



MASTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MASTER
ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA
PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA
“UTILITY-SCALE” EN ESPAÑA

Autor: Ricardo Maseda Aparicio
Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Estudio de Viabilidad de una Planta Solar Fotovoltaica “Utility-Scale” en España
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2023/2024 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.: Ricardo Maseda Aparicio

Fecha: 14/ 07/ 2024



Autorizada la entrega del proyecto
EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consolación Alonso Alonso

Fecha: 14/ 07/ 2024



MASTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MASTER
ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA
PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA
“UTILITY-SCALE” EN ESPAÑA

Autor: Ricardo Maseda Aparicio
Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

AGRADECIMIENTOS

Me gustaría agradecer a todos que han contribuido a mi formación académica y personal para culminar con esta de mi vida. Ante todo, debo extender mi más profundo agradecimientos a mi familia por su apoyo y comprensión durante estos últimos seis años de formación académica. Su ayuda ha sido esencial para conseguir finalizar y afrontar todos los retos durante la universidad.

También debo expresar mi gratitud a todos mis amigos que me han estado conmigo en esta etapa del máster. Cada uno de ustedes ha contribuido a aligerar la carga de los días más duros al igual de agregar alegría al lograr las metas. Nuevamente gracias por estar conmigo en este camino y por los momentos de entretenimiento que han hecho este viaje más ameno.

Finalmente, deseo expresar mi agradecimiento a mi tutora, Consolación Alonso, por su orientación y apoyo durante el proceso de elaboración del Trabajo Final de Máster. Su experta dirección y consejos han sido esenciales para la realización de este proyecto.

A todos, mi sincero agradecimiento por su contribución a mi formación académica y personal.

ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA “UTILITY-SCALE” EN ESPAÑA

Autor: Maseda Aparicio, Ricardo.

Director: Alonso Alonso, Consolación.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

Palabras Clave: Tecnología Solar Fotovoltaica, Energía Renovable, Planta Solar Fotovoltaica, Evaluación Tecno-Económica, Radiación Solar.

RESUMEN DEL PROYECTO

En esta tesis se va a analizar la viabilidad técnico-económica de una planta solar fotovoltaica de gran potencia en España para una potencia nominal de 50 MWp. Se valorarán cuatro emplazamientos para posteriormente realizar varias simulaciones y seleccionar la mejor combinación de factores de diseño para generar la máxima energía eléctrica anual.

1. Introducción

El propósito de este proyecto es el diseño, el estudio de viabilidad y análisis económico de la implementación de una planta solar fotovoltaica de gran potencia (“*Utility-Scale*”), con el objetivo de apoyar la transición hacia fuentes de generación de energía eléctrica renovable y sostenible. En este documento se contextualiza la situación actual de la tecnología solar fotovoltaica con un enfoque global y de las circunstancias específicas en España, donde la tesis centra su estudio.

Los nuevos objetivos establecidos en la Renovada Directiva Europea de Energía Renovables EU/2023/2413 y los planes nacionales publicados (e.g. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030) concretan lo siguiente:

“Los Estados miembros velarán conjuntamente por que la cuota de energía procedente de fuentes renovables sea de al menos el 42,5 % del consumo final bruto de energía de la Unión en 2030.”

Actualmente las energías renovables en el mix energética de la UE-27 representan el 23% en 2022 de energía según Eurostat. *European Environment Agency* ha publicado que para lograr cumplir con el objetivo establecido se va requiere duplicar más del doble del CAGR observado esta última década, llegando a un valor de 8% CAGR, lo cual supondrá un gran reto salvo que cambios transformadores se realicen.

2. Fase I: Emplazamiento

Considerando varias restricciones (e.g. radiación solar, tamaño del terreno, condición del terreno, cercanía a una línea de 220 kV, etc.), se han identificado cuatro opciones de localización del proyecto mediante imágenes de satélite con la aplicación *Google Earth Pro* y se obtuvo los recursos solares de cada emplazamiento a través de varias bases de datos (METEONOR, NASA y PVGIS). Una vez se extrajo la información relevante de cada emplazamiento, se realizó un análisis comparativo de beneficios/pérdidas para seleccionar la opción más adecuada.

De las cuatro opciones, el emplazamiento seleccionado se sitúa cerca del municipio de Llerena y dispone de una parcela de 66 hm² con una GHI anual de 1.833 kWh/m² y un DHI anual de 576 kWh/m² en la base de datos PVGIS. La parcela no se encuentra dentro de ninguno de los terrenos que forman parte de la Red Natura 2000 (zona tipo LIC, ZEC y ZEPA) y se encuentra ubicada en las coordenadas latitud 38,21664° y longitud -5,897541°.

3. Fase II: Estudio Energético y Selección de los Equipos de la Planta

Se realizaron varias simulaciones para seleccionar la mejor combinación de inversores y paneles solares de una selección de 3 distintos productores para cada una de estas tecnologías. Mediante la herramienta PVSYS se elaboraron las simulaciones y se optimizó la combinación final considerando las restricciones del terreno.

Considerando los límites de diseño de los seguidores y las áreas limitadas por las distancias mínimas a elementos externos como arroyos o el vallado, se puede generar con el software el máximo número de seguidores solares de eje horizontal en el área disponible para módulos del emplazamiento. Tras iterar varias veces las simulaciones para todas las combinaciones de inversores y paneles se ha concretado que la distancia entre seguidores solares en el estudio comparativo será 5 m para configuración 1V y unos 10 m para la 2V. Esto resulta para 2V 229.000 m² disponibles de área de paneles y para la otra configuración un valor superior de 1V 236.000 m² debido al mejor aprovechamiento de las áreas triangulares de la parcela seleccionada.

La configuración 2V de 1.028 seguidores solares con distancia entre los mismos de 10 m para la planta fotovoltaica genera una potencia nominal de 50 MWp, la cual emplea 69.930 paneles solares bifaciales de 715 Wp suministrados por una empresa Korean Winhitech y con el soporte de 8 inversores Santero de 5.145 kW para generar 104.360 MWh el primer año de la instalación. La optimización del modelo ha conseguido maximizar la producción de energía anual, siendo el mes con mayor inyección de energía a la red en julio con 14.987 MWh y los valores de producción más bajos durante enero con 4.334 MWh.

La previsión de generación estimada con simulaciones variará de una producción inicial de 104.360 MWh/año a 93.020 MWh/año en el año 25 de la vida útil de la instalación, siendo esta reducción equivalente a la disminución equivalente del 10,86% sobre la producción inicial. La degradación media del sistema equivale a una tasa de -0,44% cada año y durante la vida útil de la instalación se espera poder generar un total de 2.467.650 MWh. Si se considerará un caso hipotético de una variación de 2% cada año en las emisiones medias generadas relativo al valor de 2033 de 131 g CO_{2eq}/kWh se puede esperar que las emisiones evitadas con la planta estén en torno a 259.730 *Tm CO_{2eq}*.

4. Fase III: Diseño de la Red de BT y MT, y Subestación Eléctrica de la Planta

Se diseñó la red de Baja Tensión (BT) y Media Tensión (MT), y la subestación eléctrica de la instalación para poder realizar la conexión a la red a 220 kV e integrar la planta al sistema de distribución. La instalación se compone principalmente de 69.930 módulos solares 715 Wp de Winhitech RHA66HDGDC-715 para obtener la potencia nominal 50MWp. Están organizados en 27 módulos por string y 324 strings por inversor para un total de 2.590 strings conectados a los ocho inversores de 5.145 kW Enetronica Santero Sunway SKID 5400-620.

Se emplearán cajas de interconexión para gestionar las elevadas corrientes continua y reducir el número de cables que llegan a cada inversor debido a que el modelo empleado tiene un límite de siete entradas. Se han organizado en dos niveles para ir reduciendo progresivamente la cantidad de cables y compartimentar las partes de la instalación para aislarlas en caso de problemas mediante los interruptores automáticos. Considerando que cada caja de conexión podrá manejar 12 inputs, se ha calculado que se necesitan un total de 270 cajas.

Debido a la tensión de salida del inversor de 620 V, se debe realizar una elevación de tensión en dos partes para poder elevarlo a 220 kV. Se ha empleado un conjunto modular (inversor + transformador | SUNWAY™ Conversion Unit 6000) para cada inversor ofrecido por la misma empresa Enetronica

Santerno, fabricante del equipo para elevará la tensión a 30kV y con una capacidad de 5,2 MVA a 45°C. Posteriormente se subirá a 220 kV con un transformador de 55 MVA en la subestación eléctrica de la planta para poder inyectar la potencia generada a la línea de alta tensión cerca de la instalación.

5. Fase IV: Estudio Económico de la Viabilidad del Proyecto

La inversión inicial para el proyecto de energía solar fotovoltaica de 50 MWp requiere un desembolso inicial de 32.938.189 euros, siendo el esperado valor actual neto (VAN) para una tasa de descuento de 5% unos 4.148.054 euros, lo cual indica que con el proyecto se espera que se generen flujos netos adecuadamente positivos para repagar la inversión inicial. En el caso base el proyecto ofrece una tasa interna de retorno (TIR) del 6,26 %, lo que sugiere una rentabilidad favorable en comparación a otras operaciones de inversión en el mercado y respecto al periodo de retorno de la inversión, se estima que para el año 13 se podrá repagar la inversión realizada. Considerando esta combinación de factores económicos , se puede asegurar la viabilidad del proyecto de ser una inversión sólida y rentable en el sector de la energía renovable.

Asimismo, con las estimaciones consideradas para el proyecto se obtiene un LCOE de 27,7 €/MWh. Cabe resaltar que este LCOE está dentro de los valores de 25 a 35 USD / MWh en línea con los valores esperados de LCOE de energía solar en los próximos años que DNV ha publicado en su Energy Transition Outlook (2023).

VIABILITY STUDY OF A UTILITY-SCALE PHOTOVOLTAIC SOLAR PLANT IN SPAIN

Author: Maseda Aparicio, Ricardo.

Supervisor: Alonso Alonso, Consolación.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

Keywords: Photovoltaic Solar Technology, Renewable Energy, Photovoltaic Solar Plant, Techno-Economic Assessment, Solar Radiation.

ABSTRACT

This thesis will analyze the technical-economic feasibility of a large-scale photovoltaic solar plant in Spain with a nominal power of 50 MWp. Four sites will be evaluated, followed by several simulations to select the best combination of design factors to generate the maximum annual electric energy.

1. Introduction

The purpose of this project is the design, feasibility study, and economic analysis of implementing a large-scale photovoltaic solar plant ("Utility-Scale") to support the transition towards renewable and sustainable electric power generation. This document contextualizes the current situation of photovoltaic solar technology with a global focus and the specific circumstances in Spain, where the thesis is centered.

The new targets set in the Renewed EU Renewable Energy Directive EU/2023/2413 and the published national plans (e.g., National Integrated Plan for Energy and Climate 2021-2030) specify the following:

"Member States shall jointly ensure that the share of energy from renewable sources is at least 42,5% of the Union's final gross energy consumption by 2030."

Currently, renewable energies in the EU-27 energy mix represent 23% in 2022 according to Eurostat. The European Environment Agency has published that to achieve the established target, it will require more than doubling the CAGR observed over the last decade, which would require reaching a value of 8% CAGR, that will pose a significant challenge.

2. Phase I: Site Selection

After accounting for several constraints (e.g., solar radiation, land size, land condition, proximity to a 220 kV line, etc.), four project sites were selected using satellite images from Google Earth Pro and their solar resources data were extracted from several databases (METEONOR, NASA, and PVGIS). After compiling relevant information from each site, a comparative analysis of benefits/losses was performed to select the most suitable option for the project. Of the four options, the selected location is located near the municipality of Llerena and has a plot of 66 hm² with an annual GHI of 1.833 kWh/m² and an annual DHI of 576 kWh/m² according to the PVGIS database. The plot is not within any land part of the Natura 2000 network (types LIC, ZEC, and ZEPA) and is located at latitude 38,21664° and longitude -5,897541°.

3. Phase II: Energy Study and Plant Component Design

Several simulations were conducted to select the best combination of inverters and solar panels from three different manufacturers for each technology that have been selected in this thesis study. Using the PVSYS tool, the final combination was optimized considering land constraints and solar resource information from the location of the plot.

The software can calculate the maximum number of horizontal-axis solar trackers that can be placed in a particular shape of plot, which can calculate the available area for solar modules at the site. After iterating the simulations for all combinations of inverters and solar panels, it was determined that the most viable distances between trackers to be used in the comparative study will be 5 m for the 1V configuration and about 10 m for the 2V configuration. The software has calculated that the area available for panels would be 229.000 m² for the 2V configuration and 236.000 m² for the 1V configuration. This increase in available area in the 1V configuration is due to better utilization of the triangular areas of the selected plot because of the distance between tracker gives more precise placements.

It was determined that the final model would be of a 2V configuration with 1.028 solar trackers at a 10 m distance between them. The photovoltaic plant generates a nominal power of 50 MWp, using 69.930 bifacial solar panels of 715 Wp from the Korean company Winhitech, supported by 8 Santero inverters of 5.145 kW to generate 104.360 MWh in the first year of installation. The optimization of the model has maximized annual energy production, with the highest energy injection to the grid in July with 14.987 MWh and the lowest production values during January with 4.334 MWh.

The forecasted generation estimates that the initial production will vary from 104.360 MWh/year to 93.020 MWh/year in the 25th year of the project lifespan, with this reduction equivalent to a decrease of 10,86% over the initial production. The average degradation of the system is equivalent to a rate of -0,44% each year, and over the lifespan of the installation, it is expected to generate a total of 2.467.650 MWh. If a hypothetical case of a 2% annual variation in average emissions relative to the 2033 value of 131 g CO₂eq/kWh is considered, it can be expected that the emissions avoided with the project will be around 259.730 Tm CO₂eq.

4. Phase III: Design of the LV and MV Network, and Plant Electrical Substation

The Low Voltage (LV) and Medium Voltage (MV) network, and the electrical substation of the installation were designed to connect to the 220 kV network and integrate the plant into the distribution system. The installation mainly comprises 69,930 solar modules of 715 Wp from Winhitech RHA66HDGDC-715 to achieve the nominal potential of 50Wp. They are organized into 27 modules per string and arranged into 324 strings per inverters, for a total of 2,590 strings connected to eight inverters of 5.145 kW from Enetronica Santero Sunway SKID 5400-620.

Connection boxes have been chosen to manage high electric DC currents and reduce the number of cables reaching each inverter, as the model used has a limit of seven inputs. They have been organized into two levels to progressively reduce the number of cables and compartmentalize parts of the installation to isolate them in case of problems through overcurrent protections. Considering that each connection box can handle 12 inputs, a total of 270 boxes are required.

Due to the inverter's output voltage of 620 V, a two-stage voltage step-up is necessary to reach 220 kV. A modular set (inverter + transformer | SUNWAYTM conversion unit 6000) is used for each inverter, provided by the same manufacturer, Enetronica Santero, to step up the voltage to 30 kV with a capacity of 5.2 MVA at 45°C. Subsequently, the voltage will be increased to 220 kV with a

55 MVA transformer at the plant's electrical substation to inject the generated power into the high voltage line near the installation.

5. Phase IV: Economic Study of Project Feasibility

The initial investment for the 50 MWp photovoltaic solar energy project requires an initial outlay of 32.938.189 euros, with the expected net present value (NPV) for a discount rate of 65% around 4.148.054 euros, indicating that the project is expected to generate adequately positive net flows to repay the initial investment. In the base case, the project offers an internal rate of return (IRR) of 6.26%, suggesting a favorable profitability compared to other investment operations in the market, and regarding the payback period, it is estimated that by year 11, investors will be repaid their lent capital. Considering this combination of financial factors, it can be assured that the project is a viable, solid, and profitable investment in the renewable energy sector. Additionally, with the estimates considered for the project, an LCOE of 27,7 €/MWh is obtained. It is noteworthy that this LCOE is within the values of 25 to 35 USD / MWh in line with the expected LCOE values of solar energy in the coming years as published by DNV in its Energy Transition Outlook (2023).

EL PRESENTE PROYECTO CONTIENE LOS SIGUIENTES DOCUMENTOS

DOCUMENTO I: MEMORIA DESCRIPTIVA

DOCUMENTO II: PLANOS

DOCUMENTO III: ANEXOS

- ANEXO I. RESULTADOS METEOROLÓGICOS DE CADA EMPLAZAMIENTO
- ANEXO II. RESULTADOS DE LOS CRITERIOS DE SELECCIÓN
- ANEXO III. RED NATURA 2000
- ANEXO IV. FICHAS TÉCNICAS DE INVERSORES Y PANELES SOLARES
- ANEXO V. SEGUIDOR SOLAR SOLTECH SF7
- ANEXO VI. RESULTADOS DE SIMULACIONES
- ANEXO VII. INFORME DE PVSYST
- ANEXO VIII. CATALOGÓ DE CABLES PRYSIAM

DOCUMENTO I.

