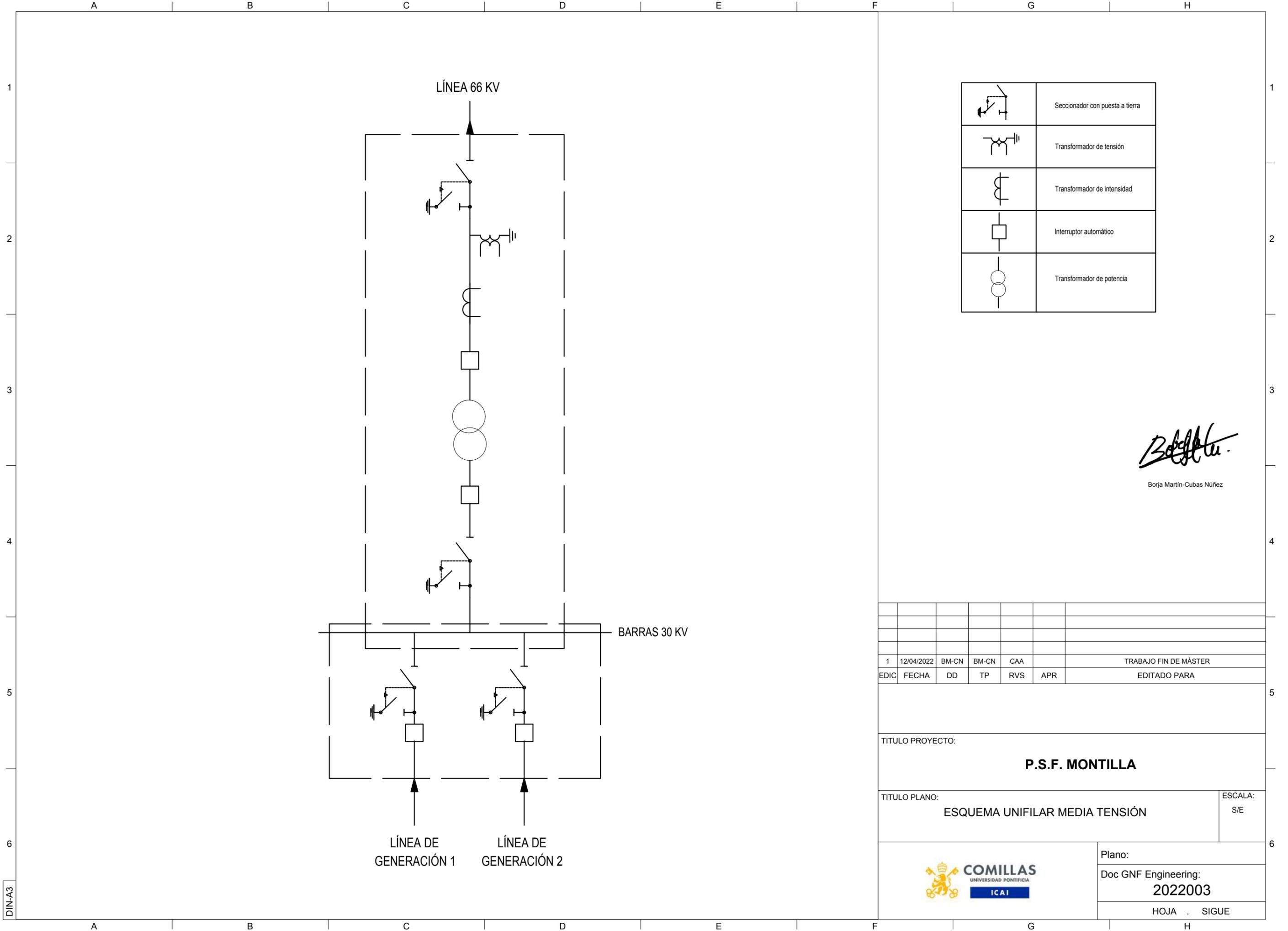
ESCALA:
S/E

Plano:
Doc GNF Engineering:
2022002

HOJA . SIGUE



DIN-A3



	Seccionador con puesta a tierra
	Transformador de tensión
	Transformador de intensidad
	Interruptor automático
	Transformador de potencia

Borja Martín-Cubas Núñez
Borja Martín-Cubas Núñez

1	12/04/2022	BM-CN	BM-CN	CAA			TRABAJO FIN DE MÁSTER
EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR		EDITADO PARA

TITULO PROYECTO:
P.S.F. MONTILLA

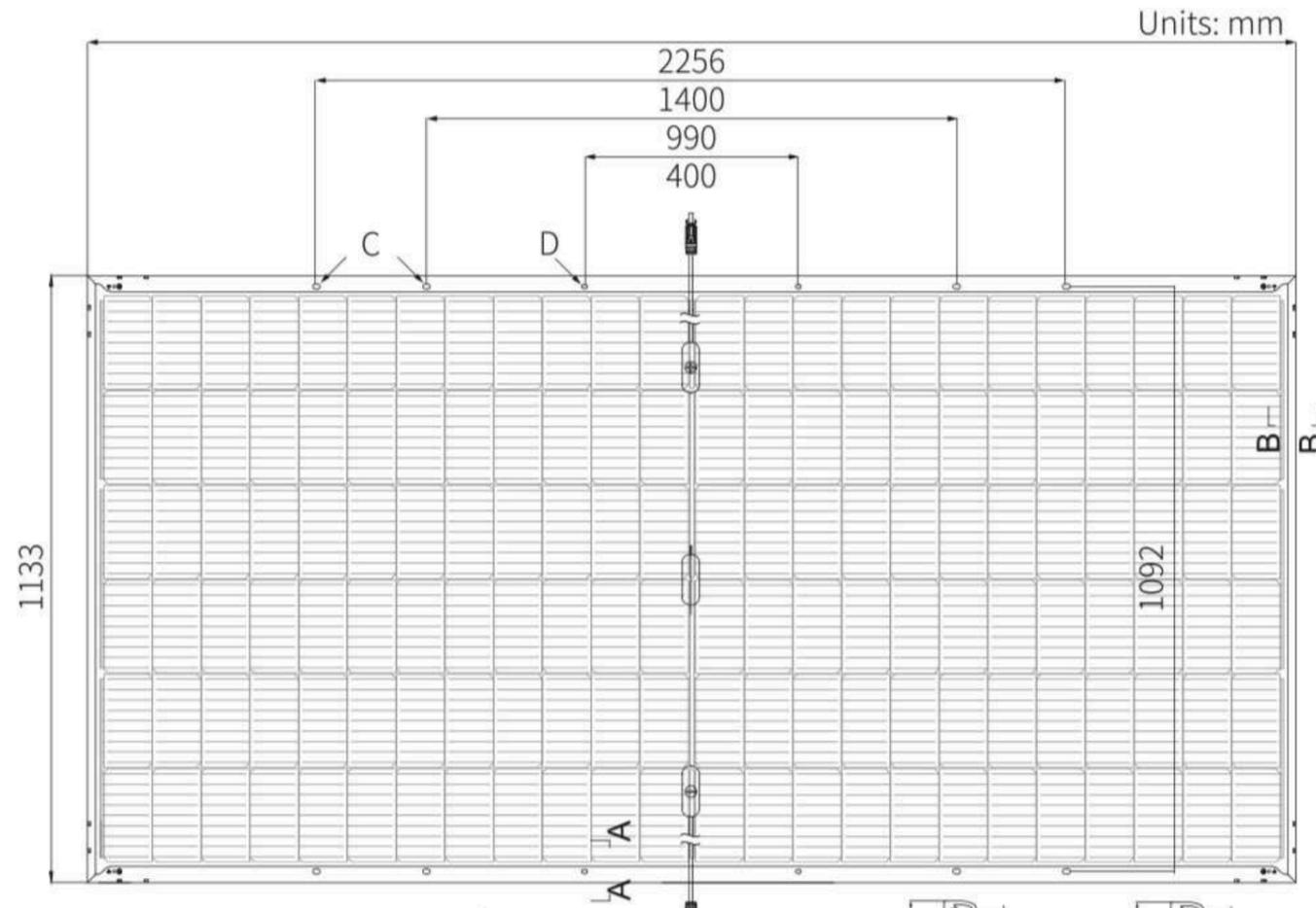
TITULO PLANO:
ESQUEMA UNIFILAR MEDIA TENSIÓN

ESCALA:
S/E



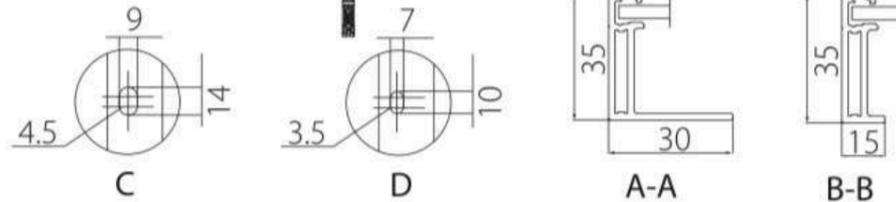
Plano:
Doc GNF Engineering:
2022003
HOJA . SIGUE

DIN-A3

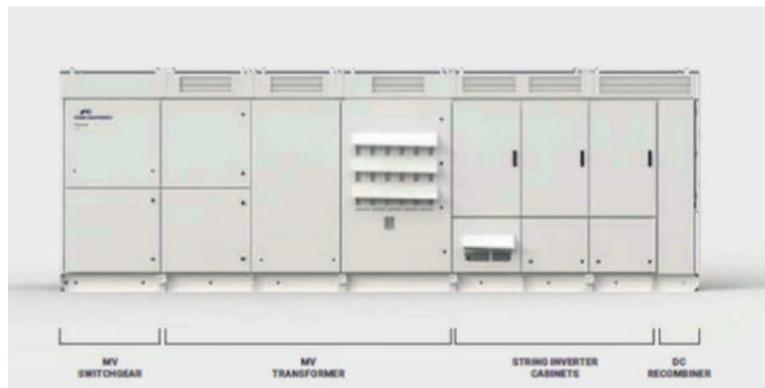


Units: mm

Tolerance:
Length: $\pm 2\text{mm}$
Width: $\pm 2\text{mm}$



DETALLE DE MÓDULO SOLAR
LONGI SOLAR LR5-72HBD BIFACIAL



DETALLE DE INVERSOR SOLAR
POWER ELECTRONICS FS3670K



DETALLE DE SEGUIDOR SOLAR
SOLTEC



Borja Martín-Cubas Núñez

1	12/04/2022	BM-CN	BM-CN	CAA			TRABAJO FIN DE MÁSTER
EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR		EDITADO PARA

TITULO PROYECTO:

P.S.F. MONTILLA

TITULO PLANO:

DETALLES DE PLANTA SOLAR

ESCALA:
S/E



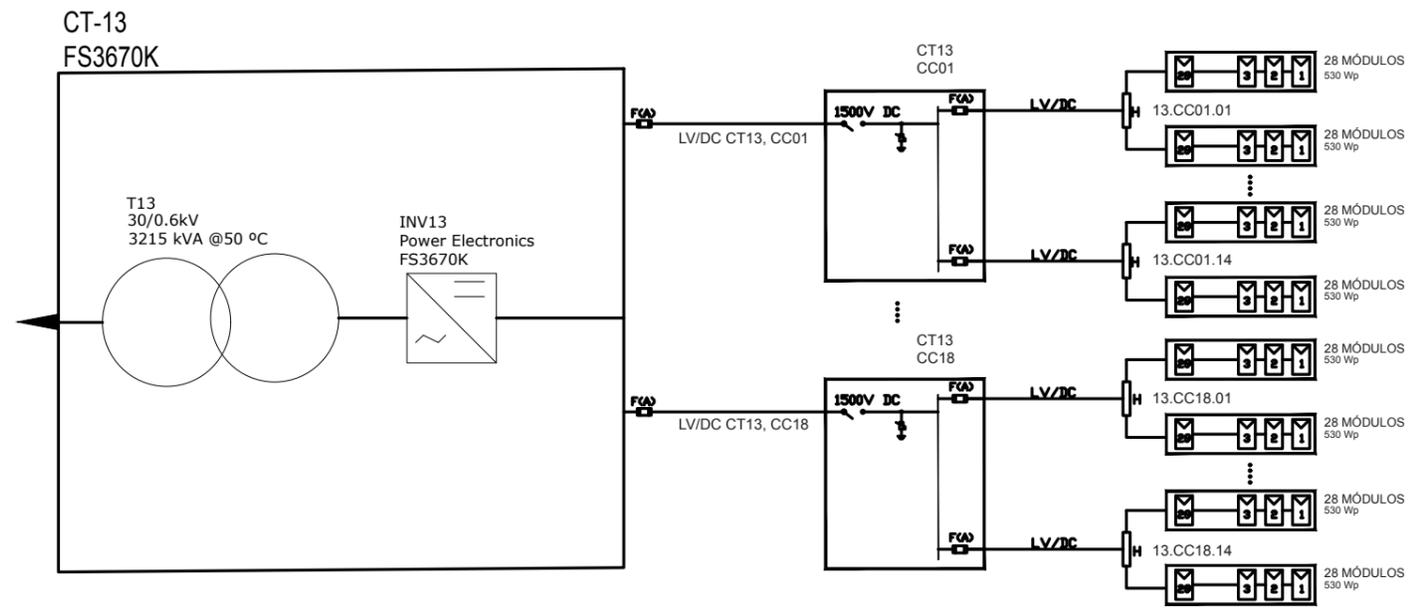
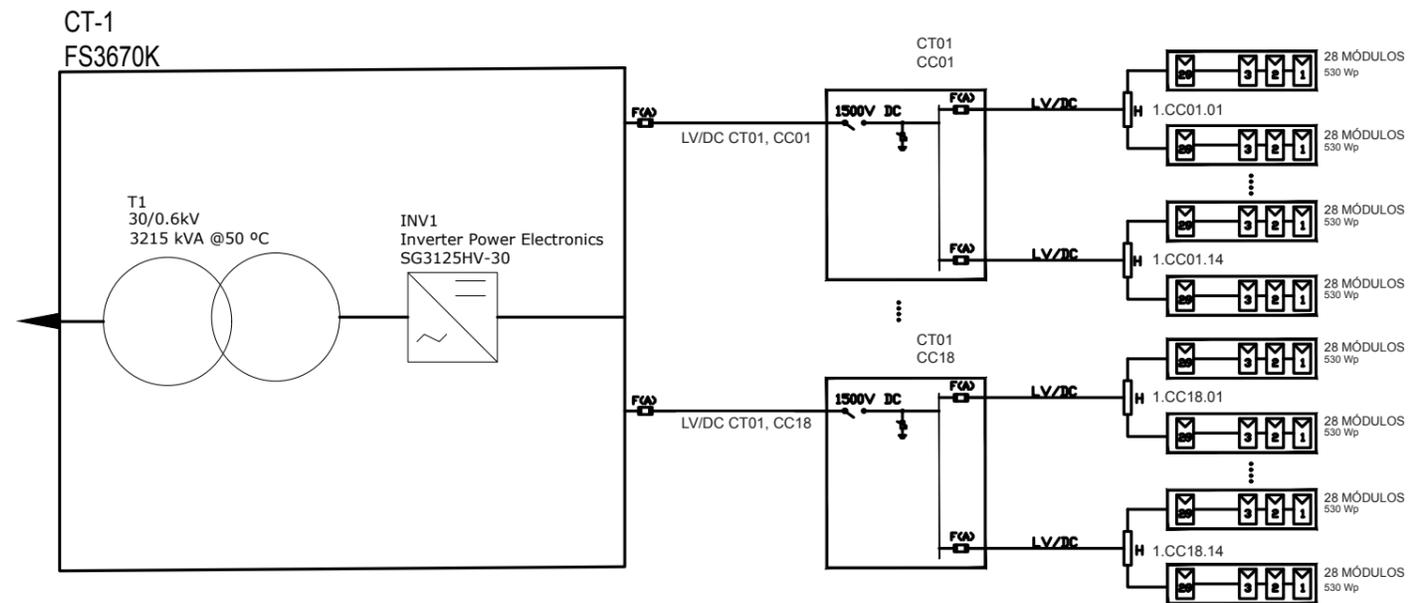
Plano:

Doc GNF Engineering:

2022004

HOJA SIGUE

DIN-A3



	Módulo fotovoltaico
	Inversor
	Fusible
	Descargador de sobretensiones
	Transformador
	Interruptor

Borja Martín-Cubas Núñez
Borja Martín-Cubas Núñez

1	12/04/2022	BM-CN	BM-CN	CAA			TRABAJO FIN DE MÁSTER
EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR		EDITADO PARA

TITULO PROYECTO:
P.S.F. MONTILLA

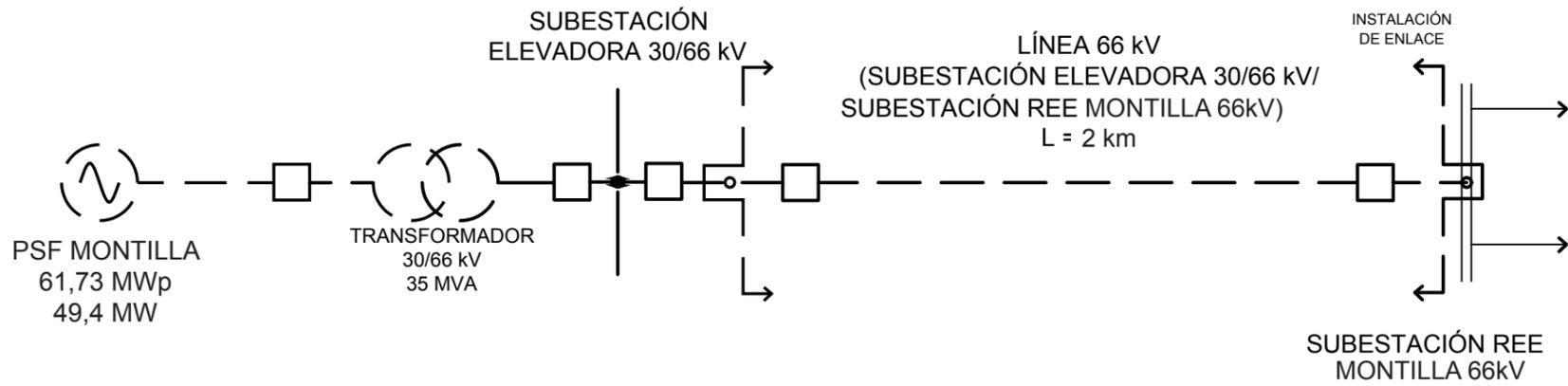
TITULO PLANO:
ESQUEMA UNIFILAR B.T.

ESCALA:
S/E



Plano:
Doc GNF Engineering:
2022005
HOJA . SIGUE

DIN-A3



Borja Martín-Cubas Núñez
Borja Martín-Cubas Núñez

1	12/04/2022	BM-CN	BM-CN	CAA		TRABAJO FIN DE MÁSTER
EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	EDITADO PARA

TITULO PROYECTO:
P.S.F. MONTILLA

TITULO PLANO:
ESQUEMA UNIFILAR DE EVACUACIÓN

ESCALA:
S/E



Plano:
Doc GNF Engineering:
2022006
HOJA . SIGUE

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA-

Proyecto de Ejecución

DOCUMENTO N°3: PLIEGO DE CONDICIONES

Situación: Montilla, Córdoba

Autor: Borja Martín-Cubas Núñez

Director: Consolación Alonso Alonso

Curso: 2021/2022



DOCUMENTO N°3: PLIEGO DE CONDICIONES

Índice General

- I. PLIEGO DE CONDICIONES GENERALES**
- II. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS DE OBRA CIVIL**
- III. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA**

I. PLIEGO DE CONDICIONES GENERALES

Pliego de Condiciones

Índice

1. Objeto	3
2. Disposiciones generales	3
3. Códigos y normas aplicables en el proyecto	3
4. Estudio de seguridad	4
5. Seguridad pública	4
8. Replanteo de la obra	5
9. Mejoras y variaciones en el proyecto	5
11. Organización	6
12. Ejecución de las obras	6
13. Plazo de ejecución	6
14. Recepción provisional	6
15. Período de garantía	7
16. Recepción definitiva	7

1. Objeto

En este documento se recogerán los requisitos a los que la ejecución de este proyecto debe ajustarse en la ejecución de las instalaciones y las diferentes condiciones que afectan a esta, como, operarios, normativas, materiales y medios auxiliares así como el establecimiento previo de criterios.

2. Disposiciones generales

El contratista deberá cumplir con una serie de requisitos tales como: Reglamentación del trabajo correspondiente, contratación del Seguro Obligatorio, Subsidio Familiar o de Vejez, Seguro de Enfermedad y todas aquellas reglamentaciones que sean de obligatoriedad en el momento en el que se realiza la ejecución del proyecto. En concreto, se ha de cumplir la norma UNE24042: “Contratación de Obras. Condiciones Generales”, siempre que no entre en conflicto con este documento.

3. Códigos y normas aplicables en el proyecto

Las obras se regirán tanto por lo prescrito en este Pliego de Condiciones como por lo especificado en la siguiente normativa:

1. Artículo 1.588 y siguientes del Código Civil, en los casos en que sea procedente su aplicación; Real Decreto Legislativo 2/2000, de 16 de junio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas; Real Decreto 1098/2001, de 12 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento general de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas.
2. R.D. 223/08, de 15 de febrero, por el que se aprueban el reglamento sobre condiciones técnicas de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT.
 - Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas y Centros de Transformación (Real Decreto 3275/1982, de 12 de Noviembre).
 - Normas Administrativas y Técnicas para el Funcionamiento y conexión a Redes Eléctricas de Centrales Hidroeléctricas de hasta 5.000 kVA y Centrales de Autogeneración Eléctrica (Orden de 5 de Septiembre de 1985).
 - Reglamento de Actividades Molestas, Insalubres, Nocivas y Peligrosas (Decreto 2414/1961, de 30 de Noviembre).
3. Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo, aprobada por Orden del 09/03/71, del Ministerio de Trabajo y en lo que no se oponga a la mencionada Ordenanza:
 - Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
 - Real Decreto 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorsolumbares, para los trabajadores.
 - Cuantos preceptos sobre Seguridad e Higiene en el Trabajo contengan las Ordenanzas Laborales, Reglamentos de Trabajo, Convenios Colectivos y Reglamentos de Régimen Interior en vigor.

Serán de aplicación para la ejecución de estas obras las instrucciones y normas que figuran en las especificaciones del presente “Pliego de Condiciones Técnicas”.

En caso de modificación, corrección o sustitución de alguna de estas normativas durante el desarrollo del proyecto, se deberá cumplir con dichas modificaciones, correcciones o sustituciones que afecten a dicha norma.

En caso de contradicción entre las normas y especificaciones con el Pliego de Condiciones prevalecerá este.

Ante algún contratiempo en este documento, la decisión y desarrollo será tomada por la Dirección de Obra.

4. Estudio de seguridad

El contratista presentará, previo al comienzo de las obras, un estudio de seguridad que recoja las medidas tomadas de acuerdo con lo presentado en este documento. De igual manera que estará obligado al cumplimiento con las condiciones recogidas en “Códigos y normas aplicables en el proyecto”, y aquello que consideré de aplicación.

El mantenimiento de las máquinas, herramientas, materiales y útiles de trabajo en buen estado y cumpliendo con las medidas de seguridad deberán ser provistas por el contratista.

Cuando los operarios se encuentren trabajando en situaciones en contacto con circuitos o elementos de tensión, estos emplearán ropa y calzado adecuado para evitar contactos. Se utilizará calzado aislante y se evitarán elementos metálicos.

La dirección de obra podrá tomar la decisión de suspender los trabajos si considera que no se están siguiendo los requisitos de seguridad o que la situación presenta algún factor que puede afectar a la seguridad de los trabajadores.

En el caso anterior, en el que un trabajador tenga un comportamiento imprudente que ponga en riesgo su seguridad o la del resto de trabajadores, el director de obra podrá pedir al contratista, mediante un escrito, que cese a dicho trabajador.

