



MASTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MASTER

Evaluación técnico/económica de un parque solar

Autor: Gonzalo Cid Santos

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

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

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



Fdo.: Gonzalo Cid Santos

Fecha: 20/ 01/ 2024

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Date:

2024.01.2

3 10:11:36

+11'00'



Fdo.: Ignacio Martín Gutiérrez

Fecha: 22/01/2024



MASTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MASTER

Evaluación técnico/económica de un parque solar

Autor: Gonzalo Cid Santos

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

EVALUACIÓN TÉCNICO/ECONÓMICA DE UN PARQUE SOLAR

Autor: Cid Santos, Gonzalo.

Director: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

En este proyecto se ha realizado un análisis técnico y económico de la viabilidad de instalar una planta solar en Fontiveros, Ávila. Tras realizar una simulación del diseño y analizar tres posibles escenarios se ha concluido que esta planta sería viable.

Palabras clave: Energía fotovoltaica, Viabilidad, Planta solar, Panel Solar, Sostenibilidad.

1. Introducción

La energía solar se empezó a utilizar en España a mediados de los años 80. En 1984 se instaló la primera central eléctrica solar conectada a la red en San Agustín de Guadalix (Sequeiro, 2023). Desde entonces se ha seguido instalando en España, dadas sus características climáticas y geográficas excepcionales, plantas solares hasta 26 Gw a finales de 2022 según datos de los planes nacionales energéticos y climáticos europeos, recogidos por la empresa SolarPower Europe (SolarPower Europe, 2023), la cual afirma en España hay un potencial de crecimiento de casi u 700%.

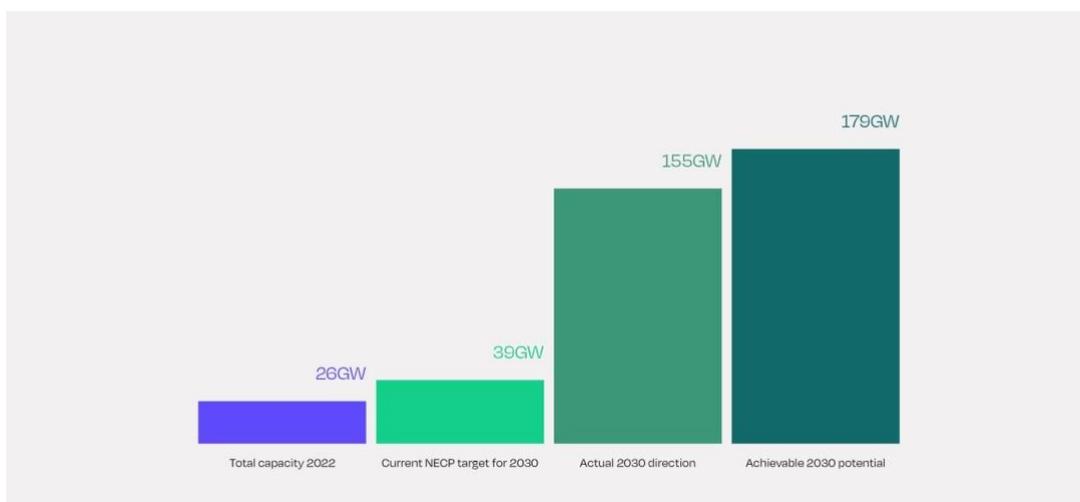


Figura 1: Perspectiva de crecimiento SolarPower Europe. (fuente: SolarPower Europe)

También es importante tener en cuenta el crecimiento de las instalaciones de autoconsumo dada la aceptación que está creciendo por parte de la sociedad española.

Todos estos datos indican, junto con la inestabilidad energética que existe en la actualidad, que la instalación de plantas solares está en auge y que crecerá en los próximos años de manera exponencial.

2. Definición del proyecto

El proyecto consiste en el diseño de una planta en una ubicación que se decidirá a lo largo del mismo. Una vez conocida esta, se diseñará la planta con el fin de optimizar la superficie que tenga la parcela. También se deberán elegir los componentes principales de la misma.

Una vez diseñada la planta, se realizará una simulación mediante el software PVSyst para conocer con más fidelidad los datos de la generación.

Finalmente se realizará un análisis económico con los datos obtenidos y se realizarán unas estimaciones de tres posibles escenarios para garantizar la viabilidad en cualquier escenario.

3. Descripción del modelo.

Los siguientes pasos se seguirán para llevar a cabo el proyecto. Primero, se analizará la capacidad solar del país, seleccionando el mejor emplazamiento para la planta. Una vez que se haya elegido un lugar, se evaluará la disponibilidad del terreno y si está cerca de una subestación eléctrica para que la evacuación de energía a la red sea lo más fácil posible.

Después de elegir el terreno, se diseñará la planta determinando la cantidad de módulos que se pueden colocar en el área disponible y cómo se orientarán los módulos para maximizar la potencia de la instalación.

Se seleccionarán todos los componentes de la planta y se dimensionará la instalación eléctrica de acuerdo con los estándares. Se llevará a cabo una simulación de funcionamiento de la planta después del diseño para obtener datos estimados de producción y eficiencia, entre otros.

Por último, para evaluar la viabilidad de la planta, se realizará un estudio económico utilizando los datos de la simulación y un presupuesto estimado del proyecto.

4. Resultados

La planta se ubicará en Fontiveros, Ávila. En la parte norte de la parcela Prado Ayuso, que consta con una superficie de 44.000 m².

Se situarán 5.184 paneles de 460 kW de potencia nominal, por lo que planta tendrá una potencia de 2.385 MW. La simulación garantiza una generación de 3.716,68 MWh al año con un índice de rendimiento de 82,4%.

El coste de instalación de la planta total (CAPEX) es de 3.073.770,42 € y los costes de operación (OPEX) son de 59.050 € anuales.

Con estos datos, se supone un tipo de interés de 5,1% y se obtiene un VAN, en el caso normal, de 1.597.905,21 € y una TIR de 9,05%. También se calcula el LCOE de la planta, el cual es de 52,48€/MWh.

5. Conclusiones

Se puede concluir con estos valores que la planta es rentable, aunque la inversión sea elevada. Es importante saber que la rentabilidad de la planta es positiva en cualquier caso y que la TIR está por encima de la esperada en cualquier escenario.

También se obtiene un LCOE muy alto ya que se ha optado por escoger componentes sobredimensionados por seguridad y para posibilitar una expansión en el tejado de las naves aledañas.

6. Referencias

Sequeiro, A. (2023) "ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA". Blog Sotysolar, Septiembre 2023. https://sotysolar.es/blog/energia-fotovoltaica-espana#mcetoc_1gviv5o6ta

SolarPower Europe (2023), "NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLANS". SolarPower Europe. <https://www.solarpowereurope.org/advocacy/national-energy-and-climate-plans>

TECHNICAL/ECONOMIC EVALUATION OF A SOLAR PARK

Author: Cid Santos, Gonzalo.

Supervisor: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This project has carried out a technical and economic analysis of the feasibility of installing a solar plant in Fontiveros, Ávila. After carrying out a design simulation and analysing three possible scenarios, it was concluded that this plant would be viable.

Keywords: Photovoltaic energy, Feasibility, Solar plant, Solar panel, Sustainability.

1. Introduction

Solar energy began to be used in Spain in the mid-1980s. In 1984, the first grid-connected solar power plant was installed in San Agustín de Guadalix (Sequeiro, 2023). Since then, solar power plants have continued to be installed in Spain, given its exceptional climatic and geographical characteristics, up to 26 Gw by the end of 2022 according to data from the European national energy and climate plans, collected by the company SolarPower Europe (SolarPower Europe, 2023), which states that there is a growth potential of almost 700% in Spain.

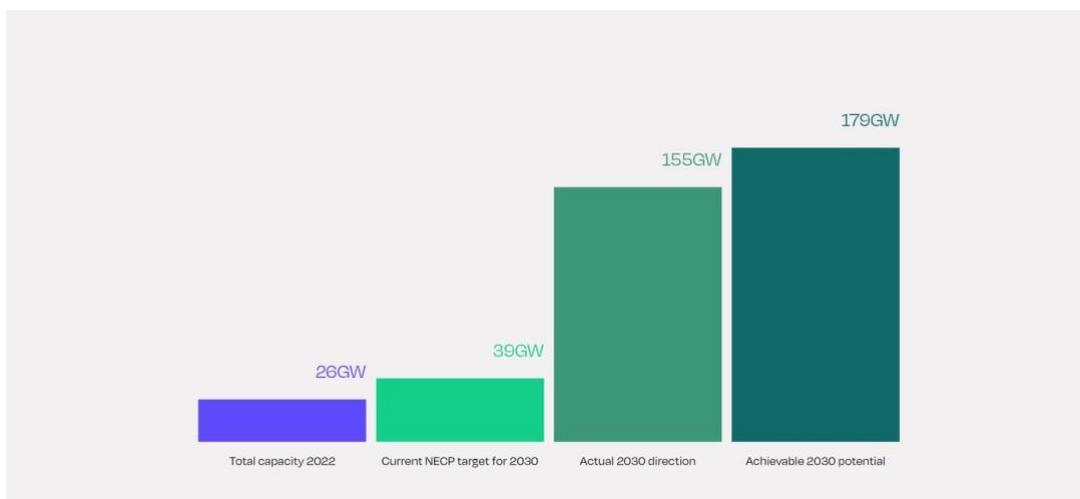


Figure 2: SolarPower Europe Growth Perspective (source: SolarPower Europe)

It is also important to take into account the growth of self-consumption installations given the growing acceptance by Spanish society.

All these data indicate, together with the current energy instability, that the installation of solar plants is booming and will grow exponentially in the coming years.

2. Project definition

The project consists of the design of a plant in a location that will be decided throughout the project. Once this is known, the plant will be designed in order to optimise the surface area of the plot. The main components of the plant must also be chosen.

Once the plant has been designed, a simulation will be carried out using the PVSyst software in order to know the generation data more accurately.

Finally, an economic analysis will be carried out with the data obtained and estimates of three possible scenarios will be made to guarantee viability in any scenario.

3. Description of the model

The following steps will be followed to carry out the project. First, the solar capacity of the country will be analysed, selecting the best site for the plant. Once a site has been chosen, the availability of the land and whether it is close to an electricity substation will be assessed to make the evacuation of energy to the grid as easy as possible.

After choosing the site, the plant will be designed by determining how many modules can be placed in the available area and how the modules will be oriented to maximise the power output of the installation.

All plant components will be selected, and the electrical installation will be sized according to the standards. A plant operation simulation will be carried out after design to obtain estimated production and efficiency data, among others.

Finally, to assess the feasibility of the plant, an economic study will be carried out using the simulation data and an estimated project budget.

4. Results

The plant will be located in Fontiveros, Ávila. In the northern part of the Prado Ayuso plot, which has a surface area of 44,000 m².

There will be 5,184 panels of 460 kW nominal power, so the plant will have a power of 2,385 MW. The simulation guarantees a generation of 3,716.68 MWh per year with a performance index of 82.4%.

The total plant installation cost (CAPEX) is 3,073,770.42 € and the operating costs (OPEX) are 59,050 € per year.

With these data, an interest rate of 5.1% is assumed and a NPV is obtained, in the normal case, of 1,597,905.21 € and an IRR of 9.05%. The LCOE of the plant is also calculated, which is €52.48/MWh.

5. Conclusions

It can be concluded with these values that the plant is profitable, even if the investment is high. It is important to know that the profitability of the plant is positive in any case and that the IRR is higher than expected in any scenario.

A very high LCOE is also obtained, as it has been decided to choose oversized components for safety reasons and to make it possible to expand the roof of the neighbouring buildings.

6. References

Sequeiro, A. (2023) “ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA”. Blog Sotysolar, septiembre 2023. https://sotysolar.es/blog/energia-fotovoltaica-espana#mcetoc_1gviv5o6ta

SolarPower Europe (2023), “NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLANS”. SolarPower Europe. <https://www.solarpowereurope.org/advocacy/national-energy-and-climate-plans>

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	1
Capítulo 2. Estado de la Cuestión.....	4
2.1 Marco Socio-Económico	4
2.2 Marco Legislativo	6
Capítulo 3. Descripción de las Tecnologías	8
3.1 Tecnología Solar.....	8
3.1.1 Células Monocristalinas.....	8
3.1.2 Células Policristalinas	10
3.1.3 Capa Fina.....	11
3.2 Inversores	13
3.2.1 Inversores de cadena	13
3.2.2 Microinversores	14
3.2.3 Optimizadores de Potencia	14
3.3 Soportes	15
Capítulo 4. Emplazamiento.....	17
Capítulo 5. Diseño de planta.....	21
5.1 Componentes principales	21
5.1.1 Paneles Solares.....	21
5.1.2 Inversores	22

ÍNDICE DE LA MEMORIA

5.1.3 Soportes	23
5.2 Dimensionamiento	23
5.2.1 Orientación de los módulos.....	24
5.2.2 Optimización de la parcela	25
5.2.3 Conexión de los módulos.....	27
5.2.4 Elección del transformador y sistemas de protección.....	28
5.3 Cableado	29
5.3.1 Cableado corriente continua.....	29
5.3.2 Cálculos de corriente continua	30
5.3.3 Cableado de corriente alterna.....	33
5.4 Puesta a tierra.....	34
5.4.1 Baja Tensión	35
5.4.2 Media tensión.....	35
5.5 Centro de transformación, seccionamiento y conexión a red.....	37
Capítulo 6. Evaluación del sistema	38
6.1 Análisis Técnico	38
6.1.1 Recurso solar.....	38
6.1.2 Simulación	41
6.2 Análisis Económico	44
6.2.1 Gastos	44
6.2.2 Ingresos	45
6.2.3 Cuentas de resultados	48

ÍNDICE DE LA MEMORIA

6.2.4 Rentabilidad.....	50
6.3 Análisis de Sostenibilidad	51
6.3.1 Análisis del impacto ambiental	51
6.3.2 Objetivos de Desarrollo Sostenible	55
Capítulo 7. Análisis de Resultados y Conclusiones.....	57
Capítulo 8. Bibliografía.....	59
ANEXO I Planos	61
ANEXO II Hojas de Características	64
ANEXO III Simulación.....	89
ANEXO IV Cuadros de Cuentas.....	100
Presupuestos.....	100
VAN y TIR	101
Cuentas de resultados	101
<i>Escenario Normal</i>	101
<i>Escenario Optimista</i>	104
<i>Escenario Pesimista</i>	106
ANEXO V Recurso Solar	108

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1: Potencia fotovoltaica instalada en España 1990-2019 (fuente Aleasoft Energy Forecasting)	2
Ilustración 2: Perspectiva de crecimiento SolarPower Europe. (fuente: SolarPower Europe).....	4
Ilustración 3: Célula Monocristalina (fuente: https://efitron.com/placa-solar-placas-solares/modulo-fotovoltaico-monocristalino-200-wp-en-36-celulas-munchen-solar.html) .	9
Ilustración 4: Célula Policristalina (fuente: https://autosolar.es/panel-solar-12-voltios/panel-solar-160w-12v-policristalino-era)	10
Ilustración 5: Paneles de capa fina (fuente: https://www.amazon.es/jiang-fotovoltaico-experimentaci%C3%B3n-cient%C3%ADfica-Transparente/dp/B07CWK3RK2)	12
Ilustración 6: Radiación solar media anual en Castilla y León (fuente: AEMET).....	17
Ilustración 7: detalle del mapa del sistema eléctrico ibérico	18
Ilustración 8: mapa del sistema eléctrico ibérico 2015 (fuente: REE)	19
Ilustración 9: Ubicación de la parcela y registro catastral	20
Ilustración 10: Salamanca 41° según Tabla 2 del Pliego de Cond. Téc. de Baja Temp. (IDAE)	24
Ilustración 11: Zoom de la parcela (fuente: Google Maps).....	26

ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 12: Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada en función de la duración de la falta (Fuente ITC-RAT-13, BOE)	36
Ilustración 13: Componentes de la radiación solar (fuente SESLab)	38
Ilustración 14: Trayectoria del sol respecto al emplazamiento de la planta solar (fuente: PVGIS).....	41
Ilustración 15: Balance de emisiones de CO ₂	53
Ilustración 16: Ejemplo de energía agrovoltáica (fuente Iberdrola).....	54
Ilustración 17: Objetivos de Desarrollo Sostenible (fuente ONU).....	55

Índice de tablas

Tabla 1: Comparativa de paneles solares	22
Tabla 2: Características del Inversor	23
Tabla 3: Datos del transformador	29
Tabla 4: Porcentajes de caídas de tensión admisibles	31
Tabla 5: Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares de hasta 18/30 kV directamente enterrados (Tabla 6 ITC-BT 06)	33
Tabla 6: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase. (Tabla 2 ITC-BT 18).....	35
Tabla 7: Irradiación solar Directa e Indirecta en el emplazamiento de la planta solar (fuente PVGIS)	40
Tabla 8: Resultados de generación y PR de la simulación de funcionamiento de la planta.....	42
Tabla 9: CAPEX del Proyecto.....	44
Tabla 10: OPEX del Proyecto	45
Tabla 11: Resultado Promedio del mercado intradiario en España (fuente REE).....	46
Tabla 12: Valor del precio de la energía en diferentes escenarios.....	46



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
MASTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

ÍNDICE DE FIGURAS

Tabla 13: Previsión de ingresos en escenario normal para 25 años	47
Tabla 14: Cuenta de Pérdidas y Ganacias Simplificado	48
Tabla 15: Flujos de caja.....	49

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

El origen de la energía fotovoltaica en el sistema eléctrico español se sitúa en 1984, cuando Iberdrola implementó la primera central fotovoltaica conectada a la red en San Agustín de Guadalix. Esta instalación, con una capacidad de 100 kWp, fue la única de su tipo en la península ibérica durante casi una década. En 1993, se sumaron al panorama energético cuatro sistemas de 2,7 kWp cada uno, instalados en viviendas particulares de Pozuelo de Alarcón por ATERSA.

Estas iniciativas marcaron el inicio de una serie de proyectos que tenían principalmente un carácter demostrativo. Entre ellos se incluyeron una instalación de 42 kWp en una escuela en Menorca, 13,5 kWp en el Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid, y 53 kWp en la Biblioteca de Mataró. Además, se inauguró una central de 1 MW en Toledo en junio de 1994, que en ese momento ostentaba el título de la mayor central solar fotovoltaica en Europa.

A finales de 1995, la capacidad fotovoltaica total alcanzaba aproximadamente 1,6 MW, aunque la tecnología aún se encontraba en la fase de investigación y carecía de una regulación dentro del contexto general del sistema eléctrico.

La situación cambió con la publicación del Real Decreto 2818/1998, que estableció primas por kWh inyectado a la red para sistemas con una potencia nominal inferior a 5 kWp y otra menor para sistemas con una potencia superior. Este paso marcó la adhesión de España a las iniciativas en el resto de Europa y el reconocimiento de la importancia de impulsar la tecnología fotovoltaica. Dos años después, el Real Decreto 1663/2000 estableció las condiciones técnicas y administrativas que marcaron un verdadero avance para la tecnología fotovoltaica en el sistema eléctrico español.

A pesar de estos incentivos, para 2004, la energía fotovoltaica representaba una parte reducida del total de fuentes renovables, que contribuían en su conjunto aproximadamente

al 6.5% del consumo de energía primaria. El objetivo fijado para 2010 era alcanzar al menos el 12% del consumo de energía primaria a través de fuentes renovables, con una capacidad fotovoltaica de 400 MW.

Dado el limitado desarrollo de las fuentes renovables, la legislación experimentó varios cambios en un corto período de tiempo. En 2004, se pasó de un sistema de primas a un porcentaje sobre la Tarifa Media de Referencia (TMR), y en 2007, se implementaron primas y tarifas reguladas fijas.

Esta última modificación resultó especialmente beneficiosa para las grandes instalaciones fotovoltaicas, lo que impulsó una considerable inversión, especialmente en terrenos. Todo esto viene recogido a modo de gráfico en la Ilustración 1: Potencia fotovoltaica instalada en España 1990-2019 (fuente Aleasoft Energy Forecasting). En tan solo dos años, la capacidad instalada a finales de 2006 aumentó de manera espectacular, multiplicándose por un factor de 27 (Aleasoft Energy Forecasting, 2020).

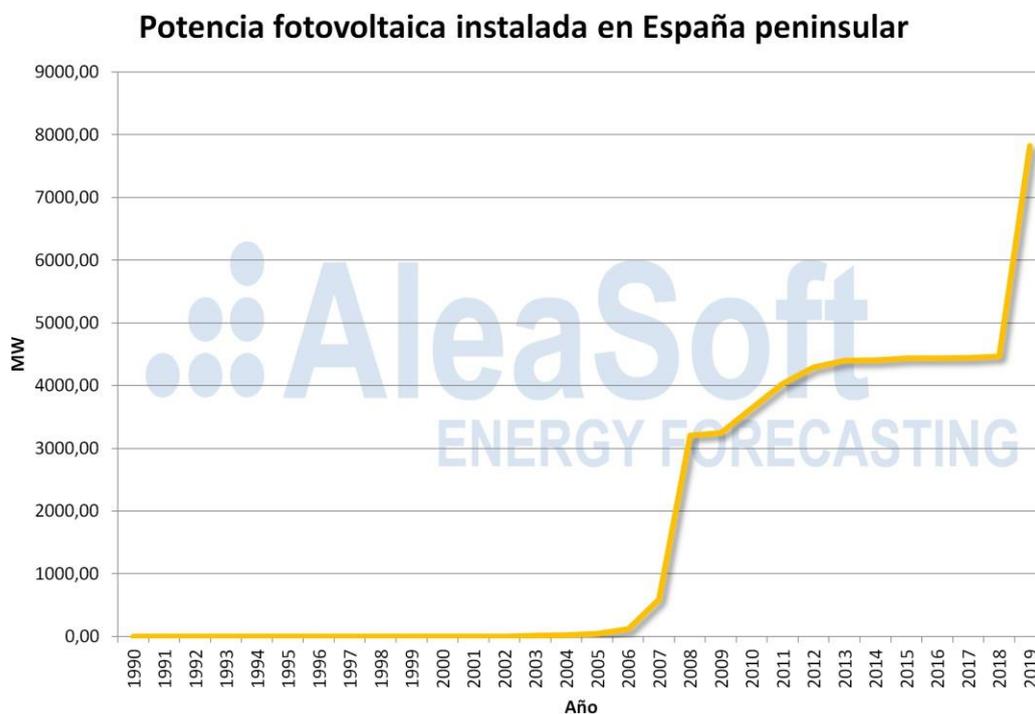


Ilustración 1: Potencia fotovoltaica instalada en España 1990-2019 (fuente Aleasoft Energy Forecasting)

Capítulo 2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

En las próximas líneas, se realizará un estudio sistemático del estado de desarrollo de la energía solar en España y en que marco se realizará el proyecto.

2.1 MARCO SOCIOECONÓMICO

Desde el 2007 se ha seguido instalando en España, dadas sus características climáticas y geográficas excepcionales, plantas solares hasta 26 GW a finales de 2022 según datos de los planes nacionales energéticos y climáticos europeos, recogidos por la empresa SolarPower Europe (SolarPower Europe, 2023), la cual afirma en España hay un potencial de crecimiento de casi un 700%. Esto se ve en la Ilustración 2: Perspectiva de crecimiento SolarPower

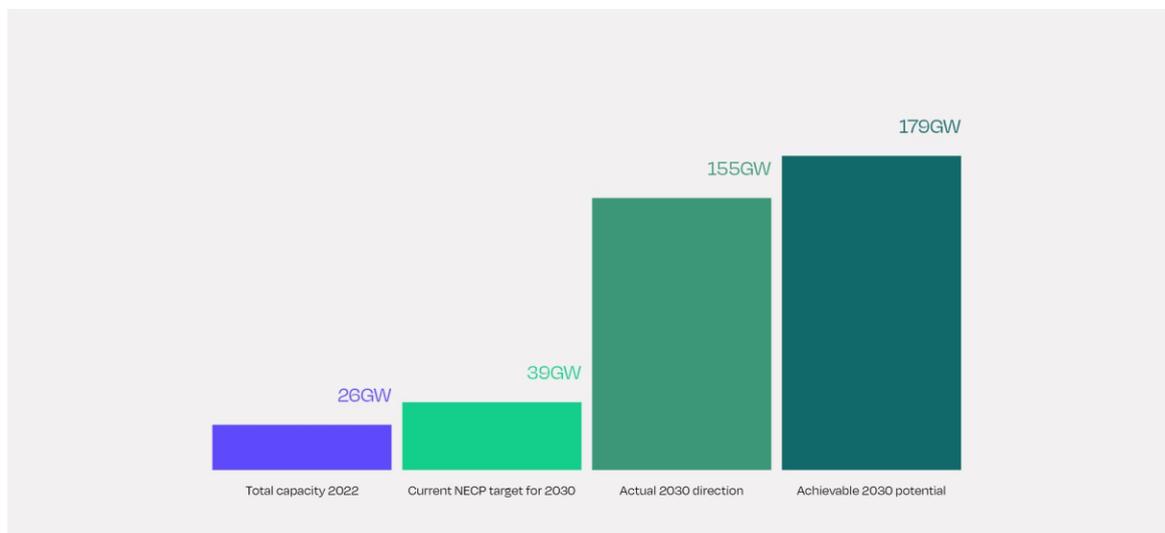


Ilustración 2: Perspectiva de crecimiento SolarPower Europe. (fuente: SolarPower Europe)

También es importante tener en cuenta el crecimiento de las instalaciones de autoconsumo dada la aceptación que está creciendo por parte de la sociedad española.

Todos estos datos indican, junto con la inestabilidad energética que existe en la actualidad, que la instalación de plantas solares está en auge y que crecerá en los próximos años de manera exponencial.

Esta visión optimista de crecimiento se encuentra respaldada por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020), un ambicioso plan estratégico que traza medidas y políticas a nivel europeo. En perfecta sintonía con los compromisos del Acuerdo de París, este plan propone una transición hacia un sistema energético más sostenible, simultáneamente enfocándose en la reducción de gases de efecto invernadero.

Al considerar el PNIEC en el contexto de este proyecto específico, se vislumbran sinergias que amplifican la relevancia y el impacto conjunto de ambas iniciativas. En primer lugar, el propósito compartido de incrementar la capacidad de generación en España se erige como un pilar central que conecta intrínsecamente con la misión esencial de este proyecto en particular. Esta convergencia de objetivos no solo refuerza la coherencia de ambos esfuerzos, sino que también subraya su contribución conjunta a la transformación del panorama energético hacia fuentes más limpias y sostenibles.

Es esencial destacar, asimismo, que el PNIEC enfatiza la necesidad imperativa de mejorar la eficiencia energética. En este contexto, el proyecto propuesto no solo se erige como un medio para aumentar la generación de energía, sino que también presenta la oportunidad única de mitigar las pérdidas asociadas a las extensas líneas eléctricas al abastecer de manera más eficiente áreas adyacentes que carecen de grandes centrales cercanas. Esta estrategia, alineada con los principios de eficiencia energética, no solo aportaría al desarrollo sostenible, sino que también fortalecería la resiliencia de la red eléctrica en su conjunto.