MEMORIA DESCRIPTIVA

Índice de la memoria

DOCUMENTO I. MEMORIA DESCRIPTIVA.....	1
Capítulo 1. Introducción.....	1
1.1 Motivación del proyecto.....	1
1.2 Objetivos del Proyecto	2
1.3 Objetivos de Desarrollo Sostenible	3
1.4 Estado de la Cuestión	4
1.5 Tendencias Económicas de la Tecnología Solar Fotovoltaica	7
1.6 Metodología de Trabajo	8
Capítulo 2. Explotación del Recurso Solar	9
2.1 El Potencial del Recurso Solar	9
2.2 Aprovechamiento del Recurso Solar	11
2.3 Componentes Principales de una Planta Solar Fotovoltaica	12
2.3.1 Infraestructura de Soporte	12
2.3.2 Inversores	15
2.3.3 Transformadores & Estaciones de Potencia	16
2.3.4 Célula Solar y Unidades de Paneles	16
Capítulo 3. Selección y Análisis del Emplazamiento	18
3.1 Criterios de Selección.....	18
3.2 Emplazamientos	20
3.2.1 Ubicación 1 - Torrijos	20
3.2.2 Ubicación 2 - Manzanares	21
3.2.3 Ubicación 3 - Socuéllamos.....	22
3.2.4 Ubicación 4 – Llerena	23
3.3 Comparativa de los Emplazamientos	24
3.4 Resultados del Emplazamiento Seleccionado	25
3.5 Descripción del Emplazamiento Seleccionado.....	27
Capítulo 4. Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico	28

4.1	Modelos de Inversores y Paneles Seleccionados.....	29
4.2	Estructuras de Soporte y Distancia entre Seguidores	30
4.3	Configuración del Sistema	32
4.4	Configuración de las Pérdidas del Modelo.....	33
4.5	Resultados de las Interacciones	36
4.6	Selección de la Configuración Final.....	38
4.7	Resultados del Diseño Seleccionado	40
Capítulo 5.	<i>Producción de Electricidad de la Planta</i>	42
5.1	Previsión de Generación.....	42
5.2	Contaminación Evitada	43
Capítulo 6.	<i>Diseño del Conexionado Eléctrico</i>	44
6.1	Instalación de Corriente Continua	44
6.2	Instalación de Corriente Alterna.....	50
Capítulo 7.	<i>Planificación del Proyecto</i>	52
Capítulo 8.	<i>Análisis de la Viabilidad Económica del Proyecto.....</i>	53
8.1	Objetivo	53
8.2	Costes del Proyecto	53
8.2.1	Costes de Inversión Iniciales (CAPEX).....	53
8.2.2	Costes Operativos y de Mantenimiento (OPEX)	57
8.3	Ingresos del Proyecto	58
8.3.1	Energía Producida	58
8.3.2	Precio de venta de energía eléctrica producida.....	58
8.4	Costes Normalizados	59
8.5	Cuenta de Resultados + Flujo de Caja (operativo)	60
8.5.1	Cuenta de Resultados	60
8.5.2	Flujo de Caja Operativo.....	61
8.6	Evaluación Económica	62
8.6.1	Resultados Modelo Caso Base	62
8.6.2	Estudio de Sensibilidad	62

Capítulo 9. Conclusión.....	65
Capítulo 10. Bibliografía.....	66
DOCUMENTO II.....	70
DOCUMENTO III.	80
ANEXO I. Resultados Meteorológicos de cada Emplazamiento	82
ANEXO II. Resultados de los Criterios de Selección.....	88
ANEXO III. Red Natura 2000	89
ANEXO IV. Fichas Técnicas de Inversores y Paneles Solares	90
ANEXO V. Seguidor Solar Soltech SF7.....	101
ANEXO VI. Resultados de Simulaciones.....	103
ANEXO VII. Informe de PVSyst	105
ANEXO VIII. Catalogó de Cables Prysiam.....	115

Índice de Figuras

Figura 1: Evolución de la producción eléctrica en la UE [6].	4
Figura 2: Evolución de la potencia instalada renovable en España de 2013 – 2022 [7].	6
Figura 3: Ratio Generación renovable/generación (%) y Generación renovable (GWh) [7].	6
Figura 4: Índice de LCOE de energía solar PV y eólica, 2018-2024 [8].	7
Figura 5: Representación de los tipos de radiaciones solares.	9
Figura 6: Gráfica comparativa de generación de un sistema según tipo de seguidor solar [13].	11
Figura 7: Componentes de una Planta Solar Fotovoltaica Utility Scale [14].	12
Figura 8: Estructura fija genérica de soporte de paneles solares [15].	13
Figura 9: Estructuras móviles genéricas de soporte de paneles solares [46].	14
Figura 10: Esquema genérico del conexionado de paneles con un inversor central [18].	15
Figura 11: Representación del funcionamiento de una célula solar [20].	16
Figura 12: Mapa topográfico del terreno en Torrijos [22].	20
Figura 13: Variación anual de parámetros en Torrijos de base de datos de Meteonorm [23].	20
Figura 14: Mapa topográfico del terreno en Manzanares [22].	21
Figura 15: Variación anual de parámetros en Manzanares de base de datos de Meteonorm [23].	21
Figura 16: Mapa topográfico del terreno en Socuéllamos [22].	22
Figura 17: Variación anual de parámetros en Socuéllamos de base de datos de Meteonorm [23].	22
Figura 18: Mapa topográfico del terreno en Llerena [22].	23
Figura 19: Variación anual de parámetros en Llerena de base de datos de Meteonorm [23].	23
Figura 20: Gráfica comparativa de la evolución anual de GHI y DHI en función de base de datos.	25
Figura 21: Predicción de la climatología mensual del proyecto [24].	26
Figura 22: Mapa topográfico delimitado del terreno seleccionado.	27
Figura 23: Representación de las áreas del emplazamiento en PVSyst.	28
Figura 24: Captura del Programa PVSyst de la orientación de los seguidores solares.	30
Figura 25: Captura del Programa PVSyst del modelo final con los seguidores solares 2V.	31
Figura 26: Captura del Programa PVSyst de la configuración del sistema final.	32
Figura 27: Representación de la línea horizontal del emplazamiento en Llerena.	33

Figura 28: Garantías del productor del panel de Longi durante 30 años (Anexo IV).	34
Figura 29: Representación de las pérdidas por IAM angular [26].	35
Figura 30: Captura del Programa PVSyst de la configuración de los transformadores.	35
Figura 31: Parámetros de diseño de las simulaciones.	36
Figura 32: Resultados de las simulaciones de las diferentes configuraciones.	37
Figura 33: Variación de energía producida a lo largo de 25 años de la variante 11 y 12.....	38
Figura 34: Diagrama de Sankey de la producción de la planta y sus pérdidas.	41
Figura 35: Evolución del valor LCOE global de solar y solar + BESS [37].....	59

Índice de Tablas

Tabla 1: Producción de energía en GWh en la EU desde el 2017 – 2022 [6].	5
Tabla 2: Criterios de Selección del Terreno & Accesibilidad.	18
Tabla 3: Criterios de Selección del Infraestructura & Emplazamiento.	19
Tabla 4: Criterios de Selección del Recursos & Medio Ambiente.	19
Tabla 5: Comparativa de criterios de selección de los emplazamientos.	24
Tabla 6: Resumen de los datos meteorológicos del emplazamiento seleccionado.	25
Tabla 7: Modelos de paneles solares bifaciales seleccionados (Anexo IV).	29
Tabla 8: Modelos de inversores seleccionados (Anexo IV).	29
Tabla 9: Elementos de diseño del modelo final.	40
Tabla 10: Variaciones mensuales de varios factores de la planta solar fotovoltaica.	40
Tabla 11: Evolución anual de la generación de electricidad de la planta en PVSyst.	42
Tabla 12: Evolución de las emisiones medias en España [27].	43
Tabla 13: Características del modelo de inversor.	44
Tabla 14: Características del modelo de panel solar.	44
Tabla 15: Configuración de caja de conexión en CC.	46
Tabla 16: Protecciones del conjunto modular Enetronica Santerno.	50
Tabla 17: Referencias de costes de P.E.M de proyectos reales [31] [32].	54
Tabla 18: Costes de inversión por Wp de proyectos reales [31] [32].	55
Tabla 19: Costes de inversión - CAPEX del proyecto Llerena.	56
Tabla 20: Variación de energía inyectada a la red en el proyecto Llerena.	58
Tabla 22: Variaciones de parámetros para los estudios de sensibilidad.	63
Tabla 23: Resultados del estudio de sensibilidad de variación de CAPEX.	63
Tabla 24: Resultados del estudio de sensibilidad de variación del OPEX del Año 1.	63
Tabla 25: Resultados del estudio de sensibilidad de variación del OPEX TCCA.	64
Tabla 26: Resultados del estudio de sensibilidad de variación de la tarifa media de energía.	64
Tabla 27: Resultados del estudio del escenario positivo y tensionado.	64

Lista de Acrónimos

REE: Red Eléctrica de España
LIC: Lugares de Importancia Comunitaria
ZEPA: Zona Especial de Protección para las Aves
ZEC: Zona de Especial Conservación
TIR: Tasa Interna de Retorno
VAN: Valor Actual Neto
PRI: Periodo de Recuperación de la Inversión
LCOE: Levelized Cost of Energy
PEM: Presupuesto Ejecución Material
PNIEC: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
UE: Unión Europea
GEI: Gases de Efecto Invernadero
MPPT: Maximum Power Point Tracker
GHI: Radiación Global Horizontal
DHI: Radiación Difusa Horizontal
PR: Performance Ratio
AT: Alta Tensión
MT: Media Tensión
BT: Baja Tensión
ODS: Objetivos de Desarrollo Sostenible
REBT: Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

El propósito de este proyecto es el diseño, el estudio de viabilidad y análisis económico de la implementación de una planta solar fotovoltaica de gran potencia (“Utility-Scale”), con el objetivo de apoyar la transición hacia fuentes de generación de energía eléctrica renovable y sostenible. En este documento se contextualiza la situación actual de la tecnología solar fotovoltaica con un enfoque global y de las circunstancias específicas en España, donde la tesis centra su estudio.

Con el objetivo de reducir la dependencia de los combustibles fósiles para generar energía eléctrica y mitigar el impacto medioambiental de esas actividades, se debe promover proyectos de generación de electricidad limpia. La tecnología solar fotovoltaica ha demostrado ser una alternativa viable para la generación de electricidad a gran escala y de forma sostenible, siendo su incremento en el total de la potencia instalada de esta tecnología en España una tendencia positiva hacia la transición energética.

Para garantizar la máxima calidad y precisión en los resultados de este proyecto, se empleará herramientas especializados (e.g. PVSyst, etc.) y se contrastar referencias de diferentes autores de gran autoridad en materia de renovables. La metodología empleada abarcará desde la evaluación inicial de los recursos solares para varios emplazamientos posibles hasta el diseño detallado de la instalación, pasando por el análisis de los componentes técnicos y el estudio económico. De esta manera se podrá garantizar que se ha desarrollado un análisis integral de la viabilidad técnica y financiera de una planta solar fotovoltaica de gran potencia en España.

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

El impacto medioambiental y la protección del planeta está tomando cada vez más importancia en los comités directivos empresariales y marco estratégicos de los países. Tanto España como la Unión Europea están desarrollando iniciativas para cumplir con los objetivos medioambientales acordados e impulsar la transición a tecnologías más sostenibles. Entre todas las iniciativas en desarrollo destaca las propuestas de la renovada Directiva Europea de Energía Renovables EU/2023/2413 y los planes nacionales publicados (e.g. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030). El 30 de marzo de 2023 el Parlamento y Consejo Europeo llegaron a un acuerdo provisional sobre los nuevos objetivos de energía renovables y la directiva europea de energía renovables. De los cambios realizados destaca [1]:

“Los Estados miembros velarán conjuntamente por que la cuota de energía procedente de fuentes renovables sea de al menos el 42,5 % del consumo final bruto de energía de la Unión en 2030.” [2]

Actualmente las energías renovables en el mix energética de la UE-27 representan el 23% en 2022 de energía según Eurostat [3]. European Environment Agency ha publicado que para lograr cumplir con el objetivo establecido se va requiere duplicar más del doble del CAGR observado esta última década, llegando a un valor de 8% CAGR, lo cual supondrá un gran reto salvo cambios transformadores se realicen [4]. Considerando las metas establecidas y las condiciones actuales se va a requerir desarrollar e implementar numerosos proyectos renovables. Partiendo de esta situación particular, se ha decidido realizar el estudio de una planta fotovoltaica de gran potencia “Utility-Scale”, cuyo impacto será mayor y podrá contribuir a reducir las emisiones de gases invernadero de la red eléctrica española.

1.2 OBJETIVOS DEL PROYECTO

Objetivo Principal:

Evaluar la viabilidad tecno-económica de una planta fotovoltaica de gran potencia en España, abarcando tanto la selección del emplazamiento y el diseño de la instalación como el análisis detallado de los aspectos financieros y económicos del proyecto.

Objetivos Adicionales:

A parte del objetivo principal para la elaboración de la tesis se han establecidos otros objetivos específicos. A continuación, se describe los objetivos asociados a cada fase del proyecto que se deben cumplir:

❖ **Selección del Emplazamiento Óptimo de la Planta.**

Identificar y evaluar varias localizaciones potenciales para la instalación, considerando varios factores. Se seleccionará el emplazamiento que maximice la eficiencia de la tecnología fotovoltaica y minimice los costes asociados con la implementación y operación del proyecto.

❖ **Evaluación del Emplazamiento Seleccionado.**

Se realizará un estudio detallado del recurso solare en el emplazamiento y los elementos externos que establecerán restricciones en el área disponible para los paneles solares.

❖ **Diseño de la Infraestructura de la Planta.**

Mediante varias simulaciones se seleccionará la combinación optima de tecnologías de diferentes equipos (e.g. paneles, inversores, etc.) con el objetivo de maximizar la producción eléctrica. Se diseñará la red de BT y MT, y subestación eléctrica de la planta.

❖ **Análisis Económico del Proyecto.**

Se realizará un estudio en detalle de la rentabilidad del proyecto bajo diferentes escenarios (Caso Base, Pesimista y Optimista) y el capital requerido para implementar. Además de evaluar indicativos financieros claves para valorar la inversión.

❖ **Análisis de Impacto Ambiental y Emisiones Evitadas:**

Se evaluará el impacto ambiental del proyecto fotovoltaico en materia de reducción de emisiones de gas de efecto invernaderos y se calculará las emisiones evitadas al emplear la energía eléctrica de la instalación de este proyecto.

1.3 OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Los objetivos de desarrollo sostenibles (ODS) de las Naciones Unidas están teniendo un papel clave en el desarrollo de varios proyectos para salvaguardar el planeta y la prosperidad. Este proyecto está alineado con varios ODS, siendo estos:

7 ENERGÍA ASEQUIBLE Y NO CONTAMINANTE



La producción de electricidad de la planta solar a gran escala puede suministrar suficiente energía para observar una disminución del precio medio en el mercado eléctrico. Esto como consecuencia reduciría el impacto económico que tiene en la población, especialmente haciendo más asequible los grupos más desfavorables. Además, mediante este proyecto se consigue contribuir para alcanzar dos metas del objetivo 7 [5]:

- 7.1 “De aquí a 2030, garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos”.
- 7.2 “De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas”.

8 TRABAJO DECENTE Y CRECIMIENTO ECONÓMICO



Debido a la magnitud del proyecto se requiere mucho capital y se generarían varios puestos de trabajo. También como consecuencia del cumplimiento del ODS 7 al reducir el coste de la electricidad, permitirá a las empresas contratar a más empleados así crecer sus negocios y consiguientemente la economía. Además, mediante este proyecto se consigue contribuir para alcanzar dos metas del objetivo 8 [5]:

- 8.2 “Lograr niveles más elevados de productividad económica mediante la diversificación, la modernización tecnológica y la innovación...”.
- 8.4 “Mejorar progresivamente la producción y el consumo eficientes de los recursos mundiales y procurar desvincular el crecimiento económico de la degradación del medio ambiente...”.

13 ACCIÓN POR EL CLIMA



Con este proyecto se consigue aumentar la participación en el Mix Energético en España de las energías renovables. Como resultado se logra reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GHG), al depender menos de fuentes de energía basadas en combustibles fósiles para cubrir la demanda energética de la nación. Además, mediante este proyecto se consigue contribuir para alcanzar una meta del objetivo 13 [5]:

- 13.1 “Fortalecer la resiliencia y la capacidad de adaptación a los riesgos relacionados con el clima y los desastres naturales en todos los países”.

1.4 ESTADO DE LA CUESTIÓN

Los paneles fotovoltaicos son módulos que convierten parte de la energía procedente del sol en electricidad mediante el denominado efecto fotovoltaico. La estructura de estos paneles esta compuestas por células solares, formadas generalmente por silicio, un material semiconductor. Dentro de estas células solares los fotones de la luz solar se golpean con los átomos del semiconductor produciendo como consecuencia una corriente continua y liberando átomos. En función de varios factores (e.g. ángulo de la radiación solar, humedad, etc.) el rendimiento se verá afectado.

La tecnología solar fotovoltaica ha experimentado varios avances en últimas décadas. Además, se ha consolidado en la sociedad como una fuente de energía renovable y sostenible. Concretamente destaca la alta implementación de proyectos de carácter de autoconsumo en las viviendas en España y otros países europeos en los últimos años. Los cambios en la legislación y las iniciativas tanto a nivel europeo como nacional han impulsado considerable la implementación de esta tecnología para reducir el impacto medioambiental

En la siguiente gráfica se puede ver la evolución de las renovables y su aportación a la demanda de los países miembros de la EU:

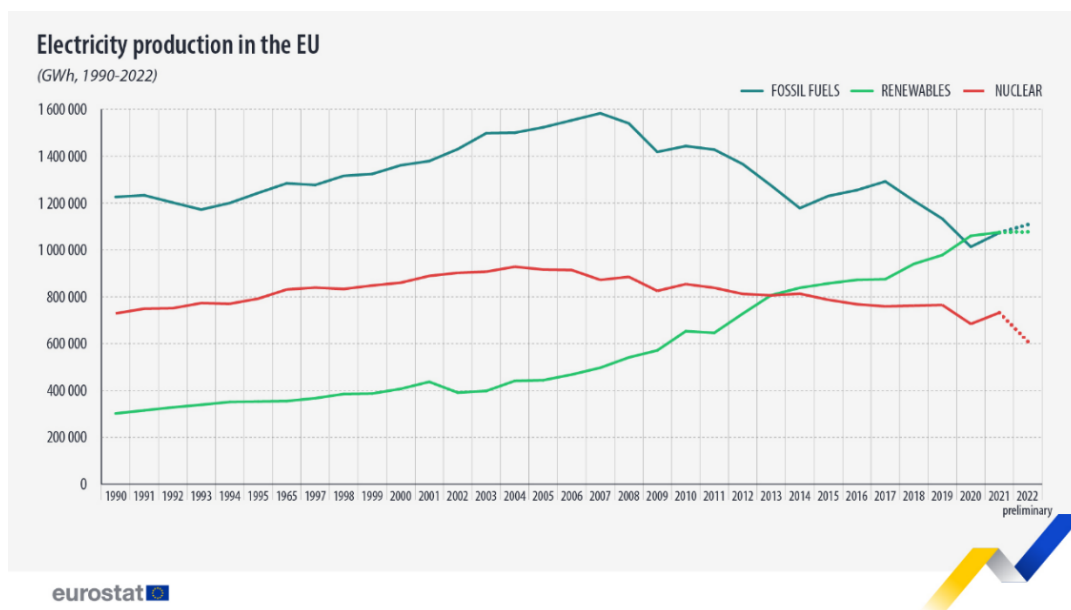


Figura 1: Evolución de la producción eléctrica en la UE [6].

La gráfica proporciona una visión clara y concisa de las tendencias en la producción de energía eléctrica en la Unión Europea, donde destaca la tendencia positiva en la aportación de las tecnologías renovables a suministrar la demanda eléctrica y la reducción de la dependencia de la energía procedente de combustibles fósiles. Estos resultados están alineados con la política energética de la UE de estos últimos años y es indicativo de la transición hacia un sistema de generación de energía limpia y la mitigación del impacto al medioambiente.