5. Seguridad pública

Será deber del contratista garantizar y tomar las máximas precauciones para proteger a las personas, animales o cosas de los peligros que pueda presentar el lugar de trabajo, siendo su responsabilidad los daños que se puedan presentar por los accidentes ocasionados.

Por tanto, será obligación del contratista las pólizas de seguros que protejan a sus empleados y operarios ante las responsabilidades por daños, accidentes, etc., que se puedan ocasionar como consecuencia de los trabajos realizados.

6. Organización del trabajo

Los trabajos serán ordenados de la forma más eficaz para su perfecta ejecución y siguiendo las condiciones presentadas por este documento. La organización del trabajo será planificada por el contratista.

7. Datos de la obra

El contratista recibirá una copia de los Planos y Pliego de condiciones, así como todos los datos que considere necesarios para la ejecución del proyecto.

El contratista será responsable tanto de la conservación de la documentación del proyecto, como de las copias o notas que saque de este, que serán devueltos al director de obra una vez finalizada esta.

Una vez terminada la obra el contratista dispone de dos meses para actualizar los planos y documentos adicionales que hayan sido modificados y adaptados a las condiciones en campo, entregándose toda esta documentación al director de obra.

Las modificaciones que el contratista consideré que se deben realizar deberán ser aprobadas previamente por el director de obra.

8. Replanteo de la obra

Cuando el contratista se encuentre en posesión del proyecto y de forma previa al comienzo de las obras, el director deberá realizar el replanteo de la misma. Se deberá levantar acta, por triplicado, firmándose esta por el propietario, la dirección de obra y el representante del contratista.

9. Mejoras y variaciones en el proyecto

Solo se considerarán aquellas mejoras o variaciones que se presenten y aprueben por el director de obra o que este mismo haya ordenado, aprobando previamente a la ejecución el precio.

10. Recepción del material

El director de obra junto al contratista aprobará los materiales recibidos y confirmará la validez de los mismos para que se instalen de manera correcta.

11. Organización

El contratista será el testigo legal, por lo que aceptará las responsabilidades correspondientes y deberá cumplir con el pago de los salarios y las cargas que legalmente queden establecidas, así como el seguimiento de la legislación, antes o durante la ejecución de las obras.

De acuerdo a lo presentado en este documento, la procedencia de los materiales empleados será responsabilidad del contratista, teniendo este que informar al director de la obra.

12. Ejecución de las obras

Las obras se desarrollarán siguiendo el proyecto, y teniendo en cuenta las condiciones de este documento y las presentadas en el Pliego de Condiciones Técnicas en caso de que lo hubiera.

El contratista no podrá realizar ninguna alteración o modificación del proyecto, estas modificaciones se podrán realizar únicamente en caso de aprobación por parte del director de obra.

El contratista deberá nombrar a un encargado de obra que tenga la especialidad suficiente para el cargo, y este sea aprobado por el director de obra.

13. Plazo de ejecución

Los plazos de ejecución tanto parciales como totales, fijados en el contrato, empezarán a contar a partir de la fecha de replanteo de las obras. El contratista deberá cumplir con los plazos y estos no podrán ser pospuestos.

En caso de modificación de los plazos, estos deberán ser determinados por el director de obra y aprobados por el contratante.

14. Recepción provisional

En presencia de la propiedad, el contratista y la dirección de obra se levantará acta, que deberá estar firmada por las tres partes, una vez hecho un reconocimiento de las obras y una vez conforme con todas y cada una de las especificaciones de este documento.

A partir de ese momento empezará a contar el período de garantía.

En caso de no conformidad, se fijará un plazo para solventar los defectos detectados, podrá iniciarse la reclamación que se considere oportuna de acuerdo con las condiciones del contrato, o por los daños y perjuicios que provoque el defecto.

15. Período de garantía

El plazo de garantía de la obra será aquel que se fije en el contrato previamente a la ejecución de las obras y en su defecto ese plazo será de 12 meses, a partir del momento comentado en el punto anterior.

Durante el período de garantía el contratista deberá encargarse de las obras de mantenimiento, conservación, etc. necesarias para el perfecto funcionamiento y uso.

16. Recepción definitiva

Estando las obras en estado de buena conservación y en mismas condiciones que en la recepción provisional, se volverá a levantar acta firmado por las tres partes interesadas.

II. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS DE OBRA CIVIL

Pliego de Condiciones

Índice

1. ESPECIFICACIÓN DEL MOVIMIENTO DE TIERRAS.....	3
1.1. Objeto	3
1.2. Instrucciones y normas	3
1.3. Descripción de la obra.....	3
1.3.1. Documentación.....	3
1.3.2. Planos.....	3
1.3.3. Interpretación de la documentación.....	3
1.3.4. Replanteo.....	4
1.3.5. Seguridad y Salud	4
1.3.6. Control de calidad	4
1.4. Prescripciones para la ejecución de excavaciones y rellenos.....	4
1.4.2. Excavación en zanjas	5
1.5. Estanqueidad de excavaciones.....	5
1.6. Rellenos.....	6
1.6.1. Rellenos con material filtrante	6
1.6.2. Relleno de zanjas para cables eléctricos	7
1.6.3. Control de calidad	7

1. ESPECIFICACIÓN DEL MOVIMIENTO DE TIERRAS

1.1. Objeto

Este documento recoge los criterios técnicos que deben seguirse para el suministro de materiales, ejecución, ensayos y pruebas de las obras de excavación y relleno, conforme con el resto de los documentos.

Se deberá cumplir con todos los requisitos presentes en este documento, salvo indicación en contra de los planos o salvo cambios o modificaciones aprobadas por la dirección de obra mediante un escrito.

1.2. Instrucciones y normas

- Normas NTL del CEDEX
- Pliego de prescripciones técnicas generales para obras de carreteras y puentes, PG-3

1.3. Descripción de la obra

1.3.1. Documentación

La obra a ejecutar se define por los siguientes documentos:

- Planos
- Especificaciones

1.3.2. Planos

El contratista antes de iniciar las obras y una vez recibidos los planos, deberá hacer comprobaciones dimensionales de las partes que se detallan en los planos, en caso de hallar algún defecto se deberá comunicar a la dirección de obra. En caso de no comunicar dicho defecto el contratista será responsable de las consecuencias que este provoque.

En caso de que el contratista considere necesario hacer alguna modificación sobre el proyecto, este deberá presentar un escrito para que la dirección de obra estudie el caso y lo apruebe si así lo considerase.

1.3.3. Interpretación de la documentación

Las dimensiones serán deducidas numéricamente de las cotas de los planos.

No se empleará como herramienta de obtención de dimensiones la interpretación gráfica de planos, si fuera necesario se solicitara a la dirección de obra los datos pertinentes mediante un escrito.

Ante un caso de contradicción entre especificación y planos, se dará preferencia a lo establecido en los planos, a menos que la dirección de obra indique lo contrario por escrito.

Es obligación del Contratista la correcta interpretación de los documentos. En caso de duda, omisión o contradicción en los documentos, el Contratista deberá consultar con la Supervisión de Obra, quien dictaminará al respecto.

1.3.4. Replanteo

La dirección de obra presentará sobre terreno las bases de replanteo, tanto en altimetría como en planimetría, que se entregarán al contratista por escrito, antes de empezar las obras junto con toda la información necesaria para replanteo.

La vigilancia y conservación serán responsabilidad del contratista durante la ejecución de la obra, siendo responsable de todos los defectos que pudiesen aparecer debido a una conservación inadecuada.

El contratista podrá efectuar cuantos replanteos considere necesarios, con el fin de situar en posición y elevación todas las unidades de obra a ejecutar, siendo responsable de las consecuencias o defectos que esto pueda provocar.

La dirección de obra podrá efectuar cuantas comprobaciones considere sobre los replanteos llevados a cabo por el contratista, para los cuales este deberá facilitar los medios para su realización.

1.3.5. Seguridad y Salud

El Contratista será responsable del cuidado y conservación de la obra hasta la recepción de la misma por parte del Propietario.

Serán de su responsabilidad también las protecciones y señalización de las obras y sus accesos, de acuerdo con el Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo.

1.3.6. Control de calidad

Con el fin de llevar a cabo un control de calidad la dirección de obra podrá solicitar cuantas pruebas y ensayos considere necesario de acuerdo con los artículos correspondientes a este documento y normas reseñadas. Podrán ser a cargo del contratista siempre que su número y tipo estén dentro de lo previsto en este documento u otro acuerdo del proyecto.

El contratista deberá cubrir el coste de las pruebas de carga cuando estas estén previstas en los documentos del proyecto y en aquellos casos en los que los resultados obtenidos de forma negativa lo aconsejen, a juicio de la dirección de la obra. En el resto de casos el propietario cubrirá estos costes, aunque el contratista deberá aportar los medios necesarios para la realización.

1.4. Prescripciones para la ejecución de excavaciones y rellenos

Las excavaciones en cualquier tipo de terreno se realizarán a las cotas de proyecto, con las dimensiones indicadas y además se seguirán las prescripciones que sean dadas por la Supervisión de Obra antes y durante la ejecución de las mismas.

Si lo acepta la dirección de obra, el contratista podrá realizar, por razones particulares de trabajo, profundizaciones en las excavaciones a otra cota distinta del proyecto, aunque no se le reconocerá la mayor excavación realizada ni el exceso de relleno que se tenga que emplear para cumplir con las dimensiones especificadas.

Los elementos procedentes de la excavación y de la demolición pertenecerán exclusivamente a la propiedad. En caso de que el contratista quiera hacer uso de ellos necesitará el permiso de la propiedad y la aprobación de la dirección de obra.

Se buscará un lugar de almacenamiento fuera del perímetro de obra, o en su defecto un modo de colocarlo que evite o comprometa la seguridad de la obra, para los materiales que no puedan emplearse. Tampoco se podrán almacenar en un lugar en el que desvíe el flujo de aguas superficiales.

Tras realizar ciertos trabajos, en concreto voladuras, el contratista deberá examinar las paredes de las excavaciones y las zonas junto a ellas para realizar saneados en caso de que fuera necesario.

El Contratista, si existiere peligro de que lleguen escombros a carreteras o vías públicas durante voladuras, lo pondrá en conocimiento de la Administración con anterioridad suficiente para que no se vea perturbado el curso de los trabajos y montará el debido servicio de neutralización del tráfico, de acuerdo con las normas que reciba de la Autoridad correspondiente.

1.4.2. Excavación en zanjas

Toda la excavación de zanjas se realizará hasta la profundidad indicada en los planos con una tolerancia admisible de 5 cm. Toda excavación por debajo de la tolerancia admisible será restituida por el Contratista con relleno compactado aprobado por la Supervisión de Obra.

La anchura de la excavación no será mayor que la requerida por las condiciones del suelo locales.

Las zanjas para cables eléctricos tendrán la profundidad indicada en planos y en ellas se montarán los cables de Media Tensión, Fibra Óptica y PAT, según proceda.

Cuando en la zanja se monten cables de Media Tensión, fibra óptica y PAT, la profundidad mínima de la misma será de 1.000 mm, salvo que se trate de una zanja que cruza un vial en cuyo caso la profundidad mínima será de 1.250 mm.

El ancho mínimo de zanja para cables eléctricos será de 600 mm.

Las tierras excavadas de las zanjas deberán ser apiladas paralelamente al borde de la excavación, separadas por ésta, como mínimo a un metro, y dispuestas para no afectar a la estabilidad de la zanja.

Los apartados de esta Especificación, relativos a la Excavación para Cimentaciones y Fosos son también aplicables a la excavación de zanjas.

1.5. Estanqueidad de excavaciones

Las excavaciones se conservarán secas y libres de agua durante la realización del trabajo y el Contratista deberá proporcionar, el personal, materiales, bombas, máquinas y mantenimiento necesario para proteger las obras contra toda corriente de agua que se dirija en cualquier momento hacia ellas y contra las filtraciones e inundaciones.

El Contratista empleará las medidas precisas para evitar que cursos de agua en las zanjas o excavaciones deterioren o arrastren el mortero o cualquier trabajo de albañilería, cemento o mezcla de hormigón que aún no haya fraguado.

No se verterán en las excavaciones aguas provenientes de la superficie o del subsuelo, y se evacuarán de manera que no constituyan molestia o provoquen daño.

1.6. Rellenos

Los materiales de rellenos salvo si se indica lo contrario, procederán de las excavaciones y deberán ser aprobados por la Supervisión de Obra, que podrá ordenar la colocación de materiales de préstamos si los procedentes de excavaciones resultan inadecuados.

El relleno en cimentaciones y fosos será extendido en capas de un espesor no superior a 150 mm y cuidadosamente compactadas hasta un 95 ÷ 98 % Proctor modificado y de forma tal que se evite estropear o alterar el trabajo realizado. El espesor podrá ser de 300 mm si se utilizan medios mecánicos para la compactación.

Mientras no se indique de otro modo por la Supervisión de Obra, todo el relleno alcanzará hasta los niveles originales del suelo.

Los rellenos de cimentaciones, zanjas y fosos, se efectuarán con materiales que cumplan la siguiente especificación:

- Carecerá de elementos de tamaño superior a 10 cm.
- La fracción que pasa por el tamiz 200 ASTM, será inferior al 35 % en peso.
- Procederán de suelos de CBR mayor de 5 y el hinchamiento durante el ensayo será menor del 2 %.
- La fracción que pasa por el tamiz 40 ASTM, cumplirá LL menor que 35 o, simultáneamente, LL menor que 40, IP mayor que (0,6 LL - 9).

1.6.1. Rellenos con material filtrante

Los materiales filtrantes para zanjas, trasdós de obras de fábrica o cualquier otra zona, cumplirán lo siguiente:

El tamaño máximo no será, en ningún caso superior a setenta y seis milímetros (76 mm) (Tamiz 3" ASTM); y el cernido ponderal acumulado por el tamiz 200 ASTM no rebasará el cinco por ciento (5 %).

Siendo D_x el tamaño superior al del $x\%$, en peso, de los materiales filtrantes; y d_x el tamaño superior al de $x\%$ en peso, del terreno a drenar, se deberán cumplir las condiciones siguientes:

- D_{15}/d_{85} menor que 5
- D_{15}/d_{15} mayor que 5
- D_{50}/d_{50} menor que 25
- D_{60}/d_{10} menor que 20

En el caso de terrenos cohesivos, estas cuatro condiciones se sustituirán por la de D_{15} menor que 0,1 mm.

El material filtro situado junto a los tubos o mechinales deberá cumplir las condiciones siguientes:

- Si se utilizan tubos perforados
 $D_{85}/\text{Diámetro del orificio}$, mayor que 1
- Si se utilizan tubos con juntas abiertas
 $D_{85}/\text{ancho de la junta}$, mayor que 1,2
- Si se utilizan tubos de hormigón poroso
 D_{15} del árido del tubo/ D_{85} , menor que 5
- Si se drena por mechinales
 $D_{85}/\text{diámetro del mechinal}$, mayor que 1

Cuando no sea posible encontrar un material que cumpla con dichos límites, podrá recurrirse al empleo de filtros compuestos por varias capas; una de las cuales, la del material grueso, se colocará junto al sistema de evacuación y cumplirá las condiciones de filtro respecto a la siguiente; y así sucesivamente, hasta llegar al relleno natural.

1.6.2. Relleno de zanjas para cables eléctricos

El tendido de cables se hará de manera general según los siguientes criterios:

- ✓ En el fondo de la zanja se extenderá el conductor de tierra.
- ✓ Sobre el fondo de la zanja se extenderá una capa de arena fina, lavada, de unos 100 mm de espesor, y sobre ella se alojarán las ternas de cables de potencia (M.T.) hasta un total de tres y separadas horizontalmente entre si unos 200 mm.
- ✓ Seguidamente se extenderá otra capa de arena fina de unos 300 mm de espesor, que se compactará convenientemente, y sobre ella se colocará el/los cable/s de fibra óptica.
- ✓ Sobre los cables de fibra óptica se extenderá otra capa de arena fina de unos 150 mm de espesor que se compactará convenientemente y sobre la misma en todo su recorrido,, se colocará una protección mecánica a base de placas de PVC.
- ✓ Seguidamente se extenderá una capa de tierra debidamente compactada de unos 150 mm de espesor, limpia de piedras, ramas y raíces. Encima de la misma, en todo su recorrido se colocara una cinta de señalización que advierta de la existencia de cables eléctricos de media tensión por debajo de ella.
- ✓ Finalmente, encima de la cinta de señalización se extenderá otra capa de tierra de unos 300 mm de espesor, debidamente compactada, limpia de piedras, ramas y raíces, hasta alcanzar la superficie del terreno.

1.6.3. Control de calidad

El contratista realizará el número y clase de ensayos y en la forma que se describen a continuación, o han sido descritos en otros artículos.

El control y registro de los materiales empleados y de los grados de compactación conseguidos en los trabajos de excavación y relleno, deberán ser determinados de acuerdo con normas NLT-108 y NLT-109 del CEDEX. El Contratista deberá establecer, mantener y operar a pie de obra un laboratorio para el control del movimiento de tierras. El laboratorio de control deberá constar de todo el equipo, material e instrumentos necesarios para llevar a cabo los ensayos descritos en las normas NLT-108 y NLT-109 del CEDEX.

En caso de que el volumen de rellenos sea poco importante, la Supervisión de Obra permitirá al Contratista no disponer en obra de un laboratorio permanente de control, aunque sí debe efectuar los ensayos prescritos.

El Contratista deberá tener a pie de obra un técnico capaz de llevar a cabo los ensayos necesarios y con ello asegurar un control adecuado de trabajo. Además de los ensayos llevados a cabo por el Contratista para controlar su propio trabajo, la Supervisión de Obra podrá realizar tantos ensayos suplementarios como lo especificado en cuanto a la forma de ejecutar los trabajos. El Contratista deberá poner a disposición de la Supervisión de Obra el laboratorio de control, su equipo e instrumentos sin ningún cargo extra para poder llevar a cabo los ensayos adicionales necesarios.

El número mínimo de ensayos a realizar sobre relleno será de:

- Control sobre material en origen:

	Terraplén	Firme
Proctor Normal o Modif.	1 PN/1000 m ³ ó 1 día	1 PM/750 m ³ ó 1 día
Granulométrico	1 Ud/5000 m ³ ó 3 días	1 Ud/750 m ³ ó 1 día
Límites Atterberg	1 Ud/5000 m ³ ó 3 días	1 Ud/1500 m ³ ó 2 días
CBR	1 Ud/10000 m ³ ó 1 semana	1 Ud/4500 m ³ ó 1 semana
Equivalente arena	---	2 Ud/750 m ³ ó 1 día

- Control sobre la compactación (densidad y humedad):

	Terraplén	Firme
Centro	5 Ud/5000 m ³ ó 1 día	5 Ud/3500 m ³ ó 1 día
as de 2 m al borde	1 Ud/100 ml	---

III. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

Pliego de Condiciones

Índice

1. Generalidades	3
2. Diseño	4
2.2 Diseño generador fotovoltaico	4
2.3 Diseño sistema de monitorización	5
3. Componentes y materiales	5
3.1 Estructuras de soporte	5
3.2 Inversores	6
3.3 Cableado	6
3.4 Conexión a red	6
3.5 Medidas	6
3.6 Protecciones	7
3.7 Puesta a tierra.....	7
4. Mantenimiento.....	7
5. Garantías.....	7

1. Generalidades

Este pliego se aplica a todas las instalaciones fotovoltaicas destinadas a la producción de electricidad diseñadas para España y conectadas a la red de distribución.

Será de aplicación toda la normativa relativa a instalaciones fotovoltaicas:

- Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre conservación de energía.
- Orden Ministerial de 5 de Septiembre de 1985, por la que se establecen normas administrativas y técnicas para el funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5000 kVA y centrales de autogeneración eléctrica.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de prevención de riesgos laborales.
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación, en especial: Documento Básico HE Ahorro de Energía.
- Real Decreto-Ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético.
- Resolución de 4 de octubre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas.
- Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Resolución de 26 de junio de 2007, de la Secretaría General de Energía, por la que se modifican las reglas de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica
- Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en las líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.

- Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.
- Real Decreto 198/2010, de 26 de febrero, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.
- Real Decreto 1003/2010, de 5 de agosto, por el que se regula la liquidación de la prima equivalente a las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica en régimen especial.
- Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.
- Orden ITC/688/2011, de 30 de marzo, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2011 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

2. Diseño

2.2 Diseño generador fotovoltaico

Se deberá elegir para toda la instalación módulos del mismo modelo, o en su defecto, modelos que sean compatibles entre si, para evitar defectos por problemas de compatibilidad que hagan que la planta no funcione de forma eficaz.

Se deberán aportar documentos sobre los modelos empleados que indiquen las pruebas y ensayos que han pasado y que cumplan con las especificaciones del proyecto y estén aprobados por I.D.A.E. y de la misma forma cumplan con toda la reglamentación actual.ç

A la hora de las simulaciones se comprobará que la orientación e inclinación están dentro de los límites aconsejados y permitidos de forma que las pérdidas sean mínimas. En caso de que la instalación no permita cumplir con lo anterior se evaluará la reducción de las prestaciones energéticas para permitir el correcto desarrollo del proyecto.

La distancia entre filas de módulos se calculará según el método recomendado por I.D.A.E.

Se evaluará las pérdidas por orientación e inclinación en todos los casos.

2.3 Diseño sistema de monitorización

El sistema deberá proporcionar medidas de las siguientes variables, siendo este sistema de fácil acceso para el usuario y se deberán presentar los datos en una tabla horaria:

- Voltaje y corriente DC a la entrada del inversor.
- Voltaje de las fases en la red, potencia total de salida del inversor.
- Potencia reactiva del inversor

3. Componentes y materiales

Por razones de seguridad se debe asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase 1, tanto en equipos como en materiales a excepción del cableado que será de doble aislamiento.

La instalación deberá garantizar en todo momento la calidad de suministro, por lo que habrá que incorporar los elementos y las características para que así sea.

La operación de la planta no deberá provocar avería en la red, ni disminuir las condiciones de seguridad, como tampoco podrá presentar condiciones de seguridad para los operarios que se encargan del mantenimiento o la red de distribución.

3.1 Estructuras de soporte

Las estructuras de soporte deberán cumplir con las especificaciones correspondientes a este apartado. Deberán cumplir con el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de Edificación (CTE) y demás normas aplicables.

El diseño de la estructura se realizará de acuerdo con el CTE, teniendo en cuenta las cargas por nieve, viento, etc. así como el resto de condiciones meteorológicas que haya que considerar.

Los puntos de anclaje serán suficientes para soportar la estructura, se utilizará un coeficiente de seguridad.

Los pernos empleados en la estructura deberán ser de acero inoxidable de acuerdo con lo indicado en el CTE. En caso de estructuras galvanizadas se aceptará tornillería galvanizada.

Se evitará que las estructuras produzcan sombras sobre los módulos.

3.2 Inversores

Se emplearán inversores del tipo conexión a red eléctrica con potencia de entrada variable para que sea capaz de adaptarse en todo momento a la potencia que el generador fotovoltaico este produciendo en cada momento.

Las características a tener en cuenta para los inversores son:

- Autoconmutados
- Fuente de corriente (modo de funcionamiento)
- Seguimiento automático de punto de máxima potencia
- No funcionamiento en isla

Los inversores deberán cumplir con la normativa comunitaria de seguridad eléctrica incorporando las protecciones adecuadas para garantizar el buen servicio.

Las características eléctricas a tener en cuenta de los inversores serán:

-La potencia no se dejará de entregar en condiciones de irradiación solar de un 10% superiores a las CEM.y será capaz de soportar picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.

- El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5% de su potencia nominal.

- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95 entre el 25 y el 100% de la potencia nominal.

Siguiendo la norma los inversores deberán tener un grado de protección mínima IP20 para inversores en interiores y de IP65 para inversores instalados a la intemperie, cumpliendo en cualquier caso la normativa.