Además, dentro del marco de eficiencia energética, se anticipa que este proyecto incorporará tecnología de vanguardia en los paneles solares. Estos paneles, concebidos para alcanzar altos rendimientos, prometen no solo eficiencia energética óptima, sino también un compromiso inquebrantable con la innovación. Esta adopción de tecnologías avanzadas no

solo posicionará al proyecto de manera destacada en el contexto del PNIEC, sino que también contribuirá al progreso tecnológico en el sector de la energía solar en España, consolidando así su papel como precursor de la innovación.

2.2 MARCO LEGISLATIVO

En España, existe una gran cantidad de leyes y decretos que aplican al ámbito de este proyecto, por ello, es importante ser consciente de los siguientes puntos recogidos de una publicación de Attolon Law (Attolon Law).

RD 1955/2000, que regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

RD 842/2002, que aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (REBT).

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, regula todo tipo de actividades destinadas al suministro de energía eléctrica. Esto incluye la generación, transporte, distribución, servicios de recarga, comercialización e intercambios. También la gestión económica y técnica del sistema.

RD 413/2014. Regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos.

RD 23/2020. Incluye medidas en materia de energía.

RD 1183/2020. Regula las condiciones de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

Circular de la CNMC 1/2021. Establece la metodología y condiciones del acceso y la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica.

Capítulo 3. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

En este capítulo, se realizará un estudio de las diferentes tecnologías que existen en el mercado para los paneles solares y para los sistemas auxiliares, que incluyen inversores y soportes.

3.1 TECNOLOGÍA SOLAR

El 90% de los paneles solares están compuestos, generalmente, por alguna variación del silicio (Muñoz, 2020). Según su fabricación se pueden distinguir las dos tipologías más comunes, que son paneles con células monocristalinas y células policristalinas. También existe una tercera, denominada de capa fina o “amorfa”, que es cada vez menos utilizada.

3.1.1 CÉLULAS MONOCRISTALINAS

La categoría que comprende las células monocristalinas se caracteriza por la apariencia distintiva de sus paneles, que exhiben un tono negro y esquinas redondeadas. Estas células son reconocidas por su eficiencia excepcional, ya que son fabricadas con silicio de alta pureza, como se puede ver en Ilustración 3: Célula Monocristalina. Esta característica singular las posiciona como la opción más eficiente en la conversión de la luz solar en electricidad. Su rendimiento superior las convierte en una elección ideal para instalaciones en áreas donde la radiación solar puede no ser muy elevada, proporcionando una fuente de energía confiable y constante.



Ilustración 3: Célula Monocristalina (fuente: <https://efitron.com/placa-solar-placas-solares/modulo-fotovoltaico-monocristalino-200-wp-en-36-celulas-munchen-solar.html>)

Además de su eficiencia, las células monocristalinas destacan por su durabilidad, con una vida útil que supera los 25 años. Este aspecto no solo implica una inversión a largo plazo, sino que también contribuye a la sostenibilidad y la reducción del impacto ambiental. A pesar de estas ventajas, es importante tener en cuenta que el costo inicial de las células monocristalinas suele ser más elevado en comparación con las policristalinas. Este incremento en el costo se debe, en parte, a la necesidad de utilizar una mayor cantidad de silicio durante el proceso de fabricación.

El proceso de producción de células monocristalinas implica la utilización de bloques de silicio en forma de cilindro. Para optimizar tanto la eficiencia como la rentabilidad, se realizan recortes en los cuatro lados de estos bloques, transformándolos en láminas. Este

enfoque busca maximizar la captura de energía solar mientras se gestiona de manera eficiente el uso de materiales. Vale la pena destacar que la distinción clave entre la tecnología monocristalina y policristalina radica en la composición del cristal, ya que las células monocristalinas están formadas por un único tipo de cristal de silicio, aportando una estructura más uniforme y eficiente.

3.1.2 CÉLULAS POLICRISTALINAS

Hasta el momento, la ventaja principal asociada a los paneles policristalinos radicaba en su coste más reducido, resultado de un proceso de producción más económico. Aunque, en términos generales, presentan una eficiencia inferior a los paneles monocristalinos, su atractivo residía en su asequibilidad. Sin embargo, es importante señalar que esta eficiencia máxima se sitúa en alrededor del 16%, cifra que se ve limitada por la menor cantidad de silicio que estas células incorporan en comparación con sus contrapartes monocristalinas. Un ejemplo de estos se ve en Ilustración 4: Célula Policristalina (fuente: <https://autosolar.es/panel-solar-12-voltios/panel-solar-160w-12v-policristalino-era>).



Ilustración 4: Célula Policristalina (fuente: <https://autosolar.es/panel-solar-12-voltios/panel-solar-160w-12v-policristalino-era>)

A pesar de su atractivo económico, los paneles policristalinos exhiben una menor tolerancia al calor, lo que resulta en una eficiencia disminuida en condiciones de altas temperaturas. Este aspecto puede afectar su rendimiento en regiones geográficas con climas más cálidos. Además, la eficiencia general de estos paneles se ve influida por la estructura cristalina formada a partir de obleas de silicio, las cuales son obtenidas mediante el corte de un bloque que contiene numerosos cristales más pequeños de este mineral.

El proceso de fabricación de las células policristalinas implica la utilización de obleas de silicio derivadas de cortar un bloque que contiene múltiples cristales pequeños. Esta técnica contribuye a su atractivo desde el punto de vista económico, pero al mismo tiempo, limita la eficiencia máxima que pueden alcanzar.

3.1.3 CAPA FINA

Los paneles de capa fina se caracterizan generalmente por una eficiencia que varía entre el 7% y el 13%. Su clasificación depende del material utilizado, pudiendo encontrarse paneles de capa fina de silicio amorfo, de telururo de cadmio, de cobre, galio, indio y selenio, así como células fotovoltaicas orgánicas. Surgieron como respuesta a la preocupación por la posible escasez de silicio y la consecuente interrupción en la producción de módulos fotovoltaicos. Además, su producción presenta costos inferiores, siendo esta una de sus principales ventajas. Aunque requieren más espacio para generar la misma cantidad de energía que los paneles monocristalinos o policristalinos, su atractivo precio compensa esta limitación.

A pesar de sus ventajas económicas, los paneles de capa fina han experimentado una disminución en su cuota de mercado debido a la notable reducción de precios en los paneles cristalinos. Aunque su implementación actual es relativamente reducida, aún conservan beneficios significativos. Por ejemplo, mantienen condiciones de trabajo favorables a altas temperaturas, lo que mejora su desempeño en entornos cálidos. Además, desde una perspectiva estética, estos paneles son atractivos, especialmente en aplicaciones

arquitectónicas, donde su diseño delgado y flexible puede integrarse de manera más versátil en diversas estructuras como se puede ver en Ilustración 5: Paneles de capa fina.

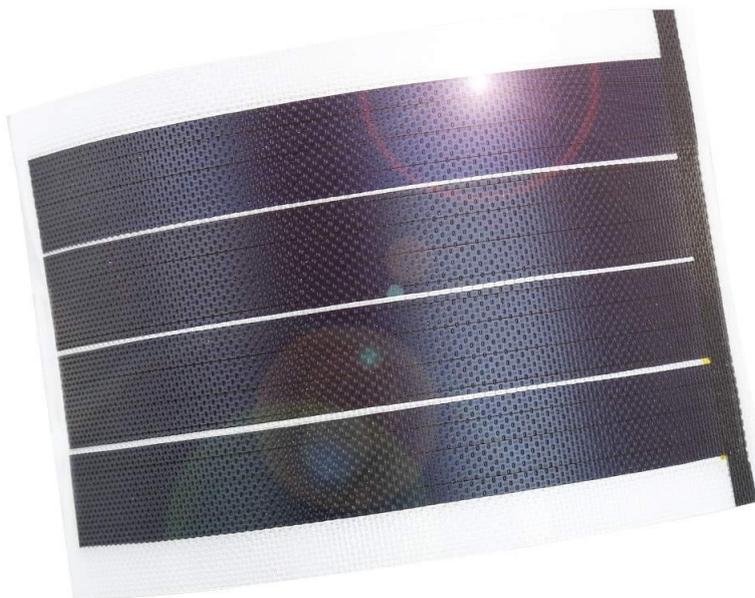


Ilustración 5: Paneles de capa fina (fuente: <https://www.amazon.es/jiang-fotovoltaiico-experimentaci%C3%B3n-cient%C3%ADfica-Transparente/dp/B07CWK3RK2>)

En resumen, la elección entre los paneles de capa fina, células policristalinas y células monocristalinas implica considerar factores como eficiencia, espacio requerido, costos y aplicaciones específicas. A pesar de su menor presencia en el mercado actual, los paneles de capa fina siguen siendo una opción atractiva en ciertos contextos, aprovechando sus ventajas económicas y estéticas.

3.2 INVERSORES

Para el caso de una instalación conectada a red como la que se plantea en este proyecto existen tres tecnologías principales que se deben estudiar: inversores de cadena, microinversores y optimizadores de potencia (García Morán, 2022).

3.2.1 INVERSORES DE CADENA

En el caso de estos inversores, los paneles solares están interconectados en serie y agrupados en ramales en sistemas de energía fotovoltaica. Cada ramal se conecta a un único inversor solar, cuya función principal es transformar la corriente continua generada por los paneles en corriente alterna. Aunque el inversor string es una tecnología madura y probada que ha demostrado ser eficaz durante décadas, no resulta adecuado para todos los tipos de instalaciones.

El principio de funcionamiento del inversor string tiene limitaciones notables. Captura la cantidad de electricidad equivalente al panel menos eficiente en el ramal. Esto significa que, si un solo panel en el ramal se ve afectado por sombra, ya sea de manera estacionaria o en algún momento del día, la potencia de todo el ramal se reduce a la potencia del panel sombreado. Esta limitación hace que el inversor string no sea una solución ideal cuando los paneles están orientados en diversas direcciones o están sujetos a sombras.

Las sombras generadas por objetos circundantes representan una de las principales razones por las cuales un panel solar puede experimentar una disminución significativa, e incluso anulación, de su producción. Por ende, una solución efectiva para evitar áreas sombreadas en el techo es eliminar los objetos que causan sombras o evitar instalar paneles en esas zonas sombreadas. La consideración cuidadosa de la ubicación y orientación de los paneles en relación con las posibles sombras puede mejorar significativamente la eficiencia y el rendimiento general del sistema fotovoltaico.

3.2.2 MICROINVERSORES

Cada placa solar en un sistema equipado con microinversores se conecta de manera individual, con un microinversor instalado en cada una. Cada microinversor actúa como un convertidor autónomo, llevando a cabo la transformación de la corriente continua a corriente alterna directamente en el lugar, sin requerir que la corriente continua viaje hasta un centro de inversión, como sucede en el caso de los inversores string. Estos microinversores pueden estar integrados directamente en el panel solar o colocarse en proximidad, generalmente en la estructura metálica de soporte.

Los microinversores son más eficientes que los inversores string, y las instalaciones de placas solares que emplean esta tecnología continúan generando energía incluso si uno o dos de los paneles del sistema tienen un rendimiento inferior. Además, facilitan la supervisión individual del rendimiento de cada panel solar, lo que simplifica la identificación de problemas de producción si se presenta alguna anomalía.

A pesar de sus ventajas, los microinversores tienen algunas consideraciones importantes. Por un lado, su costo es mayor que el de un inversor de cadena, y su mantenimiento o reparación puede ser más complicado, ya que se encuentran en la cubierta. Es importante señalar que el precio de los microinversores se determina en conjunto, no individualmente, lo que influye en la evaluación global de costos y beneficios de esta tecnología en comparación con los inversores string.

3.2.3 OPTIMIZADORES DE POTENCIA

Al igual que los microinversores, los optimizadores de potencia son dispositivos instalados en la parte trasera de cada panel solar, permitiendo que cada panel funcione de manera independiente del resto de los módulos en su fila. Los optimizadores de potencia permiten la monitorización individual de cada panel solar, disminuyendo el impacto de las sombras en el rendimiento de la instalación solar fotovoltaica.

Sin embargo, a diferencia de los microinversores, los optimizadores de potencia no realizan la conversión de corriente continua a corriente alterna. Estos dispositivos actúan como convertidores de corriente continua a corriente continua, modificando el punto de operación en la curva I-V (Intensidad-Tensión) de los paneles que pueden estar sombreados, mientras que el resto continúa operando de manera inalterada. En otras palabras, los optimizadores de potencia siguen el MPPT (punto de máxima potencia) con voltaje fijo (V fija) en cada circuito, lo que facilita la uniformidad de las intensidades en el ramal conectado al inversor string. A pesar de la presencia de optimizadores, sigue siendo necesario utilizar un inversor central.

Las instalaciones que utilizan optimizadores son más económicas y presentan costos de mantenimiento más bajos. Estos dispositivos mejoran la eficiencia global de la instalación, ofreciendo la ventaja adicional de supervisar el rendimiento de cada panel de manera individual y mitigar los efectos de las sombras en el rendimiento general. A pesar de que una instalación con optimizadores de potencia tendrá un costo superior al de una con un inversor de cadena, sigue siendo una opción más asequible que la implementación de microinversores, con costos de mantenimiento más bajos.

3.3 SOPORTES

Dentro de este punto se van a analizar los dos tipos de soportes principales que se emplean en esta tecnología: Soportes fijos y Soportes móviles

En la actualidad, los paneles fijos constituyen la opción más ampliamente adoptada en proyectos de instalaciones solares. Estos paneles, habitualmente dispuestos en el suelo o sobre estructuras de cubierta, ofrecen una versatilidad destacada. Entre las opciones disponibles, las estructuras en forma de triángulo inclinado se presentan como la elección ideal para superficies planas, ya sea en suelo o en tejados planos. La flexibilidad de estas estructuras permite su instalación tanto como soportes independientes como en disposición de filas de módulos, adaptándose con eficacia a cualquier superficie disponible.

En contraste, los soportes móviles representan una alternativa más compleja, reservada principalmente para proyectos de gran envergadura, como los grandes parques solares. Estos sistemas móviles requieren un espacio considerable para su implementación y demandan un mantenimiento y supervisión constantes. La capacidad de realizar un seguimiento en uno o dos ejes, junto con la posible incorporación de sensores móviles, confiere a estas estructuras una eficiencia superior. Esta capacidad de seguimiento optimizado permite captar un mayor número de horas de sol a lo largo del día, maximizando así la eficiencia en la captación de energía solar y mejorando la producción general del sistema (AlbaSolar, 2022).

Capítulo 4. EMPLAZAMIENTO

En este capítulo se abordará todo el contexto relacionado con el emplazamiento seleccionado para la instalación de la planta solar del proyecto. Concretamente se estudiará la situación exacta del emplazamiento y el recurso solar disponible en la parcela seleccionada

En primer lugar, se ha concluido que la realización de este proyecto se localice en la meseta central puesto que, dadas las características geográficas, pueden tener fácil instalación y mantenimiento. Por concretar una zona, se ha elegido Castilla y León, ya que es una zona con grandes latifundios y dada la subida de los costes de agricultura, podría ser una buena actividad complementaria para los agricultores.

Para concretar más, se utilizará un mapa de radiación solar de Castilla y León (Ilustración 6: Radiación solar media anual en Castilla y León), y se escogerá algún punto dentro de la zona más oscura de la imagen (6,15-6,45 GJ/m² año).

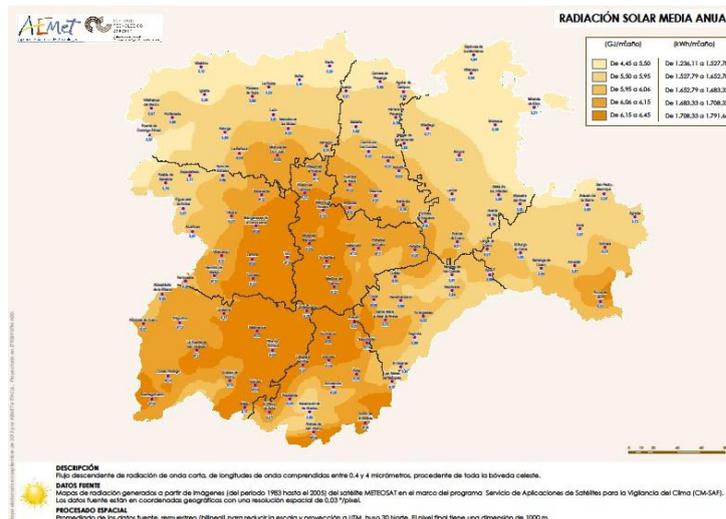


Ilustración 6: Radiación solar media anual en Castilla y León (fuente: AEMET)

Se decide que la zona de búsqueda sea cerca de la localidad de Fontiveros, ya que es uno de los puntos con una mayor radiación solar anual y existe una creciente inversión en

plantas solares en la zona. Además, cumple la necesidad de estar cerca de una subestación eléctrica, ya que existen subestaciones en la propia localidad y en la cercana localidad de Langa, como se puede ver en la Ilustración 7: detalle del mapa del sistema eléctrico ibérico, que viene del mapa con la leyenda apropiada en la Ilustración 8: mapa del sistema eléctrico ibérico 2015 (fuente: REE). Se conectará a la de Langa 15/132 kV, por lo que habrá que subir la tensión hasta 15 kV

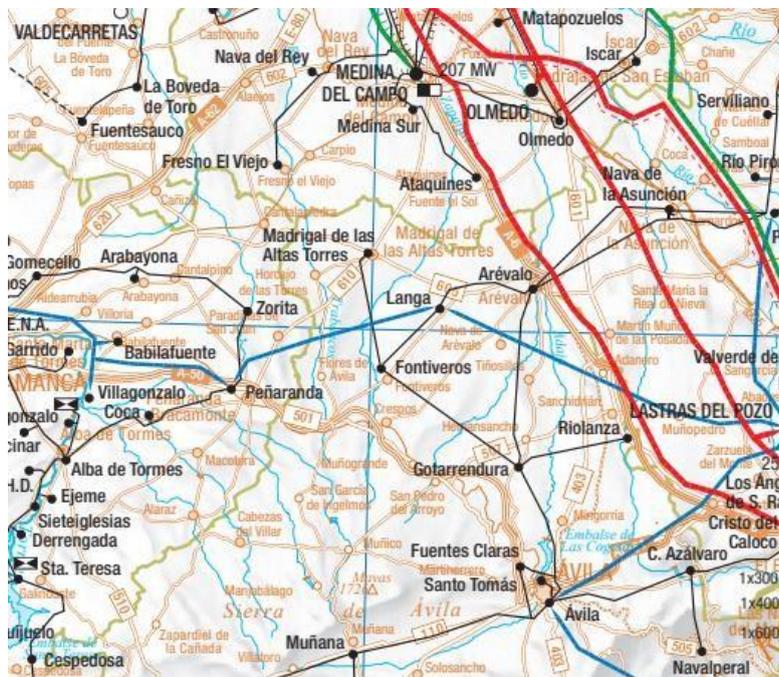


Ilustración 7: detalle del mapa del sistema eléctrico ibérico



Ilustración 8: mapa del sistema eléctrico ibérico 2015 (fuente: REE)

Teniendo clara el área de búsqueda, se buscará una parcela que tenga fácil acceso a la vía pública y a red. Por ello, se ha decidido usar la mitad de la parcela PRADO AYUSO, la cual, actualmente está dividida para uso agrícola y para uso de ganadería. El área que se quiere utilizar es el dedicado a la agricultura, ya que en la otra mitad se encuentran unos establos de ganado equino. La referencia catastral de la parcela es 05074A001000990000TL, como se puede apreciar en la Ilustración 9: Ubicación de la parcela y registro catastral. Concretamente, se instalará en el área superior, situada en el noroeste. El área de este espacio según el propietario es de 44.000 m².



Ilustración 9: Ubicación de la parcela y registro catastral

Capítulo 5. DISEÑO DE PLANTA

Teniendo clara la ubicación de la planta, solo queda escoger las tecnologías seleccionadas para este proyecto concreto de las explicadas en el capítulo 3, Descripción de las Tecnologías, así como decidir que componentes concretos se utilizarán para estos elementos principales. Con esto se podrá realizar un dimensionamiento del resto de componentes y un diseño exhaustivo de la planta.

5.1 COMPONENTES PRINCIPALES

En este punto se escogerá de entre las tecnologías descritas en el capítulo 3, Descripción de las Tecnologías para cada uno de los puntos abordados en dicho capítulo.

5.1.1 PANELES SOLARES

Los tres tipos principales de tecnologías para los paneles solares son las células monocristalinas, las células policristalinas y los de capa fina. Para este proyecto se decide emplear las células monocristalinas por su gran eficiencia ya que producirán más energía con la misma superficie.

En el mercado existen infinidad de fabricantes de paneles solares con una gran cantidad de potencias. Por ello se va a centrar la búsqueda en potencias comprendidas entre 450 y 500 W. A continuación se muestran una tabla comparativa (Tabla 1: Comparativa de paneles solares) entre una preselección de marcas punteras en el mercado.

	Panel 1	Panel 2	Panel 3
Fabricante	Astronergy	AE Solar TIER1 Company	JA Solar
Modelo	Astronergy 450W	AE Solar Aurora AE460MD-120	JA Solar 465W Half-Cut (JAM72S20-465/MR) Monocristalino Perc
Potencia nominal (W)	450	460	465
Tensión en circuito abierto (V)	49,05	42,6	50,15
Tensión Máxima (V)	41,32	35,6	42,43
Corriente cortocircuito (A)	11,37	13,67	11,49
Corriente Máxima (A)	10,96	12,92	10,96
Eficiencia (%)	20,7	21,35	20,9
Peso (Kg)	22,8	23,5	24,7
Dimensiones (mm)	2094 x 1038 x 30	1902 x 1133 x 30	2120 x 1052 x 35
Precio (€)	115,92	159,9	170,9
Precio por potencia (€/W)	0,26	0,35	0,37

Tabla 1: Comparativa de paneles solares

De acuerdo con la tabla comparativa, todos los paneles son bastante similares en características físicas. Por esto, la diferenciación se realizará mediante la eficiencia y el precio. Finalmente, se ha elegido el panel 2, AE Solar Aurora AE460MD-120 ya que es el que tiene una mejor eficiencia sin incurrir en el coste más elevado por vatio. Las características técnicas están en el ANEXO II Hojas de Características.

5.1.2 INVERSORES

Para la selección del inversor, se ha recurrido a la empresa Power Electronics, una de las principales del sector. Concretamente, el modelo FS1390 H 360VAC cuyas características están recogidas en la Tabla 2: Características del Inversor, que se ve a continuación.

	Inversor
Fabricante	Power Electronics
Modelo	Freesun FS 1390_H 360VAC
Potencia máxima DC (kW)	1668
Tensión máxima DC (V)	1000
Máxima Corriente DC (A)	2500
Rango Tensión MPPT (V)	565-820
Potencia máxima AC (kVA)	1390
Tensión nominal AC (V)	360
Eficiencia (%)	98,6
Precio (€)	119.440
Factor de potencia (Cos ϕ)	0,9

Tabla 2: Características del Inversor

El resto de las características se pueden ver en el ANEXO II Hojas de Características.

5.1.3 SOPORTES

Para los soportes, se ha optado por unos fijos ya que se espera que la utilización de esta planta sea prolongada en el tiempo y que sea una opción económica, por lo que otras alternativas más caras o con una perspectiva de utilización más corta se han desechado.

Teniendo esto en cuenta, se ha optado por las estructuras 35V de SUNFER. Estas ofrecen unos soportes de dos filas, compatibles con las dimensiones de los paneles elegidos. Además, ofrecen una gran variedad de inclinaciones y materiales perfectos para su función. Las características concretas están recogidas en el ANEXO II Hojas de Características.

5.2 DIMENSIONAMIENTO

Una vez habiendo elegido los componentes principales, se decide dimensionar el resto de las características propias de la instalación, las cuales incluyen la elección de la orientación de los módulos, la optimización de la parcela, la conexión de estos módulos y finalmente, la selección del transformador.

5.2.1 ORIENTACIÓN DE LOS MÓDULOS

Para poder caracterizar la orientación de los módulos es imprescindible tener en cuenta las características geográficas de la parcela, de forma que se puedan situar optimizando el recurso solar. Para ello, se deberán colocar los módulos de forma que abraquen todo el recorrido del sol a lo largo del día.

Basándonos en la Ilustración 9: Ubicación de la parcela y registro catastral, se puede suponer un ángulo de azimut de -45° , ya que es la desviación que tiene con el norte geográfico siguiendo como criterio de signos positivo el sentido horario. También es importante destacar la latitud de la ubicación, la cual es aproximadamente 41° ($40, 92^\circ$). Gracias a esta información, se sabe que se puede referenciar a la Ilustración 10: Salamanca 41° según Tabla 2 del Pliego de Cond. Téc. de Baja Temp. De esta se obtienen los límites de inclinación para el ángulo de Azimut para unas pérdidas menores al 10%, que serían de 7° y 42° aproximadamente.

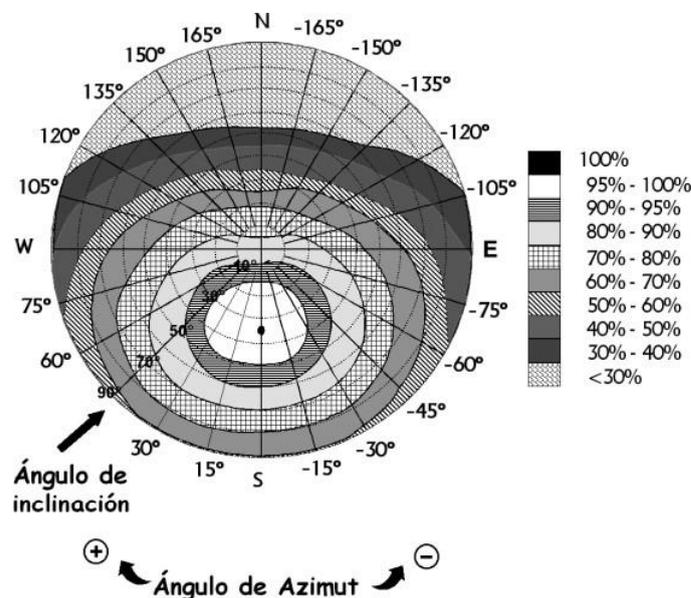


Ilustración 10: Salamanca 41° según Tabla 2 del Pliego de Cond. Téc. de Baja Temp. (IDAE)

Teniendo esto en cuenta, se optará por una inclinación de los módulos de 30° , al ser lo estándar para los soportes seleccionados. Con esta selección, se puede hacer la corrección

de la inclinación máxima y mínima, pero al estar la parcela en una latitud muy similar, la diferencia sería despreciable y asimilable al error de aproximación visual de las intersecciones en la Ilustración 10: Salamanca 41° según Tabla 2 del Pliego de Cond. Téc. de Baja Temp. (IDAE)

5.2.2 OPTIMIZACIÓN DE LA PARCELA

Para una correcta optimización de la parcela es indispensable garantizar al menos 4 horas de sol entorno al mediodía del solsticio de invierno. Para ello es indispensable calcular adecuadamente la distancia de separación entre los módulos mediante la Ecuación 1: Separación de módulos.

$$Distancia \geq \frac{Altura \ de \ los \ Módulos}{tg(61^{\circ} - Latitud \ de \ la \ parcela)}$$

Ecuación 1: Separación de módulos

Esta ecuación se puede resolver fácilmente ya que se conocen las características físicas de los módulos y los soportes, así como las características geográficas y catastrales de la parcela.