En la siguiente tabla se recoge la producción de energía en GWh en la EU desde el 2017 – 2022, desglosada por cada tipo de tecnología de producción:

Gross electricity production in the EU, GWh						
	2017	2018	2019	2020	2021	2022 preliminary
Anthracite	4 103	4 013	680	715	636	721
Coking coal	11 164	8 805	13	81	64	196
Other bituminous coal	316 143	286 535	205 613	154 218	190 144	209 078
Sub-bituminous coal	3 170	2 394	1 554	572	389	242
Lignite	301 921	291 618	241 259	195 292	226 128	241 381
Brown coal briquettes	2 329	2 132	1 799	1 510	1 663	1 555
Coke oven gas	7 770	7 204	7 166	6 237	6 117	6 365
Gas works gas	1 939	1 803	1 734	1 250	142	361
Blast furnace gas	20 844	20 866	19 455	16 343	20 053	18 711
Peat	5 243	5 922	5 161	3 137	2 502	2 432
Oil shale and oil sands	9 912	9 380	4 318	2 247	3 444	5 078
Natural gas	525 178	490 689	569 312	560 997	551 784	544 640
Refinery gas	6 550	7 158	6 955	6 622	6 310	6 419
Liquefied petroleum gases	452	237	232	147	145	301
Gas oil and diesel oil	10 518	9 704	10 274	10 087	10 461	13 437
Fuel oil	28 737	25 614	24 894	21 345	23 388	23 230
Petroleum coke	2 280	1 577	621	517	465	522
Solid biofuels	74 261	76 252	80 560	82 959	92 752	85 871
Biogases	55 648	55 096	54 991	55 766	52 603	51 961
Industrial waste (non-renewable)	2 750	2 925	2 942	2 639	2 573	2 382
Renewable municipal waste	18 739	19 335	19 011	18 873	19 573	20 019
Non-renewable municipal waste	18 218	18 838	18 584	18 334	18 797	19 254
Hydro	322 463	370 234	345 643	375 487	374 849	308 581
Pure hydro power	281 813	326 819	306 478	331 709	330 758	266 726
Mixed hydro power	22 720	27 044	23 276	25 838	27 915	23 306
Mixed hydro power - pumping	10 187	9 981	9 494	10 367	10 355	12 571
Pumped hydro power	17 931	16 372	15 889	17 940	16 177	18 547
Geothermal	6 715	6 655	6 726	6 717	6 538	6 433
Wind	312 313	320 616	367 118	397 799	386 866	421 265
Solar thermal	5 883	4 867	5 683	4 992	5 176	4 536
Solar photovoltaic	102 052	108 200	118 202	140 125	158 588	205 108
Tide, wave, ocean	522	480	499	509	503	513
Nuclear	759 383	761 943	765 338	683 512	731 701	609 169
Heat from chemical sources	1 172	1 099	1 038	1 089	1 105	754
Other fuels (including non-specified)	22 551	20 860	19 848	19 560	16 081	18 594
Total (excluding pumped hydro)	2 932 807	2 916 698	2 881 840	2 761 371	2 885 010	2 797 990

Notes: Data extracted on 24 June 2023

Source: Eurostat (online data codes: nrg_ind_pehcf, nrg_ind_pehnf)

eurostat

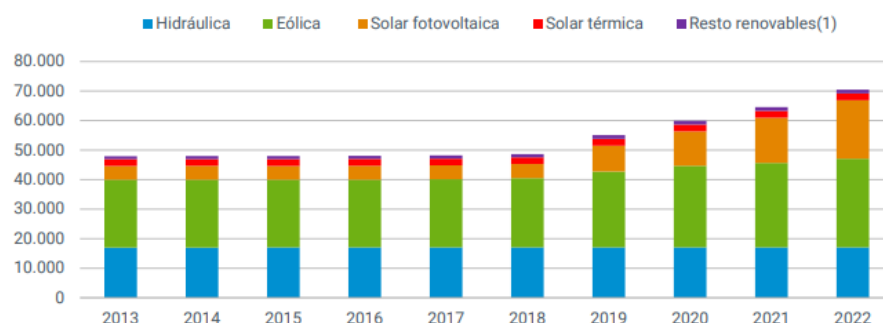
Tabla 1: Producción de energía en GWh en la EU desde el 2017 – 2022 [6].

La tabla muestra la producción de electricidad en la Unión Europea desglosada en función del tipo de tecnología empleada y se puede observar las variaciones en la producción para suministrar a la demanda de electricidad. Cabe destacar la gran disminución del uso de varios tipos de carbones para producir energía y su sustitución con otras fuentes de generación para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Analizando la variación en la producción eléctrica mediante tecnologías renovables, los datos preliminares de 2022 muestran un incremento mayor en la electricidad producida a partir de energía solar fotovoltaica (+29,3%) y eólica (+8.9%).

Estos datos reflejan en más detalle el impulso hacia la descarbonización y sostenibilidad que la Unión Europea está impulsando como se podía extraer en la figura de la evolución de la producción eléctrica en la UE. Teniendo en cuenta este incremento en la contribución en la producción eléctrica y las políticas europeas se puede afirmar que se mantendrá el aumento de la demanda de energía renovables y la implementación de los proyectos con estas tecnologías para poder sustituir las tecnologías más contaminantes.

En la siguiente grafica elaborado por Red Eléctrica Español se puede ver la evolución en la cantidad de potencia instalada renovable en España y el aumento de la potencia instalada de solar fotovoltaica. Este incremento en la potencia instalada de solar fotovoltaica se debe principalmente a los avances tecnológicos, los cuales han reducido el capital requerido para la implementación de instalaciones de esta tecnología y el fuerte impulso por parte del gobierno para fomentar el autoconsumo.

Evolución de la potencia instalada renovable (MW)



(1) Incluye biogás, biomasa, geotérmica, hidráulica marina, hidroeléctrica y residuos renovables.

Figura 2: Evolución de la potencia instalada renovable en España de 2013 – 2022 [7].

En la siguiente figura se puede ver el mapa de España con la cantidad de la demanda eléctrica de cada CC.AA. en 2022 fue suministrada por una fuente de energía renovable:

Ratio Generación renovable/generación (%) y Generación renovable (GWh)

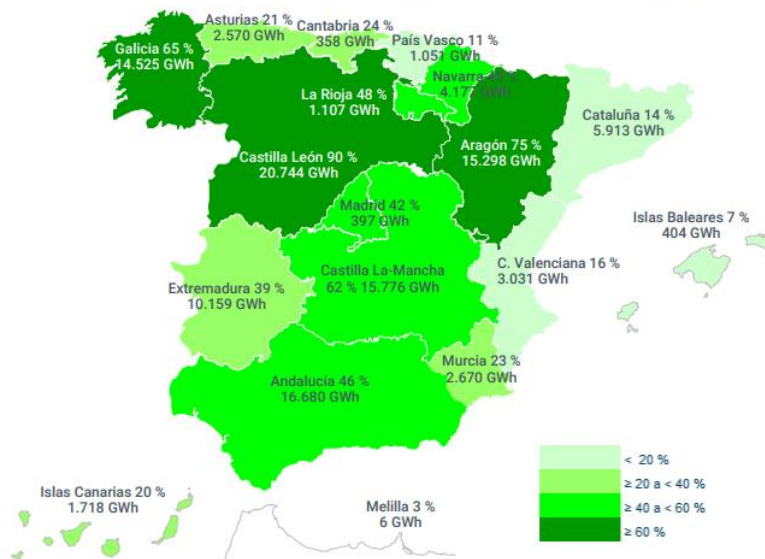


Figura 3: Ratio Generación renovable/generación (%) y Generación renovable (GWh) [7].

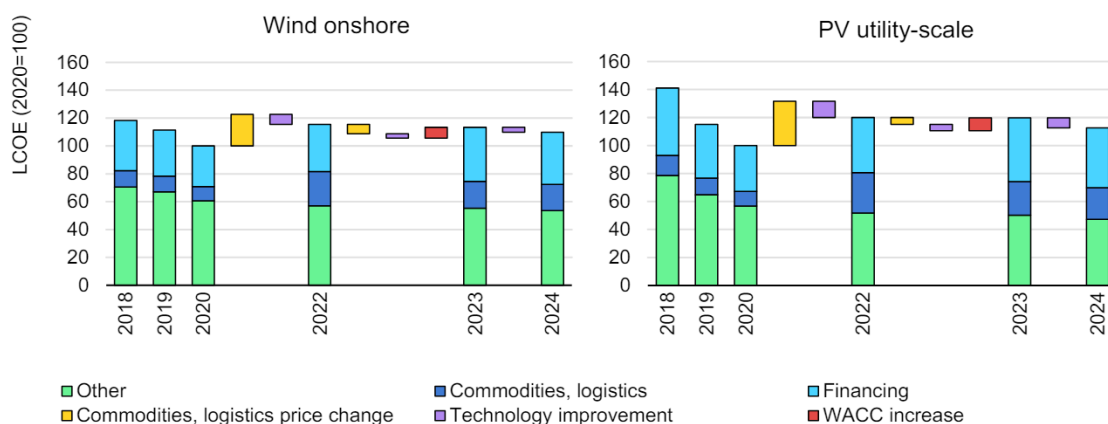
La producción de energía renovable en cada comunidad autónoma viene determinada en gran medida por la distribución de la capacidad instalada entre las comunidades autónomas y las condiciones meteorológicas durante el año. Castilla y León seguirán siendo la comunidad autónoma con mayor producción de energía renovable de España y confirma nuevamente su liderazgo en materia de energías renovables. Cabe destacar el incremento de la generación renovable (GWh) en Andalucía en un 4,1% comparado a los resultados en 2021, la cual lo posiciono como la segunda CC.AA. con más GWh verde.

1.5 TENDENCIAS ECONÓMICAS DE LA TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

En el informe "Renewable Energy Market Update June 2023" de la Agencia Internacional de Energía (IEA) se predice que los costes asociados a la generación eléctrica de tanto nuevas instalaciones solar fotovoltaica de gran potencia como eólica onshore comenzarán a disminuir a lo largo de 2024. La reducción progresiva en los precios de los módulos solares se debe a las mejoras en la eficiencia operativa y tecnológica, cuya tendencia se veían desde hace varios años hasta que la perturbación en la cadena de suministros provocó que los costes incrementasen. Si se consideran los valores actuales de los tipos de interés y las tendencias de mejora de eficiencias, se puede esperar que los costes de LCOEs medios globales en 2024 estén a un 10% - 15% por encima de los valores de 2020 [8].

La gran parte del capital requerido para implementar estos proyectos es el CAPEX, siendo los costes asociados a las operaciones de mantenimiento una parte relativamente baja de la inversión a lo largo de la vida útil de la instalación. Considerando estas condiciones la subida de los costes asociados a los materiales necesarios para fabricar los componentes de los paneles solares (e.g. acero, cobre, etc.) debido a las perturbaciones a la cadena de suministros provocó el incremento general de los costes a finales de 2020.

Solar PV and wind LCOE index based on average annual input costs, 2018-2024



IEA. CC BY 4.0.

Notes: "Other" includes remaining investment costs, including other commodities, labour, energy, manufacturing processes, construction etc. LCOE = levelised cost of energy. WACC = weighted average cost of capital. LCOE index calculations are based on WACC of 4.5% in 2020-2022 and 5.5% in 2023-2024. Analysed commodities include steel, copper, aluminium and polysilicon. Technology improvement impact is based on historical trends. The data excludes China.

Figura 4: Índice de LCOE de energía solar PV y eólica, 2018-2024 [8].

Aunque los costes de la tecnología solar fotovoltaica están en una trayectoria descendente, su evolución dependerá principalmente de los cambios en la política energética de la UE como la innovación y las condiciones macroeconómicas del mercado. Prestar atención detenidamente a la evolución de estos factores es crucial para poder rentabilizar los proyectos nuevos solar fotovoltaicos y ofrece precios competitivos.

1.6 METODOLOGÍA DE TRABAJO

El objetivo de esta tesis es la evaluación tecno-económica de una planta fotovoltaica de gran potencia y se deberá metodológicamente analizar varias facetas relacionadas con el proyecto para poder garantizar un análisis integral. A continuación, se describen las diferentes etapas realizadas para evaluar la viabilidad de la instalación:

Fase I: Selección del Emplazamiento de la Planta.

Considerando varias restricciones (e.g. radiación solar, tamaño del terreno, condición del terreno, cercanía a una línea de 220 kV, etc.), se seleccionará cuatro opciones de localización del proyecto mediante imágenes de satélite con la aplicación Google Earth Pro y se obtendrá los recursos solares de cada emplazamiento a través de varias bases de datos (METEONOR, NASA y PVGIS). Una vez se haya extraído la información relevante de cada emplazamiento, se realizará un análisis comparativo de beneficios/perdidas para seleccionar la opción más adecuada.

Fase II: Estudio Energético y Selección de los Equipos de la Planta.

Tras fijar los condicionantes del terreno como por ejemplo el espacio disponible para los paneles solares tras considerar las distancias mínimas entre elementos externos (e.g. arroyo) del emplazamiento, se iniciará el diseño de la instalación. Se realizarán varias simulaciones para seleccionar la mejor combinación de inversores y paneles solares de una selección de 3 distintos productores para cada una de estas tecnologías. Mediante la herramienta PVSYS se elaborarán las simulaciones y se optimizará la combinación final considerando las restricciones del terreno.

Fase III: Diseño de la Red de BT y MT, y Subestación Eléctrica de la Planta.

Se diseñará la red de Baja Tensión (BT) y Media Tensión (MT), y la subestación eléctrica de la instalación para poder realizar la conexión a la red e integrar la planta al sistema de distribución. Se mantendrá los requerimientos mínimos de seguridad para diseñar los equipos de protección y control para garantizar el cumplimiento de la normativa.

Fase IV: Estudio Económico de la Viabilidad del Proyecto.

Se determinará la rentabilidad del proyecto para distintos escenarios (Caso Base, Pesimista y Optimista). En este estudio económico se incluirá el cálculo de los costes de inversión, O&M, proyecciones de ingresos y varios indicadores financieros. Además de los indicadores financieros se analizará la sensibilidad del modelo de Excel para evaluar el impacto de variables críticas así identificar posibles riesgos.

Capítulo 2. EXPLOTACIÓN DEL RECURSO SOLAR

2.1 EL POTENCIAL DEL RECURSO SOLAR

El potencial del recurso solar es enorme y constituye una fuente relativamente inagotable de energía que la cantidad que se puede aprovechar dependen significativamente de la ubicación geográfica y las condiciones atmosféricas. Según la Agencia Internacional de Energía (IEA), el planeta tierra recibe alrededor de 173 petavatios de energía solar constantemente, lo cual es equivalente a más de diez mil veces el consumo total de energía global. La cantidad de energía que recibe el planeta en la parte superior de la atmósfera se denomina como la constante solar y es aproximadamente 1361 W/m^2 . Aunque, no toda esta energía se transmite a la superficie terrestre al tener que transcurrir a través de la atmósfera y nubes, siendo de media su valor en un día claro y soleado alrededor de 1000 W/m^2 [9].

El contraste entre la cantidad de energía disponible entre distintas regiones es significativo, afectando en gran medida a la rentabilidad de los proyectos solares y el precio de venta de la energía. Por ejemplo, para una misma área en el desierto del Sahara, la radiación solar anual alcanza unos valores alrededores de 2500 kWh/m^2 comparados a los valores más bajos de las zonas más nubladas de Europa del Norte, donde se puede obtener 1000 kWh/m^2 al año [10].

La radiación solar que llega a la superficie lo realiza de diferentes maneras siendo los tres principales tipos: radiación solar directa, radiación solar difusa y radiación solar reflejada.



Figura 5: Representación de los tipos de radiaciones solares.

❖ Radiación Solar Directa:

Es la más intensa de las tres y se suele emplear en aplicaciones que requieren concentradores solares como son para los sistemas de energía solar térmica. Esta radiación se transmite en una línea recta desde el sol hacia la tierra y llega a la superficie terrestres sin haber sido dispersada o absorbida durante su trayecto por la atmosfera.

❖ Radiación Solar Difusa:

Es la parte de la radiación solar que sea dispersado durante su trayectoria por la atmosfera, debido a varios factores desde moléculas de aire hasta aerosoles presentes en la atmosfera. Este tipo de radiación presenta una ventaja sobre la directa al permitir su aprovechamiento incluso en días nublados o parcialmente nublados

❖ **Radiación Solar Reflejada:**

La radiación solar que sea reflejado hacia la atmósfera tras llegar a la superficie de la tierra y depende principalmente del albedo de la superficie, el cual varía según el tipo de terreno (e.g agua, vegetación, etc.).

Uno de los métodos que permiten capturar esta energía y convertirla en electricidad es la tecnología solar fotovoltaica, la cual puede aprovechar tanto la luz solar directa como la difusa. Esto permite a planta que emplean esta tecnología poder generar electricidad en unas condiciones de nubosidad parcial, siendo esta versatilidad su aplicación atractiva para numerosas aplicaciones desde generación para el autoconsumo de una zona rural desconectada de la red hasta grandes plantas solares.

2.2 APROVECHAMIENTO DEL RECURSO SOLAR

El aprovechamiento del recurso solar se realiza principalmente mediante dos tipos de tecnologías siendo ellas los sistemas fotovoltaicos y los térmicos. En los sistemas fotovoltaicos se consigue convertir la luz solar en electricidad mediante módulos formados por materiales semiconductores (e.g. silicio). En los últimos años se ha dado numerosas mejoras a la eficiencia de conversión de los módulos de los paneles fotovoltaicos comerciales llegan a unos valores entre el 15% y el 20%, aunque existen módulos más avanzadas que ofertan unas eficiencias altas de hasta el 22% - 24% sin pérdidas grandes durante la vida útil de planta debido al deterioro de la instalación [11][Anexo IV].

Además de la localización del emplazamiento de la instalación solar otro factor que afecta la cantidad de energía que se puede producir es el ángulo de incidencia de los sistemas y la colocación de los mismo en función de su orientación a la latitud. Para optimizar y solucionar el problema asociado con la colocación del ángulo de los sistemas fotovoltaicos se han estado desarrollando tecnologías de apoyo como son los seguidores solares que pueden mejorar significativamente la eficiencia global de la instalación. Los seguidores solares se ajustan periódicamente durante el día para poder maximizar la luz recibida por los paneles, lo cual aumentaría la generación de energía en un 25% a 35% en comparación al sistema tradicional fijo [12].

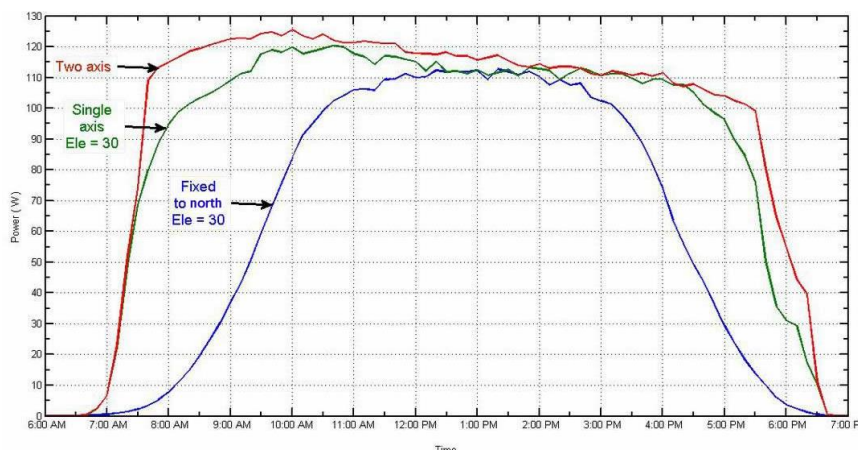


Figura 6: Gráfica comparativa de generación de un sistema según tipo de seguidor solar [13].

Aunque numerosas mejoras se han dado estos últimos años la implementación de sistemas de generación de energía eléctrica procedente del sol sigue presentando ciertos desafíos asociados a su naturaleza intermitente a la hora de generar energía y la necesidad de tener que habilitar grandes espacios para poder instalar los paneles solares. Para solventar el problema de una generación estable de energía renovable se han continuado mejorando la viabilidad de los sistemas BESS de almacenamiento de energía y la reducción de los costes asociados con la operación de la maquinaria. Estos avances juntos al abaratamiento de los paneles solares han facilitado una mayor adopción de la tecnología, no solo para los espacios convencionales como eran los campos solares sino también para los entornos urbanos.