3.3 Cableado

Los conductores deberán evitar caídas de tensión y calentamientos, para ello se emplearán conductores de cobre o aluminio y tendrán la sección adecuada.

En la parte de DC los conductores tendrán la sección adecuada para que la caída de tensión no supere 1,5% y en la parte AC la caída de tensión será inferior al 3%.

3.4 Conexión a red

La conexión a red se realizará de tal forma que cumpla con lo dispuesto en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables.

3.5 Medidas

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

3.6 Protecciones

Todas las instalaciones cumplirán con el Real Decreto 842/2002, de 2 de Agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para baja tensión y las ITC correspondientes.

3.7 Puesta a tierra

Todas las instalaciones cumplirán con el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para baja tensión.

Tanto las masas de la parte de DC como las de AC estarán conectadas a una única tierra, que será independiente de la tierra del neutro de la empresa distribuidora.

4. Mantenimiento

Se deberá realizar un contrato de mantenimiento tanto correctivo como preventivo no inferior a 3 años. En el contrato de mantenimiento se incluirán las recomendaciones de los fabricantes.

El plan de mantenimiento preventivo incluye inspecciones visuales, verificación de actuación y aquellos procedimientos que permiten mantener la operación dentro de los límites aceptables de funcionamiento.

El plan de mantenimiento correctivo incluye todas las operaciones de sustitución y reparación para garantizar que la instalación funciona de forma adecuada durante su vida útil.

El mantenimiento se debe realizar por operarios cualificados y manteniendo en todo momento las condiciones de seguridad.

5. Garantías

La instalación será reparada cuando el defecto se haya producido debido a un defecto de montaje, siempre que la manipulación haya sido correcta siguiendo el manual de instrucciones.

El certificado de garantía se emite a favor del comprador de la instalación con fecha en la que se acredita la certificación de la instalación.

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA-

Proyecto de Ejecución

DOCUMENTO N°4: PRESUPUESTO

Situación: Montilla, Córdoba

Autor: Borja Martín-Cubas Núñez

Director: Consolación Alonso Alonso

Curso: 2021/2022



DOCUMENTO N°4: PRESUPUESTO

Índice

1. Mediciones y precios unitarios.....	4
2. Presupuesto de Ejecución Material y Contrata	9

1. Mediciones y precios unitarios

MEDICIONES Y PRECIOS UNITARIOS PPSF MONTILLA									
Cod.	Descripción	Uds.	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio Unitario	Importe (€)
	CAPÍTULO 1: OBRA CML PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA Subcapítulo 1.01: Movimiento de tierras								
1.01.01	m ² Limpieza y desbroce a máquina. Desbroce y limpieza de terreno por medios mecánicos, con un espesor de 25 a 35 cm, incluso carga y transporte de los productos del desbroce a vertedero o a acopio intermedio para Viales nuevos Viales a reparar Plataformas Ciment Torre meteorológica Zanja línea 30 kV	15 5 8 2 1	6675,00 200,00 60,00 2,50 6.875,00	8,00 2,00 75,00 2,50 0,70		801.000,00 2.000,00 36.000,00 12,50 4.812,50	843.825,00	5,63	4.750.734,75
1.01.02	m ³ Excav. DESMONTE terreno Excavación en desmonte, a cielo abierto, por medios mecánicos, en terrenos de consistencia media dura, hasta una profundidad igual o menor de dos metros, incluso carga y transporte a vertedero de los productos Viales principales Plataformas	1 8				180.060,00 -	180.060,00	3,62	651.817,20
1.01.03	m ³ Excav. zanjas en terreno compacto. Excavación en pozo o zanjas, por procedimientos mecánicos, en terreno de consistencia dura, hasta una profundidad igual o menor de dos metros, incluso carga y transporte a vertedero de los productos Zanja línea media tensión	1	6875	0,7	1	4.812,50	4.812,50	6,97	33.543,13
1.01.06	m ³ Relleno en TERRAPLEN núcleo de Relleno en núcleo de viales con material de calidad tolerable (PG-3), procedente de la excavación, o de préstamos, fendido en longadas de 20 cm, con preparación previa, explanación, humectación y compactación hasta el Viales principales Plataformas	1,00 8,00				91.240,00 -	91.240,00	2,00	182.480,00
1.01.07	m ³ Relleno firme de viales. Relleno en ejecución de firme de viales con zahorras artificiales de calidad sub-base del PG-3, fendido en capa de 20 cm, compactado y humectado, hasta el 98% del Proctor Modificado, medido entre orfili Viales nuevos Viales a reparar Plataformas	1,00 1,00 8,00	6.675,00 200,00 50,00	8,00 2,00 65,00	0,25 0,25 0,10	13.350,00 100,00 2.600,00	16.050,00	10,46	167.883,00
1.01.08	m ³ Relleno en zonas localizadas. Relleno, extendido y compactado de tierras en zonas localizadas, por medios manuales, con apisonadora manual tipo rana, en longadas de 30 cms de espesor, incluso humectación de las mismas, con aporte de material procedente de la excavación o Zanja línea media tensión	1,00	6.875,00	0,70	0,45	2.165,63	2.165,63	3,01	6.507,83
1.01.09	m ³ Relleno con arena en zanjas. Relleno con arena de río en zanjas, por medios manuales, en formación de lechos para fendidos de cables, incluso aporte de materiales, testigos y compactado, medido sobre orfili Zanja línea media tensión	1,00	6.875,00	0,70	0,55	2.646,88	2.646,88	21,04	55.678,14
1.01.10	mL Formación de cuneta. Formación de cuenta en tierra, taludes 2-1, con profundidad de 0,20 m Viales principales	1,00	6.875,00			6.875,00	6.875,00	1,80	12.375,00
	TOTAL SUBCAPÍTULO 1.01								5.861.019,05

.02.01	Subcapítulo 1.02: Hormigones m³ Hormigón de Limpieza HM 10. Suministro y colocación de hormigón en masa HM 10, con una resistencia característica Fck de 10 N/mm², para limpieza y nivelación de fondos de excavación, incluso verificado, vibrado y Ciment.Seguidores	8,00			39,00	312,00		312,00	95,49	29.792,88
TOTAL SUBCAPÍTULO 1.02										29.792,88
.03.01	Subcapítulo 1.03: Aceros kg Acero Corrugado B 500 S o N. Suministro y colocación de acero corrugado B 500 S o N, cortado, doblado, según dimensiones y formas indicadas en los planos, incluso p.p.de solapes, recortes y desountes. Según Cimentaciones seguidores	8,00			57.420,00	459.360,00		459.360,00	0,84	385.862,40
TOTAL SUBCAPÍTULO 1.03										385.862,40
.04.01	Subcapítulo 1.04: Varios mL Cinta plástica señalizadora. Cinta de plástico señalizadora normalizada, enterrada en zanja sobre	1,00	6.875,00			6.875,00		6.875,00	0,50	3.437,50
.04.02	ud Suplemento cruce zanja/calzada. Suplemento cruce especial de zanja con calzada, a base de fibrocemento para alojamiento de conductores y relleno de hormigón HM-20, s/planos, incluye aporte de material	8,00				8,00		8,00	900,00	7.200,00
.04.03	ml Plancha PVC Plancha de PVC enterrada para protección de cables eléctricos en	1,00	6.875,00			6.875,00		6.875,00	2,00	13.750,00
.04.04	Ud de mojonos de hormigon Suministro y colocación de mojonos de hormigón prefabricado a una distancia de 70 metros, para señalización de recorrido de zanjas incluyendo: aporte, suministro y colocación, aplomado del poste y relacado con materiales de la	1				98		98,00	30,00	2.940,00
.04.05	P.A de Balizamiento de Yacimientos Balizamiento de yacimientos arqueológicos a base de cerramiento perimetral constituido por postes de	1				1		1,00	4.000,00	4.000,00
TOTAL SUBCAPÍTULO 1.04										31.327,50
TOTAL CAPÍTULO 1										6.308.001,83

MEDICIONES Y PRECIOS UNITARIOS PSF MONTILLA

Cod.	Descripción	Uds.	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio	Importe (€)
	CAPÍTULO 2: CONDUCTORES Y P.A.T. CABINAS MEDIA TENSIÓN								
	Subcapítulo 2.01: Conductores y P.A.T.								
2.01.01	ML. Suministro de cable MT 1x400 mm ² Conductor de enlace en M.T., entre módulos, tipo RHZ1 OI 18/30 kV, 1x400 mm ² OI	7	3.698,00				25.886,00	12,20	315.809,20
2.01.02	MI Suministro de cable MT 1x300 mm ² Conductor de enlace en M.T., entre módulos, tipo RHZ1 OL 18/30 kV, 1x300 mm ² AI.	3	3698				11.094,00	7,50	83.205,00
2.01.03	MI Suministro de cable MT 1x240 mm ² Conductor de enlace en M.T., entre módulos, tipo RHZ1 OL 18/30 kV, 1x240 mm ² AI.	2	7.770,00				15.540,00	6,30	97.902,00
2.01.09	ML. Suministro de cable de tierra de 1x95 mm ² Conductor de p.a.t. para enlace entre módulos, CT y subestación, a base conductor Cu desnudo 95 mm ²	2	6.893,00				13.786,00	3,92	53.985,98
	TOTAL SUBCAPÍTULO 2.01								550.902,18
	Subcapítulo 2.02: Tendido y Montaje								
2.02.01	Ud. Tendido y montaje. Tendido, conexionado, e identificación de los cables anteriores, en zanja registrable o enterrados. Incluidos terminales y empalme. (No se incluye obra civil).	2	1					165.000,00	330.000,00
	SUBTOTAL CAPÍTULO 2.02								330.000,00
	Subcapítulo 2.03: Cabinas de Media Tensión								
2.03.01	Ud Cabinas compactas Conjunto modular de cabinas de media tensión formado por cabinas de remonte, seccionamiento y protección general.								
	OL+1V	2	1					12.789,00	25.578,00
	OL+1L+1V	6	1					17.800,00	106.800,00
	OL+2L+1V	4	1					19.800,00	79.200,00
	TOTAL SUBCAPÍTULO 2.03								211.578,00
	TOTAL CAPÍTULO 2								1.092.480,18

MEDICIONES Y PRECIOS UNITARIOS PSF MONTILLA

Cod.	Descripción	Uds.	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio	Importe (€)
	CAPÍTULO 3: MÓDULOS								
	Subcapítulo 3.01: Unidades fotovoltaicas								
3.01.01	ud. Módulo Módulos fotovoltaicos, montaje y puesta en servicio del mismo.	116480						143,09	16.667.099,90
	TOTAL SUBCAPÍTULO 3.01								16.667.099,90
	TOTAL CAPÍTULO 3								16.667.099,90

MEDICIONES Y PRECIOS UNITARIOS PSF MONTILLA

CAPÍTULO 4: CENTRO DE SECCIONAMIENTO									
Subcapítulo 4.01: Aparellaje y equipos Centro de Seccionamiento 30 kV									
4.01.01	Ud. Suministro de celda de entrada de línea 30 kV. Celda de acometida a barras de 30 kV, en armario metálico prefabricado, normalizado y homologado, conteniendo básicamente en su interior, interruptor automático de corte en vacío, relés de protección, etc.	1	1				1	25.981,77	25.981,77
4.01.02	Ud. Suministro de celda de medida 30 kV. Celda de medida barras de 30 kV, en armario metálico prefabricado, normalizado y homologado, conteniendo básicamente en su interior, transformadores de intensidad y de tensión para alimentación de equipo de medida para facturación, etc.	1	1				1,00	23.981,77	23.981,77
4.01.03	Ud. Suministro de celda de salida de línea 30 kV. Celda para alimentación a parques, en armario metálico prefabricado, normalizado y homologado, conteniendo básicamente en su interior, interruptor automático de corte en vacío, seccionador de puesta a tierra, relés de protección, etc.	4	1				1,00	20.730,42	82.921,68
4.01.04	Ud. Suministro de celda servicios auxiliares 30 kV.	1	1				1,00	11.660,80	11.660,80
4.01.06	Ud. Suministro de armario de SSAA. Armario metálico de interior con interruptor de acometida y embarrados de 400/230 Vca y 125 Vcc, para alimentación de alumbrado y fuerza de la subestación, circuitos de aparcamiento del parque de MT, etc.	1	1				1,00	7.285,90	7.285,90
4.01.07	Ud. Suministro de transformador de SSAA. Suministro de transformador de SS. AA de relación 30/0,4 kV, de 50 kVA de potencia, con grupo de conexión Dyn11, tipo seco, con refrigeración AN. Incluye envolvente metálica.	1	1				1,00	3.150,00	3.150,00
4.01.08	Ud. Autoválvula Pararrayos autoválvula unipolar de 30 kV y max. Tensión de servicio 36 kV	4					4,00	450,00	1.800,00
4.01.09	PIA Suministro y montaje de alumbrado y fuerza Suministro y montaje de todo el material necesario para el alumbrado normal y de emergencia exterior para el edificio de control y centro de seccionamiento.	1					1,00	10.054,85	10.054,85
4.01.10	Ud. Suministro de elementos de seguridad Elementos de seguridad como guantes, banqueta, perliga, etc.	1					1,00	4.500,00	4.500,00
4.01.11	Ud Suministro SAI. Suministro para alimentación sistema control parque	1	1				1,00	2.884,86	2.884,86
4.01.12	Ud. Armario de medida facturación	1	1				1,00	9.900,00	9.900,00
TOTAL SUBCAPÍTULO 4.01									184.121,63
Subcapítulo 4.02: Montaje+ puesta marcha									
4.02.01	Montaje Aparellaje Eléctrico 30 kV	1					1	357.000,00	357.000,00
4.02.02	Supervisión, pruebas y puesta en marcha							43.000,00	43.000,00
TOTAL SUBCAPÍTULO 4.02									400.000,00
TOTAL CAPÍTULO 4									584.121,63

MEDICIONES Y PRECIOS UNITARIOS PSF MONTILLA									
Cod.	Descripción	Uds.	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio	Importe (€)
CAPÍTULO 6: INGENIERIA Y DIRECCIÓN DE OBRA									
Subcapítulo 6.01. Ingeniería de la Planta Solar									
6.01.01	Ud. de Ingeniería de la planta solar incluyendo tanto la ingeniería básica como la de detalle	1						127.000,00	127.000,00
TOTAL SUBCAPÍTULO 6.01									127.000,00
Subcapítulo 6.02. Dirección facultativa de la obra									
6.02.01	Ud. Dirección Facultativa de la obra	1						400.000,00	400.000,00
TOTAL SUBCAPÍTULO 6.02									400.000,00
TOTAL CAPÍTULO 6									527.000,00

MEDICIONES Y PRECIOS UNITARIOS PSF MONTILLA									
Cod.	Descripción	Uds.	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio	Importe (€)
CAPÍTULO 7: VARIOS									
Subcapítulo 7.01: Control de Calidad									
7.01.01	Control de calidad en obra realizado por empresa especializada	1						155.000,00	155.000,00
TOTAL SUBCAPÍTULO 7.01									155.000,00
TOTAL CAPÍTULO 7									155.000,00
TOTAL MEDICIONES Y PRECIOS UNITARIOS P.E. ZALAMEA									55.870.750,00

MEDICIONES Y PRECIOS UNITARIOS PSF MONTILLA									
Cod.	Descripción	Uds.	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio	Importe (€)
CAPÍTULO 5: EDIFICIO DE CONTROL									
Subcapítulo 5.01:Obra Civil Edificio de Control									
5.01.01	Ud. Obra Civil Edificio de Control Edificio de Control del centro de seccionamiento de la planta, según plantas de distribución recogidas en planos del proyecto de ejecución, con acabados y características constructivas adecuadas a las normas vigentes, totalmente acabado, de acuerdo a la memoria	1						200.000,00	200.000,00
TOTAL SUBCAPÍTULO 5.01									200.000,00
TOTAL CAPÍTULO 5									200.000,00

2. Presupuesto de Ejecución Material y Contrata

PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL Y POR CONTRATA

A continuación, se muestra el desglose en EUROS de las principales partidas del presupuesto:

Obra Civil:

Planta Solar Fotovoltaica (Capítulo 1)	6.148.000,00
Almacén de Residuos Peligrosos	25.000,00

Suministros eléctricos de la PSF

Conductores y puesta a tierra (Subcapítulo 2.01)	2.024.159,00
CSI (subcapítulo 4.01)	992.560,00
Cabinas de Media Tensión (subcapítulo 2.03)	865.431,00

Montaje Eléctrico de la PSF

Tendido de cables (subcapítulo 2.02)	17.854.332,00
CSI (subcapítulo 4.02)	9.624.168,00

Módulos fotovoltaicos (Capítulo 3):	16.667.100,00
--	---------------

Ingeniería y Dirección de Obra

Ingeniería de la PSF (subcapítulo 6.01)	127.000,00
Dirección facultativa de la obra (subcapítulo 6.02)	400.000,00

Varios (Capítulo 7)

-

TOTAL DE EJECUCIÓN MATERIAL	55.870.750,00
------------------------------------	----------------------

16 % Gastos Generales	8.939.320,00
3 % Beneficio Industrial	1.676.122,50

TOTAL DE EJECUCIÓN POR CONTRATA	66.486.192,50
--	----------------------

El presupuesto de ejecución por contrata de las instalaciones y obras de la Planta Solar Fotovoltaica de Montilla (61,73MWp) asciende a la cantidad de:

SESENTA Y SEIS MILLONES CUATROCIENTOS OCHENTA Y SEIS MIL CIENTO NOVENTA Y DOS EUROS CON CINCUENTA CÉNTIMOS (66.486.192,50€)

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA-

Proyecto de Ejecución

ANEXO I: Estudio de recurso de radiación

Situación: Montilla (Córdoba)

Autor: Borja Martín-Cubas Núñez

Director: Consolación Alonso Alonso

Curso: 2021/2022



ANEXO I: ESTUDIO DE RADIACIÓN

Estudio

Índice

1. Objeto	4
2. Localización y características del emplazamiento	4
3. Estudio del recurso solar disponible en el emplazamiento	6
3.1 Análisis de los datos de radiación solar	6
3.1.1 Bases de datos NASA	6
3.1.2 Bases de datos PVGIS	6
3.2 Selección de la base de radiación solar de referencia	7
3.3 Radiación Solar Directa y Difusa	8
4. Definición del diseño de la planta solar fotovoltaica	9
4.1 Elección de equipos.....	10
5. Estimación de la producción de energía eléctrica	11
5.1 Modelo de bifacialidad.....	12
5.2 Pérdidas que intervienen en la operación de la planta	12
5.3 Disponibilidad de la planta.....	15
5.4 Estimación de la producción de energía eléctrica.....	15
6. Conclusiones	17

1. Objeto

El presente estudio de evaluación de la radiación solar se realiza con los siguientes objetos:

- Caracterizar la radiación existente en el emplazamiento de Montilla I, ubicado en el término municipal de Montilla, en la provincia de Córdoba, en la comunidad autónoma de Andalucía.
- Estimar la producción energética media anual de la planta solar fotovoltaica de Montilla I de alrededor de 50MW de potencia eléctrica instalada.

El estudio se ha realizado con un periodo de datos de radiación en el emplazamiento de 39 años que comprende desde 1981 hasta 2020, estos datos se han obtenido mediante diferentes herramientas, como: Meteonorm, PVGIS y NASA.

2. Localización y características del emplazamiento

El proyecto se sitúa en el término municipal de Montilla. Dicho pueblo pertenece a la provincia de Córdoba, ubicado en la comunidad autónoma de Andalucía, España.



Figura 1: Localización de la planta solar fotovoltaica



Figura 2: Localización de la planta solar fotovoltaica en Google Earth

Las coordenadas UTM del contorno poligonal de los terrenos donde se ubicará la planta solar fotovoltaica se presentan a continuación:

Contorno Poligonal Coordenadas UTM		
Vértice	X _{UTM}	Y _{UTM}
A	356415.03	4157384.82
B	356818.85	4157365.25
C	357111.30	4157547.51
D	357379.16	4157268.91
E	357261.93	4156850.15
F	357211.61	4156580.12
G	356612.36	4156408.47
H	356386.08	4156569.34
I	356582.72	4157019.32
J	356358.14	4157053.17

Tabla 1: Coordenadas UTM contorno poligonal

La altitud media del terreno donde se ubica la PSF es de 277 metros sobre el nivel del mar. Este terreno se encuentra en zonas planas con pendientes suaves. La vegetación se caracteriza por ser principalmente zonas de siembra y en menor proporción olivos.



Figura 3: Tipología de rugosidad presente en parte del emplazamiento

3. Estudio del recurso solar disponible en el emplazamiento

En este emplazamiento no se disponía de estaciones de medición de recurso solar, por lo que el recurso solar se ha analizado a partir de las siguientes fuentes bibliográficas de radiación:

- NASA-SEE, Meteonorm y PVGIS
- PVSyst y SolarGIS

Se han llevado a cabo simulaciones mediante el programa PVSyst, que permite simular diferentes tecnologías en diferentes emplazamientos, permitiendo así, una obtención de estimación de producción para la planta solar fotovoltaica.

3.1 Análisis de los datos de radiación solar

3.1.1 Bases de datos NASA

El sistema Surface meteorology and Solar Energy (SSE) desarrollado por la Agencia Aeroespacial Norteamericana (NASA) es capaz de proveer datos de irradiación extrapolados para cualquier lugar del mundo, incluso aquellos en las que no existan medidas en el terreno, basado en un mallado de 50 x 50 km.

La información del sistema se obtiene mediante más de 200 satélites de los que dispone la NASA, con una recopilación de datos de más de 25 años. Una desventaja de este sistema es que la orografía y la altitud no se tienen en cuenta en el método de estimación de la radiación.

Para la PSF de Montilla, el valor de la irradiación global horizontal ofrecida por la NASA es de 1797,91 kWh/m² año.

3.1.2 Bases de datos PVGIS

El sistema de PVGIS consiste en un software gratuito desarrollado por la comisión europea Joint Research Center, que facilita el estudio del recurso solar y el potencial fotovoltaico en Europa. Esta herramienta es de gran utilidad para estudios de viabilidad de sistemas fotovoltaicos. Los datos de este sistema están validados por la UE.



Figura 4: Radiación de PVGIS en España

Para la PSF de Montilla, el valor de la irradiación global horizontal según PVGIS es de 1822,48 kWh/m² año. Por otro lado, el valor de la irradiación difusa es de 460,73 kWh/m² año.

3.2 Selección de la base de radiación solar de referencia

A continuación, se muestra una tabla de los valores anuales de radiación global (GHI), la radiación horizontal difusa (DHI) y la temperatura proporcionada por las distintas bases de datos estudiadas:

Fuente	GHI (kWh/m ²)	DHI (kWh/m ²)	Temperatura (°C)
NASA	1797,91	450,67	16,33
PVGIS	1822,48	460,73	17,88
Promedio	1810,20	455,7	17,11

Tabla 2: Valores según bases de datos

En la siguiente figura se presenta la variación mensual de la radiación global sobre el plano horizontal en cada una de las bases de radiación estudiadas:

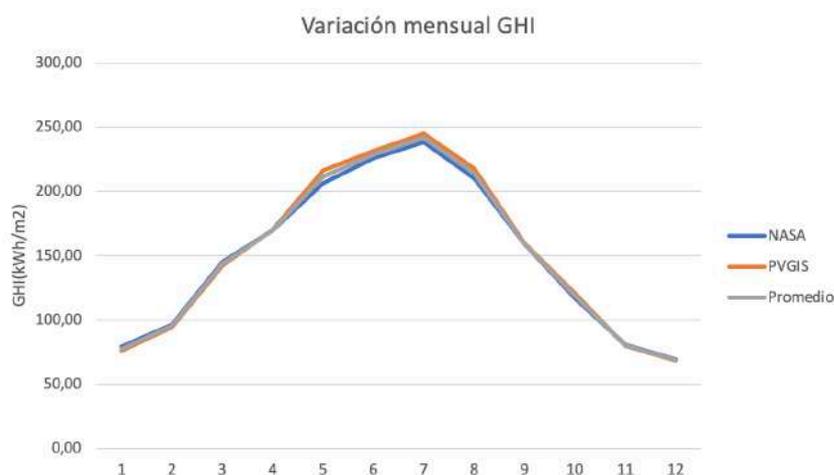


Figura 4: Variación mensual GHI

Para el presente estudio, se ha tomado como fuente de referencia el promedio de los datos obtenido con las bases de la NASA y de PVGIS, de forma que se obtiene un mejor ajuste a las condiciones locales de la base de datos teniendo en cuenta tanto la GHI como la DHI y los valores promedio obtenidas con ambas bases de datos.