Para calcular la altura de los módulos hay que tener en cuenta la altura al suelo de los soportes (0,5 m), la inclinación de los soportes (30°), y las dimensiones de los paneles (1,902 m) en dos filas. De esta forma se obtiene una altura de los módulos de 2,402 m.

Con esta información junto con la latitud de la parcela (41°), se puede resolver la Ecuación 1: Separación de módulos, la cual da como resultado una distancia mínima de 6,6 metros entre soportes. Para garantizar esto, se instalarán a una distancia de 7 metros entre ellos. De separación lateral se dejarán 3 metros de forma que se pueda garantizar el fácil desplazamiento entre módulos y poder realizar cómodamente cualquier operación de mantenimiento en los paneles solares.

Teniendo esto en cuenta, se procede a calcular la ocupación de los módulos sobre la superficie de la parcela. Hay que destacar que los módulos tienen capacidad para 2 filas de paneles y hasta 6 columnas, así como la inclinación de estos.

Con estos datos, se realizarán los cálculos de las proyecciones. Para calcular el largo de los módulos de soporte se tendrá en cuenta el ancho de los seis paneles (1,133m) que lo conforman, por lo que se obtiene una longitud de 6,8 metros. Para calcular el ancho de los módulos se calculará la proyección horizontal de estos módulos teniendo en cuenta la inclinación de los módulos, de esta forma se obtiene una longitud de 3,29 metros.

Teniendo ya las dimensiones de los módulos, se procede a compararlos con las dimensiones de la parcela para poder calcular el número de módulos que se podrán instalar. Para ello se hará uso de la Ilustración 11: Zoom de la parcela. En esta se pueden encontrar dos zonas indicadas como 1 y 2 por su geometría.

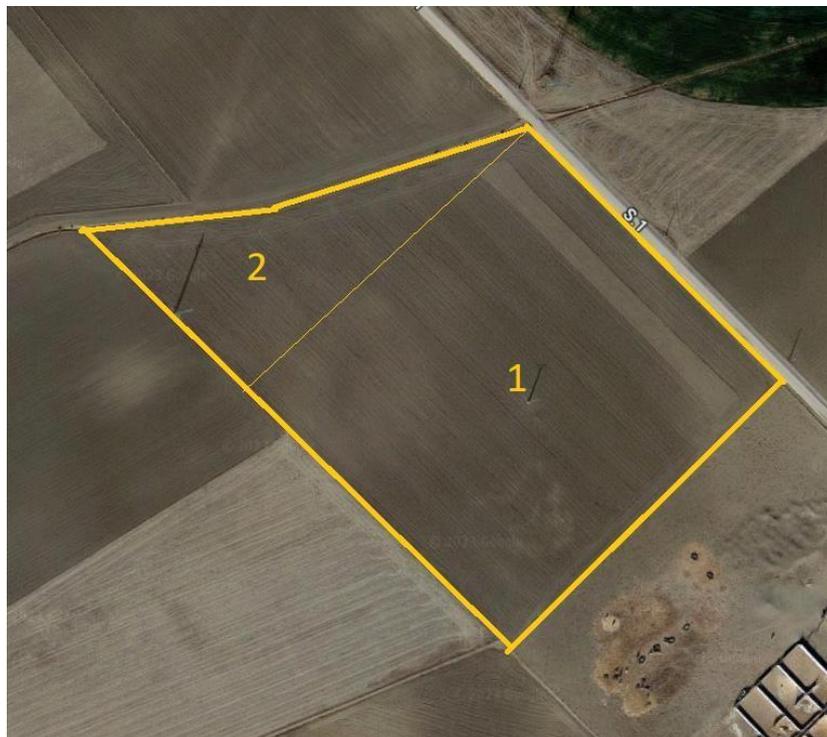


Ilustración 11: Zoom de la parcela (fuente: Google Maps)

La zona 1 es un cuadrado de 180 m de lado y la zona 2 se aproxima a un triángulo rectángulo de catetos de 180 y 129 metros. No obstante, en este punto, para hacer el cálculo se supondrá un rectángulo de 180 metros de ancho y 244,4 metros de largo. De esta forma se obtendrá una superficie igual para calcular el número de módulos posibles. También se calculará el número de módulos máximo y mínimo que se podrán instalar en los extremos para poder situarlos adecuadamente.

Realizando una sencilla división de las dimensiones anteriormente expuestas, se obtiene que se podrán disponer 18 filas de módulos (18,19). En lo relativo a columnas, el número medio de estas será de 24 (24,95). No obstante, en los extremos habrá 18 columnas (18,37) en el lado corto más cercano a la carretera y 31 (31,53) en el lado largo. Esto supone un monto total de 432 módulos y 5184 paneles. Conociendo la potencia nominal de los paneles, se puede suponer una potencia total de la planta de 2,385 MW.

5.2.3 CONEXIONADO DE LOS MÓDULOS

La conexión de los módulos tendrá que realizarse de acuerdo con la tensión de funcionamiento del inversor que esta entre 565V y 820V para poder garantizar un correcto funcionamiento independientemente de un rango de irradiación solar. No obstante, también es importante destacar que la tensión máxima permisible es de 1000V.

Por otro lado, se necesita la tensión máxima posible en el conexionado de módulos en serie para minimizar las pérdidas. La tensión máxima de los paneles según la hoja de características es de 35,6 V. También es importante tener en cuenta la tensión en circuito abierto es de 42,6 V. Teniendo estas dos tensiones, se dimensionará dividiendo la tensión máxima de funcionamiento del inversor entre la tensión máxima del panel y la máxima permisible entre la tensión en circuito abierto. De estas dos se elegirá las más pesimista para garantizar un correcto funcionamiento.

La división de 820 entre 35,6 da como resultado 23,03 paneles y la de 1000 entre 42,6 da como resultado 23,47 paneles. A modo de seguridad, se ha decidido calcular la división de la tensión máxima de funcionamiento del inversor entre la tensión de circuito abierto. El

resultado de esta división es de 19,25 paneles. Por esto, se decide realizar grupos de 19 paneles. Aunque logísticamente sea complicado por la distribución de 12 paneles por módulo soporte.

También hay que tener en cuenta que el inversor es de tipo string, por lo que permite un conexionado de hasta 40 cadenas MPPT (Maximum Power Point Tracker) y se encargará de avisar de un error y disminuir autónomamente la producción en caso de fallo o bajo rendimiento.

De cara a poder aprovechar las cadenas, se conectarán en paralelo para no superar la tensión máxima admisible de entrada al inversor. Tampoco se deberá sobrepasar la potencia máxima de entrada, la cuál es de 1668 kW. Para ello se dividirá esta potencia entre la potencia de las cadenas de 23 paneles, las cuales tienen una potencia combinada de 10,58 kW. Con esto, se podrían conectar 157,66 cadenas.

Teniendo en cuenta el límite de 40 cadenas por lo que se necesitarían 2 inversores, por lo que se conectarán 2603 y 2584 paneles a cada uno de los dos inversores en 136 y 137 cadenas, respectivamente.

5.2.4 ELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR Y SISTEMAS DE PROTECCIÓN

Dada la tensión de salida de los inversores (360 Vac) es importante utilizar un transformador que permita alcanzar la tensión de la subestación de Langa (15 kV).

Teniendo esto en cuenta, así como la potencia de salida de los inversores al conectarse los paneles, se decide utilizar dos subestaciones unitarias de 2000 kVA en 15 kV, de la empresa MVC / Rancagua, que transforma de BT/MT que harán la elevación final a 15 kV y a cada una de las cuales se les conectarán 3 inversores. Además, el uso de estas subestaciones incluye también los elementos de seguridad necesarios para un correcto funcionamiento de las mismas y que asegura el cumplimiento de la UNE. Los datos del transformador están recogidos en la Tabla 3: Datos del transformador, que se encuentra a continuación.

	Transformador
Fabricante	Adriática
Conexión	Dy1n
Tensión del devanado primario (kV)	15
Tensión del devanado secundario (V)	230-400
Potencia (kVA)	2000

Tabla 3: Datos del transformador

5.3 CABLEADO

En este apartado se dimensionará el cableado que se usará para realizar las conexiones de los paneles solares al inversor, de este al transformador y del transformador hasta la subestación de Langa.

Para la selección de conductores, tanto los de corriente continua como los de alterna, se ha optado por elegir al proveedor TopCable, líder mundial en fabricación de cables para instalaciones fotovoltaicas, para el cual posee un catálogo específico.

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

5.3.1 CABLEADO CORRIENTE CONTINUA

Para el cableado de corriente continua se utiliza el cable TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K 1,5/1,5 (1,8) kV DC, recomendado explícitamente por el fabricante anteriormente elegido y diseñado para cumplir los estándares EN 50618 y IEC 62930. Este cable está formado a partir de un conductor de cobre estañado, un aislamiento libre de halógenos y cubierta de goma con baja emisión de humos como indican en su propia web (TopCable, 2021).

También habrá que tener en cuenta la ITC-BT-40 para instalaciones generadoras del REBT, la cual indica que, los cables deberán estar dimensionados para una corriente superior o igual al 125% de la intensidad máxima del generador.

Antes de entrar en cálculos, se decide realizar este cálculo en dos tramos. El primer punto alcanzará de los paneles a unas cajas de conexiones de corriente continua y el segundo de estas a los inversores.

5.3.2 CÁLCULOS DE CORRIENTE CONTINUA

Antes de concretar se para los tramos indicados, se enumerarán las ecuaciones necesarias para poder concretar las características físicas de los conductores.

En primer lugar, es indispensable calcular la sección del cable, para lo cual se usa la Ecuación 2: Sección del cableado, expuesta a continuación

$$Sección = \frac{2 * Longitud_{Cable} * Intensidad_{Linea}}{Conductividad * Caída de Tensión máxima admisible}$$

Ecuación 2: Sección del cableado

De esta primera ecuación se descubren dos valores Tabulados y recogidos en el REBT. En primer lugar, la conductividad, la cual es el inverso de la resistividad, que es a 20°C $56 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$ en el caso del cobre, que es el material que nos interesa. No obstante, se deberá realizar un factor de corrección que depende de la temperatura exterior y viene explicado en la Ecuación 3: Cálculo de Resistividad, en la que el coeficiente de temperatura es de $0,00393 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ para el caso del cobre.

$$Conductividad_{cobre}(@Temperatura X) = \frac{1}{Resistividad (@20^\circ\text{C}) * (1 + Coef_{Temp} * (Temperatura X - 20^\circ))}$$

Ecuación 3: Cálculo de Resistividad

Viendo las características constructivas del cable escogido, la temperatura máxima que puede circular por él es de 120°C. Por esto, se tomará esta como el caso más desfavorable y se calculará la resistividad para esta casuística, siendo esta $41,66 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$.

Por otro lado, el valor de la caída de tensión máxima está recogidos en el REBT y se pueden encontrar en Tabla 4: Porcentajes de caídas de tensión admisibles

Sistema	Porcentaje de caída de tensión máxima	Porcentaje de caída de tensión recomendada
Paneles a regulador	3%	1%
Regulador a inversor	1%	0,50%

Tabla 4: Porcentajes de caídas de tensión admisibles

Finalmente, también se comprobará la temperatura no exceda la máxima del cable. Para esto se utilizará la Ecuación 4: Calculo de temperatura del conductor, donde la temperatura 0 se supondrán 20°C y la temperatura máxima será la ya expuesta de 120°C.

$$Temperatura_{Cond} = Temp_0 + (Temp_{max} - Temp_0) * \left(\frac{Intensidad_{Linea}}{Intensidad_{Max Cable}} \right)^2$$

Ecuación 4: Calculo de temperatura del conductor

El primer tramo consta de una intensidad de 12,92 A, por lo que aplicando el criterio del ITC-BT-40, se deberá dimensionar para una corriente de 16,15 A. También se deberá calcular la tensión que pasará por la línea, siendo esta 818,8V si se tienen en cuenta los cálculos del apartado Dimensionamiento dentro de este mismo capítulo.

Finalmente, también se necesitará calcular la distancia que deberán tener estos cables. Se tomará como mucho la distancia de 8 soportes más la separación entre ellos, puesto que cada caja consta de 38 líneas de un soporte y medio y se conectarán 57 paneles a cada caja. Por esto, cada caja optará a una cuadrado de 64 soportes del que será el centro. Esta longitud será, en el peor de los casos de 75,6 m.

Con esto datos y sustituyendo en la Ecuación 2: Sección del cableado, se obtiene una sección mínima del cable es de $7,13 \text{ mm}^2$. Con este dato, se compara con los valores que ofrece el cable y se selecciona el de 10 mm^2 de sección.

Teniendo claro el cable seleccionado se realiza el cálculo de la temperatura del conductor mediante la Ecuación 4: Cálculo de temperatura del conductor usando el valor de intensidad máxima del cable de la hoja de características, la cual son 98 A. Con estos datos, se obtiene una temperatura de $22,7 \text{ }^\circ\text{C}$, dentro de los valores permitidos.

Para el segundo tramo se tendrán en cuenta las intensidades de las líneas que se conectan en cada caja, que dan 490,96 A. Con el factor de seguridad que exige el ITC-BT-40, se obtiene una intensidad de 613,7 A. El voltaje volverá a ser 818,8V.

La longitud para el dimensionamiento de este cable volverá a ser pesimista y, pese a que se situará en el punto medio del lado largo, se entenderá como una longitud de 100 metros.

Sustituyendo de nuevo en la Ecuación 2: Sección del cableado con los nuevos datos se obtiene una sección de $359,77 \text{ mm}^2$. Con este dato, se compara con los valores que ofrece el cable y se descubre que no existe cable de ese modelo con esa sección. Por esto se opta por el modelo TOPSOLAR PV AL 1500V.

Como este nuevo cable es de aluminio en vez de cobre, se vuelve a la Ecuación 3: Cálculo de Resistividad, donde se utilizarán los coeficientes propios del aluminio ($0,00407 \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ y $35,71 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2}$), obteniendo una conductividad de $25,38 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2}$

Sustituyendo de nuevo en la Ecuación 2: Sección del cableado con los nuevos datos se obtiene una sección de $590,63 \text{ mm}^2$. Con este dato, se compara con los valores que ofrece el cable y se selecciona el de 630 mm^2 de sección.

Teniendo claro el cable seleccionado se realiza el cálculo de la temperatura del conductor mediante la Ecuación 4: Cálculo de temperatura del conductor usando el valor de

intensidad máxima del cable de la hoja de características, la cual son 996 A. Con estos datos, se obtiene una temperatura de 44,3 °C, dentro de los valores permitidos.

5.3.3 CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA

Para el cableado de corriente alterna se dividirá en dos tramos de igual forma, no obstante, al situarse muy próximos inversores y transformadores, y por facilidades logísticas (la diferencia en metros del pedido sería despreciable y estará sobredimensionado de cara a su seguridad) se utilizará el mismo cableado que de los transformadores a la subestación de langa.

Para saber si se puede utilizar el cable TOPSOLAR PV AL 1500V, que ya se ha utilizado en el apartado anterior, se calculará la intensidad de los transformadores utilizando la ley de ohm en alterna, por lo que, con 15 kV y 2 MVA, se obtiene una intensidad de 77 A.

Dado que se decide enterrar los cables, no es necesario utilizar factor de corrección. Además, se está sujeto al ITC-06, por el cual se puede seleccionar sección y revestimiento recomendados, recogidos en Tabla 5: Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares de hasta 18/30 kV directamente enterrados (Tabla 6 ITC-BT 06).

Sección (mm ²)	Aluminio		
	XLPE	EPR	PVC
16	90	86	76
25	115	110	98
35	140	135	120
...		...	

Tabla 5: Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares de hasta 18/30 kV directamente enterrados (Tabla 6 ITC-BT 06)

A la vista de la Tabla 5: Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares de hasta 18/30 kV directamente enterrados (Tabla

6 ITC-BT 06), con la intensidad calculada y sabiendo que el revestimiento es de XLPE, se decide utilizar la sección de 16 mm².

Por otro lado, se procede a calcular, mediante el criterio de corriente de cortocircuito, la sección. Para ello se usa la Ecuación 5: Criterio corriente de cortocircuito. El coeficiente que depende de la naturaleza del conductor elegido (Aluminio con aislamiento XLPE) tomará el valor de 94 según la norma UNE 20460-4-43.

$$Intensidad_{Cortocircuito} = \frac{Coeficiente\ del\ conductor * Sección}{\sqrt{Tiempo_{Cortocircuito}}}$$

Ecuación 5: Criterio corriente de cortocircuito

De acuerdo a la normativa, para líneas inferiores a 36 kV, la intensidad de cortocircuito no debe superar los 25 kA durante un segundo, por lo que sustituyendo estos valores en la Ecuación 5: Criterio corriente de cortocircuito, se obtiene una sección de 265,95 mm², por lo que se elige la primera sección superior ofrecida por el fabricante, que es de 300 mm².

Por último, se tiene en cuenta el criterio de la caída de tensión, el cual no debería superar el 0,1% recomendado. Para esto se volverá a recurrir a la Ecuación 2: Sección del cableado. La intensidad que se usará es la de 77 A y la distancia a la subestación es de 10 Km. Con esto se obtiene una sección de 404,51 mm².

Al ser este último el más restrictivo, se escogerá esta sección y por consiguiente el cable de sección directamente mayor, 500 mm².

5.4 PUESTA A TIERRA

En este apartado se diseñarán los sistemas de conexión a tierra de baja y media tensión, que se detallan en los siguientes subapartados.

5.4.1 BAJA TENSIÓN

La zona de baja tensión recoge todo lo que se sitúa entre los paneles solares hasta los inversores. Para la puesta tierra de estos sistemas, se emplearán picas enterradas en el suelo conexas al neutro del sistema y a las estructuras con cables de cobre. Esta conexión deberá ser independiente de la compañía distribuidora como se especifica en el REBT.

Las picas serán de acero y tendrán un diámetro de 14,2 mm² y deberán estar a 1 metro de profundidad, tal y como especifica la ITC-BT-18.

La sección de los conductores se elegirá de acuerdo con la Tabla 6: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase. (Tabla 2 ITC-BT 18).

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

Tabla 6: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase. (Tabla 2 ITC-BT 18)

De esta tabla se puede extraer que la sección de los conductores será de 10 mm² en el caso de la zona entre los paneles y las cajas y de 315 mm² entre las cajas y los inversores.

5.4.2 MEDIA TENSIÓN

En la zona de media tensión deberá ponerse a tierra el centro de transformación de forma independiente conforme a la norma ITC-RAT-13. Esta se realizará mediante elementos de cobre enterrados, concretamente redondos de 20 mm de diámetro.

Para hacer una correcta instalación es necesario hallar las tensiones máximas de paso y la tensión de contacto. Para el cálculo de estas se emplearán la Ecuación 6: Cálculo de Tensión de Contacto y la Ecuación 7: Cálculo de Tensión de Paso. En estas se tendrá en cuenta que, según la norma ITC-RAT-13, la resistencia del calzado será de 2000Ω. También

es importante apuntar que la tensión de paso admisible es 10 veces la tensión admisible de contacto.

$$Tension_{Contacto} = Tension_{ContactoAdm} * \left(1 + \frac{\frac{Rest_{Calzado} + 1,5 * Resistividad_{Suelo}}{2}}{1000}\right)$$

Ecuación 6: Cálculo de Tensión de Contacto

$$Tension_{Paso} = Tension_{PasoAdm} * \left(1 + \frac{2 * Rest_{calzado} + 6 * Resistividad_{suelo}}{1000}\right)$$

Ecuación 7: Cálculo de Tensión de Paso

Para calcular las tensiones admisibles de paso y contacto, se recurrirá a la Ilustración 12: Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada en función de la duración de la falta, expuesta a continuación. En esta se puede ver que, considerando un tiempo de falta de 0,2 segundos, se obtiene una tensión admisible de contacto de 528 V.

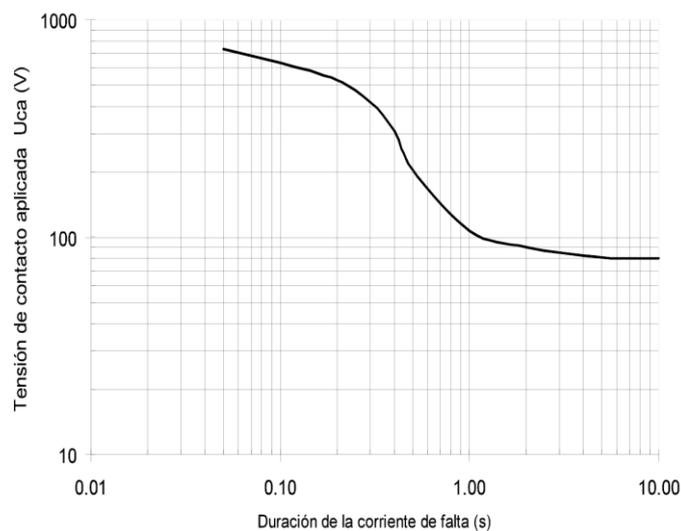


Ilustración 12: Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada en función de la duración de la falta (Fuente ITC-RAT-13, BOE)

Con este dato se obtiene una tensión admisible de paso de 5280 V. Con estos datos se obtiene una tensión de contacto de 42240 V y una tensión de paso de 1452 V.

Se deberá verificar que las tensiones de paso y contacto de la instalación son menores en el momento de construcción de la instalación.

5.5 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN, SECCIONAMIENTO Y CONEXIÓN A RED

En este apartado se estudiará la instalación de un centro de transformación para proteger, cortar y agrupar las líneas eléctricas. Allí, las líneas eléctricas se unirán en corriente alterna antes de dirigirse hacia la subestación eléctrica. Se proporcionará un centro prefabricado de hormigón compacto de superficie para facilitar la instalación y hacer que las tareas de mantenimiento y control sean fáciles y accesibles para los usuarios.

Para este fin se ha optado por el modelo EPH-XT-8410, del fabricante INAEL. Las características de este centro de transformación están concretadas en el ANEXO II Hojas de Características.

Destacar que se ha elegido un centro con dos celdas de entrada con transformadores de más de 1000kVAs por lo que la instalación de protección contará con una celda con un interruptor automático y otra con un fusible. También cuenta con una celda de salida, una de seccionamiento y una de medida.

La conexión de este centro a la estación de Langas ya ha sido dimensionada en el subapartado Cableado de corriente alterna.

Capítulo 6. EVALUACIÓN DEL SISTEMA

6.1 ANÁLISIS TÉCNICO

Para hacer un análisis correcto de la producción de la planta se realizará una simulación con el software PVSyst. No obstante, antes de esto se evaluará el recurso solar en la zona.

6.1.1 RECURSO SOLAR

Para entender el recurso solar hay que tener en cuenta sus componentes. Esta se divide en radiación solar directa, la radiación solar difusa y por último la radiación solar reflejada, también denominada radiación de albedo. Estas radiaciones vienen reflejadas en la Ilustración 13: Componentes de la radiación solar.

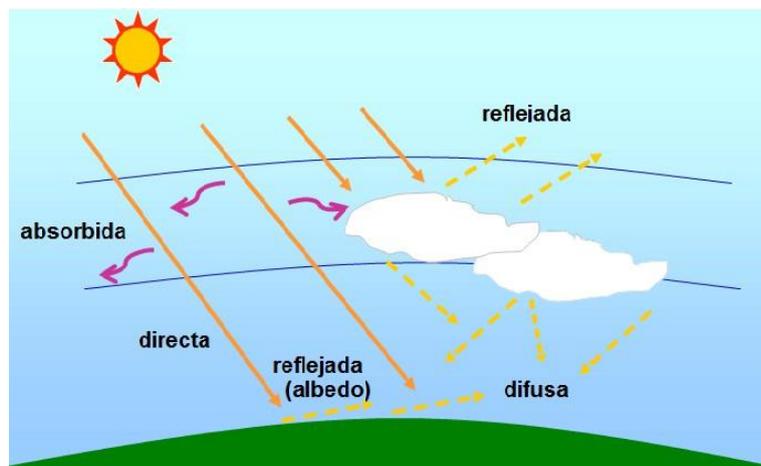


Ilustración 13: Componentes de la radiación solar (fuente SESLab)

La radiación directa es aquella que tiene una sola dirección de incidencia y no ha sufrido ninguna alteración. La radiación directa tiene la característica de poder ser concentrada.

Por el contrario, la radiación difusa es la radiación solar que ha cambiado de dirección debido a las reflexiones y refracciones que ocurre cuando atraviesa la atmósfera. No tiene una dirección de incidencia clara y, por lo tanto, no puede concentrarse.

Finalmente, la parte de la radiación que los elementos de la superficie terrestre reflejan se conoce como radiación reflejada. El coeficiente de reflexión o albedo de la superficie determinará el valor de esta reflexión. Por ejemplo, el coeficiente de reflexión de la nieve recién caída es 0,9, lo que indica que el 90% de la radiación llegada se refleja. En la otra orilla, podríamos encontrar el mar, que tiene un coeficiente de 0,1.

De esta forma, se puede concluir que la radiación solar o que se tiene en un punto de la superficie terrestre se conoce como la radiación global y es la suma de las tres componentes anteriormente expuestas, la radiación directa, la radiación reflejada y la radiación difusa (SESLab, 2015).

Conociendo esto, se recurre a la base de datos PVGIS (PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM) de la unión europea, para conocer los datos concretos del emplazamiento de la planta solar concretado anteriormente. Los resultados se encuentran en la Tabla 7: Irradiación solar Directa e Indirecta en el emplazamiento de la planta solar

	Irradiación Solar Directa [kWh/m ²]	Irradiación Solar Indirecta [kWh/m ²]
Enero	66,03	48,81
Febrero	82,05	51,78
Marzo	102,87	66,29
Abril	108,16	69,51
Mayo	124,07	71,32
Junio	136,76	66,79
Julio	157,02	51,99
Agosto	166,91	57,89
Septiembre	137,37	58,35
Octubre	102,07	59,14
Noviembre	66,17	50,69
Diciembre	68,18	47,13

Tabla 7: Irradiación solar Directa e Indirecta en el emplazamiento de la planta solar (fuente PVGIS)

También es importante tener en cuenta otro factor que condiciona la producción de energía solar y este es la trayectoria del sol en el lugar en diferentes épocas del año, es decir, la variación del ángulo de Azimut del sol y su altura.