Más allá de la mejora de la tecnología de captación de la radiación del sol su integración a la infraestructura energética es esencial. Ha crecido el interés en la implementación de la tecnología dentro de microrredes debido a que ofrecen más flexibilidad para gestionar la energía y proporcionan un suministro a la demanda local. Este método de control ha tenido cierto éxito especialmente en áreas aisladas y donde la red eléctrica es inestable o no puede suministrar la demanda.

2.3 COMPONENTES PRINCIPALES DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía producida por las células fotovoltaicas al recibir la radiación solar genera una corriente eléctrica continua, por lo tanto, se tiene que convertir a alterna para poder introducir esta energía a la red. Se empleará un inversor para realizar esta transformación y posteriormente se ajustará mediante un transformador a las condiciones del punto de conexión de la red transporte, siendo en este caso 220kV. Adicionalmente a estos elementos principalmente se requiere otra instrumentación para poder mantener y operar correctamente la instalación estos incluyen equipos de telecomunicaciones y una estación meteorológica para obtener datos geográficos actuales. En los siguientes apartados se expande en más detalle los principales elementos que componen estas instalaciones de generación:

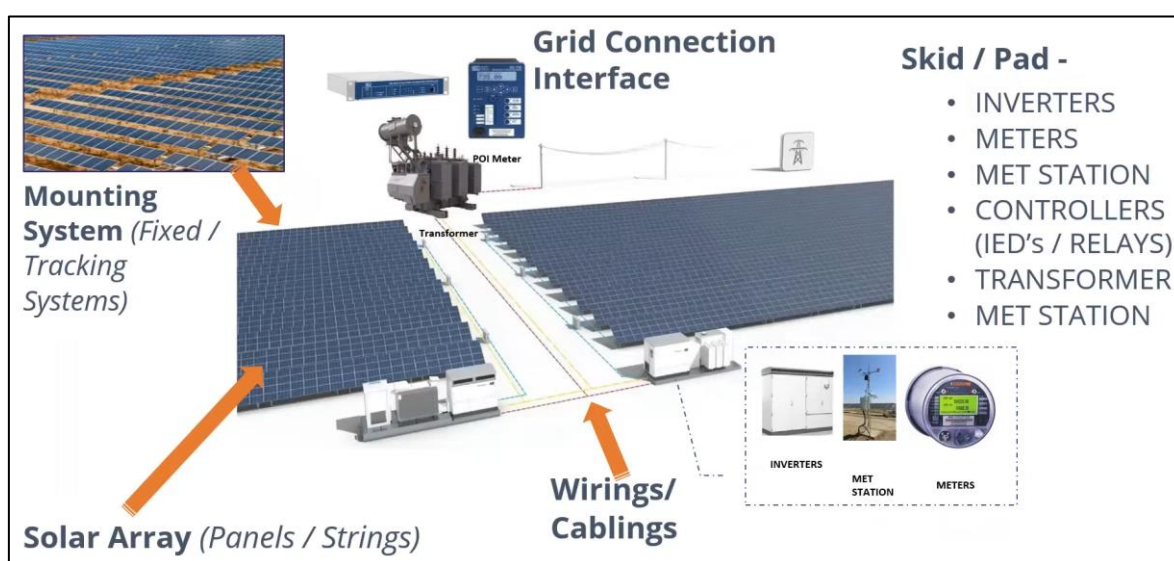


Figura 7: Componentes de una Planta Solar Fotovoltaica Utility Scale [14].

2.3.1 INFRAESTRUCTURA DE SOPORTE

La instalación de la infraestructura de soporte es crucial para el correcto mantenimiento de los paneles solares y vida útil de la instalación. Incluyen una estructura metálica y generalmente bases de hormigón para poder proporcionar estabilidad a los paneles solares, soportando diferentes condiciones climáticas adversas (e.g. vientos fuertes). Su diseño e instalación debe considerarse que debe durar al menos 25 años, superando la vida útil de los módulos seleccionados y que se puedan instalar fácilmente, lo cual minimizará los costes de instalación. Se han desarrollado dos tipos de estructuras de soportes: las fijas y las variantes de las móviles.

En instalaciones a grandes escalas se emplean los seguidores solares (estructuras móviles) para poder ajustar el ángulo de los paneles periódicamente, lo cual aumentaría la eficiencia en la captación de energía solar. El coste adicional de esta infraestructura y su mantenimiento se ve compensado por el significativo incremento de la generación eléctrica de la instalación anual. Según la configuración en el seguidor solar se le puede denominar 2V si tiene 2 filas verticales o 1V si solo tiene 1 fila vertical.

Estructuras Fijas

Las estructuras fijas son el tipo más común de infraestructura de soporte empleado en las instalaciones solares. Se encargan de sostener los paneles solares en una posición fija con un ángulo óptimo que maximice la captación de radiación solar a lo largo del año en función de la latitud y condiciones climatológicas del emplazamiento seleccionado. Este tipo de estructura presenta ciertas ventajas y desventajas dependiendo principalmente de la superficie que la soporta.

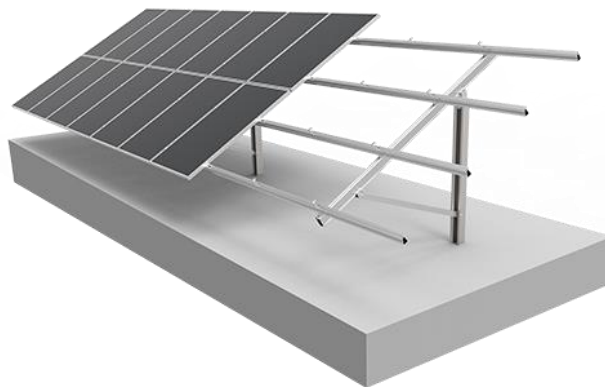


Figura 8: Estructura fija genérica de soporte de paneles solares [15].

❖ Ventajas de las Estructuras Fijas

Coste Reducido: El diseño simple de estas estructuras y la menor cantidad de componentes móviles reduce el coste general principalmente en sus aspectos de instalación y mantenimiento a lo largo de la vida útil de la instalación solar.

Mantenimiento Sencillo: La ausencia de partes móviles presentan menos puntos de fallos potenciales y requiere menos frecuencia de mantenimiento. Estas circunstancias dotan a estas estructuras a una mayor fiabilidad y menores costes operativos a largo plazo.

Facilidad de Instalación: Su diseño sencillo permite la fácil instalación de la estructura, lo cual reduce significativamente los tiempos de construcción que son unos de los factores más críticos

❖ Desventajas de las Estructuras Fijas

Eficiencia Limitada: Al no poder ajustarse para seguir el sol durante el día y depender la superficie que la soporta reduce la eficiencia de los paneles. Ciertas aplicaciones como las instalaciones urbanas o suburbanas en edificios generalmente tienen limitado a la inclinación y orientación del techo, lo cual reduce significativamente la eficiencia.

Rendimiento Estacional: Al ser diseñadas para un ángulo específico que genere la máxima cantidad de energía durante un año o en un periodo particular de tiempo provoca que ciertos momentos del año su producción no sea ideal.

Impacto del Sombreado: Al no poder ajustarse periódicamente son más susceptibles al sombreado debido a otros elementos externos (e.g. árboles, edificios, etc.), reduciendo significativamente la producción de energía.

Estructuras Móviles

Los sistemas de seguimiento solar o estructuras móviles son mecanismos avanzados diseñados para optimizar la captación de radiación solar al ajustarse periódicamente el ángulo de inclinación del panel y maximizar la cantidad de energía capturada. Aunque estos sistemas son más caros el aumento de producción de electricidad compensa la inversión inicial y los costes de mantenimiento.



Figura 9: Estructuras móviles genéricas de soporte de paneles solares [46].

Existen dos tipos principales de seguidores solares: Seguidores de un solo eje son el modelo más simple y menos costoso de una estructura móvil, el cual ajusta generalmente la orientación del panel solar de este a oeste a lo largo del día, siguiendo la trayectoria diurna del sol. En comparación los seguidores de doble eje son los modelos más complejos que permiten un movimiento de rotación de tanto en el eje horizontal como el vertical, lo cual permite seguir el movimiento del sol con mayor precisión, ajustándose a los cambios estacionales y diarios. Este tipo de estructura presenta ciertas ventajas y desventajas [16]:

❖ Ventajas de las Estructuras Móviles

Mayor Eficiencia Energética: La cualidad más valorada de optar por este tipo de estructura es su capacidad de adaptar la orientación de los paneles a la trayectoria del sol durante el día, lo cual puede aumentar en un 25% - 35% [12] la captación solar comparado a la estructura fija.

Optimización Estacional: La flexibilidad de ajustarse en cualquier momento les otorga la capacidad a las instalaciones de estar mejor preparadas para adaptarse a las variaciones estacionales y es particularmente valioso para las regiones geográficas en latitudes extremas donde la posición del sol varía considerablemente.

Reducción del Impacto del Sombreado: Se puede reducir los efectos del sombreado de hileras de paneles solares sobre otras así evitar la bajada de eficiencia durante ciertas partes del día.

❖ Desventajas de las Estructuras Móviles:

Mayor Coste Inicial: El coste superior de esta estructura se debe a la necesidad de motores, sensores y sistemas de control adicionales, los cuales ajustarán la orientación de los paneles solares.

Mayor Mantenimiento: Estos mismos elementos que encarecen la instalación requieren un mantenimiento más frecuente debido al movimiento de partes, las cuales se desgastan más rápido con el tiempo y pueden aumentar los costes operativos a largo plazo si no se mantienen correctamente.

2.3.2 INVERSORES

Los paneles generan electricidad en corriente continua, pero para poder entregar esta potencia a la red eléctrica se debe convertir a corriente alterna mediante un inversor. Otra ventaja que posee el inversor es su capacidad de adaptar la tensión de salida de la planta a una amplitud y frecuencias adecuadas para ser inyectadas a la red y evitar la introducción de armónicos incensarios a la red eléctrica por parte de la instalación. Ciertos modelos ofrecen varios MPPT (Maximum Power Point Trackers) que permite mitigar los efectos negativos sobre la eficiencia de un panel solar debido al sombreado de un elemento externo o temperatura del panel, esto se consigue afectado la corriente y tensión para obtener el MPP (Maximum Power Point) [17]. En función del tamaño y diseño de la planta solar se puede emplear distintos inversores:

❖ Inversores de Cadena o String:

Los inversores de cadena o inversores string se emplea en instalaciones que tiene sus paneles agrupados en ramales y conectados en serie. Con esta disposición los paneles en un ramal canalizan la energía hacia un inversor específico, pero, presenta cierta desventaja ya que la eficiencia global se verá limitado por el panel que presente el menor rendimiento. Debido a este condicionante es especialmente importante evitar cualquier elemento externo que reduzca el rendimiento de los paneles al producir una sombra sobre el mismo porque el efecto se verá en todo el ramal. Este tipo de inversor tiene una larga historia en el mercado y su capacidad de conectar múltiples paneles en series han provocado el uso ampliado a nivel global en tanto entornos residenciales como comerciales.

❖ Inversores Centrales:

A diferencia de un inversor string en un sistema que emplea un inversor central, todos los paneles se conectan directamente al inversor. Estos tipos de inversores están valorados por su alta eficiencia y capacidad de procesar una gran cantidad de corriente continua procedente de los paneles solares, lo cual lo hace ideal para los proyectos solares de gran potencia. Esta ventaja también presenta el inconveniente de en caso de fallo del sistema, se puede lugar una parada completa de la producción de energía y provocar pérdidas económicas significativas durante el periodo de inactividad [18].

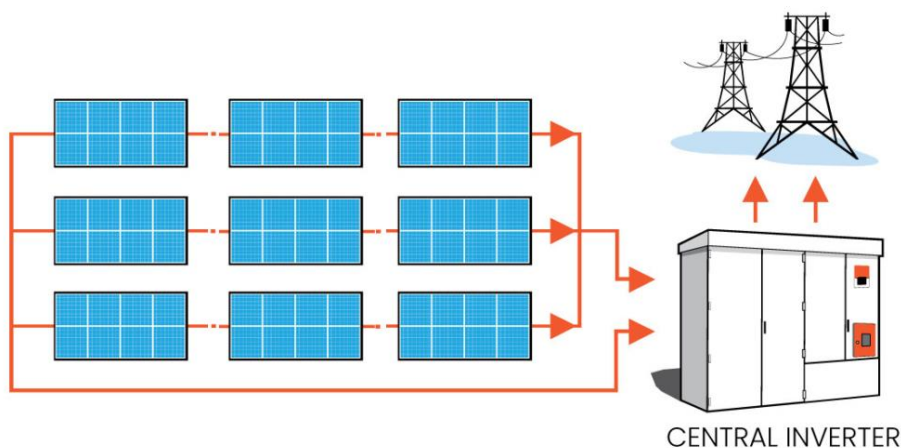


Figura 10: Esquema genérico del conexionado de paneles con un inversor central [18].

2.3.3 TRANSFORMADORES & ESTACIONES DE POTENCIA

Una vez la corriente continua de los paneles se ha convertido a corriente alterna se debe ajustar el nivel de tensión para poder inyectar la potencia generada de la instalación a la red eléctrica. Para conseguir esto se emplea los transformadores, lo cuales son dispositivos que transfieren energía eléctrica de un circuito a otro mediante electromagnetismo y pueden correctamente entregar la electricidad generado por la planta de manera eficaz.

Una variante que cumple con el objetivo del transformador y el inversor al mismo tiempo son las denominadas estaciones de potencia que integran estos dos sistemas para optimizar la generación y distribución de energía, lo cual consigue optimizar el espacio requerido para ambos sistemas y simplificar el mantenimiento. Esta opción es dependiente de estar disponible en el mercado y su selección supone una reducción de la fiabilidad global de la instalación debido a que en caso de fallo caen dos sistemas [19].

2.3.4 CÉLULA SOLAR Y UNIDADES DE PANELES

Las células solares son la unidad básica que permite la conversión de radiación solar en electricidad en una planta fotovoltaica. Generalmente están compuestas de silicio cristalino y pueden ser del tipo monocristalinas o policristalinas, siendo las células monocristalinas, fabricadas a partir de único cristal de silicio más eficientes [11]. A diferencia de las células policristalinas que están compuestas de múltiples cristales de silicio y suelen ofrecer eficiencias menores, pero su coste de producción es menor. Una unidad de panel solar está compuesta de varias células solares conectadas en serie y paralelo para formar módulos, los cuales pueden ser integrados en arrays más grandes.

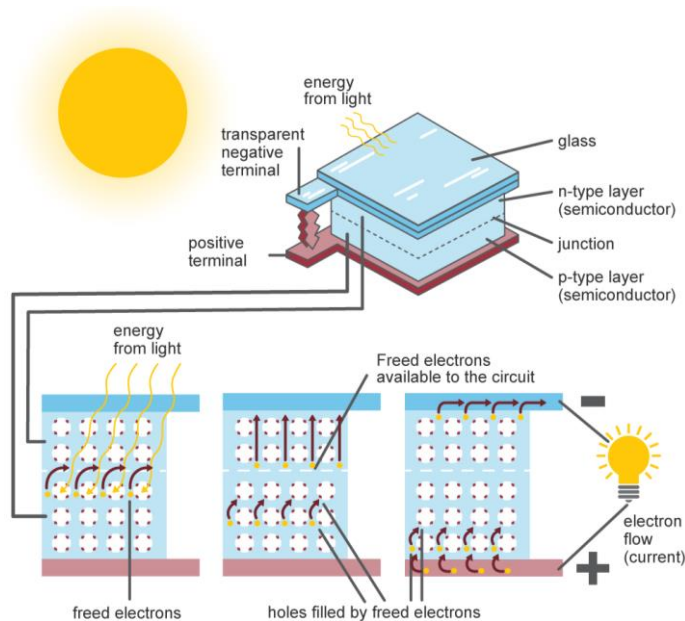


Figura 11: Representación del funcionamiento de una célula solar [20].

La generación de electricidad se produce debido al efecto fotovoltaico que ocurre cuando los fotones de la luz solar impactan los átomos del material semiconductor de la célula solar, lo cual libera electrones y crea el flujo de corriente continua. La célula solar está formada por dos capas cada una de ellas cargas positivas y negativamente, creando un campo eléctrico en su unión que facilita la conversión de energía

Debido a la abundancia del silicio y su relativo bajo precio comparado a otras alternativas la mayoría de las células solares están compuestas de silicio y en función del proceso de fabricación del material se pueden clasificar en diferentes tipos [21]:

❖ **Células de Silicio Monocristalino (M-Si):**

Su rendimiento es superior a los otros tipos siendo sus típicos valores entre el 18% a 25%, pero, su coste de producción es grande y requiere procesos complejos de fabricación. Este tipo de células están compuestas por un único cristal de silicio de elevada pureza y su perfecta alineación de átomos le concede una excelente conductividad.

❖ **Células de Silicio Policristalino (P-Si):**

Estas células están compuestas por varios cristales de silicio y el proceso de fabricación es más sencillo, lo cual reduce el coste de producción. Las células de silicio policristalino presentan valores de rendimientos inferiores ente el 16% a 20%.

❖ **Células de Silicio Amorfo o Película Delgada:**

Este tipo de célula presenta una estructura atómica irregular y el silicio se deposita en películas delgadas sobre materiales flexibles, lo cual facilita que este tipo de paneles puedan adaptarse a cualquier tipo de superficie dotándoles una buena capacidad de integración arquitectónica. Presenta rendimientos bajos de en torno a 6% – 8% y con un coste inferior.

Capítulo 3. SELECCIÓN Y ANÁLISIS DEL EMPLAZAMIENTO

La ubicación del emplazamiento de la planta fotovoltaica de gran potencia es uno de los factores más críticos para obtener una instalación económicamente rentable y técnicamente viable. Por ello para seleccionar una localización adecuada, varios mínimos requerimientos se establecerán y es esencial que la planta se ubique en una zona con altos niveles de radiación solar. Se evaluarán cuatro ubicaciones seleccionadas en base a otros factores distintos y no solo se examinarán sus valores a lo largo del año de temperatura media, viento, Radiación Global Horizontal (GHI) y Difusa (DHI) para seleccionar la ubicación final. Para validar y aumentar la fiabilidad de la información sobre la radiación solar en cada uno de los emplazamientos seleccionados se ha optado por considerar varias bases de datos (Meteonorm, PVGIS y NASA).

3.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN

Para identificar el emplazamiento óptimo se han establecido unos criterios de selección agrupados en tres categorías principales, los cuales proporcionara una visión integral y equilibrada de cada emplazamiento. A continuación, se presenta una descripción detallada de cada subgrupo de criterios.