A continuación, se muestra una tabla con los valores promedio que se han empleado en el presente estudio:

Mes	GHI (kWh/m ²)	DHI (kWh/m ²)	Temperatura (°C)
Enero	77,55	24,99	7,93
Febrero	95,33	27,52	9,26
Marzo	143,89	42,32	12,09
Abril	169,96	52,55	14,72
Mayo	211,52	53,63	19,05
Junio	228,52	50,59	24,21
Julio	241,92	43,31	27,93
Agosto	213,82	38,73	27,71
Septiembre	159,51	38,92	23,14
Octubre	118,88	32,98	18,09
Noviembre	80,34	24,30	12,06
Diciembre	68,95	20,63	9,05
TOTAL	1810,19	455,70	17,10

Tabla 3: Valores medios mensuales y totales

3.2 Medición del recurso solar

Los instrumentos se clasifican según la variable que miden en:

Piranómetro: irradiancia global. En función de la inclinación se medirá:

- Global en el plano horizontal (GHI)
- Global en el plano inclinado (GTI)

Piranómetro con banda de sombra: instrumento para medir la irradiancia solar difusa.

En función de la inclinación se medirá:

- Difusa en el plano horizontal (DHI)
- Difusa en el plano inclinado (DTI)

Pirheliómetro seguidor solar: instrumento para medir la irradiancia solar directa.

Proporciona medidas de:

- Directa en plano perpendicular al sol (BNI/DNI): montado sobre estructuras de seguimiento a dos ejes
- Directa en el plano horizontal (BHI)

3.3 Radiación Solar Directa y Difusa

La cantidad de radiación directa que una superficie expuesta a los rayos del sol puede interceptar, dependerá del ángulo formado por los rayos y la superficie considerada, de forma que si esta es perpendicular a los rayos, el valor será máximo.

Considerando I_D^i como la intensidad directa sobre la superficie inclinada e I_D a la intensidad sobre la superficie horizontal, entonces se cumple:

$$I_D^i = I_D \cdot \cos(\alpha)$$

Por otro lado, para la radiación difusa tendríamos:

$$I_F^i = I_F \cdot (1 + \cos\alpha) / 2$$

I_F^i : intensidad difusa sobre superficie inclinada.

I_F : intensidad difusa sobre superficie horizontal.

4. Definición del diseño de la planta solar fotovoltaica

La estimación eléctrica se va a desarrollar con el programa de simulación PVSyst para la planta solar fotovoltaica, presenta las siguientes características principales:

- Potencia nominal del conjunto de inversores: 49400kW
- Potencia pico del campo de paneles solares: 61734kWp
- Ratio potencia pico / potencia nominal: 1,25

- Paneles fotovoltaicos: Marca: Longi Solar
Potencia unitaria panel/ N° paneles: 530Wp/116480
Factor de bifacialidad: 0,7
Factor de sombreado trasero: 1,41%

- Número de paneles por string/cadena: 28 paneles

- Número de string o cadenas: 4160 cadenas

- Inversores Marca: Power Electronics
Modelo: LR5-72 HBD 530 M Bifacial
Potencia unitaria: 3800kW
Nivel de tensión de salida CA: 976V
Número de inversores: 13 inversores

- Configuración de seguidores: Marca: Soltec (SF7- Bifacial 90 módulos)
Seguimiento: A un eje N-S
10 metros entre ejes de seguidor
Configuración: 2V

De acuerdo con las hojas de características de los equipos principales se considera una vida útil de la planta solar fotovoltaica de 30 años.

4.1 Elección de equipos

Se han llevado a cabo diferentes simulaciones con diferentes equipos y fabricantes, obteniendo los siguientes resultados:

- Panel:

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MONTILLA	
Panel Canadian Solar 550W	
Producción	124276MWh
Pérdidas:	
Sombreado cercano	1,41%
Sombreado lejano	0,43%
Horas equivalentes	2007

Figura 5: Simulación panel

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MONTILLA	
Panel JA Solar 550W	
Producción	124186MWh
Pérdidas:	
Sombreado cercano	1,41%
Sombreado lejano	0,43%
Horas equivalentes	2015

Figura 6: Simulación panel

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MONTILLA	
Panel Longi Solar 530W	
Producción	125018MWh
Pérdidas:	
Sombreado cercano	1,41%
Sombreado lejano	0,43%
Horas equivalentes	2025

Figura 7: Simulación panel

- Inversor:

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MONTILLA	
Inversor SMA 3000kW	
Producción	121412MWh
Pérdidas:	
Eficiencia	1,51%
Sobre potencia nominal	0,95%
Nº inversores	16

Figura 8: Simulación inversor

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MONTILLA	
Inversor Ingeteam 3227kW 977-1300V	
Producción	123253
Pérdidas:	
Eficiencia	1,60%
Sobre potencia nominal	0,05%
Nº inversores	15

Figura 9: Simulación inversor

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA MONTILLA	
Inversor Power Electronics 3800kW	
Producción	124954
Pérdidas:	
Eficiencia	1,37%
Sobre potencia nominal	0,91%
Nº inversores	13

Figura 10: Simulación inversor

Se concluye que la opción óptima para el diseño de la Planta Solar Fotovoltaica es la elección del panel de Longi Solar de 530Wp y el inversor de Power Electronics de 3800kW, se comentará más adelante su funcionamiento y características principales.

5. Estimación de la producción de energía eléctrica

Como se ha comentado anteriormente, para la simulación energética se ha utilizado el programa PVsyst 7.0 desarrollado por universidad de Ginebra, (<https://www.pvsyst.com/>).

La metodología para la determinación de la energía producida ha sido la siguiente:

- Bases de datos presentan los siguientes datos anuales:
 - Irradiación solar global horizontal: 1822,5 kWh/m² año
 - Irradiación solar difusa: 460,90 kWh/m² año
 - Temperatura ambiente: 17,92 °C
 - Velocidad del viento: 2,03 m/s
- La estimación de la energía bruta anual producida por la planta solar fotovoltaica se ha desarrollado según la siguiente fórmula:

$$E = P_p \left(\frac{I_{GEN}}{I^*} \right) PR$$

Siendo:

E: Energía bruta media anual (MWh/año)
 I_{GEN} : Irradiación total sobre el plano del panel (W/m²)
PR: Performance ratio (%)
 P_p : Potencia pico de la planta en condiciones estándar (MW)
 I^* : Irradiación en condiciones estándar de medida (1000W/m²)

- La estimación de la energía neta evacuada a la red se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$E_{neta} = E * D * \epsilon_{evac.LAT}$$

Siendo:

E_{neta} : Energía neta media anual (MWh/año)
E: Energía bruta media anual (MWh/año)
D: Disponibilidad (%)
 $\epsilon_{evac.}$: Eficiencia de la línea de Alta Tensión de evacuación de la red(%)

5.1 Modelo de bifacialidad

Es importante tener en cuenta el valor del albedo, que es el porcentaje de radiación que refleja una superficie en relación con la radiación que incide sobre ella, este valor es importante ya que como se ha indicado anteriormente se va a emplear una tecnología de células bifaciales por lo que aprovecharán la radiación reflejada en el suelo sobre la cara posterior.

Teniendo en cuenta el terreno en el que se está desarrollando el proyecto se ha considerado un valor de albedo de 0,15.

El modelo de bifacialidad empleado en PVSyst considera los siguientes valores:

- Factor de bifacialidad: 0,7%
- Factor de pérdida de desajuste: 7%
- Altura del eje del seguidor sobre el suelo: 2,30 metros
- Distancia entre seguidores: 10 metros

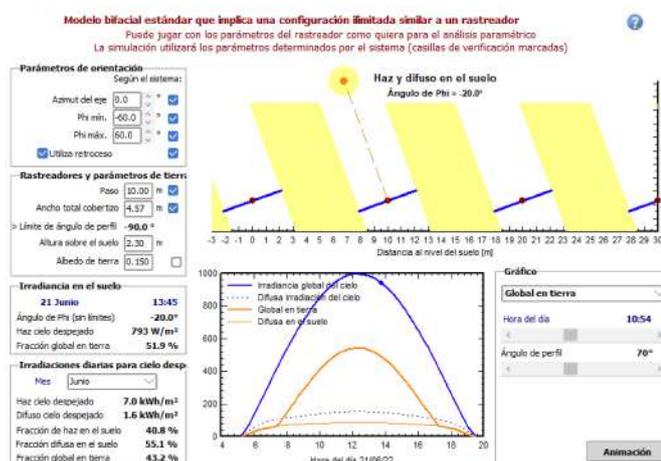


Figura 5: Modelo bifacialidad en PVSyst

5.2 Pérdidas que intervienen en la operación de la planta

Se consideran las siguientes pérdidas:

Tipo de pérdida	Valores STC (%)	Valores Sankey (%)
Sombreado lejano	0,43	0,43
Sombreado cercano	1,41	1,41
Angulares	1,20	1,20
Suciedad	2,00	2,00
Degradación de paneles	0,40	0,23
Nivel de irradiancia	0,21	0,21
Temperatura	6,12	6,12
Rendimiento de módulo	0,30	0,30
LID	1,50	1,50
Mismatch	2,10	2,10
Cableado CC, en BT	0,79	0,79
Eficiencia del inversor	1,37	1,37
Inversor, por potencia nominal	0,91	0,91
Autoconsumo inversores	0,01	0,01

Cableado en CA	0,60	0,42
Transformador BT/MT	0,2Fe/0,8 Cu	1,34
Transformador MT/AT	0,00	0,00
Pérdidas eléctricas LAT	0,00	0,00
Otros autoconsumos	0,30	0,30
Indisponibilidades	2,00	2,00
Limitación de red	0,00	0,00

Tabla 4: Pérdidas que intervienen en la operación

Las pérdidas comentadas en la tabla anterior han sido analizadas y evaluadas mediante el programa de simulación PVsyst 7.0. A continuación se analiza cada una de las pérdidas estudiadas:

- Pérdidas por sombreado:

La energía producida se puede ver afectada por las ombras proyectadas sobre los módulos, ya que reducen la irradiación incidente. Las sombras pueden deberse tanto a componentes de la planta como a elementos externos a ella.

En el caso de este proyecto se ha introducido en el programa PVsyst un diseño de la planta para de esta forma poder cuantificar las pérdidas.

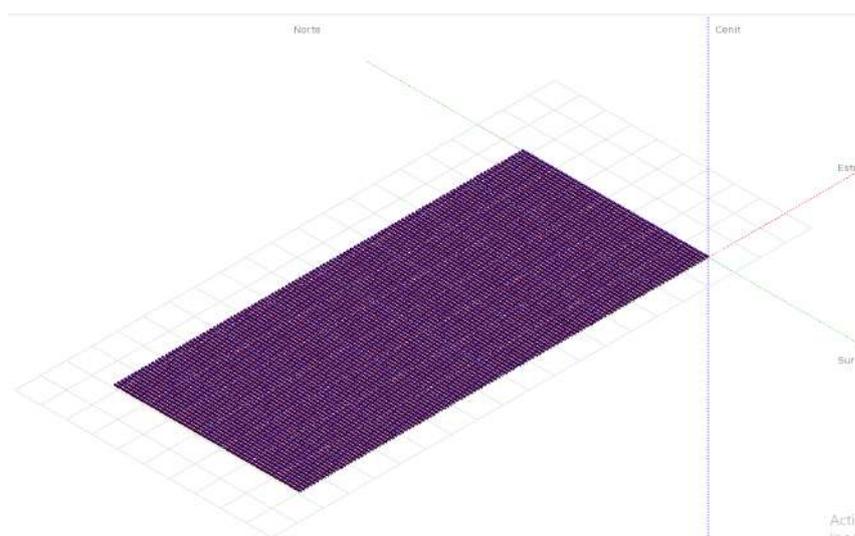


Figura 5: Sombreados en PVsyst

- Pérdidas por nivel de irradiancia:

En caso de que las condiciones de radiación no sean iguales a las de diseño ($I=1000\text{W/m}^2$), se tendrán en cuenta estas pérdidas. En el caso de este proyecto se ha estimado con PVsyst una pérdida del -0,21%.

- Pérdidas por suciedad:

En cuanto a las pérdidas por suciedad influyen varios aspectos como pueden ser las características de la localización, tipo de estructura empleada, frecuencia de limpieza de módulos y las condiciones meteorológicas. Para la localización elegida se ha considerado un 2% de pérdidas por suciedad.

- Pérdidas por temperatura:

La tensión del módulo y por tanto la potencia está relacionada con la temperatura de la celda.

El programa PVsyst emplea una estimación del U-value para calcular las pérdidas por temperatura, esto tiene en cuenta dos valores, uno relativo a la temperatura y otro a la velocidad del viento en la localización.

En base a esta estimación de PVsyst se ha obtenido un valor para las pérdidas de 6,12%.

- Pérdidas asociadas a la degradación de los paneles, LID:

Los materiales empleados en la fabricación de los paneles se ven afectados por la exposición a la radiación solar, esto se debe a las propiedades del silicio y a las burbujas de oxígeno que quedan atrapadas en el silicio durante su fabricación.

En los primeros momentos de exposición solar, los átomos de oxígeno atrapados se recombinan con átomos de boro o fósforo, esto produce una ligera reducción en las propiedades del silicio.

Considerando los datos del fabricante se ha considerado un 1,50% debido a degradación inducida por luz (LID).

- Pérdidas en el cableado CC de baja tensión:

La resistencia óhmica que tiene lugar en el cableado que sale de los módulos y llega a los inversores produce pérdidas eléctricas. Estas pérdidas son debidas al efecto Joule y se cuantifican mediante la siguiente fórmula:

$$P = 2 * R * I^2$$

Las pérdidas obtenidas según la simulación de PVsyst son de 0,79%.

- Pérdidas en el inversor:

En cuanto al inversor, hay que considerar tres tipos de pérdidas:

- Por eficiencia:
La eficiencia se ve afectada por la carga de potencia con la que está operando. Al aumentar la carga, la eficiencia va a aumentar. Mediante la simulación de PVsyst se ha obtenido un valor de 1,37%.
- Limitación de potencia nominal:
Cuando la planta opera a una potencia superior a la nominal de los inversores, es necesario evaluar las pérdidas por saturación del inversor. Las pérdidas obtenidas, han sido en este caso de 0,91%
- Autoconsumo del inversor:
Los inversores emplean equipos de refrigeración, por lo que hay que tener en cuenta las pérdidas por autoconsumo para estos equipos, teniendo en cuenta las indicaciones del fabricante se obtiene un valor de 0,01%.

- Pérdidas en el transformador BT/MT:

Se tendrán en cuenta las siguientes pérdidas del transformador:

- Pérdidas en el hierro debidas a corrientes de histéresis y parásitas en el núcleo.
- Pérdidas óhmicas, tanto en el devanado primario como en el secundario.

Teniendo en cuenta las hojas de características suministradas por el fabricante se ha obtenido un valor para las pérdidas de 1,34%.

- Pérdidas en el cableado de corriente alterna:

En los cables de baja y media tensión que van de los inversores hasta la subestación, aparece una resistencia óhmica que producirá pérdidas. El tramo donde se producen este tipo de pérdidas es:

- Cables desde inversor hasta subestación
- Red de Media Tension de la PSF

El valor de estas pérdidas obtenido mediante el programa de simulación es de 0,42%.

- Pérdidas en el transformador MT/AT:

Las principales pérdidas que hay que considerar en el transformador son:

- Pérdidas en el hierro debidas a corrientes de histéresis y parásitas en el núcleo.
- Pérdidas óhmicas, tanto en el devanado primario como en el secundario

En el este estudio se ha considerado que las pérdidas relacionadas con el transformador MT/AT son del 0%.

- Pérdidas por autoconsumo:

Estas pérdidas están relacionadas con los equipos auxiliares que se emplean como ventilación, refrigeración, alumbrado y otros equipos electrónicos. Se ha estimado unas pérdidas del 0,3%.

5.3 Disponibilidad de la planta

La disponibilidad de la planta se entiende por el periodo de tiempo que la planta genera con respecto al periodo de tiempo en el cual se estima que la planta podría estar generando. Las diferentes indisponibilidades que se pueden presentar son tanto por motivos internos como externos.

En cuanto a aspectos internos que pueden aparecer pueden ser, indisponibilidad por operación y mantenimiento, este tipo de indisponibilidad deberá ser detallada en el contrato.

Por otra parte, los motivos externos que se pueden presentar son debidos a capacidad y estabilidad de la red.

En este proyecto se ha considerado un valor de indisponibilidad del 2%, siendo este un valor típico y aceptable para el tipo de proyecto que se está diseñando.

5.4 Estimación de la producción de energía eléctrica

Las simulaciones con PVsyst han permitido obtener unos resultados de producción de energía eléctrica, considerando las pérdidas comentadas, degradación y la indisponibilidad de la planta, se presentan a continuación dichos resultados:

Planta Solar Fotovoltaica de Montilla	
Localización	Montilla, Córdoba
Latitud	37,548
Longitud	-4,619
Altitud (m)	277
Módulo	Longi Solar
Potencia unitaria módulo (Wp)	530
Inversores	LR5-72 HBD 530 M
	Bifacial
Potencia unitaria (MW)	3,8
Nº inversores	13
Nº paneles/string	28
Nº paneles	116480
Nº seguidores	1294
Potencia pico (MWp)	61734
Potencia inversores (MW)	49400
Ratio CC/CA	1,25
Seguimiento solar	A un eje N-S
Separación entre filas de paneles(m)	10,0

Tabla 5: Resumen datos

Teniendo en cuenta una degradación anual de 0,45%, se obtienen las siguientes producciones:

Año	Planta Solar Fotovoltaica de Montilla		Horas equivalentes
	Producción Bruta (MWh/año)	Producción Neta (MWh/año)	
0	125.318,00	122.811,64	2.030,00
1	125.018,00	122.517,64	2.025,00
2	124.553,47	122.062,40	2.017,58
3	124.034,80	121.554,10	2.009,18
4	123.516,12	121.045,80	2.000,78
5	123.128,00	120.665,44	1.994,00
6	122.478,78	120.029,20	1.983,98
7	121.960,10	119.520,90	1.975,57
8	121.441,43	119.012,60	1.967,17
9	120.922,76	118.504,30	1.958,77
10	120.633,00	118.220,34	1.954,00
11	119.885,41	117.487,70	1.941,97
12	119.366,73	116.979,40	1.933,57
13	118.848,06	116.471,10	1.925,16
14	118.329,39	115.962,80	1.916,76
15	117.999,00	115.639,02	1.911,00
16	117.292,04	114.946,20	1.899,96
17	116.773,37	114.437,90	1.891,56
18	116.254,69	113.929,60	1.883,16
19	115.736,02	113.421,30	1.874,75
20	115.257,00	112.951,86	1.867,00
21	114.698,67	112.404,70	1.857,95
22	114.180,00	111.896,40	1.849,55
23	113.661,33	111.388,10	1.841,15
24	113.142,65	110.879,80	1.832,74
25	112.364,00	110.116,72	1.820,00
Promedio	118.858,99	116.481,81	-

Tabla 6: Resultados de producción

A continuación, se muestra el modelo de degradación anual, realizado mediante regresión lineal:

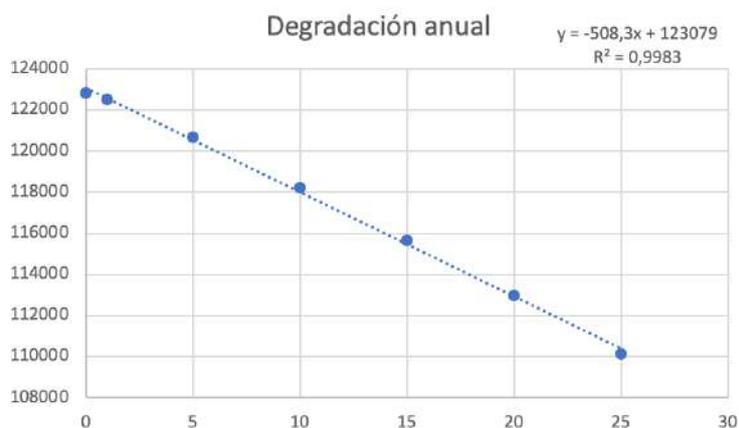


Figura 6: Modelo regresión para degradación

6. Conclusiones

Se presentan las conclusiones obtenidas a partir de este estudio:

- El recurso solar disponible en este emplazamiento es aceptable para el desarrollo de este proyecto desde un punto de vista de producción eléctrica, siendo la radiación solar global horizontal de un valor estimado de 1822,5 kWh/m² año.
- La Planta Solar Fotovoltaica de Montilla de 49,4 MW de potencia nominal y 67,34 MW de potencia pico, presenta una producción de energía media en 25 años de operación de 118.858,99 MWh/año.