Para concluir este parámetro, el software PVGIS ofrece una ilustración de la región de trabajo para la trayectoria solar reflejada en la Ilustración 14: Trayectoria del sol respecto al emplazamiento de la planta solar.

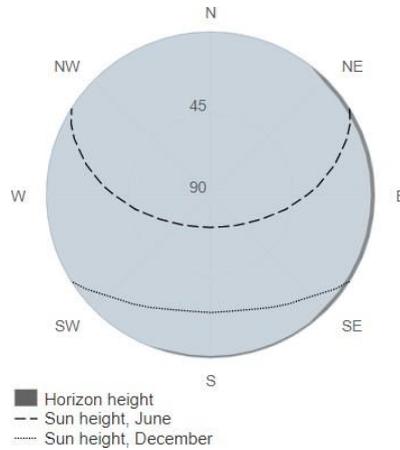


Ilustración 14: Trayectoria del sol respecto al emplazamiento de la planta solar (fuente: PVGIS)

6.1.2 SIMULACIÓN

Ya con todos los datos anteriormente recogidos, se puede proceder al uso de la herramienta de simulación PVSyst que va a permitir, de manera aproximada, conocer el funcionamiento del sistema, concentrándose en su producción y su rendimiento.

Este software necesita de varios parámetros característicos de la planta para llevar a cabo una simulación. Dentro de estos se encuentran la situación geográfica de la parcela en la que se va a instalar la planta, así como la orientación e inclinación de la instalación de los paneles solares. Finalmente, se deberán incluir las características técnicas de los paneles e inversor, así como los datos de conexión entre los mismos.

Una vez introducidos estos datos en el software, se deberá incluir en el mismo una información detallada de la situación climática, así como información sobre la irradiación solar en la zona.

Finalmente, con todos estos datos se ha obtenido una información más fidedigna de cómo va a ser el desempeño de la planta a nivel de resultados. Esto se compagina muy bien con los cálculos teóricos del Capítulo 5: Diseño de planta, que permiten una visión más

completa de la disposición de los distintos elementos de la planta, así como de su caracterización.

Al tratarse de una planta en un entorno rural donde se realizan labores de campo, se ha incluido un factor de pérdidas por suciedad anual de un 3%, valor recomendado por el software. Dado que se ha incluido una separación suficiente entre estructuras a la hora de realizar los cálculos para el diseño, como se muestra en el apartado Dimensionamiento, la simulación no ha incluido pérdidas por sombreado.

Con todo lo anteriormente expuesto, el software entrega un informe recogido en el ANEXO III Simulación. Los más destacables en este punto están recogidos en la Tabla 8: Resultados de generación y PR de la simulación de funcionamiento de la planta.

	Energía eléctrica entregada [MWh]	Índice de rendimiento
enero	86,9	0,87
febrero	111,5	0,86
marzo	162	0,85
abril	177,9	0,84
mayo	203,2	0,82
junio	211,3	0,8
julio	232	0,79
agosto	220,8	0,8
septiembre	175,8	0,81
octubre	139,5	0,83
noviembre	94,2	0,85
diciembre	74,7	0,87
Anual	1889,7	0,82

Tabla 8: Resultados de generación y PR de la simulación de funcionamiento de la planta

Como se puede ver en la tabla, la producción anual de la planta es de 1889,7 MWh y un índice de rendimiento de 0,82.

Es importante destacar de los datos expuestos que el rango de la producción es muy amplio (el mínimo es un 32% del máximo) entre el mínimo (74,7 MWh en diciembre) y el

máximo (232 MWh en julio) pese a encontrarse en estos puntos el máximo y el mínimo índice de rendimiento respectivamente.

Este índice de rendimiento es un dato muy útil que sirve para conocer la eficiencia y rendimiento de la planta. Este índice se calcula como una fracción porcentual entre la energía producida por la planta (en este caso obtenida según el software) y la energía teórica esperada. De esta forma, el índice de rendimiento da un ratio sobre la eficiencia teórica de la planta

Es importante destacar que este índice de rendimiento es un independiente de los factores geográficos de la planta, ya que al comparar la planta con sus resultados teóricos se elimina esta componente. De esta forma, este ratio permite comparar plantas entre sí, independientemente de sus tamaños y ubicaciones.

Evidentemente, el valor máximo de este índice sería un 100%. No obstante, este valor sería inalcanzable, debido a las pérdidas que se pueden experimentar en la generación como las pérdidas por el calentamiento en los módulos (lo cual justifica el peor índice en los meses de verano) o las pérdidas por suciedad.

Es por esto por lo que el valor del índice de estas plantas se suele encontrar en torno al 80 %. La planta del proyecto tiene un índice de rendimiento anual de 82,4 %, por lo que el rendimiento de la planta será satisfactorio.

Los valores exactos de la planta de los que se han extraído los valores reflejados en la Tabla 8: Resultados de generación y PR de la simulación de funcionamiento de la planta, se pueden encontrar en el informe exhaustivo de la simulación recogido en el ANEXO III Simulación.

6.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

Para llevar a cabo un correcto análisis económico se van a abordar diversos puntos en este subapartado. En primer lugar, se analizarán los gastos devengados de la instalación y puesta en marcha de la planta. Posteriormente, se hará una estimación de los ingresos de la planta durante el tiempo de explotación de la misma. A continuación, se expondrán las cuentas de resultados del proyecto para finalmente calcular la rentabilidad de la misma mediante algunos ratios como el TIR o el VAN.

6.2.1 GASTOS

En esta primera parte del análisis económico se analizarán los gastos en los que se incurren a la hora de construir la instalación (CAPEX) y los costes de operación de la misma (OPEX)

6.2.1.1 CAPEX

Los gastos de capital incurridos al iniciar o extender un proyecto se enumeran en el CAPEX (CAPital EXpenditure), también conocido como gastos de capital. Incluye la inversión inicial en activos físicos como construcción, equipos y maquinaria. Este cálculo se incluye en la Tabla 9: CAPEX del Proyecto. En este caso, un resumen detallado de dicho índice se encuentra en el ANEXO IV Cuadros de Cuentas.

CAPEX	
Coste Total de los Elementos	1.946.893,84 €
Total cableado	225.450,00 €
Total de Obra Civil	500.500,00 €
Subtotal	2.672.843,84 €
Otros (15%)	400.926,58 €
Total	3.073.770,42 €

Tabla 9: CAPEX del Proyecto

6.2.1.2 OPEX

El OPEX (OPERating EXpenditure), en contraste con el CAPEX, abarca los gastos operativos y continuos para garantizar que la planta funcione y mantenga su capacidad anualmente. Estos gastos son necesarios para garantizar que el sistema funcione correctamente todos los días. Los gastos de limpieza, reparaciones, personal, seguros y mantenimiento son otros gastos. Unos valores aproximados para estos están recogidos en la Tabla 10: OPEX del Proyecto.

OPEX	
Alquiler del terreno	4.800,00 €
Mantenimiento y Monitorización	18.500,00 €
Seguros, Seguridad, Tasas y Similares	35.750,00 €
Total	59.050,00 €

Tabla 10: OPEX del Proyecto

6.2.2 INGRESOS

En este subapartado se calcularán los ingresos generados por la planta solar que protagoniza este proyecto.

La principal fuente de ingresos de la planta será la venta de la energía generada, aunque también podría haber un pequeño porcentaje derivado de actividades secundarias como la actividad agrovoltaica. Para calcular el beneficio derivado de la venta de energía generada, es necesario conocer la tarifa que se paga por ella. Para calcular esta tarifa, se utilizan los datos de la subasta de electricidad del mercado diario de los últimos diez años para obtener un precio medio anual recogidos en la Tabla 11: Resultado Promedio del mercado intradiario en España.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Precio Total (€/MWh)	55,1	62,8	48,4	60,6	64,4	53,4	40,4	118,7	204,3	99,6

Tabla 11: Resultado Promedio del mercado intradiario en España (fuente REE)

Con dichos valores se calculan tres valores promedios para dar los valores que se usarán de referencia en tres escenarios, normal, optimista y pesimista. Estos valores se han hallado siguiendo unos criterios lógicos. El valor normal es la media de los últimos 10 años. El valor pesimista deshecha los valores “extremos” de 2021, 2022 y 2023. Finalmente, el valor optimista toma estos tres últimos años y 2020 para tener un valor que regule un poco el escenario. Estos valores están recogidos en la Tabla 12: Valor del precio de la energía en diferentes escenarios.

	Normal Media 10-23	Optimista Media 20-23	Pesimista Media 10-20
Precio Total (€/MWh)	80,77	115,75	55,01

Tabla 12: Valor del precio de la energía en diferentes escenarios

De ahora en adelante solo se mostrarán los valores en las tablas para el escenario normal. No obstante, se podrán encontrar todos los valores en el ANEXO IV Cuadros de Cuentas y se volverá a referenciar a estos escenarios en las conclusiones.

Una vez calculado el valor de la energía, también se tendrá en cuenta un crecimiento del 5% anual en este precio para contrarrestar la inflación.

Para calcular el precio se multiplicará el precio por la generación anual de la planta de acuerdo con el software PVSyst que se muestra en la Tabla 8: Resultados de generación y PR de la simulación de funcionamiento de la planta. Se hará una estimación a un horizonte de 25 años. Se estima que la producción global de la planta no será igual todos los años. Para esto, se ha supuesto un deterioro en la generación de un 1,5% el primer año y un 0,5% el resto de los años de utilización de la planta.

Finalmente, y para garantizar los valores obtenidos por el software de simulación, se supone que la irradiación será constante e igual a la media de los últimos años recogida en la Tabla 7: Irradiación solar Directa e Indirecta en el emplazamiento de la planta solar (fuente PVGIS).

Con todos estos datos se procede a realizar la Tabla 13: Previsión de ingresos en escenario normal para 25 años. Esta tabla recoge la expectativa de ingresos en un escenario normal.

Año	Producción Anual (kWh)	Precio de venta de la energía (€/MWh)	Ingresos (€)
2025	3716,68	80,77 €	300.196,24 €
2026	3660,93	84,81 €	310.477,96 €
2027	3642,63	89,05 €	324.371,85 €
2028	3624,41	93,50 €	338.887,49 €
2029	3606,29	98,18 €	354.052,71 €
2030	3588,26	103,09 €	369.896,57 €
2031	3570,32	108,24 €	386.449,44 €
2032	3552,47	113,65 €	403.743,05 €
2033	3534,70	119,33 €	421.810,55 €
2034	3517,03	125,30 €	440.686,58 €
2035	3499,44	131,57 €	460.407,30 €
2036	3481,95	138,14 €	481.010,53 €
2037	3464,54	145,05 €	502.535,75 €
2038	3447,21	152,30 €	525.024,22 €
2039	3429,98	159,92 €	548.519,06 €
2040	3412,83	167,92 €	573.065,28 €
2041	3395,76	176,31 €	598.709,96 €
2042	3378,79	185,13 €	625.502,23 €
2043	3361,89	194,38 €	653.493,45 €
2044	3345,08	204,10 €	682.737,28 €
2045	3328,36	214,31 €	713.289,78 €
2046	3311,72	225,02 €	745.209,49 €
2047	3295,16	236,27 €	778.557,62 €
2048	3278,68	248,09 €	813.398,07 €
2049	3262,29	260,49 €	849.797,64 €

Tabla 13: Previsión de ingresos en escenario normal para 25 años

6.2.3 CUENTAS DE RESULTADOS

6.2.3.1 Cuenta de Pérdidas y Ganancias simplificada

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Ingresos	300.196 €	310.478 €	324.372 €	338.887 €	354.053 €	369.897 €	386.449 €	403.743 €	421.811 €	440.687 €	460.407 €	481.011 €	502.536 €	525.024 €	548.519 €	573.065 €	598.710 €	625.502 €	
OPEX	59.050 €																		
EBITDA	241.146 €	251.428 €	265.322 €	279.837 €	295.003 €	310.847 €	327.399 €	344.693 €	362.761 €	381.637 €	401.357 €	421.961 €	443.486 €	465.974 €	489.469 €	514.015 €	539.660 €	566.452 €	
Amortización	122.951 €																		
EBIT	118.195 €	128.477 €	142.371 €	156.887 €	172.052 €	187.896 €	204.449 €	221.742 €	239.810 €	258.686 €	278.406 €	299.010 €	320.535 €	343.023 €	366.518 €	391.064 €	416.709 €	443.501 €	
Impuestos	29.549 €	32.119 €	35.593 €	39.222 €	43.013 €	46.974 €	51.112 €	55.436 €	59.952 €	64.671 €	69.602 €	74.752 €	80.134 €	85.756 €	91.630 €	97.766 €	104.177 €	110.875 €	
Resultado del ejercicio	88.647 €	96.358 €	106.778 €	117.665 €	129.039 €	140.922 €	153.336 €	166.307 €	179.857 €	194.014 €	208.805 €	224.257 €	240.401 €	257.268 €	274.889 €	293.298 €	312.532 €	332.626 €	
	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049												
	653.493 €	682.737 €	713.290 €	745.209 €	778.558 €	813.398 €	849.798 €												
	59.050 €	59.050 €	59.050 €	59.050 €	59.050 €	59.050 €	59.050 €												
	594.443 €	623.687 €	654.240 €	686.159 €	719.508 €	754.348 €	790.748 €												
	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €												
	471.493 €	500.736 €	531.289 €	563.209 €	596.557 €	631.397 €	667.797 €												
	117.873 €	125.184 €	132.822 €	140.802 €	149.139 €	157.849 €	166.949 €												
	353.619 €	375.552 €	398.467 €	422.407 €	447.418 €	473.548 €	500.848 €												

Tabla 14: Cuenta de Pérdidas y Ganancias Simplificado

6.2.3.2 Flujos de Caja

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Resultado del ejercicio		88.647 €	96.358 €	106.778 €	117.665 €	129.039 €	140.922 €	153.336 €	166.307 €	179.857 €	194.014 €	208.805 €	224.257 €	240.401 €	257.268 €	274.889 €	293.298 €	312.532 €
CAPEX	3.073.770 €																	
Amortización		122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €
Flujo de Caja Operativo	3.073.770 €	211.597 €	219.309 €	229.729 €	240.616 €	251.990 €	263.873 €	276.287 €	289.257 €	302.808 €	316.965 €	331.756 €	347.208 €	363.352 €	380.218 €	397.839 €	416.249 €	435.483 €
	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049										
	332.626 €	353.619 €	375.552 €	398.467 €	422.407 €	447.418 €	473.548 €	500.848 €										
	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €										
	455.577 €	476.570 €	498.503 €	521.418 €	545.357 €	570.368 €	596.499 €	623.798 €										

Tabla 15: Flujos de caja

6.2.4 RENTABILIDAD

Para calcular la rentabilidad de la planta se recurre al uso de ratios clásicos para este fin. Estos serán calcular el valor actual neto o VAN y la tasa interna de retorno o TIR. Además, se recurrirá a un ratio característico de las plantas solares como es el coste nivelado de la energía o LCOE (siglas de su traducción en inglés, Levelized Cost Of Energy).

En primer lugar, el VAN, sigue la fórmula recogida en la Ecuación 8: Cálculo del VAN. En esta se puede encontrar que se deben utilizar los valores de la

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Resultado del ejercicio		88.647 €	96.358 €	106.778 €	117.665 €	129.039 €	140.922 €	153.336 €	166.307 €	179.857 €	194.014 €	208.805 €	224.257 €	240.000 €
CAPEX	3.073.770 €													
Amortización		122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €
Flujo de Caja Operativo	3.073.770 €	211.597 €	219.309 €	229.729 €	240.616 €	251.990 €	263.873 €	276.287 €	289.257 €	302.808 €	316.965 €	331.756 €	347.208 €	363.000 €
<hr/>														
	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048							
	332.626 €	353.619 €	375.552 €	398.467 €	422.407 €	447.418 €	473.548 €							
	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €							
	455.577 €	476.570 €	498.503 €	521.418 €	545.357 €	570.368 €	596.499 €							

Tabla 15: Flujos de caja para poder cumplimentar adecuadamente los flujos de caja y la inversión inicial (El valor del flujo de caja en el año 0). También se encuentra una constante “K”, la cual hace referencia al interés exigido a la ecuación. En este caso se usará la que recomienda la IRENA para la energía fotovoltaica, cuyo valor es 5,1% en el caso de España (Santos, 2023).

$$VAN = -Inversión_{inicial} + \sum_{t=1}^n \frac{Flujo\ de\ caja_t}{(1 + K)^t}$$

Ecuación 8: Cálculo del VAN

En el caso del escenario normal se obtiene un valor de 1.597.905 €. Este valor del VAN es superior a 0 por lo que la inversión sería rentable con el tipo de interés propuesto. El resto de escenarios están recogidos en el ANEXO IV Cuadros de Cuentas y se detallan en el capítulo 7: Análisis de Resultados y Conclusiones.

Para el cálculo de la TIR se utilizará la Ecuación 8: Cálculo del VAN, solo que, en esta situación, el valor del VAN será 0 y la incógnita será el interés para el cual el valor actual de la inversión es 0. De esta forma queda recogido el proceso en la Ecuación 9: Cálculo de la TIR

$$0 = -Inversión_{Inicial} + \sum_{t=1}^n \frac{Flujo\ de\ caja_t}{(1 + TIR)^t}$$

Ecuación 9: Cálculo de la TIR

En el escenario normal, el valor de la TIR es de un 9,05%. Esto es superior a un 0, lo cual indica que existe un retorno positivo, siendo el tiempo de retorno 11,4 años. De la misma forma, la TIR es superior de lo esperado en este tipo de plantas. El resto de escenarios están recogidos en el ANEXO IV Cuadros de Cuentas y se detallan en el capítulo 7: Análisis de Resultados y Conclusiones.

Finalmente se calcula el LCOE. La fórmula para calcular el LCOE se expresa en la Ecuación 10: Cálculo del LCOE. Es importante destacar que este valor será constante en todos los escenarios ya que el coste de la planta y la producción son iguales en todos los casos.

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

Ecuación 10: Cálculo del LCOE

El resultado de esta cuenta es de 52,48 €/MWh. Un valor alto que se explica con materiales de primera calidad.

6.3 ANÁLISIS DE SOSTENIBILIDAD

En este apartado se llevará a cabo un estudio de la sostenibilidad de la planta. En una primera parte se analizará el impacto ambiental de la misma y posteriormente un análisis que refleje el alineamiento del proyecto con los objetivos de desarrollo sostenible de la Organización de las Naciones Unidas

6.3.1 ANÁLISIS DEL IMPACTO AMBIENTAL

Este subapartado va a plantear dos enfoques a la hora de abordar este tema. Un primero que se refiere a las emisiones evitadas, incluyendo el balance de emisiones que proporciona el software PVSyst. El segundo enfoque plantea que otras aplicaciones podrían agregarse a la planta de forma que se reduzca su huella de carbono.

6.3.1.1 Emisiones

En primer lugar, como ya se ha mencionado, se va a analizar el aporte de este proyecto a la descarbonización de la energía eléctrica. Este es un fin en sí mismo del proyecto puesto que es el motivo del desarrollo de este tipo de fuentes de energía renovables.

Este tipo de planta no producirá residuos durante los 25 años de vida estimada del proyecto. Es importante tener en cuenta que se deberá reciclar los componentes de la planta al final de su vida útil y la mayoría de ellos tendrán que ser procesados. Las estructuras, cables y conductores serán de fácil reciclaje puesto que están compuestas mayoritariamente de materiales metálicas.

Por otro lado, los módulos fotovoltaicos están hechos de materiales como silicio, aluminio, vidrio y plásticos, que pueden convertirse en desechos electrónicos o recuperarse para su reutilización.

No obstante, es importante destacar que, para la adquisición de los diversos componentes de la planta, así como para su transporte e instalación, se requiere la utilización de energía, la cual actualmente proviene de una planta de generación de energía que genera

gases de efecto invernadero. Lo que se conoce como huella de carbono es el volumen de gases de efecto invernadero emitidos durante la vida útil de un proyecto (incluso antes de que este exista para la obtención de sus componentes). Aunque no tiene por qué ser nula al comienzo, durante su vida útil se alcanza un neteo de emisiones debido a la generación de energía eléctrica limpia por la planta.

Todos estos parámetros están recogidos y se tienen en cuenta por el programa de simulación PVSyst, el cual ofrece una gráfica que muestra el balance de emisiones durante la vida útil del proyecto. Esta gráfica se muestra en la Ilustración 15: Balance de emisiones de CO₂.

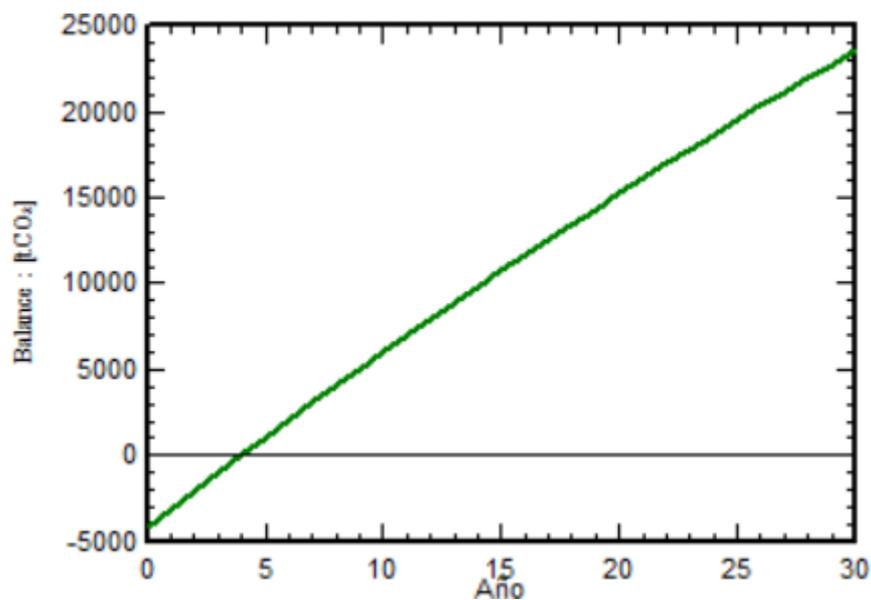


Ilustración 15: Balance de emisiones de CO₂

Como se puede ver en la gráfica, entorno al año 4 se consigue un balance neutro de emisiones de CO₂ provenientes de la construcción de la planta. También se puede ver como ese valor mejora constantemente en los 25 años supuestos en la instalación.

Los valores más destacados de la gráfica son las emisiones iniciales, que tienen un valor de 4.315,8 toneladas de CO₂. También es importante conocer el total de las emisiones

reemplazadas. Este valor se igual a 32.000,6 toneladas de CO₂. Finalmente se obtiene el total del balance de emisiones en la vida útil del proyecto. Este valor es de 23.579,6 toneladas de CO₂.

El resumen en detalle de estos datos se encuentra en el informe que se encuentra en el ANEXO III Simulación.

6.3.1.2 Aplicaciones Adicionales

En este apartado se analizará un posible enfoque para optimizar este tipo de plantas. Este enfoque es la aplicación de la energía agrovoltaica. Esto consiste en la combinación de la energía solar y la agricultura.

La energía agrovoltaica, también conocida como energía agrofotovoltaica, implica utilizar la misma área de tierra para generar energía solar y producir productos agrícolas. En otras palabras, los cultivos y los paneles solares comparten el mismo área. En 1981, Adolf Goetzberger y Armin Zastrow idearon esta técnica, pero no fue hasta la década pasada que comenzó a ser popular (Iberdrola).



Ilustración 16: Ejemplo de energía agrovoltaica (fuente Iberdrola)

En el caso de este proyecto, el uso actual de la parcela es el de agricultura, por lo que el propietario podría estar por la labor de cooperar con el proyecto e incluso llegar a un acuerdo con él para reducir el precio del alquiler de la parcela.

Este proceso se llevaría a cabo en el espacio entre los paneles que permite el tránsito de la maquinaria.

6.3.2 OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

En este apartado vamos a hablar de la alineación del proyecto con los objetivos de desarrollo sostenible, también conocidos como ODS, son una iniciativa global adoptada por las Naciones Unidas en septiembre de 2015 como parte de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible. Estos 17 objetivos representan un llamado universal a la acción para abordar los desafíos más apremiantes que enfrenta nuestro mundo y construir un futuro más equitativo, próspero y sostenible (ONU, 2015). Los 17 objetivos se pueden ver representados en la Ilustración 17: Objetivos de Desarrollo Sostenible que se presenta a continuación de estas líneas.




Ilustración 17: Objetivos de Desarrollo Sostenible (fuente ONU)

En el caso de este proyecto, este se encuentra en sintonía con 4 de los 17 objetivos de esta lista. Concretamente con el 7, Energía asequible y no contaminante, el 9, Industria innovación e infraestructura, el 12, Producción y consumo responsables y finalmente con el 13, Acción por el clima. El desarrollo del alineamiento con estos puntos viene recogido en las siguientes líneas.

- Objetivo de desarrollo sostenible 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna. El fin de este proyecto no es otro que aumentar la oferta de energía eléctrica renovable aprovechando las nuevas tecnologías, siempre y cuando sea viable.
- Objetivo de desarrollo sostenible 9: Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización sostenible y fomentar la innovación. Este proyecto espera construir infraestructura resiliente y moderna, aprovechándose de las nuevas tecnologías para conseguir un rendimiento óptimo en toda la vida útil del proyecto.

- Objetivo de desarrollo sostenible 12: Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles. Este proyecto espera utilizar la energía solar como fuente de producción, la cual es renovable y, como se ha visto en el subapartado de Emisiones, es sostenible en el tiempo al tener un balance positivo de CO₂.
- Objetivo de desarrollo sostenible 13: Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y efectos. Este proyecto ayudará a reducir las emisiones por producción de energía eléctrica ya que, como se ha mencionado en la explicación del objetivo 12, el balance de CO₂ es positivo en el tiempo de funcionamiento de la planta.

Capítulo 7. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES

En este proyecto se ha llevado a cabo un análisis exhaustivo de la viabilidad económica y técnica de un parque solar y se han podido extraer los siguientes resultados.

En primer lugar, en el análisis técnico y dimensionamiento de componentes se decidió optar por componentes de conexión, como los transformadores sobredimensionados para evitar cualquier problema por saturación de la red e incluso una posible expansión al tejado de las naves colindantes que también se encuentran en la misma parcela.

Se ha despreciado el cálculo de la potencia necesaria para el funcionamiento de los paneles por el motivo anterior y porque, ya que la potencia de la planta pico era ligeramente superior a la potencia de un transformador y se podría haber corregido con su potencia de funcionamiento, se ha optado por dividir en los transformadores la potencia del parque para aumentar la seguridad de cara a fallo o subidas de tensión. De esta forma, este valor es despreciable.

De cara al análisis económico, se ha optado por un análisis de tres escenarios. Pese a esto, se ha demostrado en las tablas recogidas en el ANEXO IV Cuadros de Cuentas, que esta planta sería viable en cualquier puesto que todos los VAN son superiores a 0 y todas las TIR son superiores al interés medio de España para este tipo de instalaciones.