Terreno & Accesibilidad

Considerar las características físicas del terreno y la facilidad de acceso al emplazamiento es necesario para evaluar si se requiere una gran modificación para poder iniciar la construcción y operación del proyecto. La pendiente del terreno tiene que ser adecuada sin una gran inclinación para poder instalar los paneles solares, pero con cierta pendiente para tener un sistema natural de manejo del agua de lluvia, lo cual reducirá el riesgo de deslizamientos y erosión. Otro factor que influye en la viabilidad de la construcción y el coste total de esta operación es la consistencia del suelo que puede requiere unos tratamientos adicionales si es muy blando o rocoso. Una buena accesibilidad a la ubicación del proyecto es necesaria para transportar de manera eficiente los materiales y la maquinaria requerida. Un terreno que cumple con este requerimiento no solo reduciría los costes de construcción y mantenimiento, sino podría minimizar los tiempos requeridos de implementar dicha fase del proyecto y se pondría a poner en marcha antes la instalación.

Terreno & Accesibilidad	
Carreteras y Puertos de Llegada	Puntuación
Buenas carreteras y buen puerto de llegada	3
Reforma puntual carreteras y buen puerto	2
Reformas carreteras y sin puerto factible	0
Pendiente Media del Terreno [%]	Puntuación
$P < 5$	3
$5 \leq P < 10$	2
$10 \leq P < 17$	1
$17 < P$	0
Características	Puntuación
Consistencia Blanda	3
Consistencia Normal	2
Consistencia Normal con presencia puntual	1
Consistencia dura con roca mayoría	0

Tabla 2: Criterios de Selección del Terreno & Accesibilidad.

Infraestructura & Emplazamiento

Otros factores importantes para considerar son la infraestructura disponible cerca del emplazamiento y las características específicas del terreno. La proximidad a una subestación y su capacidad de interconexión determinaría el coste de integrar la instalación a la red y la facilidad de realizar esta operación. Otra ventaja de seleccionar un emplazamiento cerca de la infraestructura de transmisión es la reducción de pérdidas por la línea. La presencia de instalaciones de comunicación próximas al proyecto podría eliminar la necesidad de instalar una nueva instalación o una de menor potencia, lo cual afectaría la complejidad de los desafíos técnicos o logísticos asociados a estas circunstancias. La capacidad de producción del proyecto está ligada al tamaño del terreno al depender del espacio requerido por tanto los paneles solares como la distancia entre los seguidores.

Infraestructura & Emplazamiento	
Distancia y Nivel Tensión	Puntuación
Menos de 25 Km para 220 kV	3
Entre 25 y 50 Km para 220 kV	2
Más de 50 Km para 220 kV	0
Emplazamiento	Puntuación
Existe una instalación de TV	3
Existe una instalación de telefonía móvil	1
Existe una propiedad privada	0
No existe ningún impedimento	0
Potencia [MWp]	Puntuación
$100 < P$	3
$50 \leq P < 100$	2
$20 \leq P < 50$	1
$P < 20$	0

Tabla 3: Criterios de Selección del Infraestructura & Emplazamiento.

Recursos & Medio Ambiente

Este subgrupo considera la disponibilidad de recursos solares en la ubicación del emplazamiento y el impacto medioambiental. Una localización con una alta irradiancia solar mejoraría tanto la viabilidad económica como la eficiencia de la instalación. Además, es necesario minimizar la interferencia con áreas protegidas y naturales para prevenir cualquier efecto negativo sobre el ecosistema local. El enfoque de estos aspectos garantiza el cumplimiento de las normativas ambientales como un rendimiento óptimo de la planta y promueve la aceptación social del proyecto.

Recursos & Medio Ambiente	
Irradiancia Global-GHI [kWh/m ² año]	Puntuación
$1850 < V$	3
$1700 \leq V < 1850$	2
$1400 \leq V < 1700$	1
$V < 1400$	0
Impacto	Puntuación
Espacios naturales y protegidos a más de 15 Km	3
Espacios naturales y protegidos entre 5 a 10 Km	2
Espacios naturales y protegidos a menos de 5 Km	1
Tipo Cubierta Vegetal	Puntuación
Sin Vegetación (Árida o Cultivo Cereal)	3
Monte bajo con árboles puntuales	2
Monte bajo con árboles abundantes	1

Tabla 4: Criterios de Selección del Recursos & Medio Ambiente.

3.2 EMPLAZAMIENTOS

3.2.1 UBICACIÓN 1 - TORRIJOS

Este emplazamiento se sitúa a 30 km de Toledo cerca del municipio de Torrijos y dispone de cuatro parcelas de condiciones adecuadas que permitiría realizar varias fases de proyecto. Esta flexibilidad de diseño permitiría expandir el tamaño inicial si se requiere. Presenta una propiedad privada de AENA entre parcelas, lo cual puede dificultar la implementación de proyecto.



Figura 12: Mapa topográfico del terreno en Torrijos [22].

La media entre las tres bases de datos dan unos valores GHI anuales de 1780 kWh/m² con su máximo en el mes de julio de 245,4 kWh/m² y mínimo en diciembre de 60,4 kWh/m². Las siguientes gráficas recogen en detalle las variaciones de los parámetros del emplazamiento en la base de datos Meteonorm:

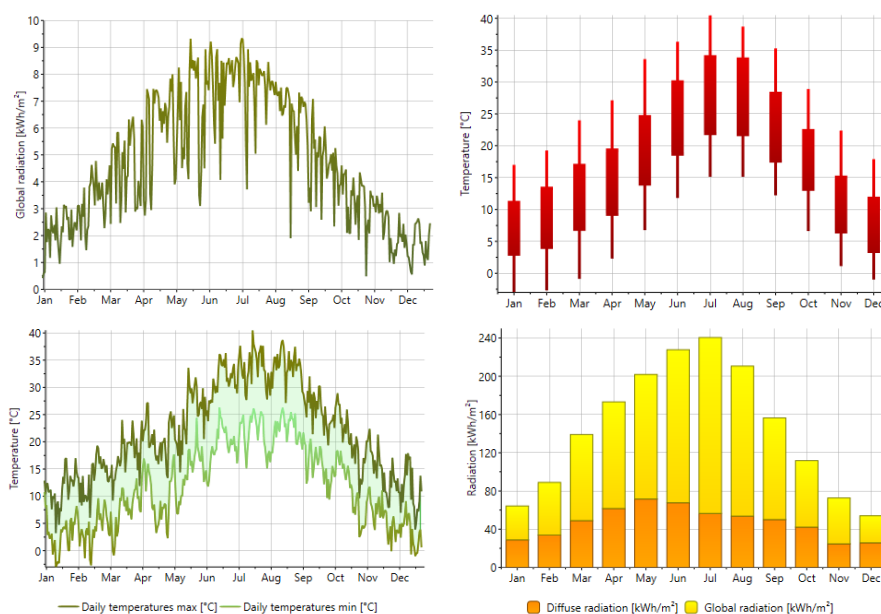


Figura 13: Variación anual de parámetros en Torrijos de base de datos de Meteonorm [23].

3.2.2 UBICACIÓN 2 - MANZANARES

Este emplazamiento se sitúa a 50 km de Ciudad Real cerca del municipio de Manzanares y dispone de una parcela grande con buenas condiciones. Se encuentra muy cerca de la subestación S/E Manzanares de 400/220 kV, lo cual es idóneo para reducir costes, pero numerosos proyectos solares de gran potencia por la zona han aparecido en las últimas imágenes satélites del marzo de 2024 comparado a cuando se seleccionó como candidato de emplazamiento. Esto indica que es probablemente que la subestación esté cerca de su límite y la parcela del emplazamiento ya haya sido adquirida para un futuro proyecto.



Figura 14: Mapa topográfico del terreno en Manzanares [22].

La media entre las tres bases de datos dan unos valores GHI anuales de 1782 kWh/m² con su máximo en el mes de julio de 245,4 kWh/m² y mínimo en diciembre de 58,2 kWh/m². Las siguientes gráficas recogen en detalle las variaciones de los parámetros del emplazamiento en la base de datos Meteonorm:

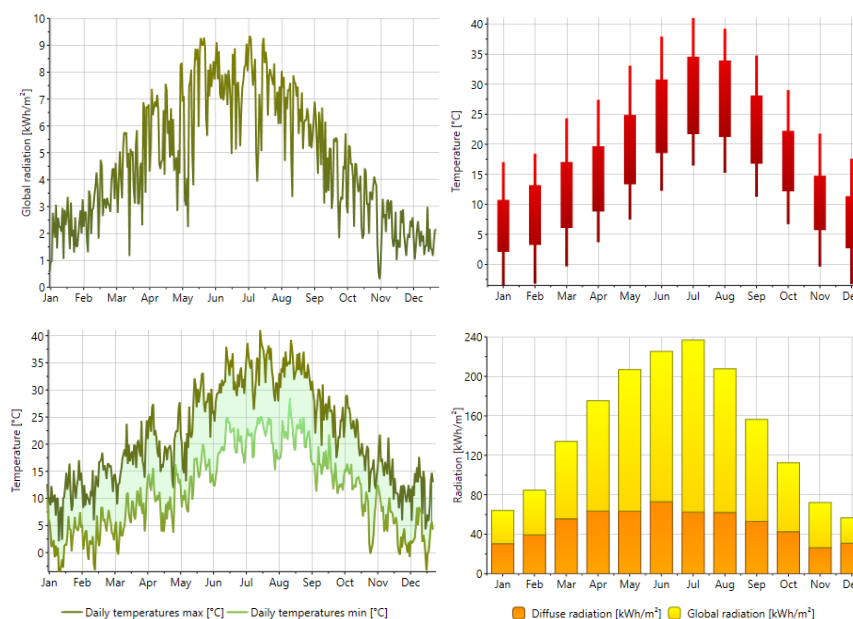


Figura 15: Variación anual de parámetros en Manzanares de base de datos de Meteonorm [23].

3.2.3 UBICACIÓN 3 - SOCUÉLLAMOS

Este emplazamiento se sitúa cerca del municipio de Socuéllamos y dispone de una parcela grande con buenas condiciones. Uno de los problemas asociados con el terreno es la edificación derruida y las hileras de árboles en un lado de la parcela, lo cual podría proporcionar una protección visual al impacto de la instalación cerca de un centro poblado a la costa de una reducción de potencia debido por la sombra de los árboles. Además, de las cuatro opciones, esta se encuentra la más cerca de un espacio protegido, en este caso serían de lagunas.

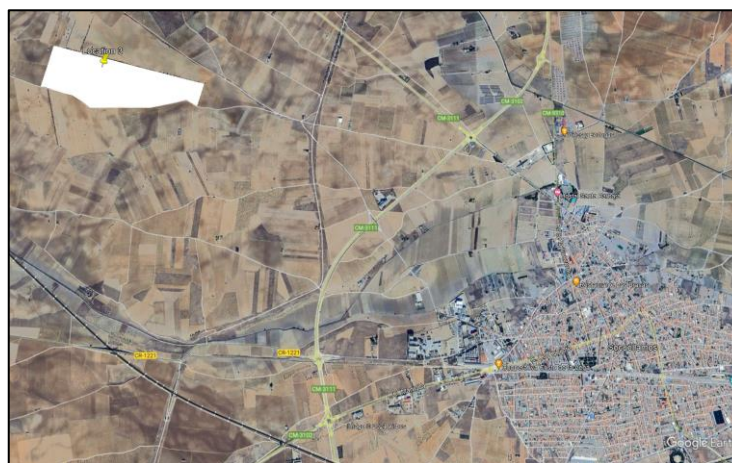


Figura 16: Mapa topográfico del terreno en Socuéllamos [22].

La media entre las tres bases de datos dan unos valores GHI anuales de 1792 kWh/m^2 con su máximo en el mes de julio de $246,5 \text{ kWh/m}^2$ y mínimo en diciembre de $64,2 \text{ kWh/m}^2$. Las siguientes gráficas recogen en detalle las variaciones de los parámetros del emplazamiento en la base de datos Meteonorm:

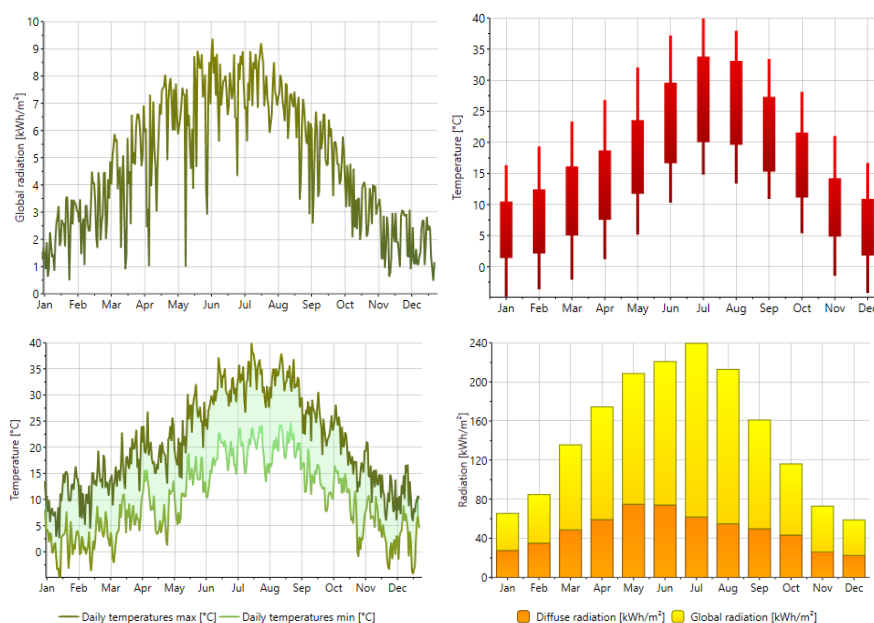


Figura 17: Variación anual de parámetros en Socuéllamos de base de datos de Meteonorm [23].

3.2.4 UBICACIÓN 4 – LLERENA

Este emplazamiento se sitúa cerca del municipio de Llerena dispone de una parcela grande de 66 Hm2 con buenas condiciones. En la parte superior de la parcela transcurre el arroyo de las Veguillas, lo cual afectaría el espacio disponible al tener que establecer una distancia debido a legislación.



Figura 18: Mapa topográfico del terreno en Llerena [22].

La media entre las tres bases de datos dan unos valores GHI anuales de 1833 kWh/m² con su máximo en el mes de julio de 250,3 kWh/m² y mínimo en diciembre de 71 kWh/m². Las siguientes gráficas recogen en detalle las variaciones de los parámetros del emplazamiento en la base de datos Meteonorm:

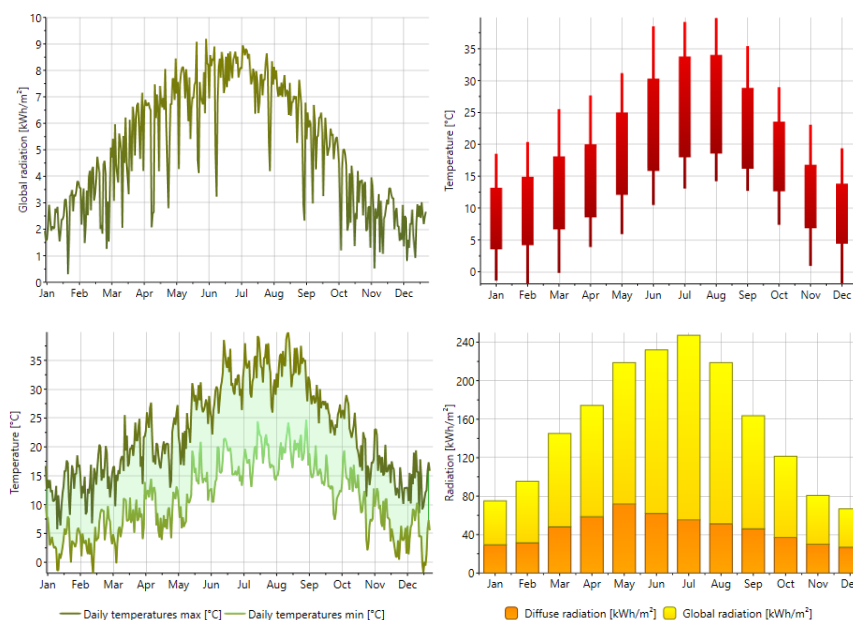


Figura 19: Variación anual de parámetros en Llerena de base de datos de Meteonorm [23].

3.3 COMPARATIVA DE LOS EMPLAZAMIENTOS

Evaluated the locations, each one has its advantages and disadvantages to be able to elaborate the project as was commented previously in the previous analysis. Based on the scoring of each one of the three subgroups (detailed in Anexo II) and the average annual values of the solar resources (detailed in Anexo I) of each location.

Datos	Localización 1	Localización 2	Localización 3	Localización 4
Nombre	Torrijos	Manzanares	Socuéllamos	Llerena
Latitud	39.971820°	39.044843°	39.306107°	38.216639°
Longitud	-4.341545°	-3.313742°	-2.841910°	-5.897540°
Altitud	583 m	660 m	676 m	620 m
Pendiente Media	2%	1%	1%	2%
Pendiente Máxima	7%	4%	6%	6%
Área [hm ²]	50 + 50	60	48	66
GHI Anual	1780	1782	1792	1833
Meteonorm	1742	1733	1750	1839
PVGIS	1800	1803	1840	1833
NASA	1798	1811	1787	1827
DHI Anual	563	593	581	563
Meteonorm	567	602	577	547
PVGIS	550	586	552	576
NASA	572	591	618	567
Puntuación [Máx:27]	20	20	18	22

Tabla 5: Comparativa de criterios de selección de los emplazamientos.

Location 4 surpasses the others with 22 points, being location 3 the worst with 18 points. Considering the low score, the size of the land and solar resources of location 3 in comparison with the other locations will be discarded as an option. The problem associated with the proximity of various solar plants of great power in location 2 will probably cause various delays or impediments to obtain connection permits due to the fear of overload of the grid point, which would significantly increase the difficulty of implementing a project in that location.

Between location 1 and 4, the fundamental difference is the size of the plot is much larger in one location, but the other has better solar resources. This supposes that for the same installation, location 4 will generate more benefits and as a consequence will be a better use of the capital of the investors of the project. Considering these factors, it will be opted for the plot of location 4 – Llerena as the object of study for the design and development of the solar plant of great power.

3.4 RESULTADOS DEL EMPLAZAMIENTO SELECCIONADO

En la figura inferior se puede ver que los valores máximos de GHI se obtiene en el mes de julio y el mínimo durante el mes de diciembre. Adicionalmente se puede observar que la variación de la radiación solar durante el año en las tres bases de datos es similar excepto para grafica de los valores de DHI, donde presenta cierta variación.