ANEXO:

Simulación en PVsyst y hojas de características de los equipos

Sistema conectado a la red: Parámetros de simulación

Proyecto : PSF(TFM)_Montilla 29 Marzo 2022**Sitio geográfico** PSF_Montilla 6 marzo 2022 País España

Situación	Latitud	37.55° N	Longitud	-4.62° W
Tiempo definido como	Hora Legal	Zona horaria UT	Altitud	276 m
	Albedo	0.20		

Datos meteo: PSF_Montilla 6 marzo 2022 NASA&PVGIS - Sintético**Variante de simulación :** Caso Partida 16
marzo_año1_ratio1.25_10m_INVPowerElect_PANLongi_cablesAI

Fecha de simulación	30/03/22 00h38
Simulación para el/la	1.º año de operación

Parámetros de simulación	Tipo de sistema	Conjunto único de rastreadores, con retroceso		
Plano de rastreo, eje inclinado	Inclinación del eje	0°	Azimut del eje	0°
Limitaciones de rotación	Phi mínimo	-60°	Phi máximo	60°
	Algoritmo de rastreo	Cálculo astronómico		
Estrategia de retroceso	Núm. de rastreadores	120	Conjunto único	
	Espaciado de rastreador	10.00 m	Ancho de colector	4.53 m
Banda inactiva	Izquierda	0.02 m	Derecha	0.02 m
Ángulo límite del retroceso	Límites de phi	+/- 62.7° Proporc. cob. suelo (GCR) 45.3%		
Modelos usados	Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteororm
			Circunsolar	separado
Horizonte	Altura promedio	2.4°		
Sombreados cercanos	Sombreados lineales			
Sistema bifacial	Modelo	, rastreadores ilimitados Cálculo 2D		
	Espaciado de rastreador	10.00 m	Ancho de rastreador	4.57 m
	Ángulo límite del retroceso	62.7°	GCR	45.7 %
	Albedo de tierra	0.15	Altura del eje sobre el suelo	2.30 m
	Factor de bifacialidad del módulo	70 %	Fact. sombreado trasero	0.7 %
	Transparencia del módulo	0.0 %	Fact. desajuste trasero	7.0 %
Necesidades del usuario :	Carga ilimitada (red)			

Características del conjunto FV

Módulo FV	Si-mono	Modelo	LR5-72 HBD 530 M Bifacial	
Base de datos PVsyst original		Fabricante	Generic	
Número de módulos FV		En series	28 módulos	En paralelo 4160 cadenas
Número total de módulos FV		núm. de módulos	116480	Unidad Nom. Potencia 530 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	61734 kWp	En cond. de funcionam. 56430 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	1038 V	I mpp 54387 A
Área total		Área del módulo	297728 m²	Área celular 270047 m²

Inversor	Modelo	FS3670K_690V_20201022		
Definición de parámetros personalizados	Fabricante	Generic		
Características	Unidad Nom. Potencia	3800 kWca	Voltaje de funcion.	976-1500 V
Paquete de inversores	Potencia total	49400 kWca	Proporción Pnom	1.25
	Núm. de inversores	13 unidades		

Total	Potencia total	49400 kWca	Proporción Pnom	1.25
--------------	----------------	-------------------	-----------------	------

Sistema conectado a la red: Parámetros de simulación

Factores de pérdida del conjunto FV

Pérdidas de suciedad del conjunto			Fracción de pérdida	2.0 %
Factor de pérdida térmica	Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida óhmica en el cableado	Res. conjunto global	0.21 m	Fracción de pérdida	1.0 % en STC
LID - Degradación Inducida por Luz			Fracción de pérdida	1.5 %
Pérdida de calidad módulo			Fracción de pérdida	-0.3 %
Pérdidas de desajuste de módulo			Fracción de pérdida	2.0 % en MPP
Pérdidas de desajuste de cadenas			Fracción de pérdida	0.10 %
Módulo de degradación media	Año n°	1	Factor de pérdida	0.46 %/año
Desajuste debido a la degradación	Dispersión Imp RMS	0 %/año	Dispersión Vmp RMS	0 %/año
Efecto de incidencia (IAM): Recubrimiento Fresnel AR, n(vidrio)=1.526, n(AR)=1.290				

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

Factores de pérdida del sistema

Inversor de pérdida de cable CA a transfo	Voltaje inversor	690 Vca tri		
	Cables: 3 x 50000 mm²	11 m	Fracción de pérdida	0.1 % en STC
Transfo MV	Voltaje medio	20 kV		
Transfo de MV				
Pérdidas operativas en STC	Pérdida de hierro (Conexión 24/24)	121.80 kW	Fracción de pérdida	0.2 % en STC
	Pérdida de cobre (resistiva)	3 x 0.06 m	Fracción de pérdida	0.8 % en STC
Línea MV hasta Transfo AT	Voltaje MV	20 kV		
	Cables: 3 x 1200 mm²	2200 m	Fracción de pérdida	0.52 % en STC
Transfo AT	Voltaje de Red	132 kV		
Transformador desde hojas de datos	Potencia nominal	62000 kVA		
	Pérdida de hierro	50.0 kVA	Fracción de pérdida	0.1 % de PNom
	Pérdida de cobre	320.0 kVA	Fracción de pérdida	0.5 % de PNom
Pérdidas operativas en STC	Pérdida de hierro (Conexión 24/24)	50.00 kW	Fracción de pérdida	0.1 % en STC
	Pérdida de cobre (resistiva)	3 x 33.30 m	Fracción de pérdida	0.5 % en STC
Pérdidas auxiliares	Proporcional a la potencia	3.0 W/kW.. del umbral de potencia		0.0 kW

Sistema conectado a la red: Definición del horizonte

Proyecto : PSF(TFM)_Montilla 29 Marzo 2022

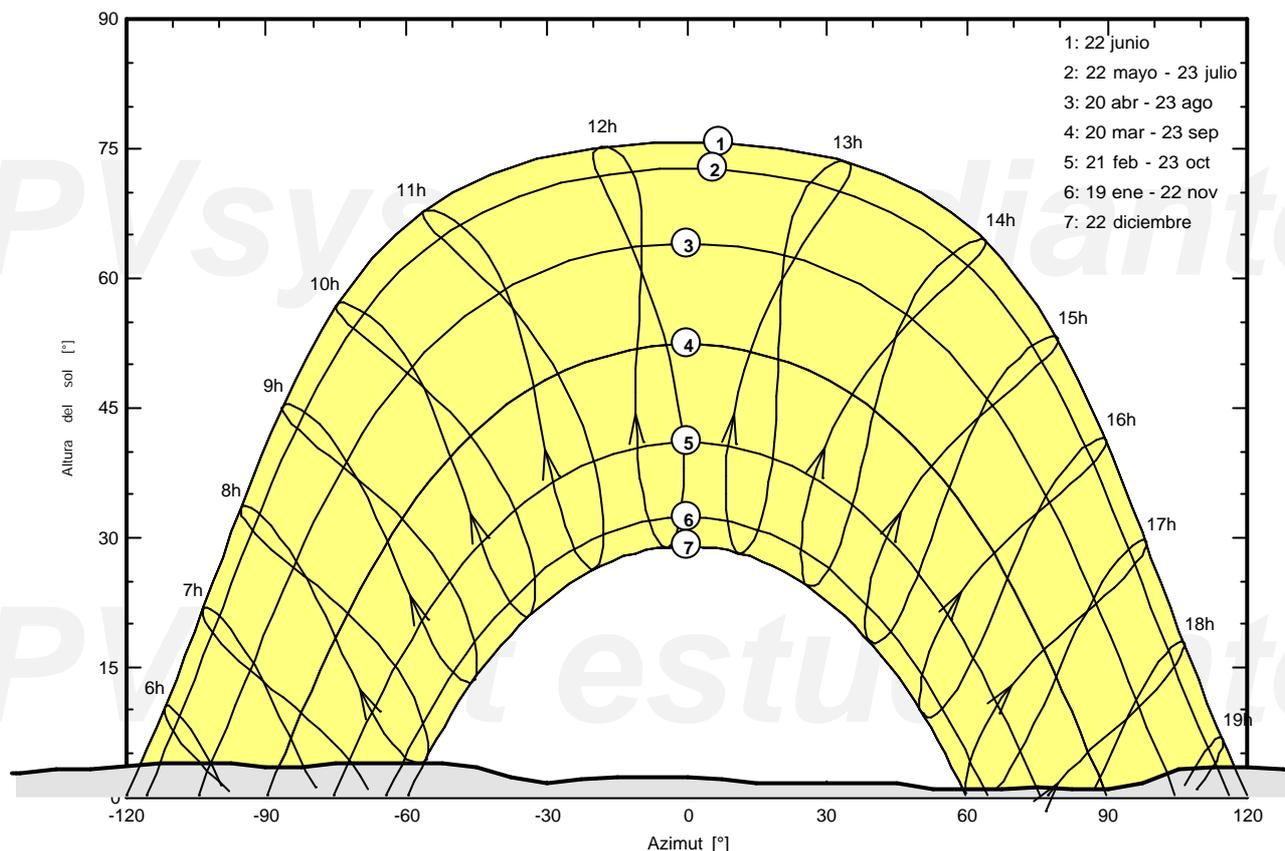
Variante de simulación : Caso Partida 16
 marzo_año1_ratio1.25_10m_INVPowerElect_PANLongi_cablesAI
 Simulación para el año n° : 1

Principales parámetros del sistema	Tipo de sistema	Conjunto único de rastreadores, con retroceso	
Horizonte	Altura promedio	2.4°	
Sombreados cercanos	Sombreados lineales		
Orientación campo solar	Estreo, eje inclinado, Inclinación del eje	0°	Azimut del eje 0°
Módulos FV	Modelo	LR5-72 HBD 530 M Bifacial	Pnom 530 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	116480	Pnom total 61734 kWp
Inversor	Modelo	FS3670K_690V_20201022	Pnom 3800 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	13.0	Pnom total 49400 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Horizonte	Altura promedio	2.4°	Factor difuso	0.98
	Factor Albedo	100%	Fracción de albedo	0.91

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

Horizon from PVGIS website API, Lat=37°32'53', Long=-4°37'13', Alt=276m



Sistema conectado a la red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : PSF(TFM)_Montilla 29 Marzo 2022

Variante de simulación : Caso Partida 16
 marzo_año1_ratio1.25_10m_INVPowerElect_PANLongi_cablesAI
 Simulación para el año n° : 1

Principales parámetros del sistema	Tipo de sistema	Conjunto único de rastreadores, con retroceso		
Horizonte	Altura promedio	2.4°		
Sombreados cercanos	Sombreados lineales			
Orientación campo solar	Estre, eje inclinado, inclinación del eje	0°	Azimut del eje	0°
Módulos FV	Modelo	LR5-72 HBD 530 M Bifacial	Pnom	530 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	116480	Pnom total	61734 kWp
Inversor	Modelo	FS3670K_690V_20201022	Pnom	3800 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	13.0	Pnom total	49400 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante

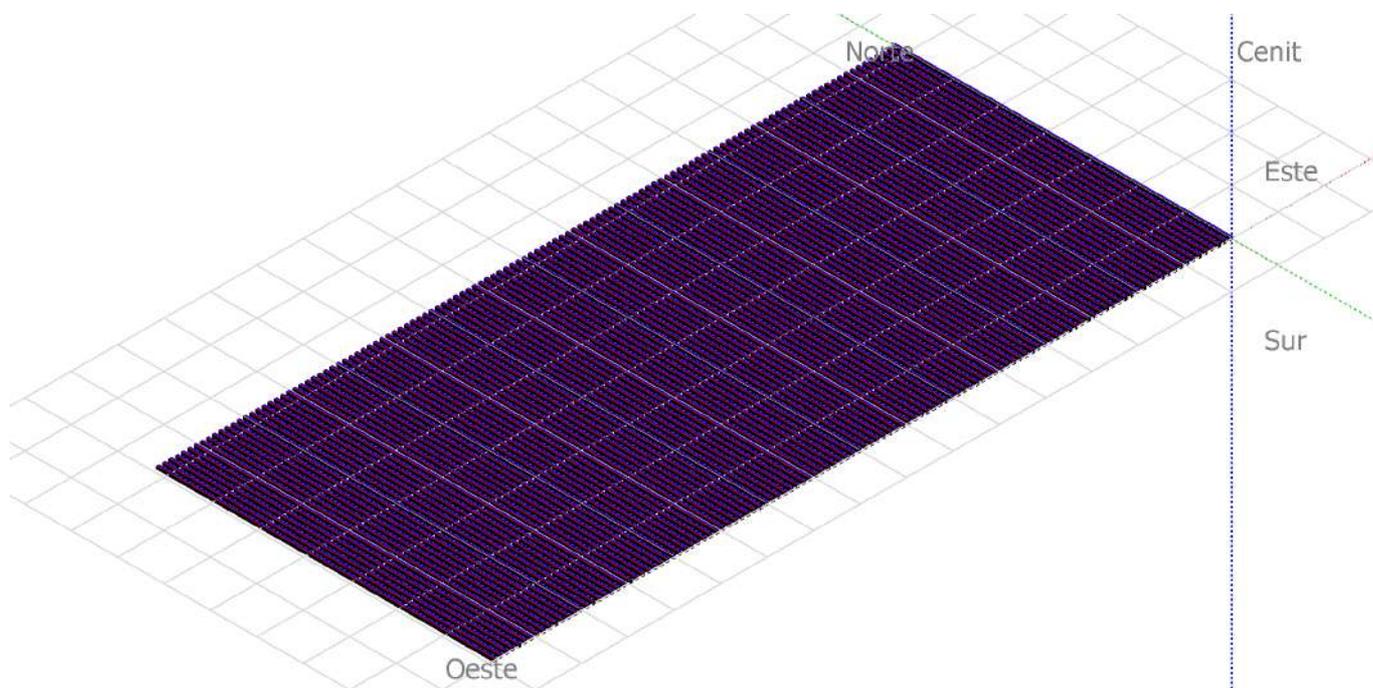
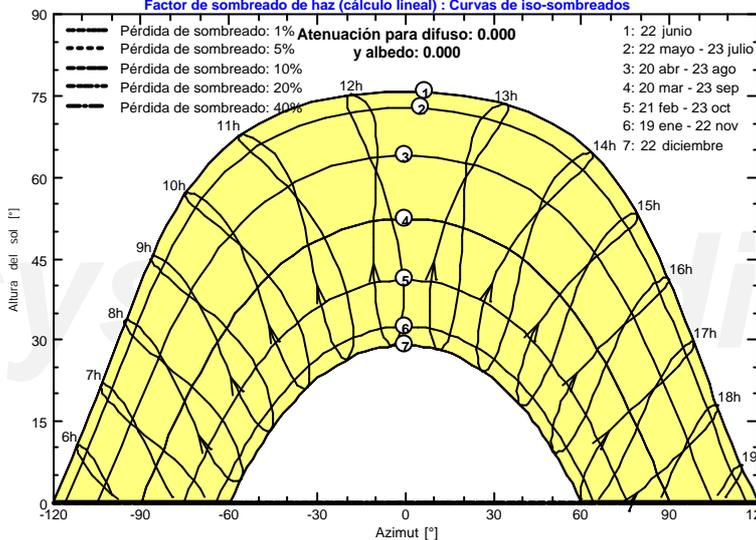


Diagrama de iso-sombreados

PSF(TFM)_Montilla 29 Marzo 2022

Factor de sombreado de haz (cálculo lineal) : Curvas de iso-sombreados



Sistema conectado a la red: Resultados principales

Proyecto : PSF(TFM)_Montilla 29 Marzo 2022

Variante de simulación : Caso Partida 16
 marzo_año1_ratio1.25_10m_INVPowerElect_PANLongi_cablesAI
 Simulación para el año n° : 1

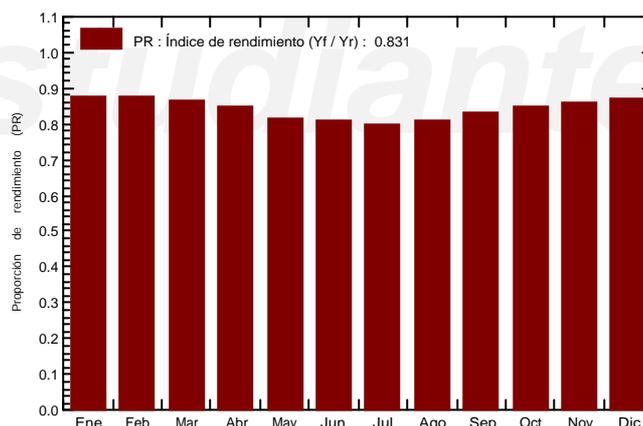
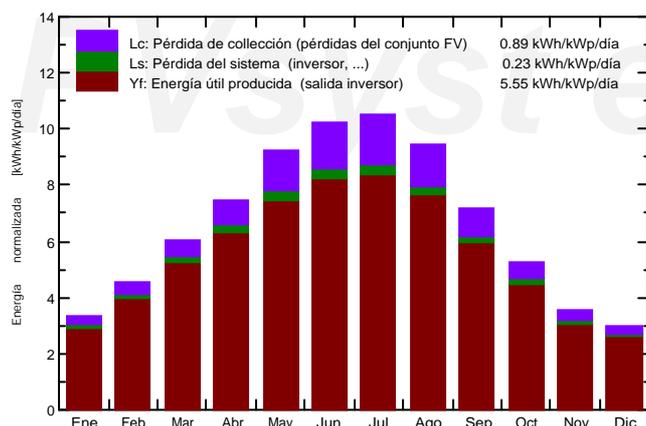
Principales parámetros del sistema	Tipo de sistema	Conjunto único de rastreadores, con retroceso		
Horizonte	Altura promedio	2.4°		
Sombreados cercanos	Sombreados lineales			
Orientación campo solar	Estreo, eje inclinado, Inclínación del eje	0°	Azimut del eje	0°
Módulos FV	Modelo	LR5-72 HBD 530 M Bifacial	Pnom	530 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	116480	Pnom total	61734 kWp
Inversor	Modelo	FS3670K_690V_20201022	Pnom	3800 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	13.0	Pnom total	49400 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Resultados principales de simulación

Producción del sistema **Energía producida 125018 MWh/año** Prod. específica 2025 kWh/kWp/año
 Proporción de rendimiento (PR) **83.11 %**

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 61734 kWp

Proporción de rendimiento (PR)



Caso Partida 16 marzo_año1_ratio1.25_10m_INVPowerElect_PANLongi_cablesAI

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	76.0	25.00	8.69	104.9	98.1	5947	5673	0.876
Febrero	94.5	29.30	10.04	127.6	120.4	7208	6897	0.876
Marzo	142.4	43.70	12.74	188.1	179.0	10473	10043	0.865
Abril	170.2	52.60	15.74	224.4	214.2	12232	11745	0.848
Mayo	216.5	55.80	20.15	285.5	273.4	14922	14339	0.814
Junio	231.3	50.60	24.93	305.5	293.5	15882	15272	0.810
Julio	245.2	44.30	28.67	326.5	314.1	16693	16056	0.797
Agosto	217.6	40.70	28.40	293.4	281.4	15226	14648	0.809
Septiembre	159.8	39.70	23.64	216.2	206.4	11512	11058	0.828
Octubre	120.7	33.30	19.01	163.6	155.3	8948	8577	0.849
Noviembre	79.9	25.00	12.73	107.3	100.5	5981	5703	0.861
Diciembre	68.4	20.90	9.75	93.6	87.1	5267	5008	0.867
Año	1822.5	460.90	17.92	2436.5	2323.4	130291	125018	0.831

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

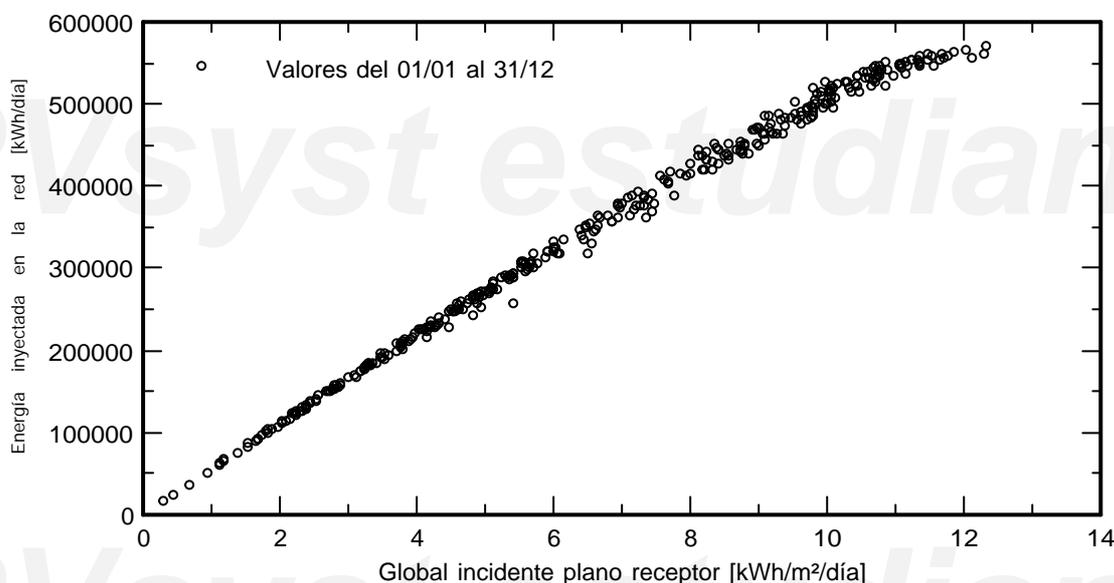
Sistema conectado a la red: Gráficos especiales

Proyecto : PSF(TFM)_Montilla 29 Marzo 2022

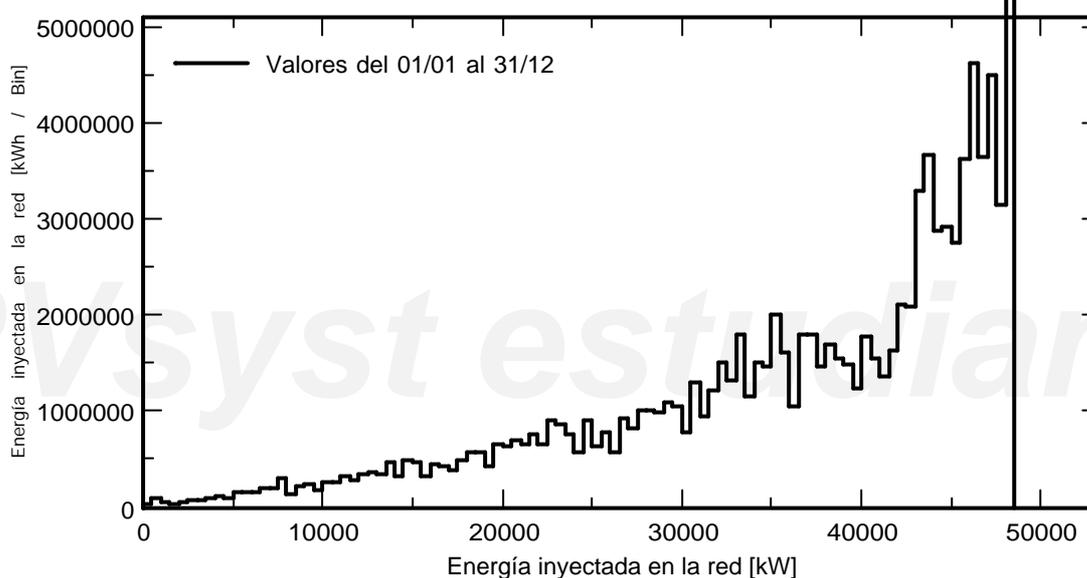
Variante de simulación : Caso Partida 16
 marzo_año1_ratio1.25_10m_INVPowerElect_PANLongi_cablesAI
 Simulación para el año n° : 1

Principales parámetros del sistema	Tipo de sistema	Conjunto único de rastreadores, con retroceso			
Horizonte	Altura promedio	2.4°			
Sombreados cercanos	Sombreados lineales				
Orientación campo	Estre, eje inclinado, Inclinación del eje	0°	Azimut del eje	0°	
Módulos FV	Modelo	LR5-72 HBD 530 M Bifacial	Pnom	530 Wp	
Conjunto FV	Núm. de módulos	116480	Pnom total	61734 kWp	
Inversor	Modelo	FS3670K_690V_20201022	Pnom	3800 kW ac	
Paquete de inversores	Núm. de unidades	13.0	Pnom total	49400 kW ac	
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)				