Si que es cierto que el LCOE está en un valor elevado para las instalaciones fotovoltaicas. Esto implica que el coste de instalación y mantenimiento están siendo muy elevados para la potencia instalada. La conclusión que se puede extraer de esto es que no se ha escatimado en calidades y que algunos elementos sobredimensionados suben el presupuesto de la instalación.

Por todo esto, se puede concluir que la inversión en esta planta es muy lucrativa por los valores de los ratios de rentabilidad y que su instalación es muy importante de cara a reducir los gases de efecto invernadero y conseguir un mundo mejor.

Capítulo 8. BIBLIOGRAFÍA

Aleasoft Energy Forecasting (2020). “Historia de la fotovoltaica en España: desde sus inicios en 1984 a sus objetivos para 2030”. El periódico de la energía, enero 2020. <https://elperiodicodelaenergia.com/historia-de-la-fotovoltaica-en-espana-desde-sus-inicios-en-1984-a-sus-objetivos-para-2030/>

SolarPower Europe (2023). “NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLANS”. SolarPower Europe. <https://www.solarpowereurope.org/advocacy/national-energy-and-climate-plans>

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (2020). “PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA”. Madrid, España. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico

Muñoz, A. (2020) “Tecnologías y tipologías de paneles fotovoltaicos”. Solarfam, junio 2020. <https://solarfam.com/tecnologias-y-tipologias-de-paneles-fotovoltaicos/>

García Morán, D (2022). “Inversores Solares”. Sotysolar. Diciembre 2022. <https://sotysolar.es/blog/que-son-los-inversores-fotovoltaicos>

AlbaSolar (2022). “Tipos de soportes para paneles solares”. AlbaSolar Blog. Septiembre 2022. <https://albasolar.es/tipos-de-soportes-para-paneles-solares/>

Attolon Law. “La normativa solar en España (legislación fotovoltaica)”. Recuperado en octubre de 2023 de <https://attolonlaw.com/normativa-solar-en-espana-fotovoltaica/>

IDAE (2009). “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura”. Madrid, España. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

TopCable (2021). “Cables para instalaciones fotovoltaicas”. Recuperado en diciembre de 2023 de <https://www.topcable.com/blog-electric-cable/cables-para-instalaciones-fotovoltaicas/>

SESLab (2015). “Especialización en Sistemas Fotovoltaicos”. Cartago, Costa Rica. Tecnológico de Costa Rica.

Santos, B (2023). “En España, el coste de capital para la energía fotovoltaica a escala comercial es del 5,1%, según IRENA”. PV Magazine. Recuperado en enero de 2024 de <https://www.pv-magazine.es/2023/05/04/en-espana-el-coste-de-capital-para-la-energia-fotovoltaica-a-escala-comercial-es-del-51-segun-irena/>

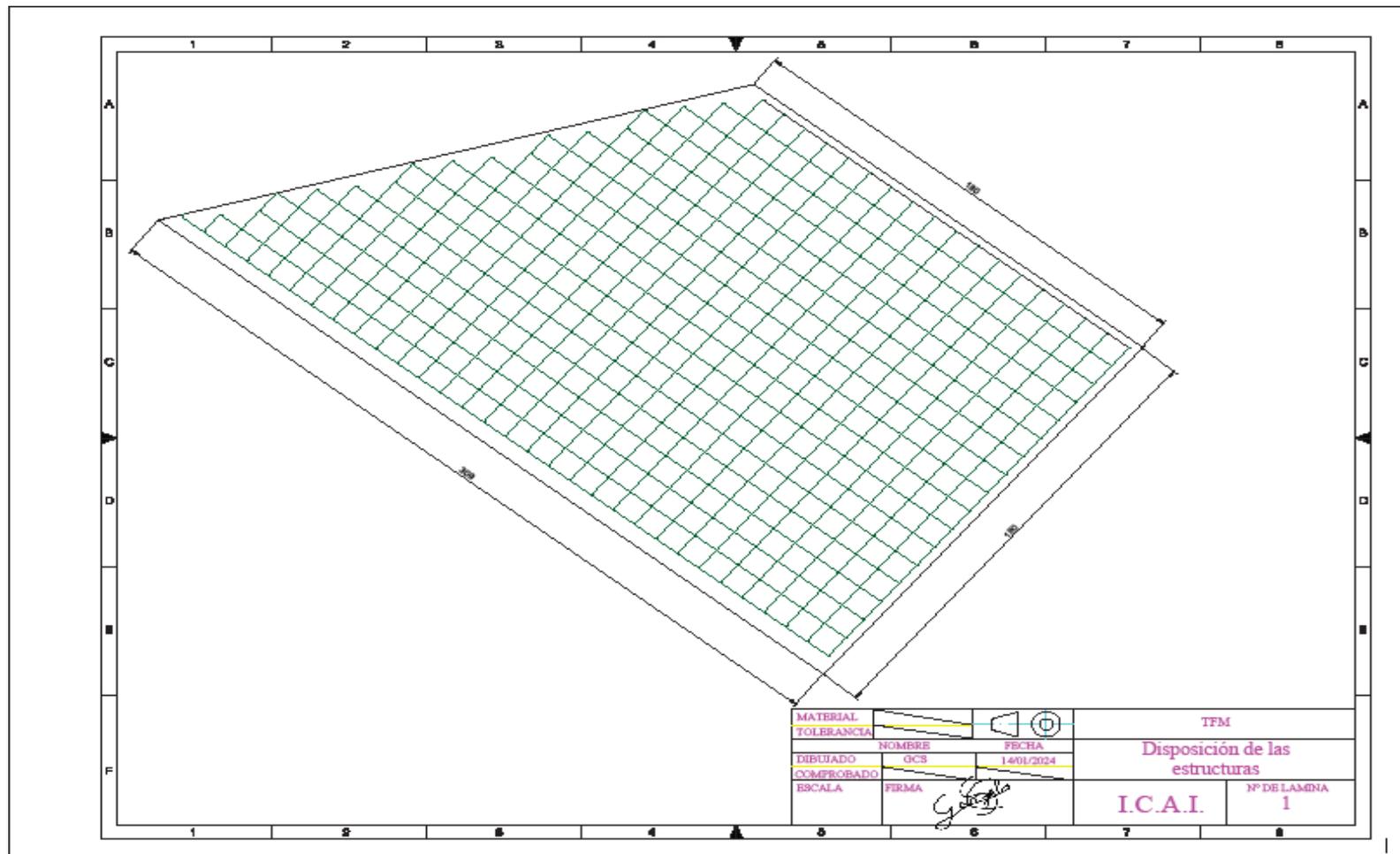
Iberdrola. “Energía agrovoltaica, cuando la agricultura y las renovables se dan la mano”. Iberdrola. Recuperado en enero de 2024 de <https://www.iberdrola.com/innovacion/energia-agrovoltaica>

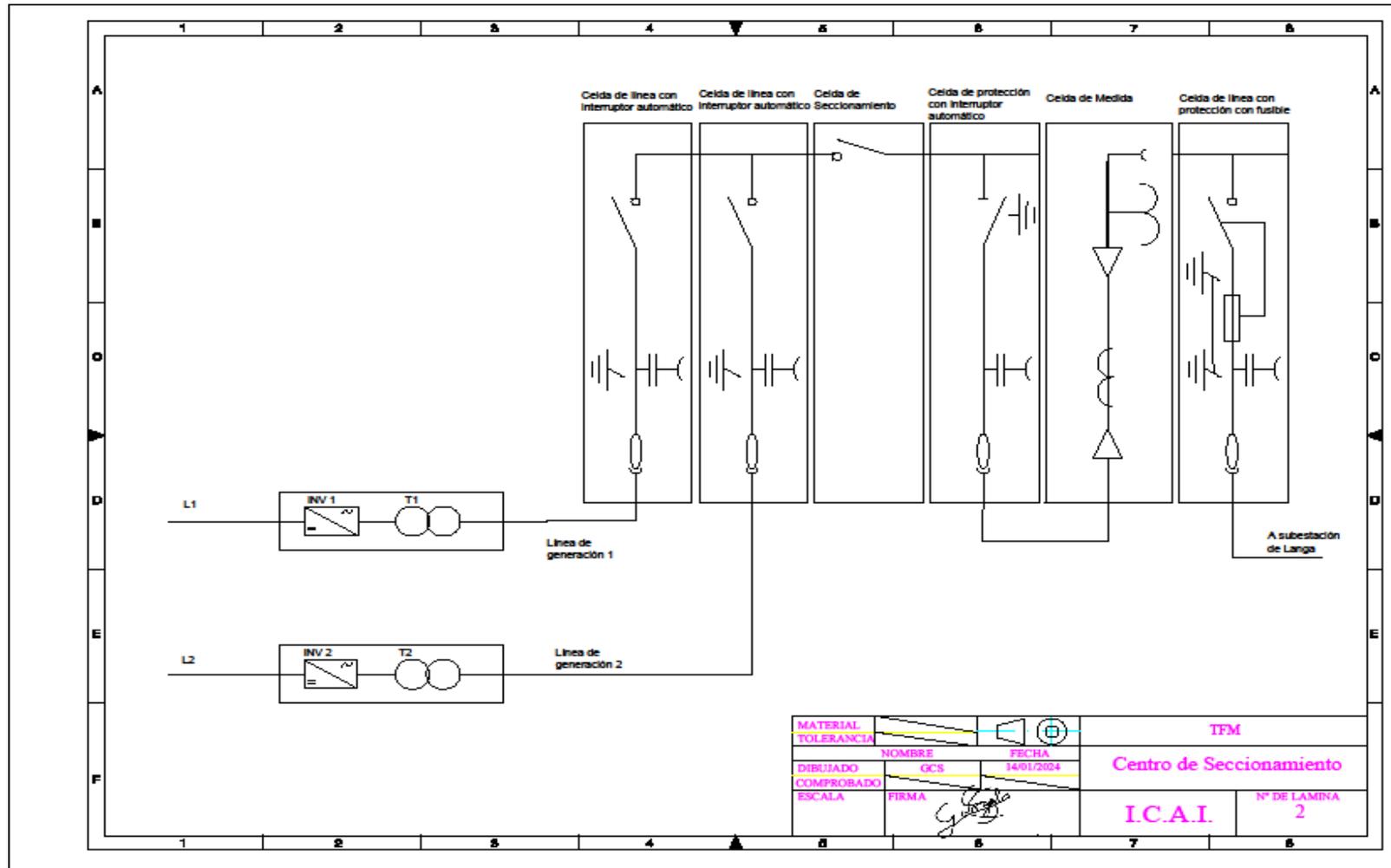
ONU (2015). “La Asamblea General adopta la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible”. Centro de noticias de la ONU, septiembre de 2015. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/2015/09/la-asamblea-general-adopta-la-agenda-2030-para-el-desarrollo-sostenible/>

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

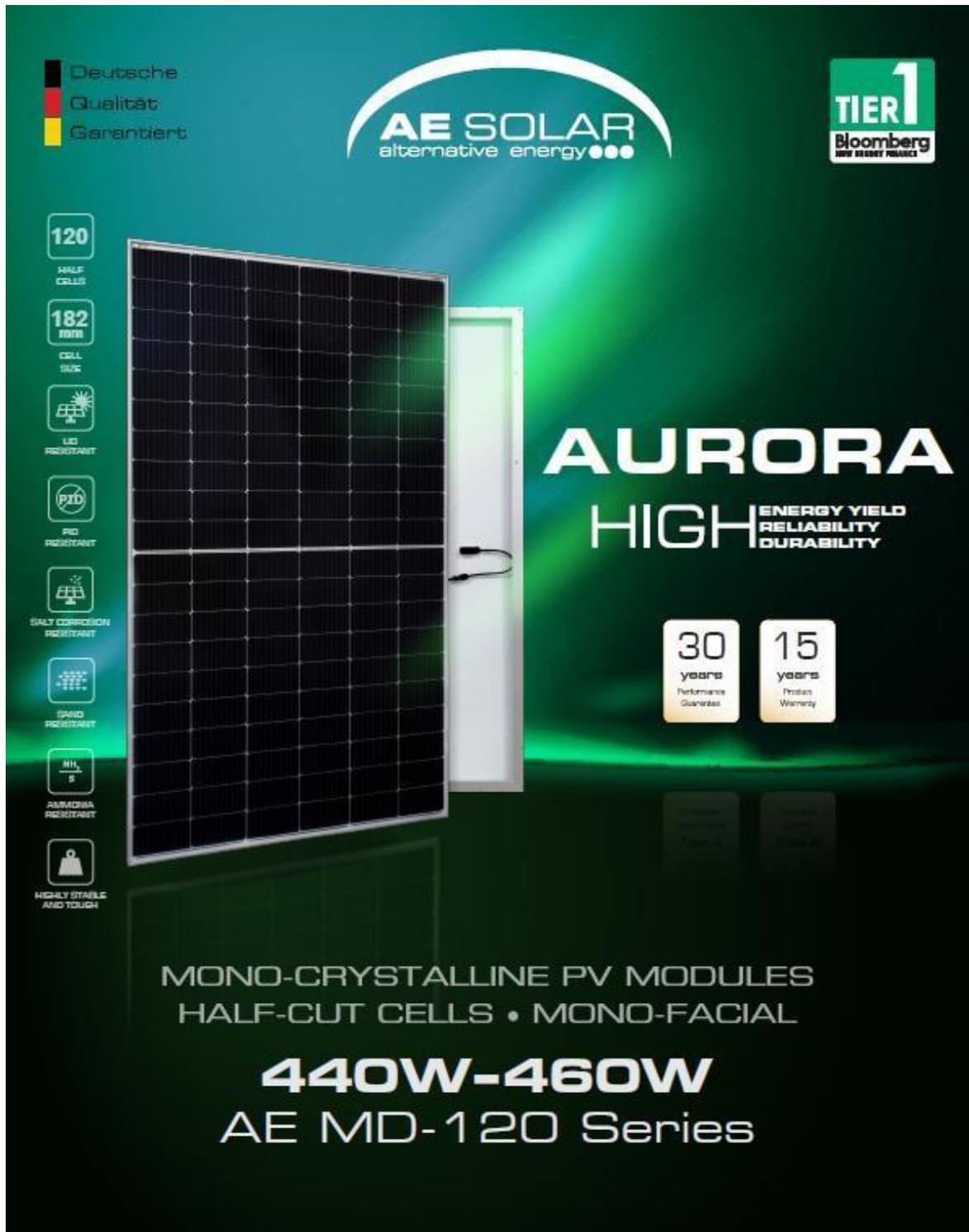
Sequeiro, A. (2023) “ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA”. Blog Sotysolar, septiembre 2023. https://sotysolar.es/blog/energia-fotovoltaica-espana#mcetoc_1gviv5o6ta

ANEXO I PLANOS





ANEXO II HOJAS DE CARACTERÍSTICAS



Deutsche Qualität Garantiert

AE SOLAR
alternative energy

TIER 1
Bloomberg
TOP PERFORMER

120 HALF CELLS

182 mm CELL SIZE

UV RESISTANT

PID RESISTANT

SALT CORROSION RESISTANT

SAND RESISTANT

NH₄S AMMONIA RESISTANT

HIGHLY STABLE AND TOUGH

AURORA
HIGH ENERGY YIELD
RELIABILITY
DURABILITY

30 years Performance Guarantee

15 years Product Warranty

MONO-CRYSTALLINE PV MODULES
HALF-CUT CELLS • MONO-FACIAL

440W-460W
AE MD-120 Series

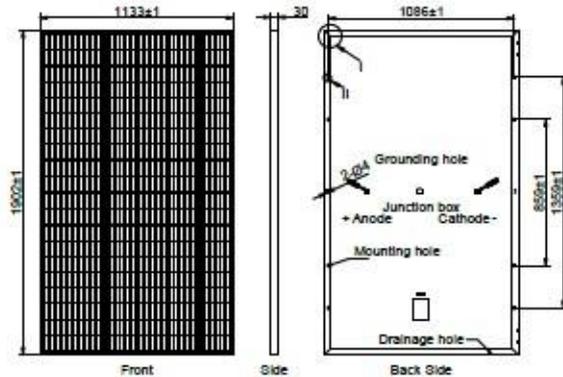


MONO-CRYSTALLINE PV MODULES
HALF-CUT CELLS • MONO-FACIAL

AE MD-120 Series 440W-460W

Mechanical and design specification

Cell type	Gallium-doped Mono c-Si PERC, Half-cut cells, 182 mm
No. of cells	120
Glass	3.2 mm, high transmission, AR coated, tempered
Encapsulation	EVA
Back cover	White backsheet
Junction box	IP 68 rated
Frame	30 mm anodized Aluminium alloy
Cable	1 x 4 mm ² , 350 mm length or customized
Connectors	MC 4 / MC 4 compatible
Dimension	1902 mm x 1133 mm x 30 mm
Weight	23.5 kg
Hail resistance	Max. Ø 25 mm at 23 m/s
Wind load	2400 Pa/ 244 kg/ m ²
Mechanical load	5400 Pa/ 550 kg/ m ²



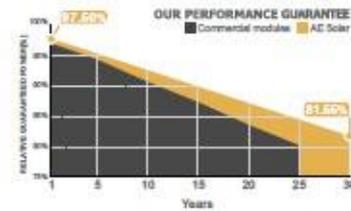
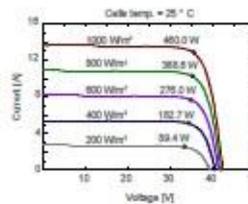
Packaging information

Packaging configuration	72 pcs / double pallet
Loading capacity	864 pcs / 40 HQ
Size / Pallet	1945 mm x 1140 mm x 2490 mm
Weight	1800 kg / double pallets



Temperature ratings

Operating temperature (°C)	-40 to +85
Temp. coefficient of P_{max} (%/°C)	-0.35
Temp. coefficient of V_{oc} (%/°C)	-0.275
Temp. coefficient of I_{sc} (%/°C)	0.045
Nom. operating temp. NOCT (°C)	45 ± 2



Electrical specifications (STC)*:	AE440MD-120	AE445MD-120	AE450MD-120	AE455MD-120	AE460MD-120
Nominal Max. Power P_{max} (Wp)	440	445	450	455	460
Maximum operating voltage V_{MPP} (V)	34.62	34.87	35.13	35.38	35.60
Maximum operating current I_{MPP} (A)	12.71	12.76	12.81	12.86	12.92
Open-circuit voltage V_{oc} (V)	41.35	41.66	41.98	42.29	42.60
Short-circuit current I_{sc} (A)	13.47	13.52	13.57	13.62	13.67
Module efficiency η (%)	20.42	20.65	20.88	21.11	21.35
Power tolerance (W)			0~+5		
Maximum system Voltage (V)			1500		
Maximum series fuse rating (A)			25		

*STC: Standard test conditions (Irradiance 1000 W/m², Cell temperature 25°C and air mass of AM1.5)

Electrical specifications (NMOT):	AE440MD-120	AE445MD-120	AE450MD-120	AE455MD-120	AE460MD-120
Nominal Max. Power P_{max} (Wp)	331	335	338	342	345
Maximum operating voltage V_{MPP} (V)	32.60	32.80	33.00	33.20	33.40
Maximum operating current I_{MPP} (A)	10.17	10.21	10.25	10.29	10.34
Open-circuit voltage V_{oc} (V)	38.80	39.00	39.20	39.40	39.60
Short-circuit current I_{sc} (A)	10.76	10.82	10.86	10.90	10.94

*NMOT: Normal Module Operating Temperature (Irradiance 800 W/m², Ambient temperature 20°C, air mass of AM1.5 and wind speed of 1 m/s)

The specifications and characteristics contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the product developments and uncertainty of measurement devices. The specifications included in the datasheet are subject to change without prior notice.



HEC Technical Characteristics

360VAC

		360VAC - MPPT range 565Vdc-820Vdc								
FREESUN HEC SERIES		FRAME 1 - FS		FRAME 2 - FS			FRAME 3 - FS			
NUMBER OF MODULES		2	3	4	5	6	7	8	9	10
FREESUN HE		0280_HH	0420_HH	0560_HH	0701_HH	0830_HH	0970_HH	1110_HH	1250_HH	1390_HH
OUTPUT	Nominal AC Output Power(kVA) ^[1]	280	420	560	700	830	970	1110	1250	1390
	Rated Output Power (+10%) (kVA) ^[2]	310	460	610	760	920	1070	1220	1380	1530
	Operating Grid Voltage(VAC)	360Vac (± 10%)								
	Operating Range, Grid Frequency	50Hz - 60Hz								
	Voltage Ripple, PV Voltage	< 3%								
	Current Harmonic Distortion (THDI)	< 3% at nominal power								
Power Factor (cosine phi)	0,90 leading ... 0,90 lagging adjustable									
INPUT	DC Voltage Range MPPT (VDC) ^[3]	565V-820V								
	Max. permissible DC voltage	1000V								
	Max. permissible DC current (A)	500A	750A	1000A	1250A	1500A	1750A	2000A	2250A	2500A
	Max. Recommended PV peak power (kWp) (+20%)	334	500	667	834	1001	1168	1334	1501	1668
	Nº of DC connections (per pole)	8	12	16	20	24	28	32	36	40
	Max. cable section (mm²) ^[4]	240 mm²								
EFFICIENCY	Max. Efficiency Pac, nom (η)	98,6%		98,6%			98,6%			
	Euroeta(η)	98,2%		98,3%			98,4%			
	Californian efficiency(η)	98,0%		98,2%			98,2%			
	Max. Standby Consumption (Pnight)	< approx. 120W		< approx. 240W			< approx. 400W			
AUXILIARY SUPPLY	Control Power Supply	HE Series 3 x 400V, 50 / 60Hz, (BDEW, PO12,3 Inverters equipped with internal UPS)								
	Power Supply	HEC Series Internal 3x400VAC transformer (BDEW, PO12,3 Inverters equipped with internal UPS)								
	Max. Power Consumption	1400W		2760W			4600W			
CABINET	Dimensions (WxD) mm	HE Series 2100 x 2150 x 1020		HEC Series 3372 x 2150 x 1020			HEC Series 5260 x 2150 x 1020			
	Weight (kg)	HEC Series 2440 x 2270 x 1319		HEC Series 3712 x 2270 x 1319			HEC Series 5600 x 2270 x 1319			
		HEC Series 1650		HEC Series 2900			HEC Series 4500			
		HEC Series 1815		HEC Series 3190			HEC Series 4950			
ENVIRONMENT	Air Flow	Intake through rear lower part blow out through upper side								
	Type of ventilation	Forced								
	Degree of protection	HE Series Indoor IP21		HEC Series Outdoor IP54						
	Permissible Ambient Temperature ^[5]	-20°C ... +50°C								
	Relative Humidity	HE Series 10% to 95% Non condensing		HEC Series 4% to 100% Condensing						
CONTROL INTERFACE	Max. Altitude (above sea level) ^[6]	1000m >1000m power derating 1% Sn (kVA) per 100m								
	Noise level ^[7]	< 79 dBA								
	Communication	RS232 / RS485 / USB / Ethernet, (Modbus RTU Protocol, Modbus TCP/IP) Optional GSM/GPRS								
PROTECTIONS	Digital Inputs	2 programmable inputs, Galvanically isolated								
	Analogue Inputs	2 programmable and differential inputs: (0-20mA or ± 10mV to ± 10V) and PT100								
	String Supervisor Communication	RS485 / Modbus RTU								
	Digital Outputs	2 electricaly-isolated programmable switched relays (250VAC, 8A or 30 VDC, 8A)								
	Analogue Outputs	1 Analogue Output galvanically isolated								
	Ground Fault Monitoring ^[8]	Standard built in								
PROTECTIONS	Heating Resistors	HEC Series		Optional			Standard			
	Emergency Stop	HEC Series		Optional			Standard			
	General AC on-load switch disconn.	HEC Series		Optional			Standard			
	AC contactor	HEC Series		Optional			Standard			
	AC Circuit Breaker	HEC Series		Optional			Standard			
	DC Motorized Circuit Breaker	HEC Series		Optional			Standard			
	General DC power switch	HEC Series		Optional			Standard			
	DC General Fuses	HEC Series		Optional			Standard			
	Overvoltage Protection	HEC Series		Optional			Standard			
	Lightning Protections	HEC Series		Optional			Standard			

NOTES

- [1] Values at 50°C.
- [2] Maximum ambient temperature 40°C.
- [3] Values at U05-Vac nominal and cosφ = 1.
- [4] Maximum DC cable section per connection and pole. The installer must also consider for the cable selection the factors such as length of cable for each installation, environmental conditions, aluminum conductors, installation methods and requirements set out in current regulations applicable in the country of installation.
- [5] Other characteristics consult with Power Electronics.
- [6] Sound pressure level at a distance of 1m from the rear part.
- [7] In cases where the installation has the positive pole or the negative pole earth connected, this protection will be disconnected.



- Soporte inclinado de 2 filas de módulos para terreno.
- Anclaje hincado.
- Disposición de los módulos: Vertical.
- Inclinación estándar 30°.
- Inclinaciones disponibles bajo pedido: 10°-15°-20°-25°-35°
- Altura libre en punto más desfavorable 500 mm.
- Válida para espesores de módulos de 28 hasta 40 mm.
- Kits disponibles de 4 hasta 12 módulos.
- Hincas incluidas solo en los kits.

Viento: Hasta 150 Km/h (Ver documento de velocidades del viento)

Materiales: Perfilera de aluminio EN AW 6005A T6
Tornillería de acero inoxidable A2-70
Hincas de acero S275 galvanizado en caliente por inmersión.

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

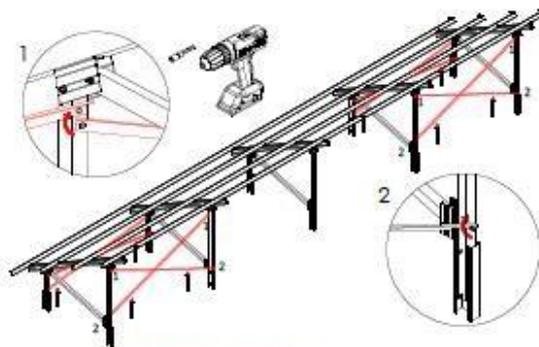
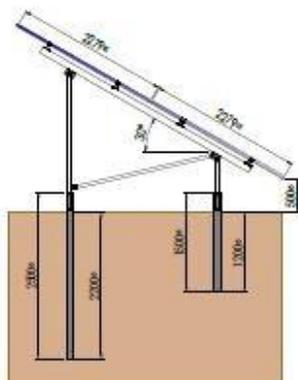
Se recomienda realizar un estudio geotécnico del terreno o ensayo de pull-out



Para módulos de hasta 2279x1150 - Sistema Kit

2279x1150 

 Carga de nieve: 40 kg/m²



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

Herramientas necesarias:



Seguridad:



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



R3-01/24

Velocidades de viento

Soporte inclinado para terreno para 2 filas de módulos. Hincado

35V
Sistema kit

 **SUNFER**



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

Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento						
Tamaño del módulo 	4	6	8	10	12	nº de módulos
2279x1150	150	150	110	150	130	Velocidad de viento km/h

Tabla 1 - Velocidades máximas de viento admisibles.