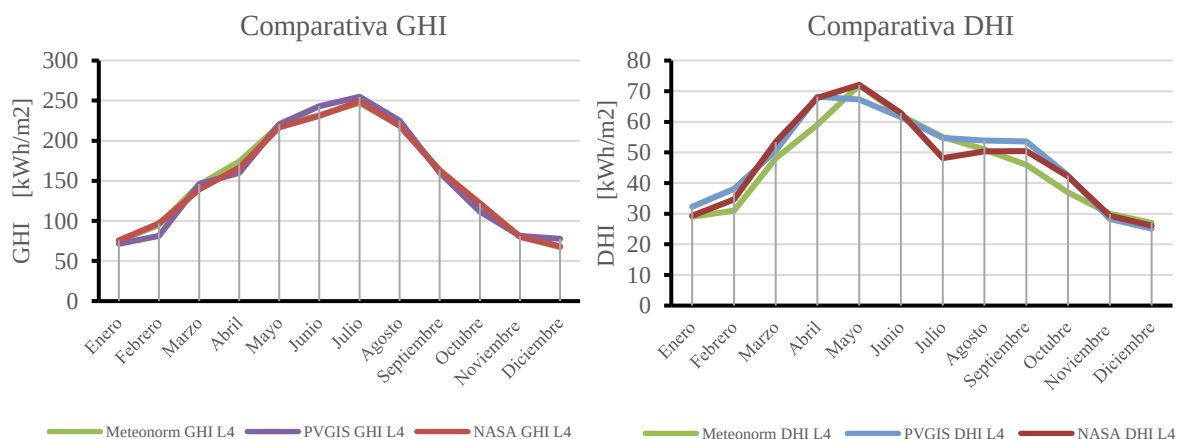


Figura 20: Gráfica comparativa de la evolución anual de GHI y DHI en función de base de datos.

Considerando estos resultados, optar por el uso de una única base de datos sería viable por lo que para el análisis se emplear los datos obtenidos de PVGIS. Esta elección se base en ciertas ventajas que presenta esta base de datos frente a las otras debido a que la ubicación de la planta se encuentra en europea. Dado que PVGIS es una iniciativa europea cuyo enfoque es la recolección y análisis de datos en la región esto garantiza que la resolución espacial sea más detallada y actualizada.

Proyecto "Llerena"		DATOS PVGIS				
Potencia	50 MWp	MES	GHI [kWh/m²]	DHI [kWh/m²]	T2m [°C]	Viento [m/s]
Latitud	38,216639°	Enero	71,4	32,3	8,4	3,1
Longitud	-5,897540°	Febrero	81,4	38,1	9,4	2,5
Altitud	620 m	Marzo	145,8	50,5	11,8	2,4
Pendiente Media	2%	Abril	160,0	68,2	12,6	2,7
Pendiente Máxima	6%	Mayo	220,8	67,3	19,4	2,1
Área [Hm2]	130	Junio	242,9	61,5	23,3	2,5
GHI Anual	1833	Julio	254,8	54,7	25,6	2,5
Meteornorm	1839	Agosto	225,0	53,9	26,8	2,4
PVGIS	1833	Septiembre	160,3	53,6	22,3	2,1
NASA	1827	Octubre	111,6	42,5	18,3	2,0
DHI Anual	563	Noviembre	81,2	28,3	12,9	2,1
Meteornorm	547	Diciembre	77,8	25,1	7,7	2,0
PVGIS	576	Total	1833,0	576,0	N/A	N/A
NASA	567	Media	124,0	43,3	13,8	2,34

Tabla 6: Resumen de los datos meteorológicos del emplazamiento seleccionado.

Para evaluar la viabilidad de una planta solar de gran potencia, es fundamental analizar la variación climática de tanto las temperaturas máximas y mínimas diaria como las precipitaciones mensuales. Debido a que estos factores afectan de manera directa en la eficiencia y la periodicidad del mantenimiento de la planta.

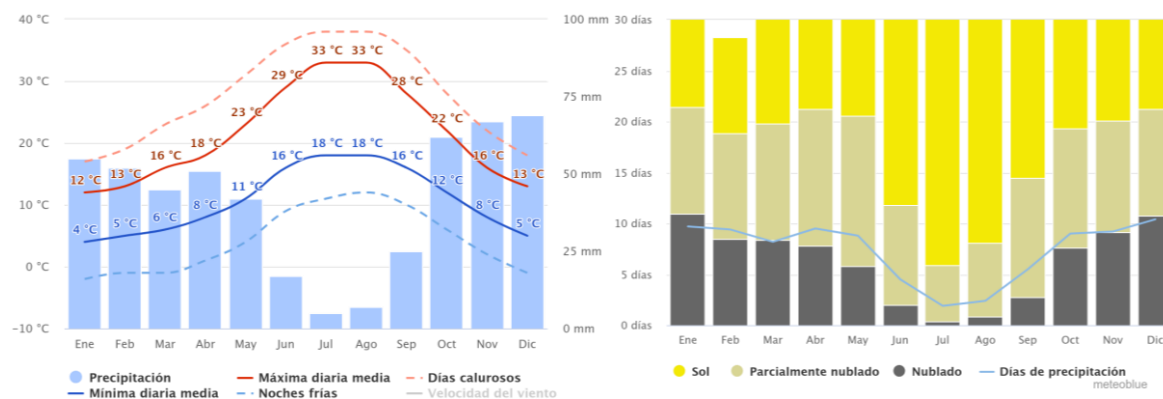


Figura 21: Predicción de la climatología mensual del proyecto [24].

Se puede observar que las condiciones climáticas a lo largo del año son mayormente favorables. Las temperaturas alcanzan su máximo durante el mes de julio con 33°C y caen al mínimo durante los meses de invierno a unos valores alrededor de 4°C. Superar más de 30°C puede reducir la eficiencia de las placas solares en un 10%, siendo la temperatura optima de operación entre 20°C y 25°C [25]. Este efecto se verá compensado por el incremento del tiempo sin nubes durante el mes, lo cual es un factor crucial para maximizar la generación de energía durante esos meses del año.

Por otro lado, la predicción de precipitaciones muestra que los momentos de mayor precipitación se darán en los meses de otoño e invierno, alcanzando volúmenes de hasta 69 mm y unos valores mínimos de 5 mm durante el mes de julio. La lluvia tiene un efecto dual en la instalación, siendo el positivo la limpieza de los paneles que contribuye a un incremento de eficiencia, pero durante los días de lluvia la producción de energía se reducirá. Dado que las precipitaciones durante todos los meses del año no presentan unos valores elevados, los riesgos asociados con la acumulación de agua no serán tan importante, aunque, será necesario la elaboración de un sistema eficiente de drenaje para mitigar el riesgo potencial. En contraste, los meses con precipitaciones bajas solo se presentan durante 4 meses y con unas precipitaciones inferiores a 30 mm, lo cual indica un clima seco que favorecen la generación solar. Sin embargo, durante estos periodos del año la limpieza de la instalación se vuelve crucial al haber un aumento de la presencia de polvo y suciedad, que afectaría la eficiencia de los paneles solares.

Considerando el impacto de estos elementos, la planificación de la planta debe incluir adaptaciones específicas para poder manejar las variaciones estacionales específicas del clima regional tanto de la temperatura como los efectos de la lluvia. Esto incluye la selección de equipos que puedan resistir las condiciones climatológicas externas del emplazamiento además de establecer un procedimiento de limpieza y mantenimiento para asegurar el correcto estado de la instalación.

3.5 DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO SELECCIONADO

El emplazamiento seleccionado se sitúa cerca del municipio de Llerena y dispone de una parcela grande de 66 hm², cuyas coordenadas son Latitud 38,216639° y Longitud -5,897540°. La parcela no se encuentra dentro de ninguno de los terrenos que forman parte de la Red Natura 2000 (zona tipo LIC, ZEC y ZEPA), se puede ver en el Anexo III en detalle los mapas comparativos de cada zona. Adicionalmente la parcela es accesible a través de varios caminos colindantes que parten de la conexión BA-004 procedente de EX-200. Su acceso a la subestación de Bienvenida está a 27 km. Es cierto que la parcela en su totalidad no se podrá emplear completamente al tener que respetar unas distancias mínimas a los caminos colindantes y el arroyo situado al norte del emplazamiento.

- ❖ Mínimo de 10 metros entre la valla de la propiedad al panel más próximo.
- ❖ Mínimo de 5 metros entre la valla y los caminos colindantes.
- ❖ Mínimo de 20 metros entre el arroyo y la valla de la propiedad.

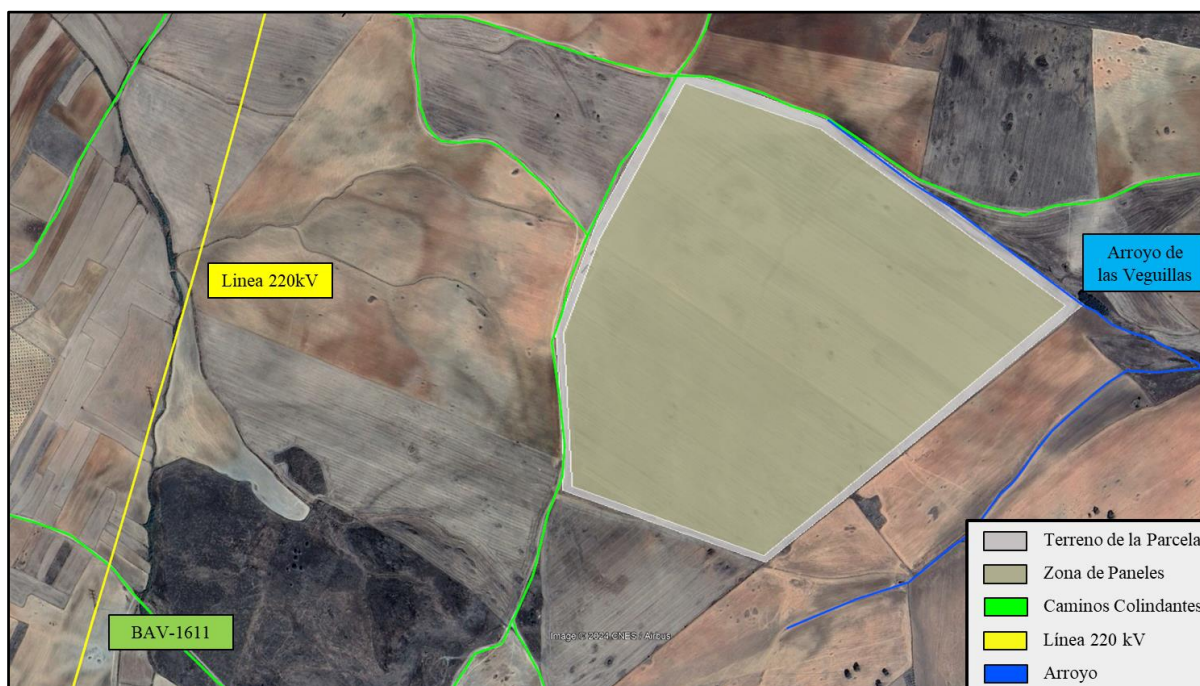


Figura 22: Mapa topográfico delimitado del terreno seleccionado.

En la figura superior se muestra la parcela tras ser delimitada por las distancias mínimas requeridas y han resaltados los elementos relevantes cerca del terreno seleccionado. Tras descontar los requerimientos mínimos de distancia, la parcela se reduce de 66 hm² a 60 hm² de área utilizable. Dada la forma irregular del terreno y la orientación de los paneles hacia el norte, no se podrá emplear en su totalidad el área utilizable de la parcela para los paneles solares, además del espacio habilitado para el centro de transformación.

Capítulo 4. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Uno de los factores más críticos en el diseño de una planta solar fotovoltaica es la selección de los diferentes equipos que componen la instalación y la configuración de los paneles solares en el emplazamiento elegido. Para facilitar el estudio técnico de esta fase de la tesis se va a emplear el software PVSyst para generar simulaciones en diferentes escenarios y combinaciones. Esta herramienta desarrollada en la Universidad de Ginebra permite establecer varios criterios y especificaciones con un alto grado de detalle para generar los resultados del modelo de la planta.

Se va a realizar un estudio técnico de la instalación de una planta solar fotovoltaica de 50 MWp cerca de Llerena en España. Por ello se van a realizar metodológicamente un estudio comparativo de diferentes modelos de inversores y paneles solares para poder seleccionar la combinación que produzca la mayor cantidad de energía anual cumpliendo con ciertos requisitos mínimos. Se han seleccionado los módulos solares y los inversores procedente de diferentes productores además de tener distinta capacidad.

Antes de comenzar el estudio se debe calcular el espacio disponible para los paneles solares ya que este factor limita el modelo de panel solar que se puede optar para estudiar su viabilidad. Previamente se habían establecido unas distancias mínimas a elementos externos al emplazamiento, pero hay que considerar también ciertas distancias dentro de la parcela. Estas incluyen el área habilitada para la subestación, los caminos entre los sets de paneles solares y dejar suficiente espacio para los inversores. Se ha diseñado las áreas en el programa PVSyst mediante las distancias obtenidas con Google Earth Pro y se ha optado por distribuir el área disponible de la siguiente manera:

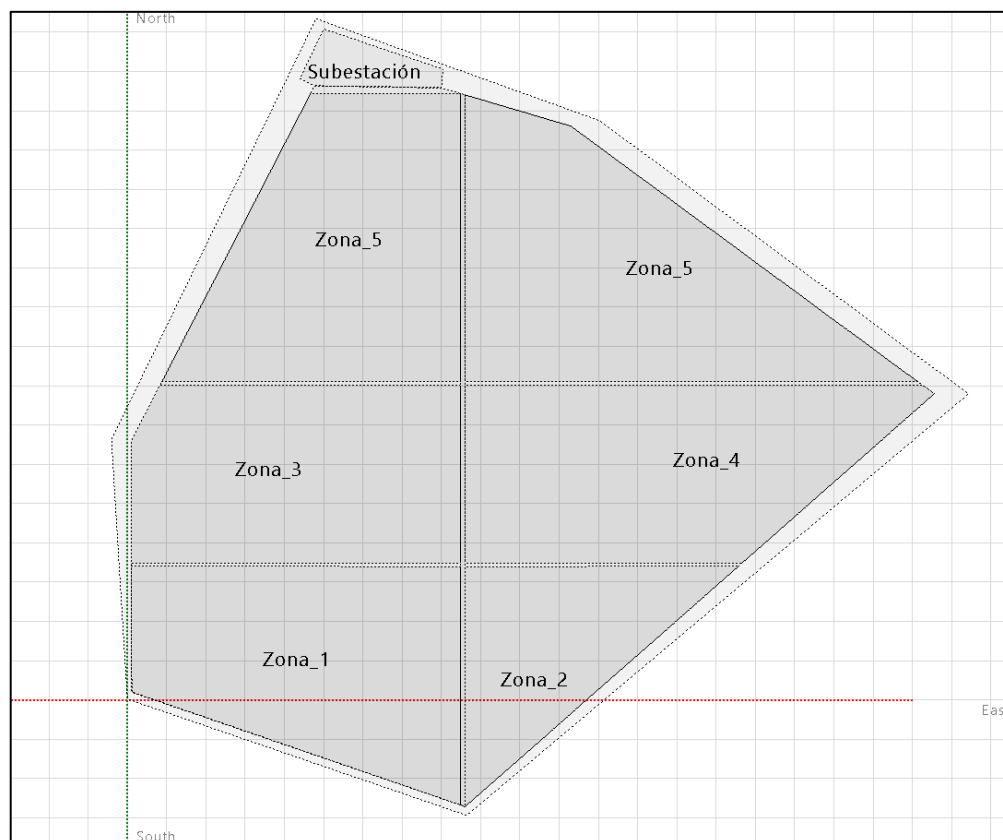


Figura 23: Representación de las áreas del emplazamiento en PVSyst.

4.1 MODELOS DE INVERSORES Y PANELES SELECCIONADOS

Se van a tener en cuenta varios modelos de paneles solares de diferentes productores para evaluar tanto la compatibilidad de estas unidades con un catálogo de inversores como la generación de electricidad anual.

❖ Modelos de Paneles Solares

Compañía	Modelo	Capacidad	Degradación 2-30 Años	Máx. Eficiencia
Longi Solar	LR5-72HGD-590M	590 Wp	0,42%/año	22,80%
Jinko Solar	JKM615N-66HL4M-BDV	615 Wp	0,40%/año	22,77%
Winhitech	RHA66HDGDC-715	715 Wp	0,30%/año	22,54%

Tabla 7: Modelos de paneles solares bifaciales seleccionados (Anexo IV).

La elección de estos modelos de paneles solares para el estudio parte de que se trata de unos modelos bifaciales que permiten un mejor aprovechamiento de la luz reflejada del entorno. Estos paneles han sido diseñados para poder captar la radiación solar tanto en la parte frontal del modelo como en la trasera, lo cual incrementa significativamente la producción de energía comparado a los modelos tradicionales de paneles monofaciales. Esta ventaja se hace más evidente en zonas geográficas con una alta radiación indirecta y un factor de alto de albedo.

Otra ventaja de estos modelos es su elevada eficiencia comparadas a otras ofertas en el mercado. Siendo esto de especial interés al tener el espacio disponible para los paneles limitado. Aunque, el modelo de Winhitech presenta una menor eficiencia, es su degradación anual publicada en la ficha técnica (Anexo IV) que la permite competir con las otras ofertas de paneles bifaciales seleccionadas.

❖ Modelos de Inversores

Al igual que los paneles en la selección de los inversores se ha optado por seleccionar modelos de diferentes tamaños. Ciertos modelos tienen la capacidad de Multi-MPPT, pero se ha optado por no emplearlo debido a la uniformidad del emplazamiento. Esto se debe a que no hay elementos externos que obstaculice la radiación solar por lo que emplear la función de Multi-MPPT no añadirá beneficios substanciales y la degradación del inversor será menor al no emplear esta funcionalidad.

Compañía	Modelo	Capacidad	Eficiencia Estándar UE
Enertronica Santero	Sunway SKID 5400- 620	5.145 kW	98,4%
SMA	SC 4400 UP-US	4.400 kW	98,7%
Sungrow	SG6800HV-MV	6.874 kW	98,7%

Tabla 8: Modelos de inversores seleccionados (Anexo IV).

4.2 ESTRUCTURAS DE SOPORTE Y DISTANCIA ENTRE SEGUIDORES

Para el modelizado de la instalación se empleará un seguidor solar de un eje horizontal orientado en la dirección Norte – Sur. Este tipo de estructura de soporte maximiza la captación de radiación solar al periódicamente modificar su orientación a lo largo del día para aumentar el rendimiento de la planta y evitar el sombreado de una hilera de paneles con otra ajustando los paneles afectados con la función de backtracking.