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



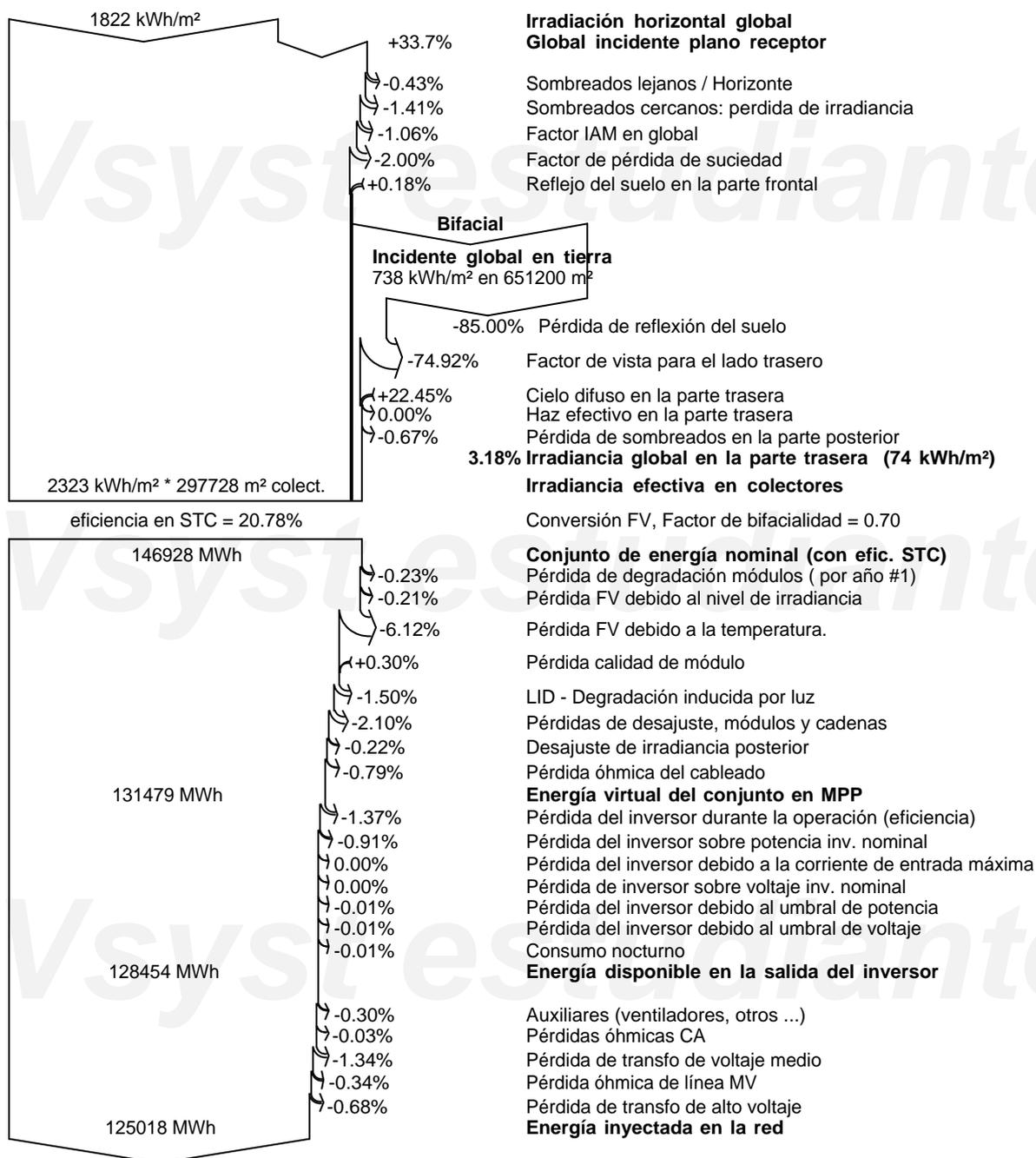
Sistema conectado a la red: Diagrama de pérdida

Proyecto : PSF(TFM)_Montilla 29 Marzo 2022

Variante de simulación : Caso Partida 16
 marzo_año1_ratio1.25_10m_INVPowerElect_PANLongi_cablesAI
 Simulación para el año n° : 1

Principales parámetros del sistema	Tipo de sistema	Conjunto único de rastreadores, con retroceso		
Horizonte	Altura promedio	2.4°		
Sombreados cercanos	Sombreados lineales			
Orientación campo solar	Esteo, eje inclinado, inclinación del eje	0°	Azimut del eje	0°
Módulos FV	Modelo	LR5-72 HBD 530 M Bifacial Pnom	530 Wp	
Conjunto FV	Núm. de módulos	116480	Pnom total	61734 kWp
Inversor	Modelo	FS3670K_690V_20201022	Pnom	3800 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	13.0	Pnom total	49400 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Diagrama de pérdida durante todo el año



Características de un inversor de red

Fabricante, modelo : **Power Electronics, FS3670K_690V_20201022**

Fuente de datos : Manufacturer 2020

976

Modo operativo

MPPT

Voltaje MPP mínimo

Vmin N/A V

Potencia FV nominal

Pnom DC 3800 kW

Voltaje MPP máximo

Vmax 1500 V

Potencia FV máxima

Pmax DC 5700 kW

Voltaje FV máx. absoluto

Vmax array 1500 V

Corriente FV máxima

I_{max} DC N/A A

Voltaje mín. para P_{Nom}

Vmin P_{Nom} 976 V

Umbral de potencia

P_{thresh.} 2875 W

Comportamiento en V_{mín}/V_{máx}

Limitación

Comportamiento en P_{nom}

Limitación

Características de salida (Lado de red CA)

Voltaje de Red

Unom 690 V

Potencia de CA nominal

Pnom AC 3800 kWac

Frecuencia de la red

Freq 50/60 Hz
Trifásico

Potencia CA máxima

P_{max} AC 3800 kWac

Corriente CA nominal

I_{nom} AC 3175 A

Corriente CA máxima

I_{max} AC 3175 A

Eficiencia definida para 3 voltajes

976 V

1030 V

1200 V

Eficiencia máxima

98.9 %

98.9 %

98.9 %

Eficiencia media europea

98.7 %

98.6 %

98.6 %

Observaciones y Características técnicas

La corriente ISC del conjunto en STC debe ser inferior a la corriente de entrada máx.,

Esto es una exigencia contractual del fabricante.

Inversor con Capacidades Maestras y Esclavas

Monitoreo de aislamiento de conjunto, Interruptor de CC interno,

Interruptor de CA interno, Ajuste de desconexión de voltaje de salida,

Características de un módulo FV

Fabricante, modelo : **Longi Solar, LR5-72 HBD 530 M Bifacial**

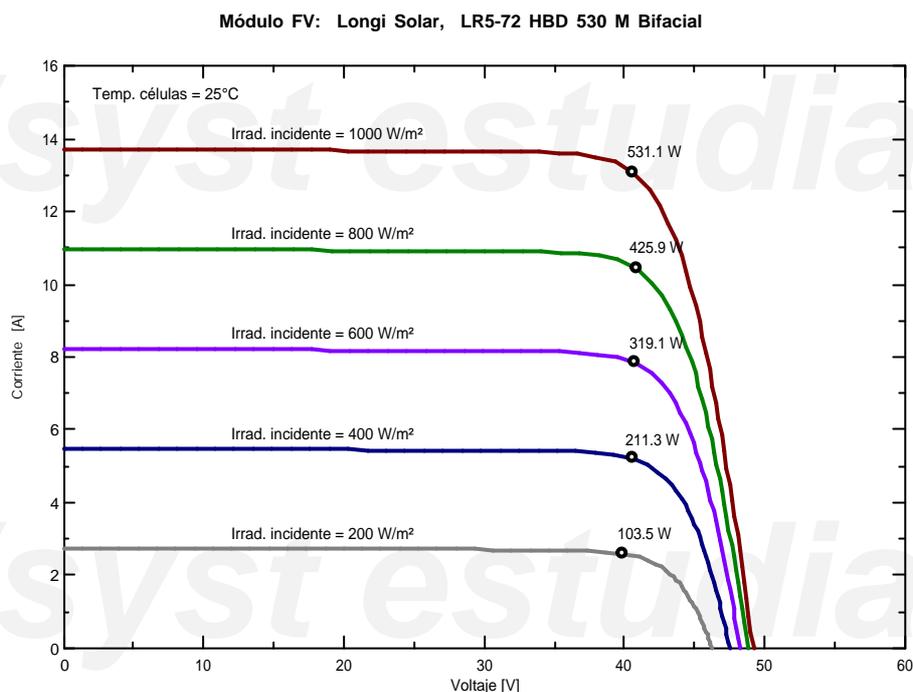
Disponibilidad : Prod. desde 2020

Fuente de datos : Manufacturer 2020

Potencia STC (fabricante)	Pnom	530 Wp	Tecnología	Si-mono
Tamaño del módulo (ancho x largo)	1.133 x 2.256	m ²	Área áspera del módulo	Amódulo 2.56 m ²
Número de células	2 x 72		Área sensible (células)	Acélulas 2.32 m ²
Especificaciones para el modelo (fabricante o datos de medición)				
Temperatura de referencia	TRef	25 °C	Irradiancia de referencia	GRef 1000 W/m ²
Voltaje de circuito abierto	Voc	49.2 V	Corriente de cortocircuito	Isc 13.71 A
Voltaje del punto de potencia máx.	Vmpp	41.4 V	Corriente de punto de potencia máx.	Imp 12.82 A
=> potencia máxima	Pmpp	530.1 W	Coef. de temp. Isc	mulsc 6.6 mA/°C
Parámetros de modelo de un diodo				
Resistencia derivación	Rderivación	500 ohm	Corriente saturación diodo	IoRef 0.023 nA
Resistencia serie	Rserie	0.21 ohm	Coef. de temp. Voc	MuVoc -143 mV/°C
Coef. temp. Pmax especificado	muPMaxR	-0.35 %/°C	Factor de calidad diodo	Gamma 0.98
			Factor de diodo temper. coeff.	muGamma 0.000 1/°C
Parámetros de polarización inversa, para usar en el comportamiento del conjunto FV bajo sombreado parcial o desaj				
Características inversas (oscuro)	BRev	3.20 mA/V ²	(factor cuadrático (por célula))	
Número de diodos de derivación por módulo	3		Voltaje directo de diodos de derivación	-0.7 V

Resultados del modelo para las condiciones estándar (STC: T=25 °C, G=1000 W/m², AM=1.5)

Voltaje del punto de potencia máx.	Vmpp	40.7 V	Corriente de punto de potencia máx.	Imp 13.04 A
Potencia máxima	Pmpp	531.1 Wc	Coef. de temp. de potencia	muPmpp -0.34 %/°C
Eficiencia(/ Área módulo)	Efic_mód.	20.8 %	Factor de forma	FF 0.787
Eficiencia(/ Área células)	Efic_cél.	22.9 %		





SF7
Bi-facial | From both sides now

The next-generation-now horizontal single-axis solar tracker

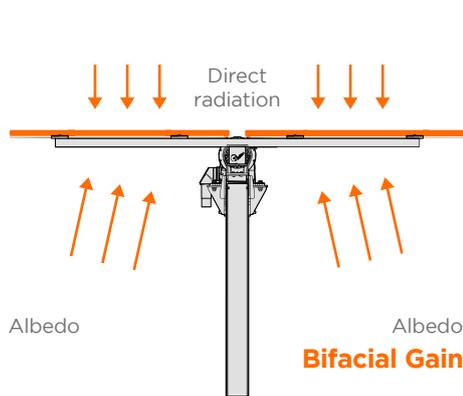


Bifacial Yield Boost

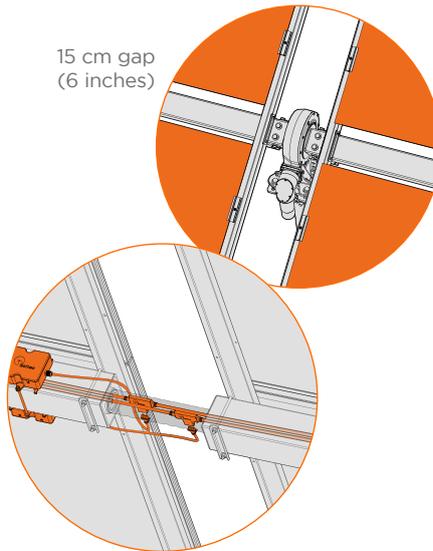


Single-Axis Tracker

The SF7 standard configuration enables cost-effective installation, operation, and innovation such as the bifacial tracking solution.



No Shading
Two-up portrait module mounting:
no backside shading from torque tube.

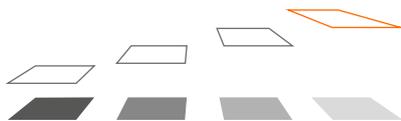


Eliminates hanging wires and manages cable through the torque tube, reducing the total wire up to **83%** and installation labor up to **75%**.



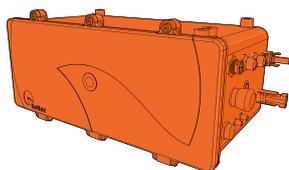
Only 7 piles per every 90 modules and no dampers, minimizing the number of objects shading the rear side of the modules. 46% fewer piles per MW.

Taller Tracker



Bifacial performance is increased by height of installation, reducing shadow intensity projection.

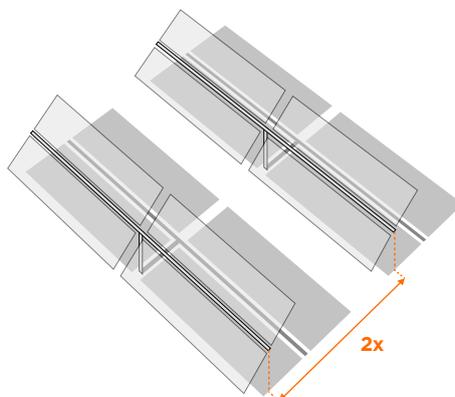
Highest Power Density



SF7 is **Self-Powered PV Series** and does not require an extra module. More PV active area per tracker for better land-use.

2x Wider Aisles

Maximize reflected solar energy (albedo) while improve O&M accessibility for modules washing and vegetation control.



SPAIN / Headquarters
Pol. Ind. La Serreta
Gabriel Campillo, s/n, 30500
Molina de Segura, Murcia, Spain
info@soltec.com
+34 968 603 153

MADRID
Núñez de Balboa 33, 1ªA
28001 Madrid
emea@soltec.com
+34 91 449 72 03

UNITED STATES
usa@soltec.com
+1 510 440 9200

BRAZIL
brasil@soltec.com
+55 071 3026 4900

MEXICO
mexico@soltec.com
+52 1 55 5557 3144

CHILE
chile@soltec.com
+56 2 25738559

PERU
peru@soltec.com
+51 1422 7279

INDIA
india@soltec.com
+91 124 4568202

AUSTRALIA
australia@soltec.com
+61 2 8067 8811

CHINA
china@soltec.com
+86 21 66285799

ARGENTINA
argentina@soltec.com
+54 9 114 889 1476

EGYPT
egypt@soltec.com

B&V Bankability report
DNV GL Technology
Review available
RWDI WIND TUNNEL TESTED

2 year background industrial operation



www.soltec.com

Contents subject to change without prior notice © Soltec Energías Renovables S.L. • SF7.180509

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA-

Proyecto de Ejecución

ANEXO II: Cálculos justificativos

Situación: Montilla (Córdoba)

Autor: Borja Martín-Cubas Núñez

Director: Consolación Alonso Alonso

Curso: 2021/2022



ANEXO II: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

CÁLCULO

Índice

1. Objeto	4
2. Normativa	4
3. Generador solar	4
4. Cableado de Baja Tensión	6
4.1 Criterio: Intensidad máxima admisible	6
4.2 Criterio: Caída de Tensión.....	8
4.3 Tramos de conductores en BT.....	9
5. Cableado de Media Tensión	12
5.1 Criterio: Intensidad máxima admisible	12
5.2 Criterio: Caída de tensión.....	14
5.3 Criterio: Intensidad de cortocircuito máxima admisible	15
5.4 Tramos de conductores en MT	16
6. Puesta a Tierra	16

1. Objeto

El objeto de este documento es presentar los cálculos justificativos de la instalación eléctrica de la planta solar fotovoltaica de Montilla I, así como otras consideraciones eléctricas de la infraestructura del proyecto.

2. Normativa

Para el desarrollo de este anexo se ha seguido la siguiente normativa para el correcto desarrollo y cumplimiento de la normativa vigente:

- 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.
- Norma IEC 60364-7-712: Requisitos para instalaciones o emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (FV)
- Norma IEC 60364-5-52: Selección e instalación de equipos eléctricos. Canalizaciones
- Norma IEC 60228: Conductores de Cables aislados
- ITC-BT-40: Instalaciones Generadoras de Baja Tensión
- Norma IEC 60502: Cables de transporte de energía aislados con dieléctricos secos

extruidos para tensiones nominales de 1 kV a 30 kV

- ITC-LAT 06: Líneas subterráneas con cables aislados
- ITC-BT-18: Puestas a tierra
- ITC-MIE-RAT 13: Instalaciones de puesta a tierra
- UNE-IEC/TS 60479-1: Efectos de la corriente sobre el hombre y los animales domésticos.

3. Generador solar

El generador solar se dimensionará teniendo en cuenta la potencia pico de la planta solar fotovoltaica, 61734kWp, teniendo en cuenta las características de las tecnologías empleadas en el proyecto, que se muestran a continuación:

Panel	
Fabricante	Longi Solar
Modelo	LR5-72 HBD 530 M Bifacial
Potencia módulo	530 Wp
Corriente punto de máxima potencia	12,82 A
Tensión punto máxima potencia	41,35 V
Corriente cortocircuito	13,71 A
Tensión a circuito abierto	49,2 V

Tabla 1: Características panel solar

Inversor	
Fabricante	Power Electronics
Modelo	FS3670K
Potencia nominal	3800kW
Rango tensión mpp entrada	976-1500 V
Máxima tensión de entrada	1500 V
Máxima corriente de entrada	4950,4 A
Máxima corriente de cortocircuito de DC	10000 A

Tabla 2: Características inversor

Para comenzar los cálculos se considerará como tensión del inversor la media aritmética del rango de tensión mpp de entrada del inversor:

$$\text{Tensión de entrada del inversor} = \frac{976 + 1500}{2} = 1238V$$

En siguiente lugar, se calculará el número de paneles de rama conociendo la tensión de entrada al inversor y la tensión de los módulos en el punto de máxima potencia:

$$N^{\circ} \text{ paneles por rama} = \frac{1238}{44,35} = 27,91 \approx 28 \text{ paneles/rama}$$

Se comprobará que la tensión de entrada al inversor no supera el límite de 1500V en circunstancias de módulo trabajando en circuito abierto:

$$28 \frac{\text{paneles}}{\text{rama}} * 49,2 V = 1377,6 V < 1500 V$$

Por tanto, después de las comprobaciones anteriores se diseñará una configuración de 28 paneles por rama para evitar tensiones cercanas al límite, se ha comprobado según el programa PVSyst que es el óptimo para la instalación, lo que supondrá una potencia de 14840Wp en cada rama.

En las simulaciones con el programa PVSyst se ha optimizado el ratio potencia nominal/potencia pico obteniendo un valor de 1,25 y una potencia de la planta de 61734kWp, por lo que el número necesario de inversores será:

$$N^{\circ} \text{ inversores} = \frac{61734kWp}{1,25 * 3800kW} = 13 \text{ inversores}$$

El número de módulos y ramas a instalar, manteniendo el ratio óptimo comentado anteriormente será:

$$N^{\circ} \text{ módulos} = \frac{13 \text{ inversores} * 3800000W * 1,25}{530Wp} = 116480 \text{ módulos}$$

$$N^{\circ} \text{ de ramas} = \frac{116480 \text{ módulos}}{28 \text{ módulos/rama}} = 4160 \text{ ramas}$$

Por otra parte, se calcula el número de ramas por inversor, siendo este:

$$N^{\circ} \text{ de ramas por inversor} = \frac{4160 \text{ ramas}}{13 \text{ inversores}} = 320 \text{ ramas/inversor}$$

En último lugar, se comprobará que no se superan los límites de corriente de los inversores, tanto la corriente de entrada al inversor MPP como SC.

$$\text{Corriente de entrada al inversor en MPP} = 320 * 12,82 = 4102,4A < 4950A$$

$$\text{Corriente entrada inversor en SC} = 320 * 13,71 < 4950A$$

4. Cableado de Baja Tensión

En este apartado se realizará un estudio y elección sobre la elección de conductores, su dimensionamiento y la conexión, todo esto se desarrollará según las normas correspondientes del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, así como las diferentes normas IEC correspondientes.

Para el dimensionamiento de los conductores se han tenido en cuenta los criterios que se exponen a continuación: Intensidad máxima admisible y caída de tensión.

4.1 Criterio: Intensidad máxima admisible

Los cálculos en este apartado se llevarán a cabo teniendo en cuenta lo que se indica en la ICT-BT-40 que enuncia que los cables deben estar dimensionado para una intensidad igual o superior al 125% de la máxima intensidad del generador. En el caso de una planta solar fotovoltaica se empleará la corriente de cortocircuito del módulo siendo esta la corriente máxima a la que estará sometida la instalación en la situación más desfavorable. Por lo que para cumplir con las indicaciones anteriores se debe cumplir que:

$$\begin{aligned} I_b &\leq I_z \\ I_b &= 1,25 * I_{sc} \\ I_z &= I_0 * K_1 * K_2 * K_3 \end{aligned}$$

- I_{sc} : Intensidad de cortocircuito del módulo fotovoltaico (A)
- I_b : Máxima intensidad del generador (A)
- I_0 : Intensidad máxima admisible del cable (A)
- K_1 : Factor de temperatura
- K_2 : Factor de agrupación
- K_3 : Factor de resistividad térmica
- I_z : Intensidad máxima admisible del cable con corrección (A)

A continuación, se muestran las tablas del Reglamento para los factores a tener en cuenta para la corrección:

Temperatura °C Servicio Permanente θ_s	Temperatura del terreno, θ_e , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67
65	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61

Tabla 3: Factor de corrección por temperatura

Tipo de instalación	Separación de los ternos	Factor de corrección								
		Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
Cables bajo tubo	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-	

Tabla 4: Factor de corrección por agrupamiento

Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	Resistividad térmica del terreno, K.m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
Cables en interior de tubos enterrados	400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73
	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81	
400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81	

Tabla 5: Factor de corrección por resistividad térmica del terreno

4.2 Criterio: Caída de Tensión

Seguindo las indicaciones de la norma ICT-BT-40 la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red o instalación no podrá ser superior al 1,5%, a intensidad nominal. Para la realización de los cálculos y comprobaciones en esta sección se empleará la siguiente fórmula:

$$\Delta V(V) = 2 * I_n * L * \frac{R}{1000}$$

- I_n : Intensidad nominal (A)
- L: Longitud del cable (m)
- R: Resistencia del cableado ($\Omega \cdot \text{Km}$)

Para la obtención del valor de la resistencia del cable se utilizará la siguiente fórmula:

$$R_t = R_{20^{\circ}\text{C}} * (1 + \alpha * (T - 20))$$

- R_t : Resistencia del cable para una temperatura concreta
- $R_{20^{\circ}\text{C}}$: Resistencia del cable a 20°C
- α : Coeficiente de temperatura (0,00403 Al)

Cobre		Aluminio	
Sección	R(Ω/km) 20°C	Sección	R(Ω/km) 20°C
4	5,09	16	1,91
6	3,39	25	1,2
10	1,95	35	0,87
16	1,24	50	0,64

Tabla 6: Valores resistencia 20°C

Para el cálculo de la temperatura del conductor se utilizará la fórmula siguiente:

$$T = T_0 + (T_{max} - T_0) * (I/I_{max})^2$$

- T_0 : Temperatura ambiente del conductor ($^{\circ}\text{C}$)
- T_{max} : Temperatura máxima admisible según aislamiento
- I: Intensidad prevista para el conductor (A)
- I_{max} : Intensidad máxima admisible para el conductor(A)

Sabiendo que el límite de caída de tensión es de 1,5% se realizará la siguiente comprobación:

$$\Delta V(\%) = \frac{\Delta V(V)}{V_n} * 100 < 1,5\%$$

4.3 Tramos de conductores en BT

Anteriormente se han descrito los criterios que se van a emplear para el dimensionamiento de los conductores, en este apartado se va a dividir la instalación en diferentes tramos, que se muestran a continuación:

- Primer tramo: Módulos - Caja de Continua

En este tramo se van a utilizar conductores de cobre con aislamiento XLPE, por tanto, se considera una temperatura ambiente de 40°C y una máxima admisible de 90°C. La disposición de las cadenas va a ser conexión en serie a través de un conector. Teniendo cadenas en serie la tensión total será la suma de tensión de una cadena y la corriente será la correspondiente a un módulo de tal forma que se puede calcular la corriente de cortocircuito para la caja de centralización.

Otros aspectos a tener en cuenta serán la temperatura, caída de tensión en el cable y la resistencia.

- Segundo tramo: Caja de Continua – Inversor

En este caso se utilizarán conductores de aluminio con aislamiento XLPE. Considerando, por tanto, una temperatura de 25°C enterrados y una temperatura máxima de 90°C.

Cada caja de centralización recogerá varias cadenas de forma que se deberá realizar el cálculo de la corriente de cortocircuito de los módulos para conocer la corriente que sale de cada caja.

*Para el cálculo del cableado en Baja Tensión se considerará el conjunto de strings, caja de centralización e inversor más desfavorable y se comprobarán los criterios indicados anteriormente.