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

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

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

Marcado 
ES 19/86524



Innovation in energy storage

MG Master HV

- Technical specifications -

MGMHV800300 and MGMHV800500





Innovation in energy storage

Technical specifications

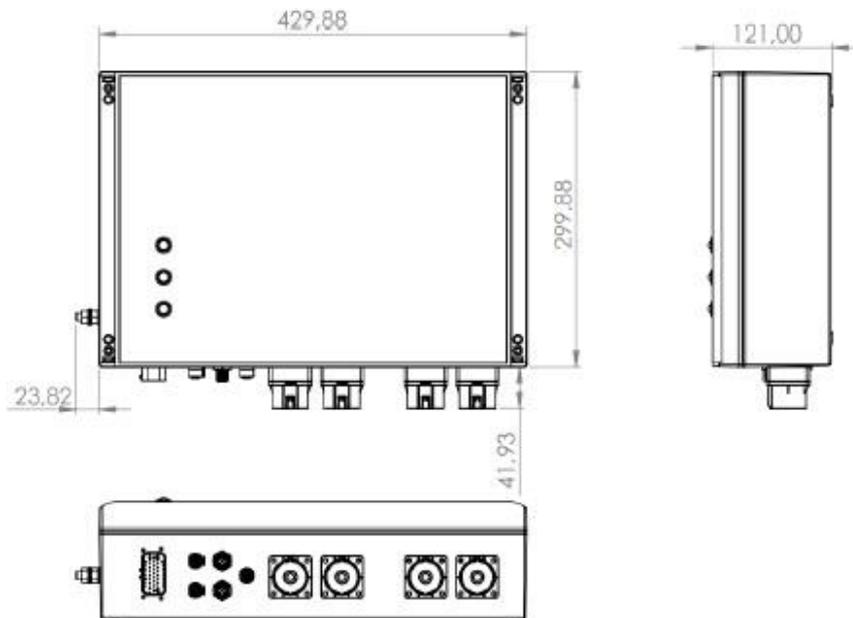
	MG Master HV 900V - 300 MGMHV800300	MG Master HV 900V - 500 MGMHV800500
Supply voltage	24 VDC (18 VDC to 32 VDC)	24 VDC (18 VDC to 32 VDC)
Supply current	2,5 A	2,5 A
Maximum HV voltage	900 VDC	900 VDC
Maximum HV current continuous	300 A	500 A
Weight	9,9 kg	9,9 kg
Dimensions (lxwxh)	430x329x121 mm	430x329x121 mm
Features		
Fuse	No, external fuse need to be added	No, external fuse need to be added
Integrated main contactors	2x contactor (in positive and negative HV line)	2x contactor (in positive and negative HV line)
Integrated pre-charge circuit	Yes	Yes
Event logging	Internal event logging memory	Internal event logging memory
Input/Output		
Emergency switch connection	Yes	Yes
Allow-to-charge (relay output)	Max. 30 VDC fused 1,5 A	Max. 30 VDC fused 1,5 A
Allow-to-discharge (relay output)	Max. 30 VDC fused 1,5 A	Max. 30 VDC fused 1,5 A
Programmable output (relay output)	Max. 30 VDC fused 1,5 A	Max. 30 VDC fused 1,5 A
Digital input 1	24 VDC, 5 mA	24 VDC, 5 mA
Digital input 2	24 VDC, 5 mA	24 VDC, 5 mA
Digital input 3	24 VDC, 5 mA	24 VDC, 5 mA
Environmental		
Operating temp. charge	-20 to +50 °C	-20 to +50 °C
Humidity	Max. 95% (non-condensing)	Max. 95% (non-condensing)
IP-Protection class	IP 65	IP 65
Connections		
Power connections	Amphenol PowerLok 300 series	Amphenol PowerLok 500 series
CAN-Bus connection (batteries)	2x M12	2x M12
CAN-Bus connection (aux.)	2x M12	2x M12
Diagnostic port (CAN-Bus)	1x M12	1x M12
Standards		
EMC: Emission	CISPR 16-2-1:2014, CISPR 16-2-3+A1+A2:2010	
EMC: Immunity	IEC 60533:2015, IEC 61000-4-2:2008, IEC 61000-4-3+A1+A2, IEC 61000-4-4:2012, IEC 61000-4-5:2014, IEC 61000-4-6:2013	
Approvals	DNV-GL, Lloyds in progress, IEC-EN62619	



Innovation in energy storage

Dimensions

Dimensions in mm.





Innovation in energy storage

Ordering information

There are two models of the MG Master HV. The MGMHV800500 and MGMHV800300.

	MGMHV800300	MGMHV800500
Connector series	Amphenol PowerLok® 300-Series	Amphenol PowerLok® 500-Series Or Amphenol PowerLok® 500 GEN2
Maximum current	300 A ¹	500 A ¹

¹ Maximum current is depending on the cross section of the connected battery cables.

The differences between the two models are the power connectors. The table below shows an overview of the connector types in relation with the models and the maximum current.

MGMHV800500– power connectors		
Brand	Amphenol PowerLok®	
Series	500 series	
	<i>Positive terminal (orange)</i>	<i>Negative terminal (black)</i>
Receptacle types (mounted on MG Master HV)	PL00X-501-10-M10 Or PL00X-501-10-M10-2	PL00Y-501-10-M10 Or PL00X-501-10-M10-2
Plug types	Over-molded cable assembly: PL10X-501-120: 350A PL10X-501-135: 400A PL10X-501-150: 500A Plug connector (GEN2 only): PL18X-501-70-2-5: 250A PL18X-501-95-2-5: 300A PL18X-501-120-2-5: 400A	Over-molded cable assembly: PL10Y-501-120: 350A PL10Y-501-135: 400A PL10Y-501-150: 500A Plug connector (GEN2 only): PL18Y-501-70-2-5: 250A PL18Y-501-95-2-5: 300A PL18Y-501-120-2-5: 400A
<ul style="list-style-type: none"> - HVIL type required. - Use only straight versions. - Over-molded cable assembly only. 		

MGMHV800300– power connectors		
Brand	Amphenol PowerLok®	
Series	300 series	
	<i>Positive terminal (orange)</i>	<i>Negative terminal (black)</i>
Receptacle types (mounted on MG Master HV)	PL00X-301-10-M10	PL00Y-301-10-M10
Plug types	Over-molded cable assembly: PL10X-301-35: 150A PL10X-301-50: 200A PL10X-301-70: 250A PL10X-301-95: 300A Plug connector: PL18X-301-35: 150A PL18X-301-50: 200A PL18X-301-70: 250A	Over-molded cable assembly: PL10Y-301-35: 150A PL10Y-301-50: 200A PL10Y-301-70: 250A PL10Y-301-95: 300A Plug connector: PL18Y-301-35: 150A PL18Y-301-50: 200A PL18Y-301-70: 250A
<ul style="list-style-type: none"> - HVIL type required. - Use only straight versions. 		

Subestacion Unitaria de 2000 KVA en 15 KV

Fecha: Diciembre de 2010

Empresa: MVC / Rancagua – 6° Región.

SUBESTACION UNITARIA de 2000 KVA en 15 KV

1) Características generales del conjunto de la subestación unitaria

La subestacion unitaria está formada por una celda de media tensión (MT), el transformador y una celda de baja tensión (BT), todo el conjunto para intemperie y montado en una base tipo patín (skid).

2) Características de la celda de media tensión (Entrada)

Celda tipo intemperie (IP65) construida en plancha de acero A37-24 de 2,5 mm. En su interior incorpora un desconectador fusible en SF6 clase 24 kV para operar bajo carga. Posee barras de entrada y salida para conexión de mufas con terminal plano, conectores a tierra de exterior e interior. El mecanismo de operación es independiente del operador, abriendo automáticamente si alguno de los fusibles actúa. Está equipado con contactos auxiliares, 2 NA / 2 NC y bobina de apertura (disparo) en 220 Vca. Diseño robusto y de alta seguridad que impide la conexión a puesta a tierra sin haber abierto (desenergizado) el seccionador principal. La puerta interior de acceso a los fusibles, tiene un enclavamiento que impide su acceso si el equipo se encuentra cerrado (energizado). Además incorpora un calefactor de 120 Watt operado por termostato. Las puertas de exterior e interior, tienen mirilla en vidrio templado de seguridad para inspección visual. El interior se ilumina con una lámpara tipo tortuga y 3 leds indicadores de tensión en la conexión de salida. La entrada y salida de cables es por su socalo inferior a través de tapas metálicas perforables, para instalación de prensaestopas y así asegurar su hermeticidad. Se le realizan en nuestro laboratorio, ensayos de

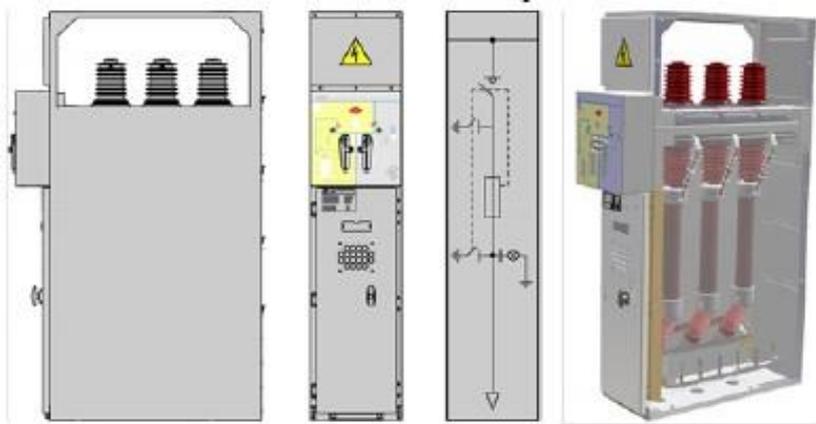
tensión aplicada, resistencia y simultaneidad de contactos, emitiendo certificado de pruebas y garantía de 30 meses.

La celda de media tensión cumple con las exigencias de diseño para intensidad nominal de 630 amperes y con las normas UNE 20135 e IEC 420, según las siguientes características:

- Marca: ADRIATICA (Italia)
- Tensión Nominal: 24 kV
- Modelo: ME6 – F3
- Intensidad nominal de corte en carga: 630 A.
- Corriente de cortocircuito (2 Seg.): 12.5 kA
- Fusibles percutores: 3 x 100 A (442 mm)
- Pararrayos: 3 x 15 kV; 10 kA;
- Entrada cables MT: Costado inferior
- Anclaje: En base, para radier
- Dimensiones aproximadas: 2300 x 1100 x 1150 mm
- Tres (3) Fusibles percutores incorporados al desconectador y tres (3) fusibles de repuestos, según publicación IEC-282 y dimensiones según norma SIN 44625.

Vista y composición del interruptor 24 kV interno:

- Barra principal
- Barra de tierra
- Ventana de inspección
- Interbloqueos mecánicos
- Seccionador de puesta a tierra
- Placa de identificación de la celda
- Esquema sinóptico
- Placa de secuencia de maniobras
- Bloqueo para candado
- Divisores capacitivos con señalización de luz piloto
- Contactos auxiliares
- Resistencia anti-condensación
- Iluminación interna
- Fusibles de M.T.
- Bobina de apertura (220 Vca)



Celda de media tensión insertada en el conjunto de la subestacion unitaria de 2000 KVA

3) Características del transformador con pérdidas normales:

- Potencia Natural: 2000 kVA. (ONAN)
- Clase: 15 kV
- Tensión primaria: 15000 Volts (entrada)
- Conexión primaria: Delta
- BIL Primario: 125 kV
- BIL Secundario: 30 kV
- Nº de fases: 3
- Grupo de conexión: Dy1n
- Impedancia: 6 % tolerancia $\pm 10\%$
- Voltaje secundario: 400 – 231 Volts (Salida)
- Conexión secundario: Estrella con neutro exterior
- Frecuencia: 50 Hz
- Tipo sellado: Hermético
- Elevación de temperatura: 65 °C
- Polaridad: Sustractiva
- Autorefrigerado en: Aceite mineral dieléctrico
- Derivaciones en el primario: $\pm 2,5\%$ y $\pm 5\%$
- Tensiones correspondientes: 15750-15375-15000-14625-14250 Volts.
- Altitud de trabajo: 2.300 m.s.n.m.
- Factor K: 1
- Refrigeración: ONAN
- Líquido refrigerante: Aceite mineral dieléctrico nafténico.
- Pérdidas totales: < 2%

El equipamiento considerado para el transformador es:

- Termómetro tipo dial para medir temperaturas actual y máxima del aceite, con contactos 2 N.A. y 2 N.C.

- Indicador magnético de nivel del aceite, con contactos 1 N.A. y 1 N.C.
- Válvula de sobrepresión de 7" con contactos 1 N.A. y 1 N.C.
- Relé de presión súbita con contactos 1 N.A. y 1 N.C.
- Manovacuómetro.
- Válvula de alivio de presión de ½".
- Válvula de drenaje y toma de muestra inferior, de 1".
- Válvula de filtrado en costado superior tipo bola de 1".
- Cambiador de taps de 5 posiciones, operación manual sin tensión.
- Caja de conexiones de relés Nema 4.
- Base inferior de subestación completa tipo Patín, anclable a radier.
- Cáncamos de izaje para la subestación completa.
- Cáncamos de izaje para extracción de la parte activa (bobinas y núcleo).
- Tapa superior de transformador extraíble.
- Placa de características inoxidable.
- Soporte para futuros ventiladores, en los costados de los radiadores.
- 2 Conexiones a tierra en costados opuestos.
- Niple de llenado de 1" en tapa superior.
- 4 Apoya gatas en esquinas del transformador.
- Incluye embalaje para transporte.

El diseño, construcción y pruebas del transformador es conforme a la publicación de la norma IEC 76 última edición además las normas ANSI C571290 y ANSI C571200.

El transformador lleva un tratamiento de arenado previo a la aplicación de la pintura antióxido epóxico en zinc (2 manos) y con una terminación en esmalte de poliuretano tipo intemperie (2 manos), color gris perla ANSI 61.

4) Característica de la celda de baja tensión (Salida)

La celda de baja tensión tipo intemperie IP 65, de similares características a la celda de media tensión (MT), constará con los siguientes elementos:

- 4 terminales de B.T. (fases 1, 2,3 + neutro), cableado al Interruptor General de B.T.
- 1 Interruptor al aire termomagnético (electrónico) regulable marca Hyundai de ~~3200~~ Amperes, ≥ 85 kA de ruptura, 415 Volts, con bobina de disparo y contactos auxiliares conectado a relés de protección del transformador, para integrar sistema de desconexión simultánea local y remota de M.T. y B.T.

- Conexiones de salida en pletina de cobre estañada, conectadas a 4 barras de distribución (X0, X1, X2, X3), con 10 perforaciones cada una, para conector de 500 MCM.
 - Medidor y analizador de red marca CIRCUTOR, para lecturas de variables eléctricas in-situ y a distancia, con panel de LCD de 4 líneas, con comunicación RS485 (protocolo Modbus RTU), con las siguientes características: Medidas trifásicas + neutro, medidas true RMS, display retroiluminado, entradas de corriente aisladas (ITF), medidas en 4 cuadrantes, alimentación en 230 Vca, comunicación RS-485, salidas con transistor, precisión de 0.5 %.
- Las variables eléctricas que mide son:

MAGNITMAGUD	UNIDAD	MAGNITMAGUD	UNIDAD
Tensión Simple	V	Cos ϕ	Cos ϕ
Tensión Compuesta	V	Máxima Demanda	Pd
Corriente	A	Corriente de Neutro	IN
Frecuencia	Hz	THD de Tensión	% THD – V
Potencia Activa	kW	THD de Corriente,	% THD – A
Potencia Reactiva L	kvarL	kWh (consumo y generación)	W-h
Potencia Reactiva C	kvarC	kvarh.L (consumo y generación)	W-h
Potencia Aparente	kVA	kvarh.C (consumo y generación)	W-h
Factor de Potencia	PF	kVAh (consumo y generación)	W-h

- La celda de baja tensión posee una lámpara tortuga interior, un calefactor de 120 Watt operado por termostato y una mirilla de vidrio templado para revisión de pantalla del analizador de red y revisión del estado del interruptor general.



IN AEL
creative energy



9

Centros de transformación
Transformer Substations
Postes de transformation



■ DIMENSIONES GENERALES
GENERAL DIMENSIONS
DIMENSIONS GENERALES

Familia de centro Building range Famille de centre	Tipos Types Type	Interiores(cm) Indoor(cm) Intérieures(cm)			Exteriores(cm) Outdoor(cm) Extérieures(cm)			Nº de trafos. Potencia max. Nº transf Max. power Nº trafa Puissance max.	Ancho zona transformador Transformer width zone Largeur zone transformateur	Peso aprox. (kg.) Weight aprox. (kg.) Poids aprox. (kg.)		
		Largo Lenght Longueur	Ancho Width Largeur	Alto Height Hauteur	Largo Lenght Longueur	Ancho Width Largeur	Alto Height Hauteur					
Centro de superficie Building or power station Centres de superficie	Maniobra Interior Indoor operation Manoeuvre Interieure	EPH-1T-3390	339			359			1/1000	12.070		
		EPH-1T-3900	390			410				13.880		
		EPH-1T-4250	425			445				15.540		
		EPH-1T-4800	480			500				17.610		
		EPH-1T-5900	590			610				21.550		
		EPH-1T-5900-3P	590			610				19.530		
		EPH-2T-5900	590			610				2/1000	19.310	
		EPH-1T-6410*	641			661				1/1000	23.450	
		EPH-2T-6410*	641	220	240	661	240	310		2/1000	160	21.220
		EPH-2T-7300	730			750				2/1000	24.680	
	Maniobra exterior Outdoor operation Manoeuvre exterieure	EPH-XT-8410*	841			861			1,2o3/1800	26.100		
		EPH-XT-8760*	876			896				26.930		
		EPH-XT-9110*	911			931				29.633		
		EPH-XT-9430*	943			963				30.670		
		EPH-XT-9810*	981			1001				31.377		
		EPH-XT-10160*	1016			1036				32.500		
		EPH-XT-10320*	1032			1052				33.010		
		EPH-XT-10670*	1067			1087				33.350		
		EPH-XT-11210*	1121			1141				35.860		
		EPH-BP	196	110	190	216	130	208		1/250	110	4.900
EPH-COMP	185	178	204	205	198	222	1/630	90	5.900			
EPH-CS							-	-	6.100			
Subterráneo ventilación vertical Underground vertical ventilation Sousterrains ventilation verticale	EPHS-1T-4250-VV	420			550			1/1000	136	23.500		
	EPHS-1T-6200-VV	620			650			2/1000		32.550		
	EPHS-2T-6200-VV	620	220	250	630	250	288	1/1000		25.500		
Subterráneo ventilación horizontal Underground horizontal ventilation sousterrains ventilation horizontale	EPHS-1T-4250-VH	420			630			1/1000	136	25.500		
	EPHS-1T-6200-VH	620			730			2/1000		34.550		
	EPHS-2T-6200-VH	620			810	330		2/1000		34.550		

* Modelos bajo pedido
X -> Centros de Transformación con 0, 1, 2, y 3 transformadores

* Delivery only under order
X -> Buildings with 0, 1, 2 and 3 power transformers

* Modèles sur commande
X -> Postes de transformation avec 0, 1, 2 et 3 transformateurs



■ CONFIGURACIONES ELECTRICAS
TYPICAL ELECTRICAL
CONFIGURATIONS ÉLECTRIQUES

Con maniobra Interior
With indoor operation
Manoeuvre Intérieure

ESQUEMA / DIAGRAM / SCHEMA		EDIFICIO / BUILDING / EDIFICE		
Denominación Dénomination	Tipo Type	DIMENSIONES PUERTAS Y REJILLAS / DIMENSIONS DOORS AND GRIDS / DIMENSIONS DES PORTES ET DES GRILLES		
		Tensión asignada / Tension / Voltage / Tension Assignée		
		24 kV	36 kV	
2L1P	EPH-1T-3.300	Puerta transformador Transformer door	1250 x 2100	1250 x 2290
3L1PA	EPH-1T-4.250	Porte transformateur		
2L2P	EPH-2T-5.900	Puerta entrada de personal Personnel door Porte d'entrée du personnel	900 x 2100	1250 x 2290
3L2P	EPH-2T-5.900			
1L1P+M	EPH-1T-4.250	Rejillas frontales Front grids Grilles frontales	1250 x 580	
1L+1PA+M+2P+2T	EPH-2T-6.410			
2L+1PA+M	EPH-1T-4.800			
3L+1PA+M	EPH-1T-5.900	Rejillas laterales Lateral grids Grilles latérales*	1500 x 850	
4L+1PA+M	EPH-1T-5.900			
3L+1PA+M+M+2P	EPH-2T-7.300			
3L+1PA	EPH5-1T-4200			
3L+2PA	EPH5-2T-6200			

*Bajo pedido, para transformadores >1000kVA. Deliver only under order for transformers >1000kVA. Sur commande, pour transformateur >1000kVA.

Configuraciones de centros con maniobra exterior
Configurations of substations with outdoor operation
Configurations de centres avec manoeuvre extérieure

ESQUEMA / DIAGRAM / SCHEMA		EDIFICIO / BUILDING / EDIFICE		
Denominación Dénomination	Tipo Type	Denominación Dénomination	Puerta M.T	Puerta B.T
			HV door Portam.T	L.V. Door Porte B.T
Transformador+Cuadro B.T Transformer+L.V.Panel Transformateur+cadre B.T.	EPH-SP	Bajo Poste Under Post Sous poteau	1 de 1000x970 1 de 1000x1290	970x970
2L1P+Transformador+Cuadro B.T 2L1P+Transformer+L.V.Panel 2L+1P+Transformateur+cadre B.T.	EPH-COMP/UF EPH-COMP/TB	Compacto Compact Compact	1188x1222 1256x1400	562x1222 544x1400
3L 4L 2L1P	EPH-CS	De seccionamiento, Maniobra o Reparto. Sectioning, Operational Distribution, Sectionnement, Manoeuvre ou Distribution	1800x1400	-



■ DIMENSIONES DE LA EXCAVACIÓN
DIGGING DIMENSIONS
DIMENSIONS DE L'EXCAVATION

Tipos Types Type	Ancho Width Largeur (cm)	Largo Length Longueur (cm)	Profundidad Height Profondeur (cm)	
EPH-TT-3900	325±50	445±50	62±4	
EPH-TT-3900		405±50		
EPH-TT-4250		530±50		
EPH-TT-4800		585±50		
EPH-TT-5000		695±50		
EPH-TT-5000-3P				
EPH-TT-5000		740±50		740±50
EPH-TT-6410				740±50
EPH-TT-6410				825±50
EPH-TT-7300				945±50
EPH-KT-8470				980±50
EPH-KT-8760				1015±50
EPH-KT-9110				1050±50
EPH-KT-9430				1085±50
EPH-KT-9810				1120±50
EPH-KT-10160				1137±50
EPH-KT-10320				1177±50
EPH-KT-10670				1226±50
EPH-KT-11210				300±50
EPH-8P				275±50
EPH-COMP	285±50	290±50		
EPH-CS	440±50	740±50	270±10	
EPHS-TT-6200-WV		940±50		
EPHS-TT-6200-WV		820±50		
EPHS-TT-6200-VH		1020±50		
EPHS-TT-6200-VH		1120±50		
EPHS-TT-6200-VH				
EPHS-TT-6200-VH		530±50		
EPHS-TT-6200-VH				

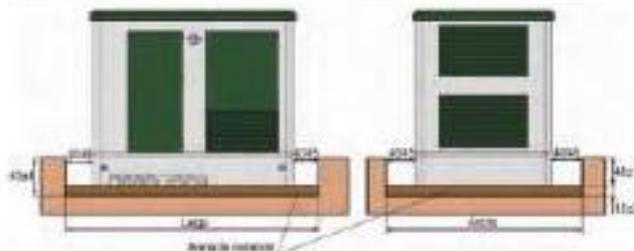
Para la instalación de los prefabricado de hormigón se requiere haber realizado previamente una excavación en el terreno de las dimensiones que se adjuntan. Se recomienda hacer una losa de hormigón armado cuando la resistencia del terreno sea inferior a 1kg/cm² o en terrenos donde haya probabilidad de aparición de acuíferos. En el fondo de la excavación se debe disponer siempre de un lecho de arena lavada y nivelada de 150mm de espesor mínimo. Se deberá prever el fácil acceso de un camión tipo góndola y una grúa para poder realizar la descarga sin presencia de obstáculos.

En aquellos casos en los que no haya un fácil acceso, se ruega consultar con fábrica.

For the installation of the concrete buildings an excavation has to be done previously with the dimensions of the drawings. A reinforced concrete slab is recommended when ground resistance is under 1 kg/cm² or areas with high probability of finding aquifers. The excavation must have a levelled washed sand bed with a minimum thickness of 150 mm. The assembly of the equipments in the building will be done in the factory. Remember we will need an access to the site of a 31 t truck and a crane to make the unloading.

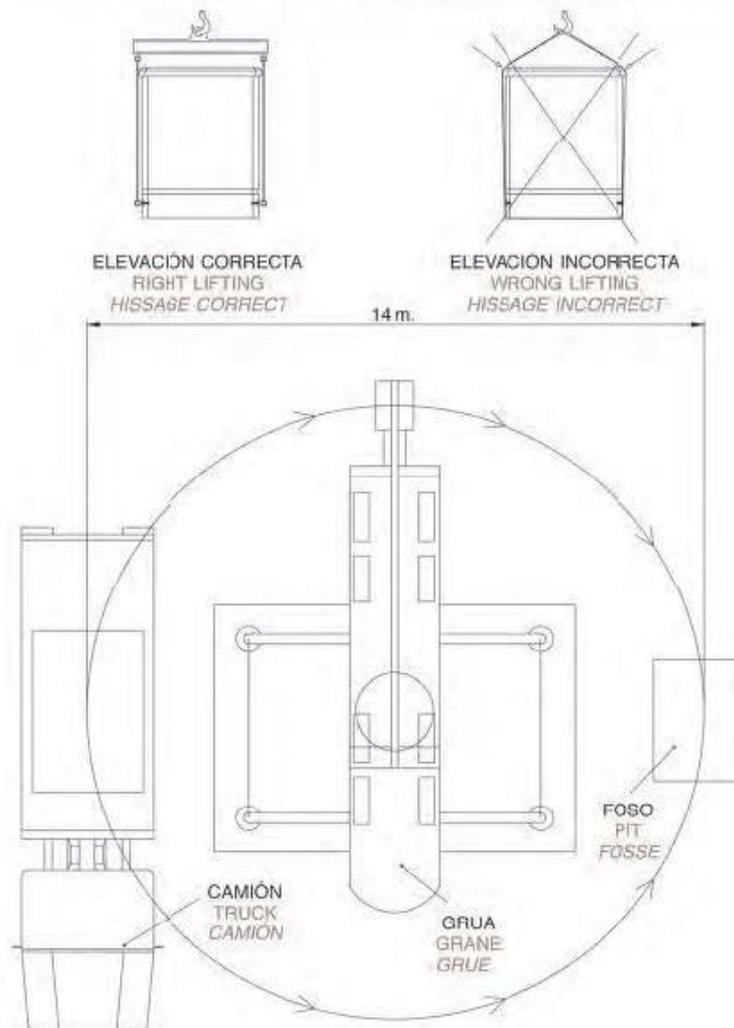
In those cases where there is no easy access, please consult with us.