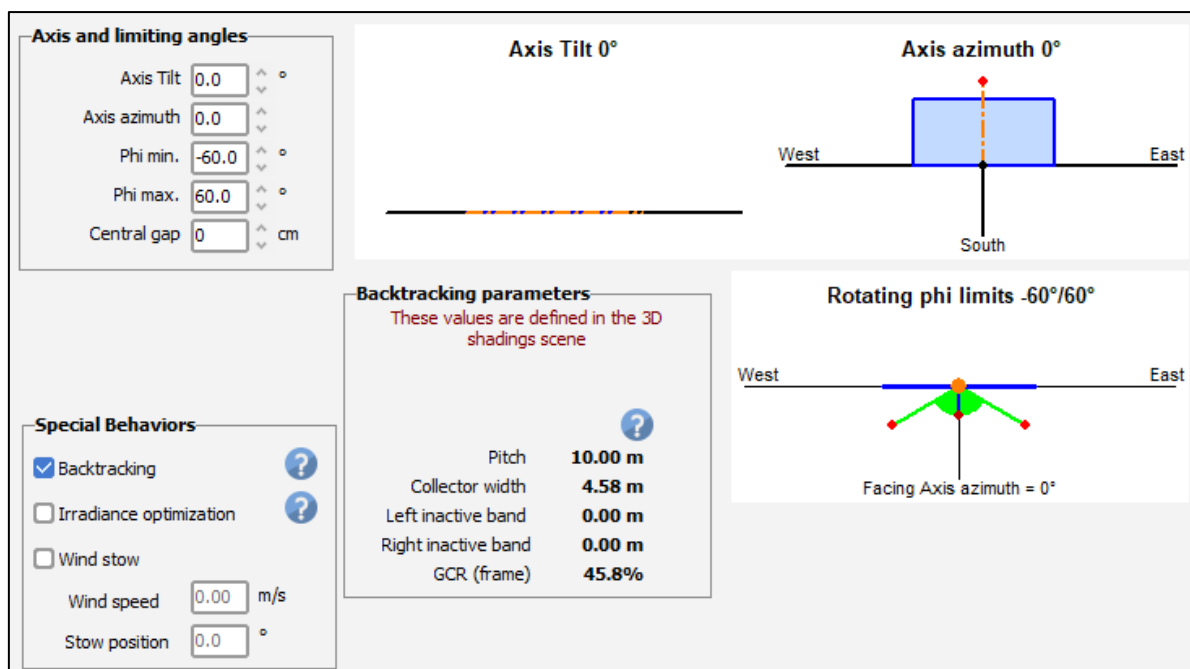


Figura 24: Captura del Programa PVSyst de la orientación de los seguidores solares.

El ángulo de rotación depende del modelo de seguidor solar que se ha seleccionado, el cual en este caso se ha optado por el modelo SF7 Single-Axis Tracker (Anexo V) de la empresa española Soltec. Este modelo permite un giro entre 60° a - 60° y es compatible con numerosos modelos de paneles disponibles en el mercado y permite tanto la configuración en 2V como 1V.

La configuración 1V requiere el doble de seguidores, pero las distancias entre las hileras de paneles se reducen significativa por lo que según en el caso podría salir rentable optar por esta configuración frente a un 2V. En el estudio se han considerado ambas opciones y en caso de resultados similares en la generación anual de electricidad la decisión entre ambas opciones se basará en función del incremento en el beneficio económico resultante del aumento en generación eléctrica a lo largo de la vida útil de la instalación solar.

En el diseño la configuración 2V se han establecido 2x40 paneles y en la 1V se han establecido 1x40 paneles, pero esto no se puede mantener en el caso del modelo solar de Winhitech RHA66HDGDC-715, el cual debido a su tamaño no permite colocar tantos paneles. En el caso del modelo de Winhitech se colocarán en la configuración 2V 2x34 paneles y en 1V 1x34 paneles para poder ocupar la misma distancia de largo y poder comparar los modelos correctamente.

Considerando estos límites de diseño de los seguidores y las áreas previamente establecidas se puede generar con el software el máximo número de seguidores en el área disponible para módulos del emplazamiento. Tras iterar varias veces las simulaciones para todas las combinaciones de inversores y paneles se ha concretado que la distancia a emplear en el estudio comparativo será 5 m para configuración 1V y unos 10 m para la 2V.

Esto resulta para 2V 229.000 m² disponibles y para la otra configuración un valor superior de 1V 236.000 m² debido al mejor aprovechamiento de las áreas triangulares de la parcela seleccionada. Estos valores limitarían los modelos de paneles, pero en este caso no se dio problema de compatibilidad con las opciones disponibles para obtener la potencia objetivo de 50 MWp. Cabe destacar que aumentar la separación entre seguidores resulta en un área disponible para paneles solares menor que el espacio requerido para mucho de los modelos seleccionados, debido a la complejidad de la forma de la parcela.

A continuación, se representa la colocación de los seguidores en configuración 2V tras eliminar los redundantes para el modelo final de una simulación concreta:

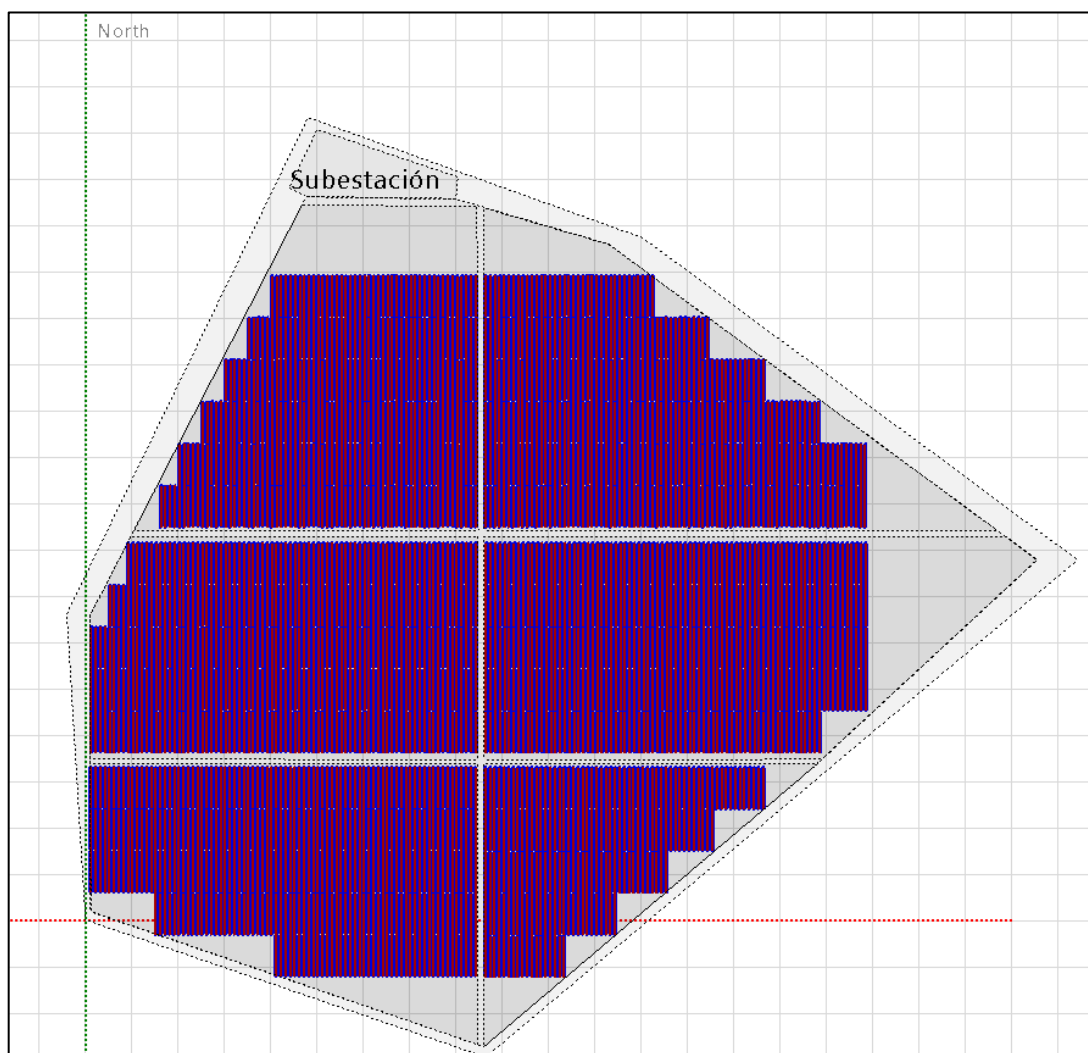
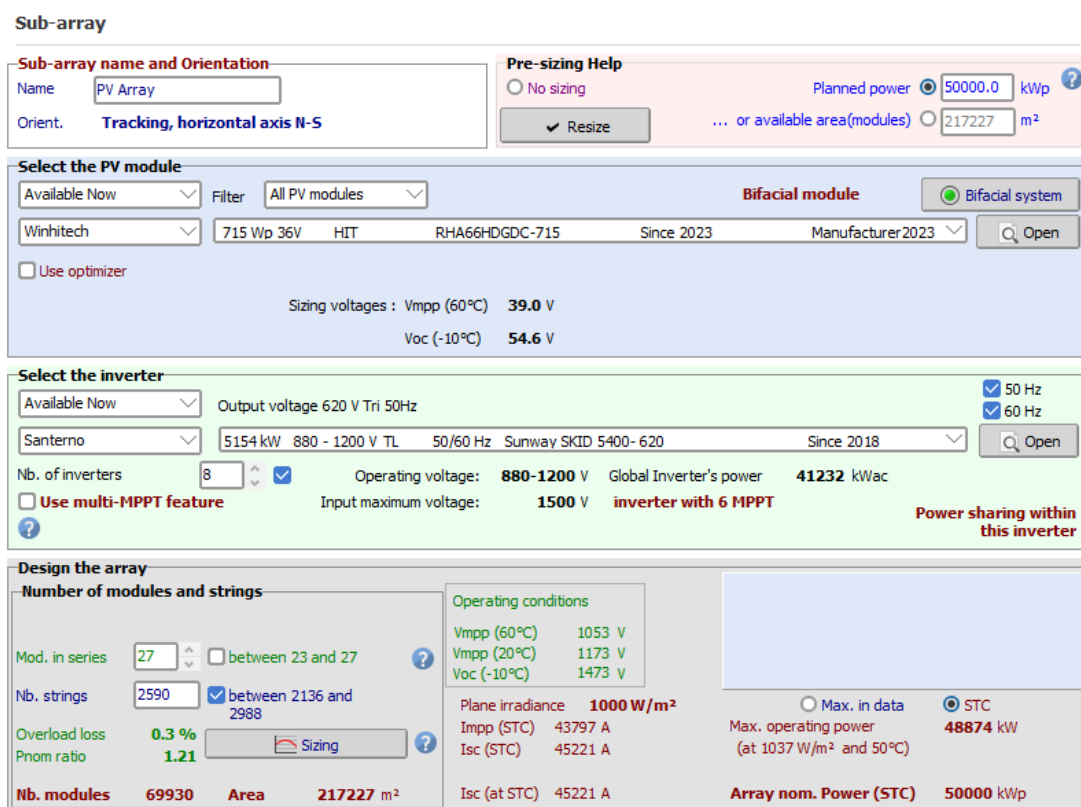


Figura 25: Captura del Programa PVsyst del modelo final con los seguidores solares 2V.

4.3 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA

En la configuración de los paneles e inversores se han establecido ciertos criterios de diseño para mantener constancia y permitir una adecuada comparación de simulaciones de cada combinación de modelos. No se permite uso de la función multi-MPPT al no generar un beneficio sustancial debido a las condiciones del emplazamiento seleccionado y en el caso del diseño del array si el *Overload Loss* supera el 3% entonces se deberá aumentar el número de inversores. Por otro lado, en el caso de las Inverter Loss over Nominal Inverter Power en el report final de la simulación superan 2% se descarta dicha opción salvo que se decida aumentar el número de inversores.

Los módulos de paneles en serie se optará utilizar el máximo número posible y se ajustará el número de strings para obtener un sistema con un array nominal de 50.000 kWp o superarlo un poco en el caso de no poder ajustarlo al dato exacto. Como todas las macas seleccionadas para el estudio tiene la capacidad bifacial se debe indicar el uso de esta funcionalidad en el programa y se ha elegido un albedo de 0,15 considerando el tipo de terreno del emplazamiento para los cálculos bifaciales además del uso de la funcionalidad de backtracking para evitar perdidas debido a sombreados entre los paneles.



Sub-array

Sub-array name and Orientation
Name: PV Array
Orient.: Tracking, horizontal axis N-S

Pre-sizing Help
☐ No sizing
Planned power: 50000.0 kWp
☒ ... or available area(modules): 217227 m²
[✓ Resize]

Select the PV module
Available Now: [v] Filter: All PV modules [v]
Winhitec: 715 Wp 36V HIT RHA66HDGDC-715 Since 2023 Manufacturer 2023 [v] [Open]
☐ Use optimizer
Sizing voltages : Vmpp (60°C) 39.0 V
Voc (-10°C) 54.6 V
Bifacial module ☒ Bifacial system

Select the inverter
Available Now: [v] Output voltage 620 V Tri 50Hz
Santerno: 5154 kW 880 - 1200 V TL 50/60 Hz Sunway SKID 5400 - 620 Since 2018 [v] [Open]
Nb. of inverters: 8 [v] [✓] Operating voltage: 880-1200 V Global Inverter's power: 41232 kWac
☐ Use multi-MPPT feature Input maximum voltage: 1500 V inverter with 6 MPPT
Power sharing within this inverter

Design the array
Number of modules and strings
Mod. in series: 27 [v] [between 23 and 27] [v]
Nb. strings: 2590 [v] [between 2136 and 2988] [v]
Overload loss: 0.3 %
Pnom ratio: 1.21 [v] [Sizing] [v]
Nb. modules: 69930 Area: 217227 m²

Operating conditions
Vmpp (60°C): 1053 V
Vmpp (20°C): 1173 V
Voc (-10°C): 1473 V
Plane irradiance: 1000 W/m²
Imp (STC): 43797 A
Isc (STC): 45221 A
Isc (at STC): 45221 A
Max. operating power (at 1037 W/m² and 50°C): 48874 kW
Array nom. Power (STC): 50000 kWp

Figura 26: Captura del Programa PVSyst de la configuración del sistema final.

En función del valor base del área de módulos requeridos (e.g. 217.227 m² en la captura) se eliminarán los seguidores redundantes de la construcción base hasta aproximar el área activa del sistema al área 3D del emplazamiento simulado. En el caso de que el área de modulo requerido sea superior al área 3D del emplazamiento se descartar la combinación de inversores y paneles solares al requerir más espacio del disponible.

4.4 CONFIGURACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DEL MODELO

Otros parámetros que se deben ajustar son las pérdidas detalladas del modelo para realizar simulaciones correctamente. Una vez establecida los requerimientos se puede calcular el Performance Ratio, el cual sirve para medir la eficiencia de la planta solar fotovoltaica para convertir la radiación solar en energía eléctrica. Este parámetro se calcula mediante la consideración de todas las pérdidas asociadas con el modelo. A continuación, se entrará en detalle en ciertas pérdidas de la instalación para el modelo final:

❖ Pérdidas por Temperatura

La temperatura tiene un efecto sobre el voltaje de los paneles solares y una vez se supere los 25 °C, se puede observar una reducción de la potencia como consecuencia de la bajada de tensión producida por el panel. Esto implica que los módulos de paneles tienen una menor eficiencia a unas temperaturas más altas y el impacto negativo en el rendimiento es dependiente del modelo empleado. Por ejemplo, para el modelo LR5-72HGD-590M de Longi Solar la potencia máxima se verá afectada en un factor de $-0.28\%/^{\circ}\text{C}$. Considerando el modelo final los resultados de la simulación indican que las pérdidas totales del panel asociadas a la temperatura son $-3,62\%$.

❖ Pérdidas por Sombreado

Se pueden clasificar en dos tipos de pérdidas por sombreados las cercanas relacionadas con las sombras causadas por elementos internos en el emplazamiento (e.g. hileras de paneles, inversores, etc.) que reducen la producción de energía, pero se puede remediar mediante el uso de seguidores móviles y la función backtracking, dando un valor de $-1,92\%$ para el modelo final de 2V a 10 m. Esta función como se había comentado previamente ajusta los paneles para evitar el sombreado y obtener la máxima energía posible en un momento concreto del día. Otro tipo de pérdidas por sombreado se trata de las de lejanía dependientes de la orografía (e.g. montañas, colinas, etc.) del emplazamiento seleccionado, siendo para el caso particular de este estudio si impacto es mínimo y al tener unas pérdidas menores del 2% el software PVSyst no lo computa en las simulaciones.

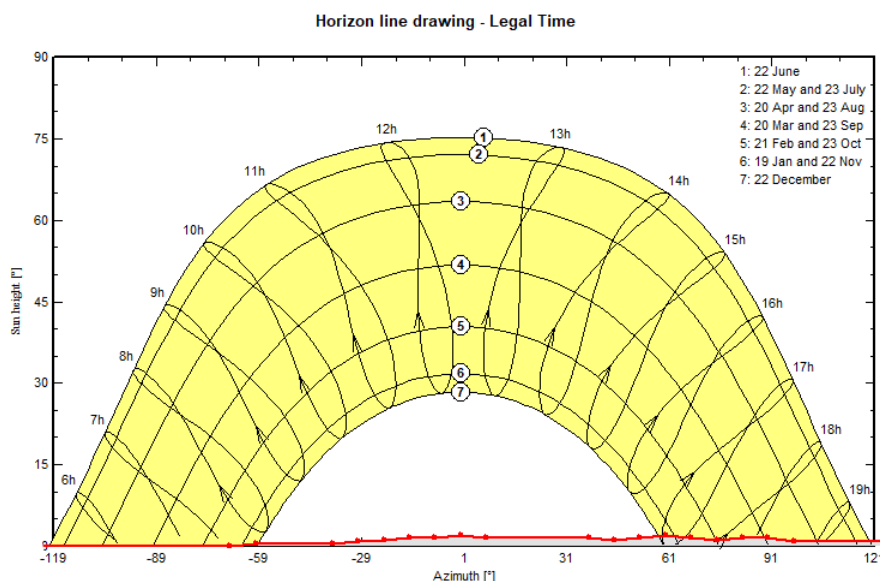


Figura 27: Representación de la línea horizontal del emplazamiento en Llerena.

❖ Pérdidas por Calidad del Módulo, LID (Light Induced Degradation) y Mismatch

Generalmente este parámetro se emplea para establecer la confianza de las pérdidas de calidad del módulo respecto a las publicadas por el fabricante. Se puede poner valores peores que los encontrados en la ficha técnica, pero, en los últimos años con la implementación de numerosos procesos de control de calidad la diferencia entre los resultados reales y los publicitados es mínimas. Considerando esto se ha optado por emplear los datos de cada panel en su ficha técnica sin modificar. Otro factor que afecta la producción de energía eléctrica es el LID, el cual es la pérdida de rendimientos del panel cristalino expuesto en las primeras horas del sol. Estos valores oscilan entre 1% a 3% y es un parámetro cuyo valor dependen del criterio del diseñador debido a que los productores nunca publican dicha información al depender de numerosos factores. Otro tipo de pérdidas asociadas a los paneles son las pérdidas mismatch que están originadas por el concepto que la corriente de un string depende del valor más bajo de corriente de un módulo dentro de esta asociación. Avances tecnológicos han conseguido reducir el impacto de este factor a valores de menores de 2%, pero para mantener una postura conservadora en el diseño se ha optado por elegir el valor default de 2%.