Se tendrá en cuenta que se dispone de 4160 strings y 13 inversores, con 18 entradas cada uno, En cada seguidor se dispondrán 3 string en serie por lo que la distribución será:

- Cada caja de centralización recoge 14 strings.
- A cada inversor entran 18 salidas de las cajas de interconexión.

Para el primer tramo se considera que la situación más desfavorable se dará para el string más alejado, la distancia será de 32,5 metros, a continuación, se realizará el cálculo siguiendo los criterios anteriores:

- Criterio de intensidad máxima admisible:

- $I_{sc}=13,71A$
- $I_0=146A$
- $K_1=1$
- $K_2=0,8$
- $K_3=1$

$$I_b \leq I_z$$

$$I_b = 1,25 * I_{sc} = 17,14A$$

$$I_z = I_0 * K_1 * K_2 * K_3 = 116,8A$$

○ Criterio de caída de tensión:

- $T_0: 20^{\circ}\text{C}$
- $T_{\text{max}}=120^{\circ}\text{C}$
- $I=12,82\text{A}$
- $I_{\text{max}}=146\text{A}$

$$T = T_0 + (T_{\text{max}} - T_0) * \left(\frac{I}{I_{\text{max}}}\right)^2 = 20,77^{\circ}\text{C}$$

- $R_{20^{\circ}\text{C}} = 0,78 \Omega$
- $\alpha=0,00393 \text{ (Cu)}$

$$R_t = R_{20^{\circ}\text{C}} * (1 + \alpha * (T - 20)) = 0,7823\Omega$$

A continuación, se calculará la caída de tensión:

- $I_n=12,82 \text{ A}$
- $L=66 \text{ m}$
- $R=0,7823 \Omega$

$$\Delta V(V) = 2 * I_n * L * \frac{R}{1000} = 1,323V$$

$$\Delta V(\%) = \frac{\Delta V(V)}{V_n} * 100 = 1,07\% < 1,5\%$$

El cable ha sido elegido según el criterio de caída de tensión ya que es más restrictivo, a continuación, se muestra las características del conductor elegido P-Sun 2.0 del fabricante Prysmian de 25mm^2 de sección:

DATOS TÉCNICOS							
NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm^2	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20°C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE, T AMBIENTE 60°C y T CONDUCTOR 120°C (3)	CAIDA DE TENSIÓN $\text{V}/(\text{A}\cdot\text{km})$ (2)
1x1.5	1,8	4,5	31	13,3	24	30	30,48
1x 2.5	2,4	5	43	7,98	34	41	18,31
1x 4	3	5,6	59	4,95	46	55	11,45
1x 6	3,9	6,2	79	3,30	59	70	7,75
1x 10	5,1	7,2	122	1,91	82	98	4,60
1x 16	6,3	8,6	182	1,21	110	132	2,89
1x 25	7,8	10,1	274	0,780	146	176	1,83
1x 35	9,2	11,3	374	0,554	182	218	1,32
1x 50	11	12,8	508	0,386	220	276	0,98
1x 70	13,1	15,6	709	0,272	282	347	0,68
1x 95	15,1	16,4	900	0,206	343	416	0,48
1x 120	17	18,6	1153	0,161	397	488	0,39
1x 150	19	20,4	1452	0,129	458	566	0,31
1x 185	21	22,4	1713	0,106	523	644	0,25
1x 240	24	24,0	2245	0,0801	617	775	0,20

Tabla 7: Características conductor tramo 1

Para el caso del segundo tramo, se considerará de igual manera la condición más desfavorable, que será el más alejado siendo esta distancia 93 metros. De la misma forma que en el caso anterior se utilizarán los dos criterios analizados previamente:

- Criterio de intensidad máxima admisible:

- $I_{sc}=191,94A$
- $I_0=A$
- $K_1=1,04$
- $K_2=0,9$
- $K_3=0,96$

$$I_b \leq I_z$$

$$I_b = 1,25 * I_{sc} = 239,925A$$

$$I_z = I_0 * K_1 * K_2 * K_3 = 358,5A$$

- Criterio de caída de tensión:

- $T_0: 20^\circ C$
- $T_{max}=90^\circ C$
- $I=179,48A$
- $I_{max}=261A$

$$T = T_0 + (T_{max} - T_0) * \left(\frac{I}{I_{max}}\right)^2 = 34,16^\circ C$$

- $R_{20^\circ C} = 0,125 \Omega$
- $\alpha=0,00403$ (Cu)

$$R_t = R_{20^\circ C} * (1 + \alpha * (T - 20)) = 0,1321\Omega$$

A continuación, se calculará la caída de tensión:

- $I_n=179,48 A$
- $L=93 m$
- $R=0,1321 \Omega$

$$\Delta V(V) = 2 * I_n * L * \frac{R}{1000} = 4,41V$$

$$\Delta V(\%) = \frac{\Delta V(V)}{V_n} * 100 = < 1,5\%$$

El cable elegido en este caso es del mismo fabricante, aunque de aluminio y sección 240mm², siendo el modelo elegido AFUMEX CLASS(AS) con aislamiento XLPE, a continuación, se muestra la hoja de características:

DATOS TÉCNICOS								
NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm ²	ESPESOR DE AISLAMIENTO mm (t)	DIÁMETRO EXTERIOR mm (t)	PESO kg/km (t)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 20 °C Ω /km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE ENTERRADO (3) A	CAÍDA DE TENSIÓN V/A km (2) Y (3)	
							cos φ = 1	cos φ = 0,8
1 x 16	0,7	9,9	144	1,91	76	58	4,15	3,42
1 x 25	0,9	11,5	191	1,2	91	74	2,62	2,19
1 x 35	0,9	12,4	225	0,868	114	90	1,89	1,6
1 x 50	1	13,8	272	0,641	140	107	1,39	1,21
1 x 70	1,1	16	373	0,443	180	132	0,97	0,86
1 x 95	1,1	17,2	445	0,32	219	157	0,7	0,65
1 x 120	1,2	18,8	535	0,253	254	178	0,55	0,53
1 x 150	1,4	20,6	641	0,206	294	201	0,45	0,45
1 x 185	1,6	23	787	0,164	337	226	0,36	0,37
1 x 240	1,7	25,5	988	0,125	399	261	0,27	0,3
1 x 300	1,8	28,2	1248	0,100	462	295	0,22	0,26

Tabla 8: Características conductor tramo 2

5. Cableado de Media Tensión

En este apartado se realiza el estudio y diseño de la instalación de media tensión, este estudio consistirá en la elección de los conductores, su dimensionamiento y conexión. De igual manera que en el apartado anterior se tendrán en cuenta los criterios de intensidad máxima admisible y caída de tensión, y además para este caso también se tendrá en cuenta el criterio de corriente de cortocircuito. La realización de estos cálculos se llevará a cabo siguiendo las pautas de la Norma IEC 60502.

5.1 Criterio: Intensidad máxima admisible

Este criterio se basa en tener una corriente máxima admisible que al circular por el conductor no produzca un calentamiento superior al límite del aislamiento de los conductores.

Por tanto, para el diseño según este criterio se tendrá en cuenta lo siguiente:

$$I_b \leq I_z$$

$$I_z = I_0 * K_1 * K_2 * K_3$$

- I_b: Intensidad de la línea (A)
- I₀: Intensidad máxima admisible del cable (A)
- K₁: Factor de temperatura
- K₂: Factor de agrupación
- K₃: Factor de resistividad térmica
- K₄: Factor de profundidad
- I_z: Intensidad máxima admisible del cable con corrección (A)

Para el cálculo de intensidad por la línea se empleará la siguiente fórmula:

$$I_b = \frac{S}{\sqrt{3} * V}$$

- I_b : Intensidad por la línea (A)
- S: Potencia aparente del transformador (kVA)
- V: Tensión de salida del transformador (kV)

En este caso como los conductores irán enterrados, a diferencia de los conductores de Baja Tensión, en este caso habrá que tener en cuenta el factor de profundidad, estos factores de corrección se encuentran en la Norma IEC 60502, a continuación, se muestran las tablas empleadas:

Temperatura °C Servicio Permanente ús	Temperatura del terreno, θ_a , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67
65	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61

Tabla 9: Factor de corrección por temperatura

Tipo de instalación	Separación de los ternos	Factor de corrección								
		Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-

Tabla 10: Factor de corrección por agrupamiento

Tipo de instalación	Sección del conductor mm²	Resistividad térmica del terreno, K.m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81	

Tabla 11: Factor de corrección por resistividad térmica del terreno

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	≤185 mm ²	>185 mm ²	≤185 mm ²	>185 mm ²
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

Tabla 12: Factor de corrección por profundidad

5.2 Criterio: Caída de tensión

Siguiendo las indicaciones de la norma la caída de tensión en los conductores de media tensión no podrá ser superior al 1,5%, a intensidad nominal. Para la realización de los cálculos y comprobaciones de la línea trifásica en esta sección se empleará la siguiente fórmula:

$$\Delta V = \frac{(\sqrt{3} * I_b * L(R_c \cos(\phi) + X_c \text{sen}(\phi)))}{1000}$$

$$\Delta V(\%) = \frac{\Delta V(V)}{V_n} * 100 < 1,5\%$$

- I_b: Intensidad de la línea (A)
- L: Longitud del cable (m)
- R_c: Resistencia del conductor (Ω/Km)
- X_c: Caída de tensión (V)
- ΔV: Caída de tensión (V)
- V_n: Tensión nominal (V)

Para la obtención del valor de la resistencia del cable se utilizará la siguiente fórmula:

$$R_t = R_{20^{\circ}C} * (1 + \alpha * (T - 20))$$

- R_t: Resistencia del cable para una temperatura concreta
- R_{20°C}: Resistencia del cable a 20°C
- α: Coeficiente de temperatura (0,00403 Al)

Sección (mm ²)	Resistencia 20°C (Ω/km)	Reactancia 50Hz (Ω/km)
50	0,64	0,1480
70	0,44	0,1410
95	0,32	0,1350
120	0,25	0,1300
150	0,21	0,1260
185	0,16	0,1220

Tabla 13: Resistencia y reactancia conductores Al

5.3 Criterio: Intensidad de cortocircuito máxima admisible

El principal problema de los cortocircuitos es que pueden provocar daños en el aislamiento del cable, fusión de conductores o incluso llegar a incendiar la instalación, por lo que se tendrá en cuenta la norma ITC-LAT 06 en la que se establecen límites para evitar dichos problemas:

A continuación, se muestran las tablas de la norma comentada anteriormente con las indicaciones a tener en cuenta para la instalación:

Tipo de aislamiento	$\Delta\theta^*$ (K)	Duración del cortocircuito, t_{cc} , en segundos									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
PVC:											
sección $\leq 300 \text{ mm}^2$	90	363	257	210	162	148	115	93	81	72	66
sección $> 300 \text{ mm}^2$	70	325	229	187	145	132	102	83	72	65	59
XLPE, EPR y HEPR $U_0/U > 18/30 \text{ kV}$	160	452	319	261	202	184	143	116	101	90	82
HEPR $U_0/U \leq 18/30 \text{ kV}$	145	426	301	246	190	174	135	110	95	85	78

Tabla 14: Densidad máx. admisible de corriente para cobre

Tipo de aislamiento	$\Delta\theta^*$ (K)	Duración del cortocircuito, t_{cc} , en segundos									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
PVC:											
sección $\leq 300 \text{ mm}^2$	90	240	170	138	107	98	76	62	53	48	43
sección $> 300 \text{ mm}^2$	70	215	152	124	96	87	68	55	48	43	39
XLPE, EPR y HEPR	160	298	211	172	133	122	94	77	66	59	54
HEPR $U_0/U \leq 18/30 \text{ kV}$	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51

Tabla 15: Densidad máx. admisible de corriente para aluminio

En esta parte de la instalación se van a emplear conductores de aluminio con aislamiento de HEPR, por lo que los cálculos de realizarán con las siguientes fórmulas:

$$I_{cc \max \text{ cable}}(A) = 133 * \text{Sección del cable en mm}^2$$

$$I_{cc \max \text{ cable}} = \frac{K * S}{\sqrt{t_{cc}}} * \sqrt{\frac{\ln\left(\frac{T_{cc} + \beta}{T_o + \beta}\right)}{\ln\left(\frac{T_{cc} + \beta}{T_{mrp} + \beta}\right)}}$$

- K: Densidad de corriente de cortocircuito producida en 1 segundo al incrementar el conductor su temperatura desde máximo en régimen permanente a máximo en corto
- S: sección del conductor(mm²)
- t_{cc} : Duración del cortocircuito (s)
- β : Constante 228 Al
- T_{cc} : Temperatura máxima en cortocircuito
- T_i : Temperatura de trabajo del cable
- T_{mrp} : Temperatura máxima en régimen permanente

En último lugar se realizará la siguiente comprobación:

$$I_{cc \text{ instalación}} = \frac{S}{\sqrt{3} * U} \leq I_{cc \text{ max cable}}$$

- S: Potencia máxima del transformador (kVA)
- U: Tensión de salida del transformador (V)

5.4 Tramos de conductores en MT

Como se ha indicado anteriormente, en esta parte de la instalación se utilizarán conductores de aluminio con aislamiento HEPR, considerando, por tanto, una temperatura ambiente de 25°C y una temperatura máxima admisible de 105°C. La conexión entre los diferentes subcampos se realizará mediante celdas de interconexión.

Posteriormente habrá que realizar la comprobación de caída de tensión, para ello habrá que haber calculado previamente la temperatura y la resistencia.

Por último, se comprobará que se cumplen todos los requisitos indicados por la norma para la instalación diseñada.

*Para los cálculos de esta sección, de igual manera que en la anterior, se realizarán los cálculos para el caso más desfavorable, es decir, el de mayor longitud.

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

1 x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm ²)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE BAJO EL TUBO Y ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE DIRECTAMENTE ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE AL AJRE** (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN EL CONDUCTOR DURANTE 1s (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN LA PANTALLA DURANTE 1s*** (A)	
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV (pant, 16 mm ²)	18/30 kV (pant, 25 mm ²)
1 x 50 (2)	135	145	180	4250	2880	
1 x 95	200	215	275	8080	2880	4250
1 x 150 (1)	255	275	360	12800	2880	4250
1 x 240 (1)	345	365	495	20400	2880	4250
1 x 400 (1)	450	470	660	34000	2880	4250
1 x 630 (1)	590	615	905	53600	2880	4250

Tabla 16: Características conductor MT

6. Puesta a Tierra

La puesta a tierra consiste en la conexión de superficies conductores que pueden estar en contacto con algún punto no energizado, siendo este normalmente la tierra. La puesta a tierra es un elemento básico de cualquier instalación eléctrica teniendo como objetivo la actuación de las protecciones y la disminución de riesgo que pueda estar generado por averías en los materiales eléctricos de la instalación.

Para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra se empleará la siguiente ecuación:

$$R_a * I_d < 24V$$

$$R_a = 80 \, \Omega$$

- I_d : Sensibilidad del interruptor diferencial en amperios. Se toma un valor de 0,3 A.

- P.a.T generador fotovoltaico:
 Se empleará un electrodo de 4 picas de 16 mm² de diámetro y un conductor de cobre desnudo de 35 mm², enterrado a 0,8m de profundidad. Con las ecuaciones planteadas anteriormente se realizarán las comprobaciones.
 Con estas comprobaciones se debe obtener una resistencia inferior al límite de 80 Ω .

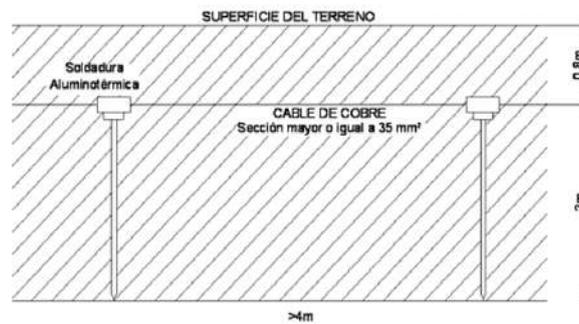


Figura 1: PaT generador fotovoltaico

ANEXO : CATÁLOGOS FABRICANTES DE CONDUCTORES

Fotovoltaicos

P-SUN 2.0 CPRO ZZ-F



Tensión asignada: 1/1 kV (1,8/1,8 kVcc)
 Norma de referencia: DKE-VDE AK 411.2.3
 Designación genérica: ZZ-F



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



NO PROPAGACIÓN DE LA LLAMA
 EN 60332-1-2
 IEC 60332-1-2
 NFC 32070-C2



LIBRE DE HALÓGENOS
 EN 60754-1
 IEC 60754-1
 BS 6425-1



BAJA OPACIDAD DE HUMOS
 EN 61034-2
 IEC 61034-2



NULA EMISIÓN DE GASES CORROSIVOS
 EN 60754-2
 IEC 60754-2
 pH ≥ 4,3; C ≤ 10 uS/mm



RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DEL AGUA



RESISTENCIA AL FRÍO



CABLE FLEXIBLE



RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA



RESISTENCIA A LOS AGENTES QUÍMICOS



RESISTENCIA A LAS GRASAS Y ACEITES



RESISTENCIA A LOS GOLPES



RESISTENCIA A LA ABRASIÓN



DESCÁRGATE la DoP (Declaración de Prestaciones) en este código QR.
www.prysmianclub.es/cprblog/DoP

Nº DoP 1006545



ENSAYOS ADICIONALES CABLE FV P-SUN 2.0 CPRO

Garantía 30 años	SI
Verificación Bureau Veritas	SI
Servicios móviles	SI
Temperatura máxima 120 °C en el conductor	20000 h
Resistencia al ozono	EN 50396, test B
Resistencia a los rayos UVA	UL 1581 (Xenotest); ISO 4892-2 (Método A) HD 605/A1-2.4.20
Resistencia a la absorción del agua	EN 60811-1-3
Protección contra el agua	AD7 (inmersión)
Resistencia al frío	doblado a baja temperatura EN 60811-1-4
Presión a temperatura elevada	EN 60811-3-1
Dureza	DIN 53505 Shore A ≤ 85
Resistencia a los aceites minerales	EN 60811-2-1, 24 h, 100 °C
Resistencia a los ácidos y bases	EN 60811-2-1, 7 días, 23 °C ácido n-oxálico, hidróxido sódico
Doble aislamiento (clase II)	SI

- Temperatura de servicio: -40 °C, +120 °C (20000 h); -40 °C, +90 °C (30 años). (Cable termoestable).
- Tensión continua de diseño: 1,5/1,5 kV.
- Tensión continua máxima: 1,8/1,8 kV.
- Tensión alterna de diseño: 1/1 kV.
- Tensión alterna máxima: 1,2/1,2 kV.
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 6,5 kV.
- Ensayo de tensión continua durante 5 min: 15 kV.
- Radio mínimo de curvatura estático (posición final instalado): 4D (D = diámetro exterior del cable máximo).

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Eca.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2.

Normativa de fuego también aplicable a países

que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- Libre de halógenos: EN 60754-1; IEC 60754-1; BS 6425-1.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Nula emisión de gases corrosivos: EN 60754-2; IEC 60754-2; pH ≥ 4,3; C ≤ 10 uS/mm.

CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cobre electrolítico.

Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 120 °C (20000 h); 90 °C (30 años) 250 °C en cortocircuito.

ASLAMIENTO

Material: Goma tipo E16 según UNE-EN 50363-1.

CUBIERTA

Material: mezcla libre de halógenos tipo EM5 según UNE-EN 50363-2-2 ó EM8 según UNE-EN 50363-6.

Colores: negro, rojo o azul.

Doble aislamiento (clase II).

P-Sun 2.0 CPRO ZZ-F



Tensión asignada: 1/1 kV (1,8/1,8 kVcc)
 Norma de referencia: DKE-VDE AK 411.2.3
 Designación genérica: ZZ-F



APLICACIONES

• Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)... Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos.

DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm ²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE. T AMBIENTE 60 °C y T CONDUCTOR 120 °C (3)	CAIDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,8	4,5	31	13,3	24	30	30,48
1 x 2,5	2,4	5	43	7,98	34	41	18,31
1 x 4	3	5,6	59	4,95	46	55	11,45
1 x 6	3,9	6,2	79	3,30	59	70	7,75
1 x 10	5,1	7,2	122	1,91	82	98	4,60
1 x 16	6,3	8,6	182	1,21	110	132	2,89
1 x 25	7,8	10,1	274	0,780	146	176	1,83
1 x 35	9,2	11,3	374	0,554	182	218	1,32
1 x 50	11	12,8	508	0,386	220	276	0,98
1 x 70	13,1	15,6	709	0,272	282	347	0,68
1 x 95	15,1	16,4	900	0,206	343	416	0,48
1 x 120	17	18,6	1153	0,161	397	488	0,39
1 x 150	19	20,4	1452	0,129	458	566	0,31
1 x 185	21	22,4	1713	0,106	523	644	0,25
1 x 240	24	24,0	2245	0,0801	617	775	0,20

(1) Valores aproximados.

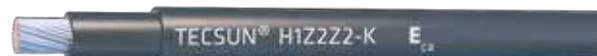
(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9.
 → XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(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 en el conductor 120 °C.
 Valor que puede soportar el cable, 20000 h a lo largo de su vida útil (30 años).

TECSUN H1Z2Z2-K H1Z2Z2-K



Tensión asignada: 1/1 kV (1,8/1,8 kVcc)
 Norma diseño: EN 50618
 Designación genérica: H1Z2Z2-K



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



NO PROPAGACIÓN DE LA LLAMA
 EN 60332-1-2
 IEC 60332-1-2
 NFC 32070-C2



NO PROPAGACIÓN DEL INCENDIO
 EN 50305-9
 DIN VDE 0482
 parte 266-2-5



LIBRE DE HALÓGENOS
 EN 50525-1



BAJA OPACIDAD DE HUMOS
 EN 61034-2
 IEC 61034-2



NULA EMISIÓN DE GASES CORROSIVOS
 EN 50305 (ITC < 3)



RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DEL AGUA



RESISTENCIA AL FRÍO



CABLE FLEXIBLE



RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA



RESISTENCIA A LOS AGENTES QUÍMICOS



RESISTENCIA A LAS GRASAS Y ACEITES



RESISTENCIA A LOS GOLPES



RESISTENCIA A LA ABRASIÓN



ENSAYOS ADICIONALES CABLE FV TECSUN PV1-F CPRO

Garantía 30 años	SI
Certificación TÜV	SI
Temperatura máxima 120 °C en el conductor	20000 h
Resistencia al ozono	EN 50396, test B
Resistencia a los rayos UVA	Resistencia a la tracción y elongación a la ruptura después de 720 h (360 ciclos) de exposición a los rayos UVA según EN 50289-4-17, (Método A) HD 605/A1-2.4.20
Resistencia a la absorción del agua	DIN EN 60811-402
Protección contra el agua	AD7 (inmersión)
Prueba de contracción	EN 50618, tabla 2: < 2%
Resistencia al frío	Doblado a baja temperatura según EN 60811-1-4
Resistencia a calor húmedo	1000 h a 90 °C 85 % H.R. (EN 60811-2-78) (EN 50618)
Presión a temperatura elevada	< 50% EN 60811-508
Dureza Prysmian	Ensayo especial de Prysmian tipo A: 85 según DIN EN ISO 868
Resistencia a la abrasión	Ensayo especial de Prysmian DIN ISO 4649 contra papel abrasivo • Cubierta contra cubierta • Cubierta contra metal • Cubierta contra plásticos
Resistencia a penetración dinámica	EN 50618, anexo D
Resistencia a aceites minerales	EN 60811-2-1, 24 h, 100 °C
Resistencia a ácidos y bases	EN 60811-2-1, 7 días, 23 °C ácido n-oxáldico, hidróxido sódico
Resistencia al amoníaco	Ensayo especial de Prysmian 30 días en atmósfera saturada de amoníaco
Doble aislamiento (clase II)	SI

- Temperatura de servicio: -40 °C, +120 °C (20000 h); -40 °C, +90 °C (30 años). (Cable termoestable).
 - Tensión continua de diseño: 1,5/1,5 kV.
 - Tensión continua máxima: 1,8/1,8 kV.
 - Tensión alterna de diseño: 1/1 kV.
 - Tensión alterna máxima: 1,2/1,2 kV.
 - Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 6,5 kV.
 - Ensayo de tensión continua durante 5 min: 15 kV.
- Radio mínimo de curvatura estático (posición final instalado):
 3D (D ≤ 12 mm) y 4D > 12 mm). (D = diámetro exterior del cable máximo).