Pour l'installation des postes prefabricés, il est nécessaire de réaliser au préalable une excavation sur le terrain avec les dimensions apportées. Il est recommandé de couler une plaque en béton armé lorsque la résistance du terrain est inférieure à 1kg/cm² ou quand le terrain est inondable. Sur le fond de l'excavation, il faudra placer un lit de sable lavé et nivelé d'une épaisseur de 150 mm minimum. Le montage du poste prefabricé eph se réalisera en usine. L'accès avec un camion de 31t et une grue pour la décharge sans présence d'obstacles, devront être prévus. En cas d'accès difficile, prière de consulter avec l'usine.



■ **ELEVACIÓN Y DESCARGA**
LIFTING AND UNLOADING
HISSAGE ET DECHARGE

IZADO DE CENTRO PARA COLOCACIÓN EN FOSO
LIFTING TRANSFORMER SUBSTATION TO PLACE IT IN THE PIT
HISSAGE DU POSTE DE TRANSFORMATION POUR PLACER DANS UNE FOSSE





TOPSOLAR® PV H1Z2Z2-K

Cable solar certificado TÜV.

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



Cca

APLICACIÓN

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

Se trata de un cable muy flexible especialmente indicado para la conexión entre paneles fotovoltaicos, y desde los paneles al inversor. Es compatible con la mayoría de los conectores. Gracias a las prestaciones de sus materiales puede ser instalado a la intemperie o directamente enterrado en plenas garantías.

CONSTRUCCIÓN

Conductor

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

Aislamiento

Aislamiento de goma reticulada de baja emisión de humos y libre de halógenos (LSHF).
Aislamiento según tabla BI, Anexo B de norma EN 50618 e IEC 62930.

Cubierta

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

CARACTERÍSTICAS



Características eléctricas

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



Características térmicas

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



Características frente al fuego

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



Características mecánicas

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



Características medioambientales

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



Condiciones de instalación

Al aire.
Enterrado.
Entubado.

NORMAS / CERTIFICACIONES



Norma de referencia

EN 50618/ IEC 62930 / UTE C 32-502



Certificaciones

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



CPR (Reglamento de Productos de la Construcción)

Cca-s1b, d2, a1





TOPSOLAR® PV H1Z2Z2-K

DIMENSIONES E INTENSIDADES ADMISIBLES



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

Las tolerancias de los diámetros exteriores nominales son:

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

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

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

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

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

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



TOPSOLAR® PV Al 1500 V

Cable de aluminio para instalaciones fotovoltaicas.

NORMAS DE REFERENCIA: IEC 60502-1



Eca

APLICACIÓN

El cable de alimentación de Aluminio Topsolar® PV AL 1500 V es adecuado para todo tipo de instalaciones solares. Este cable se recomienda para conexiones entre string box e inversor central y también entre string inverter y centro de transformación.

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

CONSTRUCCIÓN

Conductor

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

Aislamiento

Poliétileno reticulado tipo XLPE según IEC 60502-1.
Color natural.

Cubierta

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

CARACTERÍSTICAS



Características eléctricas

Baja tensión: 1,5/1,5 (1,8) kV CC según EN 50618.
1,8/3 (3,6) kV AC según IEC 60502-1.



Características térmicas

Temperatura máxima del conductor: 90°C.
Temperatura máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s).
Temperatura mínima de servicio: -40°C (estático con protección).
Temperatura mínima de instalación y manipulación: 0°C.



Características frente al fuego

No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1 / IEC 60332-1.
Reacción al fuego CPR: Eca, según EN 50575.
Reducida emisión de halógenos. Cloro < 15%.



Características mecánicas

Radio de curvatura: 5x diámetro exterior.
Resistencia a los impactos: AG2 Medio.



Características medioambientales

Resistencia a grasas y aceites: Buena.
Resistencia a los ataques químicos: Buena.
Resistencia a los rayos ultravioleta según EN 50618 y HD 605/ Al.
Presencia de agua: AD8 Sumersión.



Condiciones de instalación

Al aire.
Enterrado.
Entubado.

NORMAS / CERTIFICACIONES



Norma de referencia
IEC 60502-1



Certificaciones
CE / RoHS



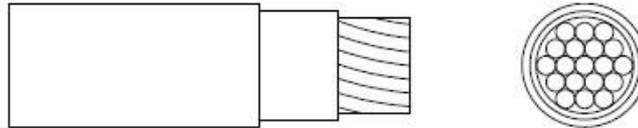
CPR (Reglamento de Productos de La Construcción)
Eca.





TOPSOLAR® PV AI 1500 V

DIMENSIONES E INTENSIDADES ADMISIBLES



Sección (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (kg/km)	R ₃₀ °C (Ω/km)	Aire libre (A) ¹	Enterrado (A) ²	Caída tensión (V/A · km)
1 x 16	11,1	140	1,910	87	76	4,894
1 x 25	12,2	175	1,200	121	98	3,075
1 x 35	13,4	215	0,868	150	117	2,225
1 x 50	14,5	255	0,641	184	139	1,643
1 x 70	16,6	340	0,443	237	170	1,135
1 x 95	17,7	425	0,320	289	204	0,820
1 x 120	19,3	520	0,253	337	233	0,648
1 x 150	20,7	610	0,206	389	261	0,528
1 x 185	22,5	740	0,164	447	296	0,420
1 x 240	24,9	930	0,125	530	343	0,320
1 x 300	27,0	1.095	0,100	613	386	0,256
1 x 400	30,0	1.395	0,0778	740	444	0,199
1 x 500	34,3	1.755	0,0605	856	510	0,155
1 x 630	38,4	2.225	0,0469	996	588	0,120
2 x 240	50,2	3.510	0,125	470	343	0,320
3 x 1 x 240	53,5	2.810	0,125	466	257	0,320
4 x 95	42,0	2.300	0,320	257	204	0,820
4 x 120	46,1	2.800	0,253	300	233	0,648
4 x 150	49,3	3.320	0,206	346	261	0,528
4 x 1 x 120	46,5	2.100	0,253	296	195	0,648
4 x 1 x 150	49,9	2.465	0,206	342	196	0,528
4 x 1 x 240	60,0	3.745	0,125	466	257	0,320

¹ Método de referencia F para cables unipolares y método E para cables multiconductores según IEC 60364-5-52 al aire libre a 30 °C de temperatura ambiente.
² Método de referencia D2 según IEC 60364-5-52. Directamente enterrados a 0,7 m de profundidad con una resistividad térmica del suelo de 2,5 K·m/W y 20°C de temperatura del suelo.
³ A temperatura máxima de servicio y cosφ=1.
 Para todos los cables se supone un circuito monofásico.

ANEXO III SIMULACIÓN



Version 7.4.5

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Proyecto Solar Fontiveros

Variant: Nueva variante de simulación

No 3D scene defined, no shadings

System power: 2386 kWp

Fontiveros - Spain

| Author



Project: Proyecto Solar Fontiveros

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.4.5

VC1, Simulation date:
19/01/24 17:58
with v7.4.5

Project summary

Geographical Site Fontiveros Spain	Situation Latitude 40.94 °N Longitude -4.97 °W Altitude 864 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Fontiveros Meteonorm 8.1 (2001-2017), Sat=100% - Sintético		

System summary

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings		
PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 30 / -45 °	Near Shadings No Shadings	User's needs Unlimited load (grid)	
System information			
PV Array	Inverters		
Nb. of modules 5187 units	Nb. of units 2		
Pnom total 2386 kWp	Pnom total 2780 kWac		
	Pnom ratio 0.858		

Results summary

Produced Energy 3716681 kWh/year	Specific production 1558 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 82.43 %
----------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Single-line diagram	9
CO ₂ Emission Balance	10



Project: Proyecto Solar Fontiveros

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.4.5

VC1, Simulation date:
19/01/24 17:58
with v7.4.5

General parameters

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation	Sheds configuration	Models used
Orientation	No 3D scene defined	Transposition Perez
Fixed plane		Diffuse Perez, Meteorom
Tilt/Azimuth	30 / -45 °	Circumsolar separate
Horizon	Near Shadings	User's needs
Free Horizon	No Shadings	Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module	Inverter
Manufacturer Generic	Manufacturer Generic
Model AE 460MD-120	Model FreeSun FS1390 HES 360V
(Original PVsyst database)	(Custom parameters definition)
Unit Nom. Power 460 Wp	Unit Nom. Power 1390 kWac
Number of PV modules 5187 units	Number of Inverters 2 units
Nominal (STC) 2386 kWp	Total power 2780 kWac
Modules 273 string x 19 In series	Operating voltage 565-820 V
At operating cond. (50°C)	Pnom ratio (DC:AC) 0.86
Pmpp 2176 kWp	
U mpp 612 V	
I mpp 3554 A	
Total PV power	Total inverter power
Nominal (STC) 2386 kWp	Total power 2780 kWac
Total 5187 modules	Number of Inverters 2 units
Module area 11225 m²	Pnom ratio 0.86
Cell area 10309 m²	

Array losses

Array Soiling Losses	Thermal Loss factor	DC wiring losses						
Loss Fraction 3.0 %	Module temperature according to Irradiance	Global array res. 2.9 mΩ						
	Uc (const) 20.0 W/m²K	Loss Fraction 1.5 % at STC						
	Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s							
LID - Light Induced Degradation	Module Quality Loss	Module mismatch losses						
Loss Fraction 2.0 %	Loss Fraction -0.8 %	Loss Fraction 2.0 % at MPP						
Strings Mismatch loss								
Loss Fraction 0.2 %								
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.967	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



Project: Proyecto Solar Fontiveros

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.4.5

VC1, Simulation date:
19/01/24 17:58
with v7.4.5

Main results

System Production

Produced Energy

3716681 kWh/year

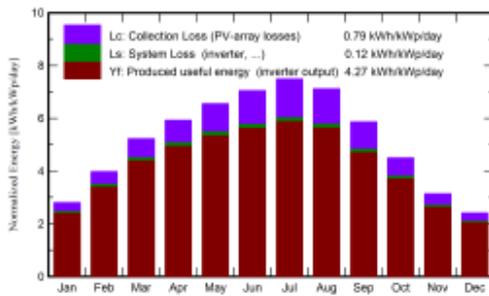
Specific production

1558 kWh/kWp/year

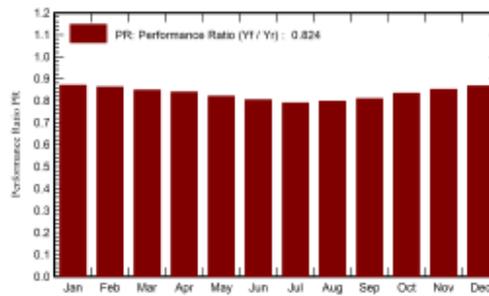
Perf. Ratio PR

82.43 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	60.2	25.88	3.35	86.9	82.0	185850	180470	0.870
February	84.6	29.45	4.46	111.5	105.5	236242	229535	0.863
March	136.8	47.32	7.76	162.0	153.7	337003	327608	0.848
April	169.4	62.46	10.22	177.9	168.7	366185	356043	0.839
May	204.1	77.65	14.81	203.2	193.0	409076	397986	0.821
June	222.6	66.00	19.42	211.3	200.5	416278	405233	0.804
July	237.5	52.95	21.84	232.0	220.9	449134	437350	0.790
August	209.7	54.46	21.27	220.8	210.1	431178	419870	0.797
September	155.8	45.88	17.15	175.8	167.0	348833	339493	0.809
October	109.7	35.99	12.70	139.5	132.4	285195	277363	0.833
November	68.3	24.49	6.81	94.2	88.8	196779	191212	0.851
December	51.3	23.69	4.00	74.7	70.2	159172	154518	0.867
Year	1710.0	546.20	12.03	1889.7	1792.8	3820927	3716681	0.824

Legends

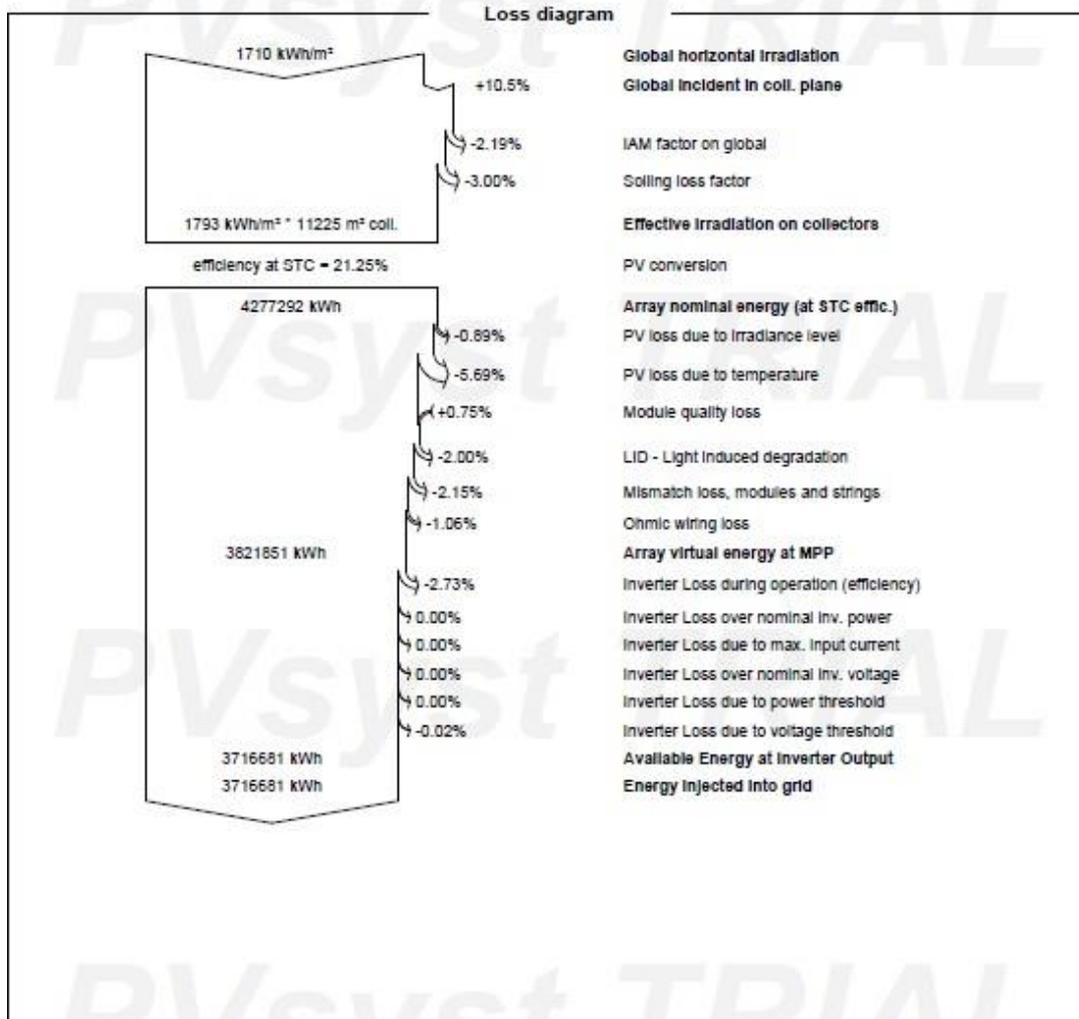
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



Project: Proyecto Solar Fontiveros

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.4.5
VC1, Simulation date:
19/01/24 17:58
with v7.4.5



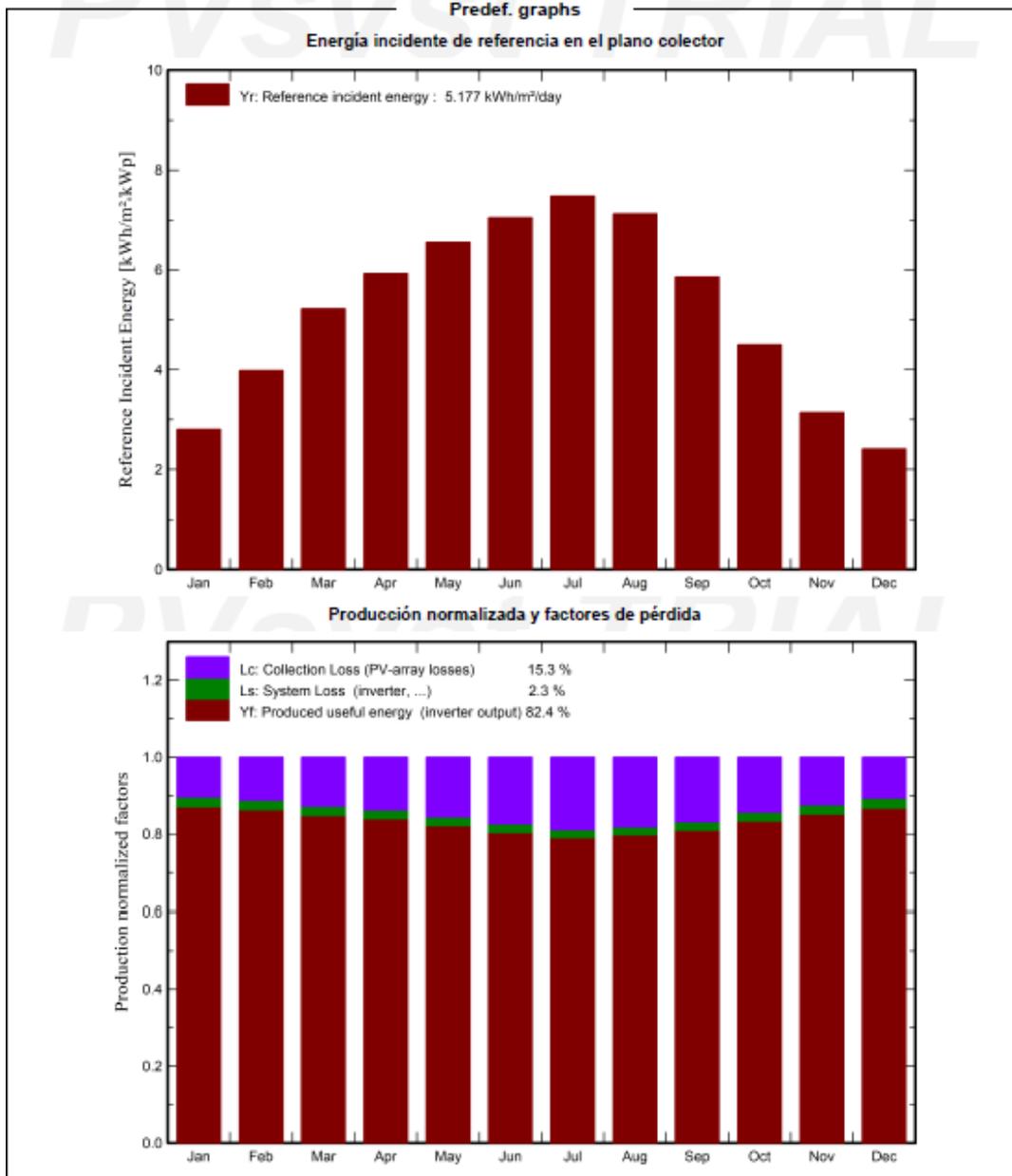


Project: Proyecto Solar Fontiveros

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.4.5

VC1, Simulation date:
19/01/24 17:58
with v7.4.5





Project: Proyecto Solar Fontiveros

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.4.5

VC1, Simulation date:
19/01/24 17:58
with v7.4.5

Predef. graphs

Temperatura del conjunto vs irradiancia efectiva

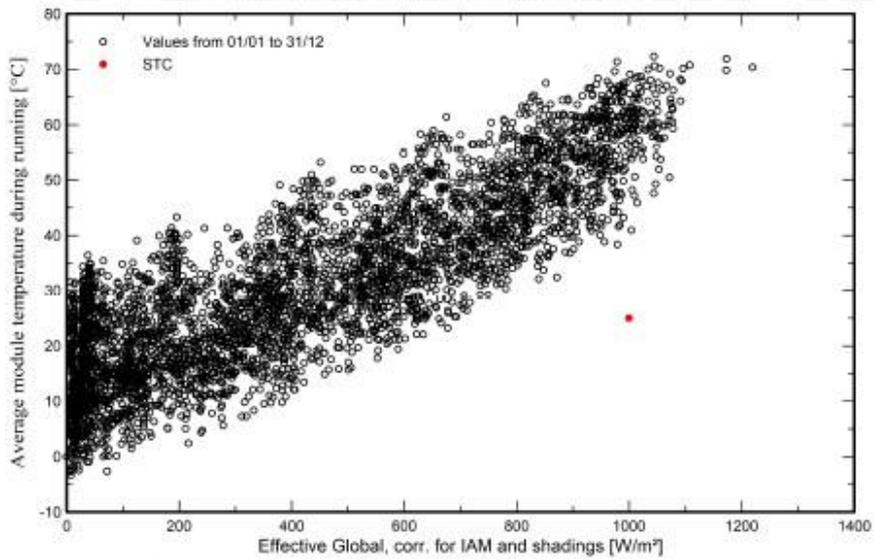
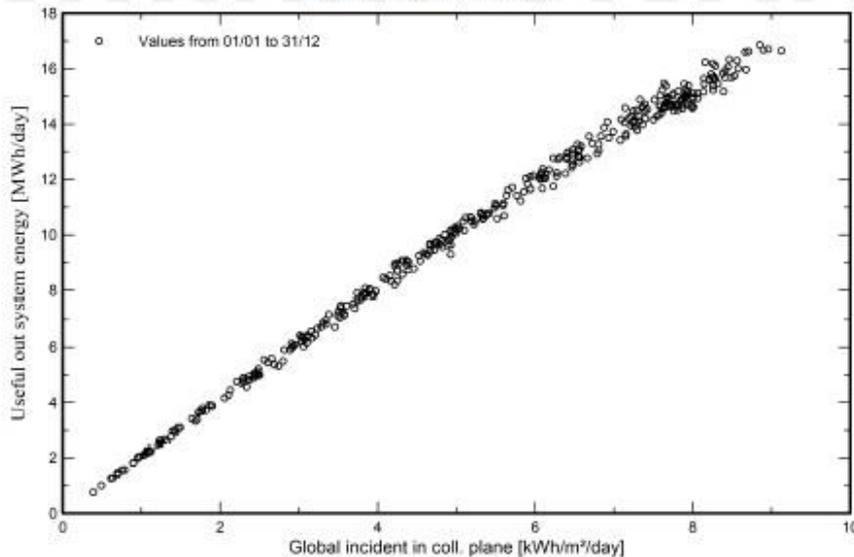


Diagrama entrada/salida diaria





Project: Proyecto Solar Fontiveros

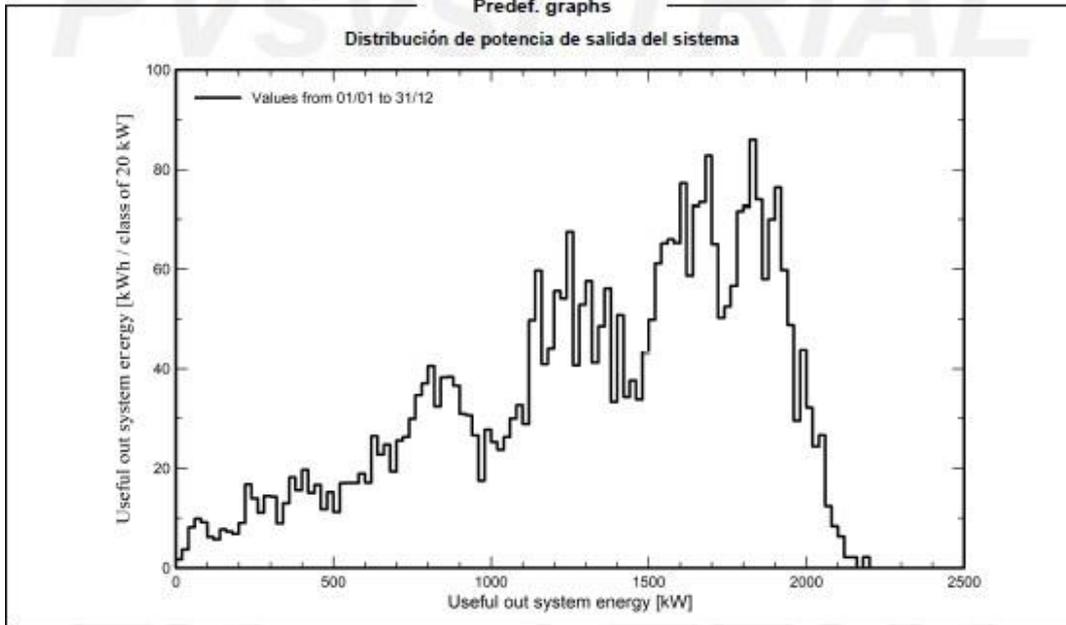
Variant: Nueva variante de simulación

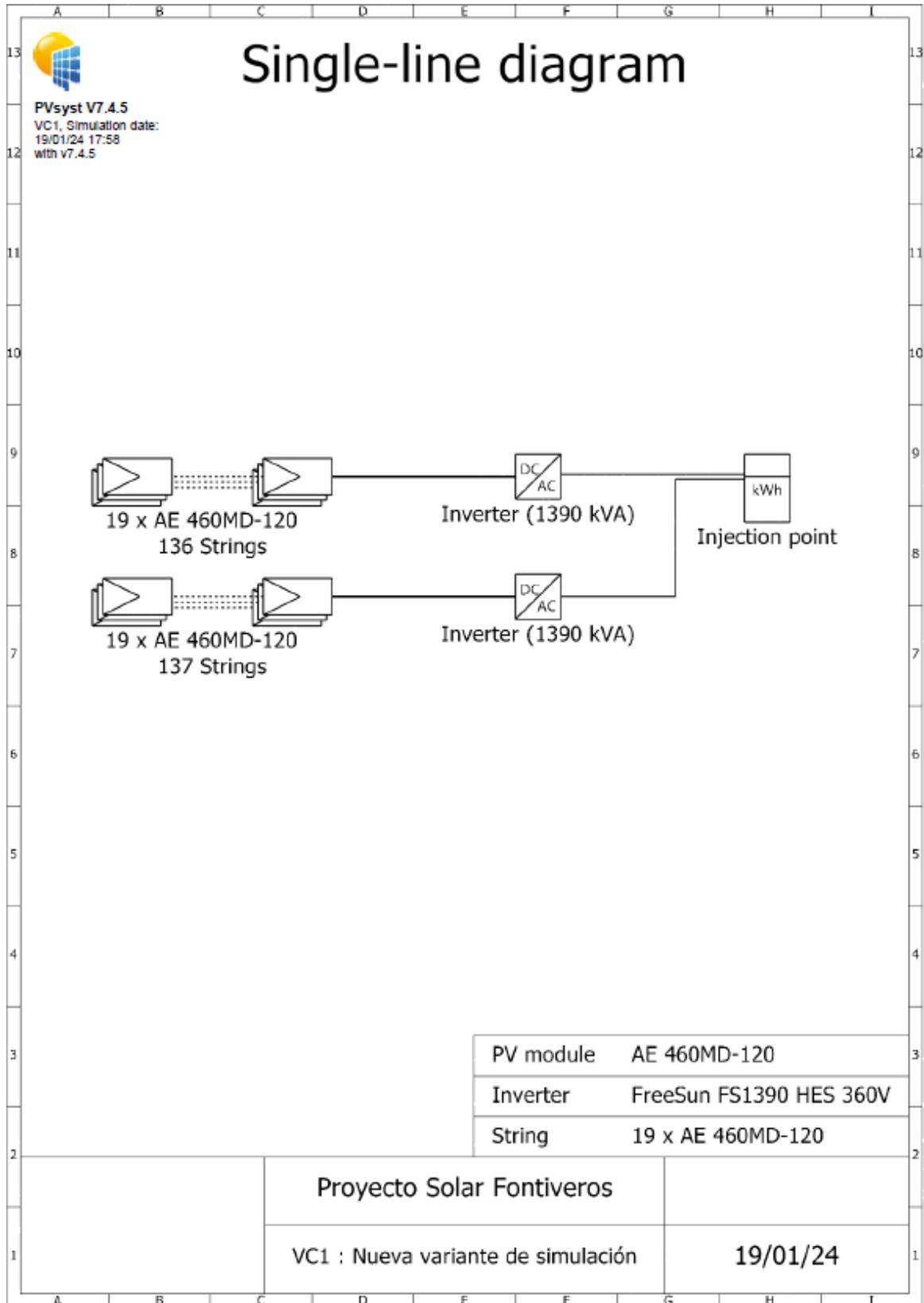
PVsyst V7.4.5

VC1, Simulation date:
19/01/24 17:58
with v7.4.5

Predef. graphs

Distribución de potencia de salida del sistema







Project: Proyecto Solar Fontiveros

Variant: Nueva variante de simulación

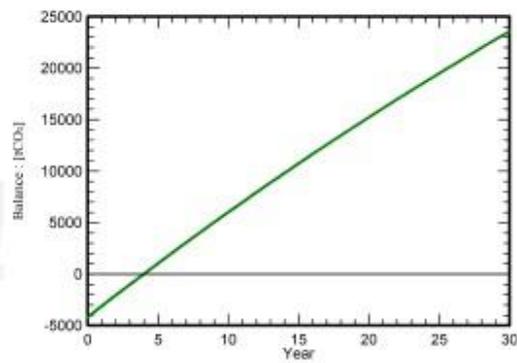
PVsyst V7.4.5

VC1, Simulation date:
19/01/24 17:58
with v7.4.5

CO₂ Emission Balance

Total: 23579.6 tCO₂
Generated emissions
Total: 4186.26 tCO₂
Source: Detailed calculation from table below
Replaced Emissions
Total: 32000.6 tCO₂
System production: 3716.68 MWh/yr
Grid Lifecycle Emissions: 287 gCO₂/kWh
Source: IEA List
Country: Spain
Lifetime: 30 years
Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	2386 kWp	4086584
Supports	1.91 kgCO ₂ /kg	51870 kg	99294
Inverters	190 kgCO ₂ /units	2.00 units	379

ANEXO IV CUADROS DE CUENTAS

En este anexo se expondrán los presupuestos realizados, así como los datos comparativos de los tres escenarios.