Ensayos de fuego

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- No propagación del incendio: EN 50305-9; DIN VDE 0482 parte 266-2-5.
- Libre de halógenos: EN 50525-1.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Nula emisión de gases corrosivos: EN 50305 (ITC < 3).

CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cobre estañado.

Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 120 °C (20000 h); 90 °C (30 años) 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: compuesto reticulado, tabla B.1, anexo B de EN 50618.

CUBIERTA

Material: compuesto reticulado, tabla B.1, anexo B de EN 50618.

Color: negro, rojo o azul.

Doble aislamiento (clase II).

TECSUN H1Z2Z2-K

H1Z2Z2-K



Tensión asignada: 1/1 kV (1,8/1,8 kVcc)
 Norma diseño: EN 50618
 Designación genérica: H1Z2Z2-K



APLICACIONES

• Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)... Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos.

DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm ²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÍNIMO) mm	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE. T AMBIENTE 60 °C y T CONDUCTOR 120 °C (3)	CAIDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,6	4,4	5	40	13,7	24	30	30,48
1 x 2,5	1,9	4,8	5,4	50	8,21	34	41	18,31
1 x 4	2,4	5,3	5,9	70	5,09	46	55	11,45
1 x 6	2,9	5,8	6,4	80	3,39	59	70	7,75
1 x 10	4	7,0	7,6	130	1,95	82	98	4,60
1 x 16	5,5	9,0	9,8	200	1,24	110	132	2,89
1 x 25	6,4	10,4	11,2	290	0,795	146	176	1,83
1 x 35	7,5	11,7	12,5	400	0,565	182	218	1,32
1 x 50	9	13,5	14,5	550	0,393	220	276	0,98
1 x 70	10,8	15,5	16,5	750	0,277	282	347	0,68
1 x 95	12,6	17,7	18,7	970	0,210	343	416	0,48
1 x 120	14,3	19,2	20,4	1220	0,164	397	488	0,39
1 x 150	15,9	21,4	22,6	1510	0,132	458	566	0,31
1 x 185	17,5	23,7	25,1	1850	0,108	523	644	0,25
1 x 240	20,5	27,1	28,5	2400	0,0817	617	775	0,20

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9.
 → XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(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 en el conductor 120 °C.
 Valor que puede soportar el cable, 20000 h a lo largo de su vida útil (30 años).

AL EPROTENAX H COMPACT AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
Norma diseño: UNE-HD 620-9E
Designación genérica: AL HEPRZ1



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



LIBRE DE HALÓGENOS
EN 60754-1
IEC 60754-1



REDUCIDA EMISIÓN
DE GASES TÓXICOS
EN 60754-2
IEC 60754-2



DESCÁRGATE
la DoP (Declaración de
Prestaciones) en este código QR.
<https://es.prysmiangroup.com/DoP>



Nº DoP 1003884



RESISTENCIA
AL AGUA



RESISTENCIA
AL FRÍO



RESISTENCIA
A LOS RAYOS
ULTRAVIOLETA



CAPA SEMICONDUCTORA EXTERNA PELABLE EN FRÍO Mayor facilidad de instalación de terminales, empalmes o conectores separables. Instalación más segura al ejecutarse más fácilmente con corrección.

TRIPLE EXTRUSIÓN Capa semiconductora interna, aislamiento y capa semiconductora externa se extruyen en un solo proceso. Mayor garantía al evitarse deterioros y suciedad en las interfases de las capas.

AISLAMIENTO RETICULADO EN CATENARIA Mejor reticulación de las cadenas poliméricas. Mayor vida útil.

CUBIERTA VEMEX Mayor resistencia a la absorción de agua, al rozamiento y abrasión, a los golpes, al desgarro, mayor facilidad de instalación en tramos tubulares, mayor seguridad de montaje. Resistencia a los rayos uva.

GARANTÍA ÚNICA PARA EL SISTEMA Posibilidad de instalación con accesorios Prysmian (terminales, empalmes, conectores separables).

MAYOR INTENSIDAD ADMISIBLE Por mayor temperatura de servicio gracias al aislamiento de HEPR (105 °C frente a 90 °C del XLPE).

MENOR DIÁMETRO EXTERIOR Mayor facilidad de instalación por su mayor flexibilidad y menores peso y diámetro que redunda en un menor coste de la línea eléctrica.

FORMULACIÓN DE AISLAMIENTO PRYSMIAN Mayor vida útil gracias a la formulación propia basada en la amplia experiencia de Prysmian.

EXCELENTE COMPORTAMIENTO FRENTE A LA ACCIÓN DEL AGUA Gracias a su aislamiento de goma HEPR de formulación Prysmian.

NORMALIZADO POR IBERDROLA

- Temperatura de servicio: -25 °C, + 105 °C,
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min. (tensión conductor-pantalla): 42 kV (cables 12/20 kV), 63 kV (cables 18/30 kV).
- Los cables satisfacen los ensayos establecidos en la norma IEC 60502-2.

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): **Fca**.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- Libre de halógenos: EN 60754-1; IEC 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 60754-2; IEC 60754-2.

AL EPROTENAX H COMPACT

AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
 Norma diseño: UNE-HD 620-9E
 Designación genérica: AL HEPRZ1



CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cuerda redonda compacta de hilos de aluminio.
Flexibilidad: clase 2, según UNE-EN 60228
Temperatura máxima en el conductor: 105 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

SEMICONDUCTORA INTERNA

Capa extrusionada de material conductor.

AISLAMIENTO

Material: etileno propileno de alto módulo (HEPR, 105 °C). **Espesor reducido.**

SEMICONDUCTORA EXTERNA

Capa extrusionada de material semiconductor **separable en frío.**

PANTALLA METÁLICA

Material: hilos de cobre en hélice con cinta de cobre a contraespira.
 Sección total 16 mm² (12/20 kV) ó 25 mm² (18/30 kV).

SEPARADOR

Cinta de poliéster.

CUBIERTA EXTERIOR

Material: poliolefina termoplástica, DMZ1 Vemex.
Color: rojo.

DATOS TÉCNICOS

CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm ²)	Ø NOMINAL AISLAMIENTO* (mm)	ESPESOR MEDIO AISLAMIENTO (mm)	Ø NOMINAL EXTERIOR* (mm)	ESPESOR MÍNIMO CUBIERTA (mm)	PESO APROXIMADO (kg/km)	RADIO DE CURVATURA ESTÁTICO (POSICIÓN FINAL) (mm)	RADIO DE CURVATURA DINÁMICO (DURANTE TENDIDO) (mm)
12/20 kV							
1 x 50/16 (1)	18,0	4,5	26,3	2,5	790	395	526
1 x 95/16	20,8	4,3	29,1	2,7	980	437	582
1 x 150/16 (1)	23,5	4,3	32,1	3,0	1206	482	642
1 x 240/16 (1)	27,6	4,3	36,1	3,0	1570	542	722
1 x 400/16 (1)	32,7	4,4	41,5	3,0	2115	623	830
1 x 630/16	41,0	4,5	49,6	3,0	3115	743	990
18/30 kV							
1 x 95/25	25,6	6,7	34,5	3,0	1335	518	690
1 x 150/25 (1)	27,2	6,2	36,6	3,0	1520	549	732
1 x 240/25 (1)	31,4	6,2	40,6	3,0	1905	609	812
1 x 400/25 (1)	36,4	6,2	45,7	3,0	2480	686	914
1 x 630/25 (1)	44,7	6,4	54,1	3,0	3525	812	1082

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola.

(*) Valores aproximados (sujetos a tolerancias propias de fabricación).

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

	12/20 kV	18/30 kV
Tensión nominal simple, U ₀ (kV)	12	18
Tensión nominal entre fases, U (kV)	20	30
Tensión máxima entre fases, U _m (kV)	24	36
Tensión a impulsos, U _p (kV)	125	170
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C)	105	
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C)	250	

AL EPROTENAX H COMPACT

AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
 Norma diseño: UNE-HD 620-9E
 Designación genérica: AL HEPRZ1



DATOS TÉCNICOS

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm ²)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE BAJO EL TUBO Y ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE DIRECTAMENTE ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE AL AIRE** (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN EL CONDUCTOR DURANTE 1s (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN LA PANTALLA DURANTE 1s*** (A)	
					12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV
1 x 50 (2)	135	145	180	4250	2880	
1 x 95	200	215	275	8080	2880	4250
1 x 150 (1)	255	275	360	12800	2880	4250
1 x 240 (1)	345	365	495	20400	2880	4250
1 x 400 (1)	450	470	660	34000	2880	4250
1 x 630 (1)	590	615	905	53600	2880	4250

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV.

(2) Sección homologada por la compañía Iberdrola en 12/20 kV.

(*) Condiciones de instalación: una terna de cables enterrado a 1 m de profundidad, temperatura de terreno 25 °C y resistividad térmica 1,5 K·m/W.

(**) Condiciones de instalación: una terna de cables al aire (a la sombra) a 40 °C.

(***) Calculado de acuerdo con la norma IEC 60949.

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm ²)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T 20 °C (Ω/km)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T MÁX (105 °C) (Ω/km)	REACTANCIA INDUCTIVA (Ω/km)		CAPACIDAD μF/km	
			12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
1 x 50 (2)	0,641	0,861	0,134		0,216	
1 x 95	0,320	0,430	0,119	0,131	0,281	0,202
1 x 150 (1)	0,206	0,277	0,112	0,120	0,329	0,247
1 x 240 (1)	0,125	0,168	0,102	0,110	0,402	0,299
1 x 400 (1)	0,008	0,105	0,097	0,103	0,480	0,360
1 x 630 (1)	0,047	0,0643	0,091	0,096	0,605	0,446

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV.

(2) Sección homologada por la compañía Iberdrola en 12/20 kV

NOTA: valores obtenidos para una terna de cables en contacto y al tresbolillo.

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA-

Proyecto de Ejecución

ANEXO III: Estudio Técnico Económico de Viabilidad

Situación: Montilla, Córdoba

Autor: Borja Martín-Cubas Núñez

Director: Consolación Alonso Alonso

Curso: 2021/2022



ANEXO III: ESTUDIO ECONÓMICO DE VIABILIDAD

Anexo

Índice

ANEXO III: ESTUDIO ECONÓMICO DE VIABILIDAD.....	2
1. Análisis económico financiero	4
1.1 Datos de partida.....	4
1.1.1 Producción	4
1.1.2 Vida útil.....	4
1.1.3 Precio de tarifa eléctrica	4
1.1.4 Gastos de explotación	4
1.1.1 Hipótesis económicas	5
2 Inversión total a realizar	6
3. Costes operativos.....	7
4. Cuenta de pérdidas y ganancias	8
5. Rentabilidad del proyecto.....	9
6. Conclusiones.....	10

1. Análisis económico financiero

En el este documento se presenta el estudio económico de viabilidad realizado para la Planta Solar Fotovoltaica de Montilla, Córdoba.

1.1 Datos de partida

A continuación, se exponen las hipótesis y datos considerados para la realización de los flujos de caja anuales generados y la rentabilidad del proyecto.

1.1.1 Producción

Las simulaciones realizadas mediante los programas empleados y las fuentes de datos elegidas estiman una producción de la planta solar fotovoltaica de 125.012 MWh/año. Esta producción se corresponde a un funcionamiento en horas equivalentes de 2.025h, teniendo en cuenta que la potencia nominal es de 49.400kW.

1.1.2 Vida útil

Para este proyecto se estima una vida útil a pleno funcionamiento de 25 años.

1.1.3 Precio de tarifa eléctrica

En este caso se ha tomado una hipótesis en la que se considera que el proyecto va a recibir una tarifa por la venta de energía y será igual a la media anual del mercado español MIBEL, incrementándola por los precios de la energía un 1% anualmente durante la vida útil del proyecto.

El precio de venta de energía a red en el primer año se considera de 44,67€/MWh.

Estos datos se pueden consultar en el siguiente enlace:

<https://www.omie.es/es/market-results/interannual/daily-market/daily-prices?scope=interannual>

1.1.4 Gastos de explotación

Para la realización del estudio de los costes de explotación se deberán tener en cuenta diferentes aspectos, en concreto se han tenido en cuenta los siguientes puntos:

	€/kWh	k€/año
Op. & Mant. módulos	0,51	
Op. & Mant. resto de parque	-	36,2
Aceites + repuestos	-	-
Terrenos	-	72
Administración	-	35,7
Personal	-	34,00
Seguros	-	68,66
Impuestos	-	92,53
Otros gastos de explotación		60,93

Tabla 1: Gastos de explotación.

1.1.1 Hipótesis económicas

Para el presente estudio se consideran las siguientes hipótesis:

Tasa de inflación general (%)	1,5
Tipo impositivo (%)	25
Tipo de iva (%)	25
Amortización de inmovilizado (años)	25
Tipo de colocación de tesorería	1,5
Tasa de descuento (%)	6
Demora en los cobros de e. eléctrica a la red(meses)	1
Demora en los pagos de gastos variables (meses)	1

Tabla 2: Hipótesis económicas.

2 Inversión total a realizar

El presupuesto de ejecución del proyecto de la planta solar fotovoltaica de Montilla, Córdoba, asciende a un total de:

SESENTA Y NUEVE MILLONES OCHOCIENTOS SIETE MIL CIENTO NOVENTA Y DOS EUROS Y 50 CÉNTIMOS (69.807.192,50 €)

<ul style="list-style-type: none"> • Obra Civil: 	
– Planta solar fotovoltaica	6.173.000,00
– Centro seccionamiento y almacen residuos peligrosos	200.000,00
<ul style="list-style-type: none"> • Suministros eléctricos de la PSF 	
– Conductores y puesta a tierra	2.024.159,00
– Centro de Interconexión y Seccionamiento	992.560,00
– Cabinas de Media Tensión (MT)	865.431,00
<ul style="list-style-type: none"> • Montaje Eléctrico de la PSF 	
– Tendido de cables	17.854.332,00
– Centro Interconexión y Seccionamiento	9.624.168,00
<ul style="list-style-type: none"> • Infraestructura Eléctrica de Interconexión: 	
– Partida alzada de interconexión	700.000,00
<ul style="list-style-type: none"> • Módulos fotovoltaicos: 	
– Módulos	16.667.100,00
<ul style="list-style-type: none"> • Ingeniería y Dirección de Obra 	
– Ingeniería de la PSF	1270000
– Dirección facultativa de la obra	400000
<ul style="list-style-type: none"> • Varios 	
TOTAL DE EJECUCIÓN MATERIAL	56.770.750,00
– 16 % Gastos Generales	9.083.320,00
– 3 % Beneficio Industrial	1.703.122,50
TOTAL DE EJECUCIÓN POR CONTRATA	67.557.192,50
• GASTOS DE DESARROLLO	1.000.000,00
• TOTAL INVERSIÓN (i.i.i)	69.807.192,50

3. Costes operativos

GASTOS OPERATIVOS

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Op. & Mant. M	k€/año	155,3	155,3	156,9	156,9	156,9	158,4	158,4	158,4	158,4	158,4	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	161,6	161,6	161,6	161,6	161,6
Terrenos	k€/año	72,0	73,1	74,2	75,3	76,4	77,6	78,7	79,9	81,1	82,3	83,6	84,8	86,1	87,4	88,7	90,0	91,4	92,7	94,1	95,5
Administración	k€/año	43	35	36	35	37	37	38	38	39	37	37	37	37	37	40	43	45	45	45	21
Personal	k€/año	65	65	67	63	62	62	62	64	64	64	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65
Seguros	k€/año	300,0	107,5	110,1	119,7	122,4	127,2	132,5	136,0	140,1	147,0	151,5	157,0	159,7	165,4	167,3	169,2	172,3	179,4	186,2	217,1
Otros Gastos D	k€/año	97	97	96	96	97	97	96	95	95	95	95	94	97	97	97	98	98	97	96	95
Gastos de explc	k€/año	732,3	532,0	540,2	545,9	551,7	559,2	565,1	571,3	577,4	583,7	591,8	598,2	604,8	611,5	618,2	626,7	633,7	640,7	647,9	655,2

4. Cuenta de pérdidas y ganancias

CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS

€	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	
1. Ingresos de Explotación		24291,92	24534,84	24780,19	25027,99	25278,27	25531,05	25786,37	26044,23	26304,67	26567,72	26833,40	27101,73	27372,75	27646,47	27922,94	28202,17	28484,19	28769,03	29056,72	29347,29	
2. -Costes de explotación		527,31	532,89	540,10	545,85	551,69	559,18	565,19	571,29	577,48	583,77	591,73	598,21	604,78	611,45	618,23	626,70	633,68	640,76	647,94	655,24	
3. -Impuesto generación		1700,43	1717,44	1734,61	1751,96	1769,48	1787,17	1805,05	1823,10	1841,33	1859,74	1878,34	1897,12	1916,09	1935,25	1954,61	1974,15	1993,89	2013,83	2033,97	2054,31	
4. Amortización		2234,09	2234,09	2234,09	2234,09	2234,09	2234,09	2234,09	2234,09	2234,09	2234,09	2234,09	2234,09	2234,09	2234,09	2234,09	2234,09	2234,09	2234,09	2234,09	0,00	
A) Beneficio antes de Intereses e Impuestos		19830,09	20050,42	20271,38	20496,09	20723,01	20950,61	21182,04	21415,75	21651,77	21890,12	22129,23	22372,31	22617,78	22865,68	23116,02	23367,23	23622,53	26114,44	26374,81	26637,74	
Flujos de Caja Libres (€EUR)	0,00	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00	16,00	17,00	18,00	19,00	20,00	
5. =Beneficio Antes de Impuestos		19830,09	20050,42	20271,38	20496,09	20723,01	20950,61	21182,04	21415,75	21651,77	21890,12	22129,23	22372,31	22617,78	22865,68	23116,02	23367,23	23622,53	26114,44	26374,81	26637,74	
6. -Impuesto de sociedades (-25%)		4957,52	5012,61	5067,85	5124,02	5180,75	5237,65	5295,51	5353,94	5412,94	5472,53	5532,31	5593,08	5654,45	5716,42	5779,00	5841,81	5905,63	6528,61	6593,70	6659,44	
7. +Amortización		2234,09	2234,09	2234,09	2234,09	2234,09	2234,09	2234,09	2234,09	2234,09	2234,09	2234,09	2234,09	2234,09	2234,09	2234,09	2234,09	2234,09	2234,09	0,00	0,00	0,00
8. Inversión immobilizado (Construcción y desarrollo)	55852,29																					
9. -Inversión en NCH(7% ingreso)		1700,43	1717,44	1734,61	1751,96	1769,48	1787,17	1805,05	1823,10	1841,33	1859,74	1878,34	1897,12	1916,09	1935,25	1954,61	1974,15	1993,89	2013,83	2033,97	2054,31	
B) -Free Cash Flow (FCF)	-55852,29	15406,22	15554,47	15703,01	15854,20	16006,87	16159,88	16315,58	16472,81	16631,59	16791,94	16952,68	17116,20	17281,33	17448,09	17616,50	17785,36	17957,10	17572,00	17747,14	17924,00	

5. Rentabilidad del proyecto

	TIR (%)	VAN (k€)
		-(4,00%)
• Proyecto :	9,31	12.884,67
• Accionista:	17,56	11.709,22

6. Conclusiones

Analizando los resultados obtenidos del estudio, así como el resultado de las cuentas anuales, se puede concluir, desde un punto de vista económico, que el proyecto es viable. Siendo muy recomendable la inversión tanto para el financiador de dicho proyecto como para los socios que aportan el capital.

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA-

Proyecto de Ejecución

Situación: Montilla, Córdoba

Autor: Borja Martín-Cubas Núñez

Director: Consolación Alonso Alonso

Curso: 2021/2022



ANEXO IV: OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE INTEGRADOS EN EL PROYECTO

Anexo

Índice

1. Objeto	4
2. Objetivos integrados en el proyecto	4
2.1. Energía asequible y no contaminante.....	5
2.2. Trabajo decente y crecimiento económico	5
2.3. Industria, innovación e infraestructura	5
2.4. Acción por el clima	5
2.5. Vida y ecosistemas terrestres	5

1. Objeto

En el presente documento se analizará y relacionará los objetivos de desarrollo sostenible que se encuentran comprendidos en el proyecto y como estos afectan tanto a las personas relacionadas con este proyecto como a toda la población, y si además estos se mantendrán a lo largo de la vida útil de la instalación o en que etapas estarán presentes.

2. Objetivos integrados en el proyecto

Los 17 objetivos para transformar el mundo fueron definidos en 2017 por la ONU con la finalidad de mejorar la vida de las personas y del planeta, estos objetivos tratan temas que van desde la pobreza hasta del medio ambiente.

A continuación, se muestra un resumen de los 17 objetivos:



Figura 1: Objetivos desarrollo sostenible según la ONU.

Este proyecto trata de la realización de una planta solar fotovoltaica de gran potencia, por lo que, estarán presentes muchos objetivos relacionados con la mejora y conservación del medio ambiente, así como mejorar las infraestructuras en la zona en la que se desarrolla. Por tanto, los objetivos de desarrollo sostenible que se encuentran presentes en el proyecto son:

- Energía asequible y no contaminante
- Trabajo decente y crecimiento económico
- Industria, innovación e infraestructura
- Ciudades y comunidades sostenibles
- Acción por el clima
- Vida y ecosistemas terrestres

2.1. Energía asequible y no contaminante

Este es uno de los objetivos principales que se están cumpliendo con el desarrollo de este proyecto, la energía es un bien de primera necesidad para toda la población, el desarrollo de este proyecto afectará tanto a las poblaciones cercanas como al conjunto del mercado eléctrico español. Este proyecto cumple con la instalación de energías limpias y no contaminantes ya que se trata de una planta solar fotovoltaica.

2.2. Trabajo decente y crecimiento económico

Este objetivo es de gran importancia, teniendo mayor importancia en la fase de construcción de la planta solar, ya que en dicha fase se verán beneficiadas las poblaciones cercanas ya que se necesitará personal para la construcción, este tipo de trabajo necesita una cualificación que predomina en este tipo de poblaciones.

Una vez terminada la construcción se necesitará personal de mantenimiento, por lo que, esta condición hará que se creen puestos de trabajo, estos puestos necesitaran mayor capacitación, pudiendo por tanto formar personal de poblaciones cercanas o bien contratando una empresa de mantenimiento.

2.3. Industria, innovación e infraestructura

Con el desarrollo de este proyecto se esta mejorando la infraestructura del parque energético de España, y permitiendo la independencia energética de otros países y de otro tipo de energías contaminantes. Por otra parte, se mejora la infraestructura de las líneas eléctricas de la zona que tendrán que ser adaptadas para la conexión a red de la planta.

2.4. Acción por el clima

Este objetivo es uno de los principales que se está cumpliendo con el desarrollo de este proyecto, en primer lugar, se trata de una energía limpia que sustituirá a otros tipos de generación contaminante, por otra parte, se esta respetando las zonas naturales protegidas, la fauna y la flora desde el diseño del proyecto hasta su construcción y explotación de la planta.

2.5. Vida y ecosistemas terrestres

Tanto en el diseño de este proyecto como en su construcción y explotación de la planta se estudia la fauna y la flora de forma que estas no se vean afectadas por el proyecto realizado. Para todo esto se estudian las zonas naturales protegidas y el entorno natural que rodea el emplazamiento.