PRESUPUESTOS

Elementos eléctricos	Proveedor	Modelo	Unidades	Coste por unidad	Total
Paneles solares	AE Solar TIER1 Company	AE Solar Aurora AE460MD-120	5184	159,90 €	828.921,60 €
Soportes	SUNFER	35 V	432	1.350,00 €	583.200,00 €
Inversor	Power Electronics	Freesun FS 1390_H 360VAC	2	119.440 €	238.880,00 €
Transformador	Adriática	SUBESTACION UNITARIA de 2000 KVA en 15 KV	2	85.000,00 €	170.000,00 €
Cajas de Continua	MG Energy Systems	BMS MG Master HV 900V 300A – MGMHV800300	8	6.586,53 €	52.692,24 €
Centro de Transformación	INAEL	EPH-XT-8410	1	73.200,00 €	73.200,00 €
Coste Total de los Elementos					1.946.893,84 €

Cableado	Proveedor	Modelo	Unidades (m)	Coste por unidad (€/m)	Total
Tramo Paneles - Cajas	TOP	TOPSOLAR PV	5000	7,00 €	35.000,00 €
	CABLE	H1Z2Z2-K			
Tramo Cajas - Inversor	TOP	TOPSOLAR PV AL	800	17,00 €	13.600,00 €
	CABLE	1500V			
Tramo Transformador - Centro de Transformación	TOP	TOPSOLAR PV AL	150	17,00 €	2.550,00 €
	CABLE	1500V			
Tramo Centro de Transformación - Subestación	TOP	TOPSOLAR PV AL	10000	17,00 €	170.000,00 €
	CABLE	1500V			
Conductor puesta a Tierra	TOP	-	1000	4,00 €	4.000,00 €
Picas de puesta a tierra	CABLE	-	12	25,00 €	300,00 €
Total cableado					225.450,00 €

Obra	Unidades	Coste por unidad	Total
Acondicionamiento del terreno	1	10.000,00 €	10.000,00 €
Zanjado y soterramiento de las líneas eléctricas	1	25.000,00 €	25.000,00 €
Montaje e Instalación de los módulos y paneles	432	750,00 €	324.000,00 €
Montaje e instalación del Inversor	2	1.000,00 €	2.000,00 €
Instalación del transformador	2	1.000,00 €	2.000,00 €
Instalación Centro de Transformación	1	2.500,00 €	2.500,00 €
Instalación del Cableado	1	135.000,00 €	135.000,00 €
Total de Obra Civil			500.500,00 €

VAN Y TIR

	VAN	TIR	LCOE	Retorno
Normal	1.597.905,21 €	9,05%	52,48 €	11,4 Años
Optimista	3.634.435,10 €	13,20%	52,48 €	8,42 Años
Pesimista	98.411,73 €	5,37%	52,48 €	15,45 Años

CUENTAS DE RESULTADOS

ESCENARIO NORMAL

Normal	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Ingresos	300.196	310.478	324.372	338.887	354.053	369.897	386.449	403.743	421.811	440.687	460.407	481.011	502.536	525.024	548.519	573.065	598.710	625.502	
	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€
OPEX	59.050	59.050	59.050	59.050	59.050	59.050	59.050	59.050	59.050	59.050	59.050	59.050	59.050	59.050	59.050	59.050	59.050	59.050	59.050
	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€
EBITDA	241.146	251.428	265.322	279.837	295.003	310.847	327.399	344.693	362.761	381.637	401.357	421.961	443.486	465.974	489.469	514.015	539.660	566.452	
	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€
Amortización	122.951	122.951	122.951	122.951	122.951	122.951	122.951	122.951	122.951	122.951	122.951	122.951	122.951	122.951	122.951	122.951	122.951	122.951	122.951
	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€
EBIT	118.195	128.477	142.371	156.887	172.052	187.896	204.449	221.742	239.810	258.686	278.406	299.010	320.535	343.023	366.518	391.064	416.709	443.501	
	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€
Impuestos	29.549	32.119	35.593	39.222	43.013	46.974	51.112	55.436	59.952	64.671	69.602	74.752	80.134	85.756	91.630	97.766	104.177	110.875	
	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€
Resultado del ejercicio	88.647	96.358	106.778	117.665	129.039	140.922	153.336	166.307	179.857	194.014	208.805	224.257	240.401	257.268	274.889	293.298	312.532	332.626	
	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€

	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
	653.493 €	682.737 €	713.290 €	745.209 €	778.558 €	813.398 €	849.798 €
	59.050 €	59.050 €	59.050 €	59.050 €	59.050 €	59.050 €	59.050 €
	594.443 €	623.687 €	654.240 €	686.159 €	719.508 €	754.348 €	790.748 €
	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €
	471.493 €	500.736 €	531.289 €	563.209 €	596.557 €	631.397 €	667.797 €
	117.873 €	125.184 €	132.822 €	140.802 €	149.139 €	157.849 €	166.949 €
	353.619 €	375.552 €	398.467 €	422.407 €	447.418 €	473.548 €	500.848 €

Normal	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Resultado del ejercicio		88.647 €	96.358 €	106.778 €	117.665 €	129.039 €	140.922 €	153.336 €	166.307 €	179.857 €	194.014 €	208.805 €	224.257 €	240.401 €	257.268 €	274.889 €
CAPEX	3.073.770 €															
Amortización		122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €
Flujo de Caja Operativo	3.073.770 €	211.597 €	219.309 €	229.729 €	240.616 €	251.990 €	263.873 €	276.287 €	289.257 €	302.808 €	316.965 €	331.756 €	347.208 €	363.352 €	380.218 €	397.839 €

2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
293.298 €	312.532 €	332.626 €	353.619 €	375.552 €	398.467 €	422.407 €	447.418 €	473.548 €	500.848 €
122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €
416.249 €	435.483 €	455.577 €	476.570 €	498.503 €	521.418 €	545.357 €	570.368 €	596.499 €	623.798 €

ESCENARIO OPTIMISTA

Optimista	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Ingresos	430.206 €	444.940 €	464.851 €	485.653 €	507.386 €	530.092 €	553.814 €	578.597 €	604.489 €	631.540 €	659.801 €	689.327 €	720.175 €	752.403 €	786.073 €	821.249 €	858.000 €	896.396 €	
OPEX	59.050 €																		
EBITDA	371.156 €	385.890 €	405.801 €	426.603 €	448.336 €	471.042 €	494.764 €	519.547 €	545.439 €	572.490 €	600.751 €	630.277 €	661.125 €	693.353 €	727.023 €	762.199 €	798.950 €	837.346 €	
Amortización	122.951 €																		
EBIT	248.205 €	262.939 €	282.851 €	303.653 €	325.386 €	348.091 €	371.813 €	396.596 €	422.488 €	449.539 €	477.800 €	507.327 €	538.174 €	570.402 €	604.072 €	639.248 €	675.999 €	714.395 €	
Impuestos	62.051 €	65.735 €	70.713 €	75.913 €	81.346 €	87.023 €	92.953 €	99.149 €	105.622 €	112.385 €	119.450 €	126.832 €	134.543 €	142.600 €	151.018 €	159.812 €	169.000 €	178.599 €	
Resultado del ejercicio	186.154 €	197.205 €	212.138 €	227.739 €	244.039 €	261.068 €	278.860 €	297.447 €	316.866 €	337.154 €	358.350 €	380.495 €	403.630 €	427.801 €	453.054 €	479.436 €	507.000 €	535.796 €	

2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
936.509 €	978.418 €	1.022.202 €	1.067.946 €	1.115.737 €	1.165.666 €	1.217.829 €
59.050 €	59.050 €	59.050 €	59.050 €	59.050 €	59.050 €	59.050 €
877.459 €	919.368 €	963.152 €	1.008.896 €	1.056.687 €	1.106.616 €	1.158.779 €
122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €
754.509 €	796.417 €	840.202 €	885.945 €	933.736 €	983.665 €	1.035.829 €
188.627 €	199.104 €	210.050 €	221.486 €	233.434 €	245.916 €	258.957 €
565.881 €	597.313 €	630.151 €	664.459 €	700.302 €	737.749 €	776.871 €

Optimista	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	
Resultado del ejercicio		186.154 €	197.205 €	212.138 €	227.739 €	244.039 €	261.068 €	278.860 €	297.447 €	316.866 €	337.154 €	358.350 €	380.495 €	403.630 €	427.801 €	453.054 €	479.436 €	507.000 €	
CAPEX		-3.073.770 €																	
Amortización		122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	
Flujo de Caja Operativo		-3.073.770 €	309.104 €	320.155 €	335.089 €	350.690 €	366.990 €	384.019 €	401.810 €	420.398 €	439.817 €	460.105 €	481.301 €	503.446 €	526.581 €	550.752 €	576.005 €	602.387 €	629.950 €

2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
535.796 €	565.881 €	597.313 €	630.151 €	664.459 €	700.302 €	737.749 €	776.871 €
122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €
658.747 €	688.832 €	720.264 €	753.102 €	787.410 €	823.253 €	860.700 €	899.822 €

ESCENARIO PESIMISTA

Pesimista	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Ingresos	204.470	211.474	220.937	230.824	241.153	251.945	263.220	274.999	287.305	300.162	313.594	327.627	342.289	357.606	373.609	390.328	407.795	426.044	
	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€
OPEX	59.050	59.050	59.050	59.050	59.050	59.050	59.050	59.050	59.050	59.050	59.050	59.050	59.050	59.050	59.050	59.050	59.050	59.050	59.050
	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€
EBITDA	145.420	152.424	161.887	171.774	182.103	192.895	204.170	215.949	228.255	241.112	254.544	268.577	283.239	298.556	314.559	331.278	348.745	366.994	
	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€
Amortización	122.951	122.951	122.951	122.951	122.951	122.951	122.951	122.951	122.951	122.951	122.951	122.951	122.951	122.951	122.951	122.951	122.951	122.951	122.951
	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€
EBIT	22.470	29.473	38.936	48.823	59.153	69.944	81.219	92.998	105.304	118.161	131.593	145.626	160.288	175.605	191.608	208.327	225.794	244.043	
	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€
Impuestos	5.617	7.368	9.734	12.206	14.788	17.486	20.305	23.249	26.326	29.540	32.898	36.407	40.072	43.901	47.902	52.082	56.449	61.011	
	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€
Resultado del ejercicio	16.852	22.105	29.202	36.617	44.364	52.458	60.914	69.748	78.978	88.621	98.695	109.220	120.216	131.704	143.706	156.245	169.346	183.032	
	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€

	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
	445.109 €	465.028 €	485.838 €	507.579 €	530.293 €	554.024 €	578.817 €
	59.050 €	59.050 €	59.050 €	59.050 €	59.050 €	59.050 €	59.050 €
	386.059 €	405.978 €	426.788 €	448.529 €	471.243 €	494.974 €	519.767 €
	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €
	263.108 €	283.027 €	303.837 €	325.578 €	348.293 €	372.023 €	396.816 €
	65.777 €	70.757 €	75.959 €	81.395 €	87.073 €	93.006 €	99.204 €
	197.331 €	212.270 €	227.878 €	244.184 €	261.219 €	279.017 €	297.612 €

Pesimista	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Resultado del ejercicio		16.852 €	22.105 €	29.202 €	36.617 €	44.364 €	52.458 €	60.914 €	69.748 €	78.978 €	88.621 €	98.695 €	109.220 €	120.216 €	131.704 €	143.706 €	156.245 €	169.346 €	183.032 €
CAPEX	3.073.770 €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortización		122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €	122.951 €
Flujo de Caja Operativo	3.073.770 €	139.803 €	145.055 €	152.153 €	159.568 €	167.315 €	175.409 €	183.865 €	192.699 €	201.929 €	211.571 €	221.646 €	232.171 €	243.167 €	254.655 €	266.657 €	279.196 €	292.296 €	305.983 €

2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
197.331 €	212.270 €	227.878 €	244.184 €	261.219 €	279.017 €	297.612 €
<u>122.951 €</u>						
<u>320.282 €</u>	<u>335.221 €</u>	<u>350.829 €</u>	<u>367.135 €</u>	<u>384.170 €</u>	<u>401.968 €</u>	<u>420.563 €</u>

ANEXO V RECURSO SOLAR

A continuación, se mostrará el informe generado por PVGIS del recurso solar.



PVGIS-5 geo-temporal irradiation database

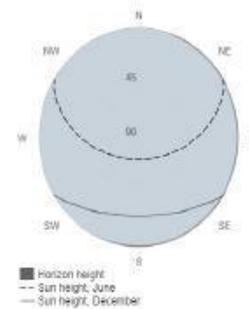
Provided inputs

Latitude/Longitude: 40.937,-4.970
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH2
 Start year: 2005
 End year: 2020

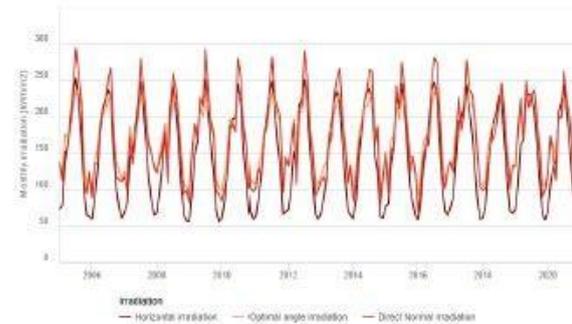
Variables included in this report:

Global horizontal irradiation: Yes
 Direct Normal Irradiation: Yes
 Global irradiation optimum angle: Yes
 Global irradiation at angle *: No
 Diffuse/global ratio: Yes
 Average temperature: Yes

Outline of horizon at chosen location:



Monthly solar irradiation estimates



Global horizontal irradiation

Month	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2016	2018	2017	2018	2019	2020
January	72.99	59.38	69.05	68.02	55.87	59.64	63.46	72.12	66.83	59.36	75.74	57.82	75	61.24	71.83	69.92
February	77.73	87.6	79.77	95.63	95.72	81.82	87.63	99.83	85.63	84.28	79.55	83.59	88.58	78.28	106.38	105.51
March	138.57	124.94	143.99	133.13	145.86	120.58	118.78	150.7	112.08	134.84	130.93	130.56	140.14	128.72	162.21	129.71
April	161.11	176.32	150.6	175.01	164.57	179.55	167.39	135.04	163.76	174.12	159.58	161.29	191.73	167.31	196.96	139.42
May	197.21	210.44	186.76	146.29	220.86	196.16	196.7	214.43	193.11	217.48	225.87	187.29	197.75	194.33	232.74	204.33
June	229.03	224.49	214.34	214.71	217.35	197.35	230.65	223.09	222.81	231.98	213.94	234.03	214.17	204.84	229.06	216.83
July	252.02	235.32	246.76	240.61	249.69	244.35	247.81	249.82	233.33	237.31	244.5	246.37	241.8	228.18	238	241.58
August	220.61	222.32	214.26	210.18	201.61	217.32	205.17	219.88	219.55	221.65	206.85	225.16	208.48	219.98	207.92	205.84
September	171.99	147.29	163.02	163.85	150.96	155.94	162.68	162.4	148.13	158.24	155.85	175.84	163.01	160.81	166.47	
October	99.25	100.18	113.09	104.75	121.73	113.64	129.17	112.7	115.14	125.2	104.51	100.56	130.75	109.72	113.04	118.21
November	64.96	74.13	82.96	65.55	70.31	69.79	66.6	66.42	70.58	63	81.71	69.78	83.43	70.02	67.73	72.42
December	63.18	80.45	65.16	56.1	59.42	59.67	68.82	59.07	65.17	60.9	64.54	64.9	58.69	67.36	57.72	60.24

Direct Normal Irradiation

Month	2005	2006	2007	2008
January	136.83	88.7	117.29	121.54
February	111.32	134.62	97.8	138.83
March	151.09	135.32	170.77	154.45
April	155.78	188.02	133.66	178.6
May	187.69	208.69	169.94	107.6
June	243.44	218.73	203.83	210.13
July	291.97	251.51	278.74	288.44
August	260.1	265.73	241.82	237.26
September	223.59	165.67	194.37	200.21
October	110.09	116.35	160.26	133.74
November	94.28	113.32	148.02	93.21
December	123.28	109.99	131.47	98.11

PVGIS ©European Union, 2001-2024.
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2024/01/16

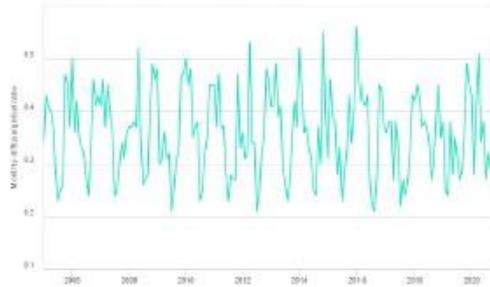




Global irradiation optimum angle

Month	2006	2008	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2016	2018	2017	2018	2018	2020
January	136.29	98.69	123.94	123.06	93.19	97.5	109.01	131.97	117.38	96.46	144.38	90.46	137.93	103.91	132.13	125.23
February	118.4	138.93	115.91	147.11	150.35	119.29	135.39	156.27	129.97	123.92	115.07	121.73	133.86	113.36	173.04	168.02
March	175.61	155	185.51	169.25	188.76	146.49	144.39	195.82	135.77	173.53	166.58	163.53	178.28	159.11	214.82	162.16
April	170.89	189.75	159.92	188.97	179.38	195.5	181.22	140.8	175.79	188.15	173.25	172.38	213.13	179.94	178.51	146.2
May	189.79	202.45	179.41	140.62	213.76	185.76	190.09	205.76	184.85	211.34	216.99	179.46	191.2	190.13	224.58	196.1
June	209.12	206.9	195.7	195.72	199.23	181.12	210.4	204.77	204.06	212.54	195.63	214.61	197.15	188.07	212.09	198.52
July	235.5	221.39	230.53	226.52	233.67	229.03	233.03	234.13	218.57	222.31	229.54	231.59	226.9	214.97	215.51	226.55
August	230.88	231.88	224.41	219.18	211.41	226.94	214.08	230.2	229.9	231.25	214.38	235.99	215.65	231.43	217.24	214.4
September	212.23	176.25	197.45	201.32	194.83	189	200.19	181.13	197.29	175.19	191.95	202.83	216.62	199.69	194.95	203.22
October	135.28	137.1	164.75	147.01	178.32	164.73	192.42	160.54	166.82	185.74	143.71	140.54	195.75	153.89	159.58	171.27
November	105.07	124.35	146.92	105.83	113.81	114.41	109.27	106.55	118.04	95.58	145.59	113.61	147.43	113.79	107.1	123.12
December	123.55	113.73	128.38	103.19	100.14	106.55	138.75	107.16	128.08	117.27	123.46	126.59	108.51	131.53	105.39	110.36

Monthly average diffuse to global ratio



Diffuse/global ratio

Month	2006	2008	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2016	2018	2017	2018	2018	2020
January	0.34	0.5	0.41	0.37	0.48	0.5	0.45	0.36	0.41	0.52	0.31	0.56	0.36	0.42	0.38	0.43
February	0.43	0.36	0.46	0.37	0.3	0.45	0.37	0.31	0.41	0.45	0.46	0.46	0.38	0.45	0.25	0.28
March	0.41	0.42	0.37	0.38	0.31	0.48	0.47	0.32	0.49	0.36	0.39	0.42	0.38	0.42	0.24	0.41
April	0.4	0.35	0.45	0.37	0.36	0.35	0.37	0.53	0.39	0.37	0.38	0.41	0.27	0.37	0.38	0.51
May	0.37	0.33	0.4	0.52	0.31	0.37	0.37	0.34	0.41	0.33	0.28	0.43	0.38	0.38	0.28	0.34
June	0.28	0.32	0.36	0.34	0.32	0.38	0.28	0.34	0.29	0.31	0.33	0.27	0.33	0.37	0.35	0.38
July	0.23	0.27	0.24	0.26	0.21	0.23	0.23	0.21	0.26	0.25	0.23	0.22	0.22	0.34	0.31	0.27
August	0.25	0.24	0.25	0.27	0.25	0.25	0.28	0.24	0.23	0.24	0.28	0.21	0.27	0.27	0.27	0.32
September	0.26	0.34	0.3	0.28	0.31	0.32	0.27	0.32	0.27	0.37	0.33	0.28	0.24	0.3	0.29	0.29
October	0.47	0.46	0.34	0.41	0.32	0.35	0.27	0.35	0.35	0.3	0.43	0.45	0.27	0.39	0.37	0.34
November	0.45	0.41	0.31	0.49	0.47	0.45	0.47	0.48	0.42	0.55	0.34	0.44	0.33	0.45	0.49	0.39
December	0.37	0.43	0.36	0.46	0.47	0.45	0.33	0.46	0.37	0.39	0.4	0.37	0.43	0.35	0.45	0.45

Monthly average temperature



PVGIS ©European Union, 2001-2024.
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged,
 save where otherwise stated.



Report generated on 2024/01/16



Monthly average temperature

Month	2006	2008	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2016	2018	2017	2018	2019	2020
January	2.1	2.1	3.6	5.4	2.7	3.3	3.6	3.1	4.4	5.3	2.5	6.2	3	3.8	2.8	4.4
February	1	2.5	6.5	7	4.4	3.9	5	2.3	3.3	4.6	3.2	4.7	6.4	2.9	6.4	8
March	7.5	8	6.2	6.6	8.2	5.7	6.9	8.3	6.1	7.5	7.6	5.2	8.6	5.4	8.7	8.1
April	10	10.8	9.6	10.2	8.5	11	13.1	7.2	8.6	11.9	11.4	8.5	13.2	9.8	9.6	10.9
May	15.5	15.9	13.1	12.1	15.6	12.4	16.4	16	10.5	13.9	16.2	12.8	17.4	13.2	15.5	16.7
June	22	20.5	16.7	17.7	19.6	17.2	19.4	19.9	16.6	18.2	20.1	19.3	22.7	17.9	19.5	18.4
July	22.9	23.8	21.1	20.6	21.9	23.3	20.6	22	23.3	20.4	24.6	23.8	23	21.6	23.3	24.7
August	22.3	20.1	19.6	21	23	22.4	21.6	22.4	21.9	20.9	21.7	23.5	22.6	23.6	22.3	22.2
September	17	18.4	17.2	15.9	17.6	17.4	19.7	17.8	18.3	17.8	16.9	19.2	17.8	20.5	17.3	18.2
October	12.7	13.9	11.4	10.9	13.9	10.6	14.3	11.8	12.8	14.9	12.8	14.1	15.8	12.1	13.7	11.3
November	5.4	9.4	5.4	4.3	8.3	5.4	8.1	6.7	5.7	8.4	8.3	6.9	7	8	6.8	9.2
December	3.2	3.5	3.4	3.1	4.3	4	4.1	5.1	3.6	3.3	7.2	5	4	6.2	5.1	4.7

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

It is our goal to minimize disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been changed or interrupted in case of technical problems that are not under the control of the Commission. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems caused as a result of using this site or any other website.

For more information, please visit <https://ec.europa.eu/infocentre/>

PVGIS ©European Union, 2001-2024.

Reproduction is authorized, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2024/01/16