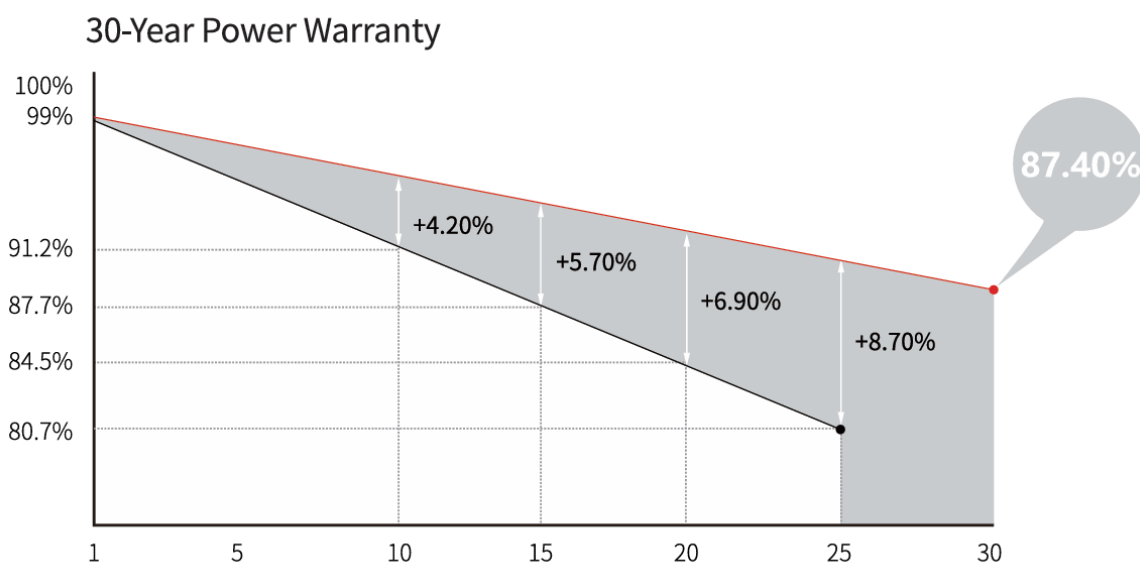


Figura 28: Garantías del productor del panel de Longi durante 30 años (Anexo IV).

❖ Pérdidas por Suciedad

Esta categoría de pérdidas está asociada a los efectos negativos que tiene el polvo y tierra sobre los paneles solares al bloquear parcialmente el panel en su captura de radiación solar. El impacto negativo depende principalmente de la periodicidad de la limpieza y mantenimiento de la instalación como de las condiciones meteorológicas en el emplazamiento seleccionado. Considerando estos factores y que el emplazamiento elegido presenta unas condiciones principalmente asociadas lugares secos, los cuales tienen un índice de generación de polvo mayor de lo normal, además de establecer una periodicidad adecuada de limpieza se ha establecido que la pérdida anual por suciedad este alrededor de 2% durante el periodo de vida útil de la planta.

❖ Pérdidas IAM Angulares y de Espectro

Las pérdidas por IAM (Incidence Angle Modifier) son las correspondientes a la radiación reflejada y no aprovechada debido a los materiales que componen el panel solar. La gran parte de las pérdidas de este tipo se da cuando la radiación solar se ve reflejada por la superficie del panel y nuevamente en menor proporción al atravesar la capa de cristal del panel. El incremento del ángulo de incidencia aumenta proporcionalmente las pérdidas IAM y se podría reducir su efecto si los paneles presentan una capa anti reflectante. Este fenómeno se describe en las leyes de Fresnel que permite calcular los efectos negativos sobre el rendimiento. En la imagen siguiente se puede ver una representación de la variación de la trayectoria de la radiación solar al incidir en el panel:

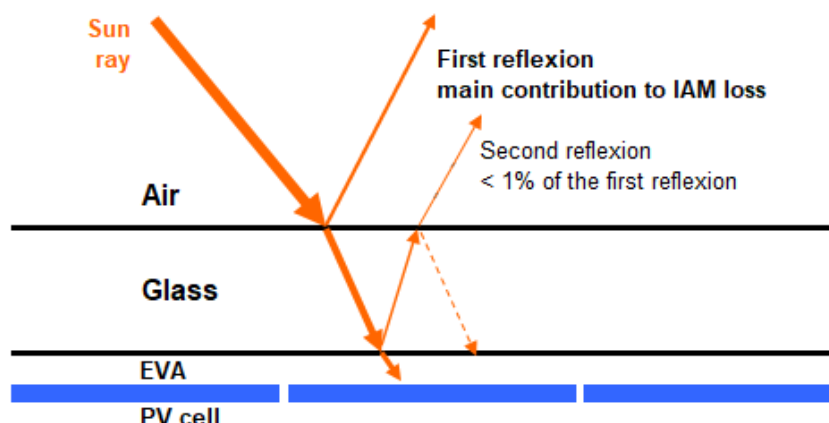


Figura 29: Representación de las pérdidas por IAM angular [26].

❖ Pérdidas Óhmicas – Transformador

Los transformadores al no ser equipos ideales presentan ciertas pérdidas en el hierro y cobre al ser utilizadas. Las pérdidas de cobre se producen por la resistencia de los devanados primarios y secundarios de las bobinas del transformador y las pérdidas en el hierro se deben principalmente por la histéresis y corrientes de Foucault en el núcleo del transformador. Para el modelado de todas las simulaciones se han considerado las siguientes condiciones tanto para el transformador de alta tensión (AT) como el transformador de baja tensión (BT):

Medium and High voltage transformers

MV Transformer(s), full system

Number of MV transfos: 8 ☐ Night disconnect

Generic values

Reference Pac(STC): 6.15 MW

Iron loss (constant value): 0.20 % 12.30 kW ☐ default

Copper (resistive) loss: 0.80 % at STC ☐ default

Transfo equivalent resistance: 3 x 0.50 mΩ/transfo

Transformer from Datasheets

☐ Uses datasheets data

Nominal power: N/A MVA

Iron losses (no load loss): N/A MVA

Copper (resistive) loss at PNom: N/A MVA

Global loss at PNom: N/A MVA

Global efficiency at PNom: N/A %

Medium and High voltage transformers

HV Transformer, full system

Grid voltage: 220 kV ☐ Night disconnect

Generic values

Reference Pac(STC): 49.22 MW

Iron loss (constant value): 0.20 % 100.00 kW

Copper (resistive) loss: 0.41 % at STC

Transfo equivalent resistance: 3 x 74.4 mΩ

Transformer from Datasheets

☐ Uses datasheets data

Nominal power: 55.00 MVA

Iron losses (no load loss): 0.1000 MVA 0.18%

Copper (resistive) loss at PNom: 0.2500 MVA 0.45%

Global loss at PNom: 0.3500 MVA 0.64%

Global efficiency at PNom: 99.36 %

Figura 30: Captura del Programa PVsyst de la configuración de los transformadores.

4.5 RESULTADOS DE LAS INTERACCIONES

Una vez computado todas las simulaciones y extraído los datos más relevantes, se procederá a analizar los resultados para elegir la configuración más adecuada para el emplazamiento. Se ha conseguido aproximar la potencial nominal a 50MWp, cumpliendo con los requisitos mínimos establecidos en los anteriores apartados. A continuación, se presenta una tabla que reúne los datos de los diseños básicos:

ID	Parametros de Diseño							Disposición "Near Shading"		
N	Modelo Panel	Mod. Serie	N Paneles	Modelo Inversor	N Inversores	Pnom Ratio	Overload Loss [%]	Disposición	Distancia Seguidor	N Trackers
1	590 Wp - Longi Solar	26	84.760	4.400 kW - SMA	10	1,14	0,80%	1V	5 m	2.119
2	590 Wp - Longi Solar	26	84.760	4.400 kW - SMA	10	1,14	0,80%	2V	10 m	1.060
3	615 Wp - Jinko Solar	28	81.212	4.400 kW - SMA	10	1,14	0,70%	1V	5 m	2.030
4	615 Wp - Jinko Solar	28	81.212	4.400 kW - SMA	10	1,14	0,70%	2V	10 m	1.015
5	715 Wp - Winhitech	27	69.930	4.400 kW - SMA	10	1,14	1,10%	1V	5 m	2.057
6	715 Wp - Winhitech	27	69.930	4.400 kW - SMA	10	1,14	1,10%	2V	10 m	1.028
7	590 Wp - Longi Solar	26	84.760	5.145 kW - Santero	8	1,21	0,10%	1V	5 m	2.119
8	590 Wp - Longi Solar	26	84.760	5.145 kW - Santero	8	1,21	0,10%	2V	10 m	1.060
9	615 Wp - Jinko Solar	28	81.312	5.145 kW - Santero	8	1,21	0,10%	1V	5 m	2.033
10	615 Wp - Jinko Solar	28	81.312	5.145 kW - Santero	8	1,21	0,10%	2V	10 m	1.016
11	715 Wp - Winhitech	27	69.930	5.145 kW - Santero	8	1,21	0,30%	1V	5 m	2.057
12	715 Wp - Winhitech	27	69.930	5.145 kW - Santero	8	1,21	0,30%	2V	10 m	1.028
13	590 Wp - Longi Solar	26	84.760	6.874 kW - Sungrow	6	1,21	1,70%	1V	5 m	2.119
14	590 Wp - Longi Solar	26	84.760	6.874 kW - Sungrow	6	1,21	1,70%	2V	10 m	1.060
15	615 Wp - Jinko Solar	28	81.312	6.874 kW - Sungrow	6	1,21	1,50%	1V	5 m	2.033
16	615 Wp - Jinko Solar	28	81.312	6.874 kW - Sungrow	6	1,21	1,50%	2V	10 m	1.016
17	715 Wp - Winhitech	27	69.930	6.874 kW - Sungrow	6	1,21	2,30%	1V	5 m	2.057
18	715 Wp - Winhitech	27	69.930	6.874 kW - Sungrow	6	1,21	2,10%	2V	10 m	1.028

Figura 31: Parámetros de diseño de las simulaciones.

Cada configuración se ha meticulosamente modificado para cumplir con los límites máximos de Overload Loss y lograr un equilibrio entre la potencia de DC instalada con la de la salida AC, la cual está indicada por la ratio Pnom. Esta relación es crucial, ya que refleja la proporción entre las capacidades nominales de los paneles solares e inversores y su correcto ajuste es necesario para maximizar la eficiencia del sistema, además de reducir las pérdidas de energía

Al emplear el máximo número de módulos en serie se ha podido maximizar la salida de voltaje, la cual puede mejorar la eficiencia en ciertas configuraciones. Esto se debe a que el aumento del voltaje reduce las pérdidas a lo largo de los cables, lo cual es especialmente beneficioso en planta solares fotovoltaicas de grandes tamaños.

Es común emplear un conjunto de inversores con una capacidad total menor a la demandada para reducir costes. Esta práctica de diseño se basa en el principio de la intermitencia de la generación eléctrica de los paneles solares y que los inversores tienen menos pérdidas funcionando alrededor de

su potencia nominal. Un sistema sobredimensionado permite captar más energía en condiciones subóptimas, lo cual asegura que los inversores estén mejor aprovechados más tiempo.

A continuación, se presenta una tabla que reúne los resultados de las simulaciones y tiene una escala de color para facilitar la clasificación de las simulaciones que generan una mayor energía eléctrica durante el año:

ID	Superficie			Simulación			
Nº	GCR [%]	S.Paneles [m2]	S.Planta [Hm2]	Energía [MWh/año]	Perdidas Inversor [%]	Array Loss + SYS Loss [lWh/kWp/día]	Performance Ratio
1	45,6%	218.956	48,0	103.145	0,40%	0,62 + 0,29	86,10%
2	45,8%	218.956	47,8	102.541	0,21%	0,65 + 0,29	85,60%
3	45,6%	219.455	48,1	102.942	0,30%	0,63 + 0,29	85,90%
4	45,8%	219.455	47,9	102.071	0,20%	0,68 + 0,29	85,30%
5	45,6%	217.227	47,6	103.458	0,70%	0,55 + 0,30	86,20%
6	45,8%	217.227	47,4	103.222	0,40%	0,61 + 0,29	86,20%
7	45,6%	218.956	48,0	103.512	0,03%	0,60 + 0,29	86,40%
8	45,8%	218.956	47,8	102.458	0,01%	0,66 + 0,29	85,60%
9	45,6%	219.455	48,1	103.276	0,02%	0,61 + 0,29	86,20%
10	45,8%	219.455	47,9	102.238	0,01%	0,67 + 0,29	85,40%
11	45,6%	217.227	47,6	104.115	0,16%	0,51 + 0,30	87,60%
12	45,8%	217.227	47,4	104.356	0,04%	0,59 + 0,26	87,20%
13	45,6%	218.956	48,0	102.899	1,13%	0,66 + 0,26	85,90%
14	45,8%	218.956	47,8	102.167	0,76%	0,7 + 0,26	85,30%
15	45,6%	219.455	48,1	102.765	1,02%	0,67 + 0,26	85,80%
16	45,8%	219.455	47,9	102.035	0,70%	0,71 + 0,26	85,20%
17	45,6%	217.227	47,6	103.042	1,60%	0,60 + 0,26	86,10%
18	45,8%	217.227	47,4	102.957	1,20%	0,65 + 0,26	86,00%

Figura 32: Resultados de las simulaciones de las diferentes configuraciones.

Tras comparar los resultados de cada simulación se puede observar unos claros ganadores. Destacan las variantes número 11, 12 y 7, las cuales generan la máxima cantidad de energía cada año. Es interesante denotar que estas tres configuraciones utilizan el mismo modelo de inversor de 5145 kW de Santero. Por otro lado, las dos primeras simulaciones usan la misma combinación de inversor y modelo de panel solar pero la disposición de los seguidores solares es distinta como son la cantidad de paneles que se alojan en las mismas. Estas tres opciones son las más eficientes y productivas, pero se solo se van a comparar finalmente las dos primeras siendo esta la variante 11 y 12.

4.6 SELECCIÓN DE LA CONFIGURACIÓN FINAL

Tras descontar las demás opciones falta por seleccionar entre la variante 11 y 12, las cuales presentan los mismos módulos de inversores y paneles solares, pero con una disposición diferentes. Una de las desventajas que presenta la variante 11 (1V) es la de requiere el doble de seguidores solares comparado a la variante 12 (2V) para poder generar una cantidad similar de energía anualmente, lo cual no compensaría el coste de inversión de instalar y comprar más unidades de seguidores solares.

La decisión de optar por una configuración u otra depende principalmente en el coste financiero. Como hay más factores que contribuyen a la generación de energía durante la vida útil de la planta se ha optado por comparar la producción de electricidad durante 25 años en ambos modelos comprado con el incremento de seguidores solares. El método de cálculo ha sido simular el envejecimiento de la planta mediante configuraciones avanzadas del programa PVSyst así se podrá extraer los datos de producción anuales.

Año	Variante 12 (2V)	Variante 11 (1V)	Δ MWh/año
1	104.360	104.100	260
2	103.890	103.660	230
3	103.420	103.220	200
4	102.960	102.780	180
5	102.490	102.330	160
6	102.030	101.890	140
7	101.550	101.420	130
8	101.080	100.960	120
9	100.610	100.490	120
10	100.130	100.020	110
11	99.660	99.560	100
12	99.190	99.090	100
13	98.710	98.620	90
14	98.240	98.150	90
15	97.770	97.680	90
16	97.290	97.210	80
17	96.820	96.740	80
18	96.340	96.270	70
19	95.870	95.790	80
20	95.390	95.320	70
21	94.920	94.850	70
22	94.440	94.380	60
23	93.970	93.910	60
24	93.500	93.440	60
25	93.020	92.970	50
Total	2.467.650	2.464.850	2.800

Figura 33: Variación de energía producida a lo largo de 25 años de la variante 11 y 12.

Para calcular el coste máximo del seguidor solar para optar por la configuración 1V se ha empleado la siguiente ecuación asumiendo un PPA de 35 €/MWh para los 25 años:

$$\text{Coste de Seguidor Solar} = \frac{PPA * \Delta MWh}{\Delta \text{Seguidores Solares}}$$

Para que dicha inversión adicional sea rentable se requiere que el coste de cada seguidor solar no supere cierta cantidad de € por unidad. Considerando que 2V generar más energía no es viable la opción de la configuración 1V. Como estas condiciones no hacen viable la configuración 1V se decidió realizar unas simulaciones adicionales y nuevos cálculos para valorar una vez más esta variante 11. Se optó por realizar varias simulaciones más para estas dos variantes donde se modificaron las distancias entre seguidores, pero debido a la forma de la parcela no se ha podido aumentar la distancia de los seguidores lo suficiente como para significativamente incrementar la producción. Esto se debe principalmente a la forma irregular de la parcela limita significativamente la modificación de estos parámetros. Por ejemplo, pasar de 5 m a 5,5 m para la configuración 1V, le faltarían alrededor de 6.000 m² más de área disponible para ser viable y si se establece unas distancias que tiendan al valor original de 5 m no se computan grandes mejoras en la producción total. Esto circunstancias de falta de área para los módulos solares también la configuración 2V se ve afectada cuando se modifica la distancia entre sus seguidores solares.

Estas consideraciones y resultados observados dan por concluido que la variante 12 (2V) es la configuración más adecuada a emplear para las condiciones concretas del emplazamiento seleccionado cerca de la localidad de Llerena en España.

4.7 RESULTADOS DEL DISEÑO SELECCIONADO

Tras realizar varias simulaciones y modelos, se ha podido identificar la configuración más adecuada para alcanzar una potencia nominal 50 MWp, considerando las condiciones del emplazamiento. En este segmento se describirán los elementos de la configuración utilizada para el modelo final de la planta fotovoltaica y los resultados de la simulación, cuyo informe de PVSyst se puede leer en más detalle en el Anexo VII.

Elementos	Valores
715 Wp – Winhitech (Módulos en Serie)	27
Nº Paneles	69.930
5145 kW – Santero (Nº Inversores)	8
Disposición	2V
Nº Seguidores	1028
Nº Paneles en Seguidor	2x34
Distancia Seguidor	10 m
S.Planta [Hm2]	47,4

Tabla 9: Elementos de diseño del modelo final.

Balances and main results								
	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	71.4	32.30	8.39	92.8	85.9	4334	4083	0.880
February	81.4	38.10	9.36	103.8	97.2	4872	4620	0.890
March	145.8	50.50	11.76	191.5	181.7	8889	8505	0.888
April	160.0	68.17	12.59	202.4	191.9	9415	9019	0.891
May	220.8	67.25	19.41	281.3	269.2	12804	12295	0.874
June	242.9	61.50	23.33	316.4	303.3	14223	13679	0.865
July	254.8	54.68	25.62	336.1	322.4	14987	14415	0.858
August	225.0	53.86	26.78	298.4	286.1	13316	12797	0.858
September	160.3	53.55	22.29	209.2	199.3	9491	9097	0.870
October	111.6	42.48	18.32	146.9	138.7	6717	6400	0.871
November	81.2	28.26	12.92	108.5	101.6	5019	4757	0.877
December	77.8	25.14	7.69	106.9	99.0	4951	4689	0.878
Year	1833.1	575.81	16.58	2394.1	2276.4	109020	104356	0.872

Tabla 10: Variaciones mensuales de varios factores de la planta solar fotovoltaica.

La configuración para la planta fotovoltaica genera una potencia nominal de 50 MWp, la cual emplea 69.930 paneles solares bifaciales de 715 Wp de una empresa Corean Winhitech con el soporte de 8 inversores Santero de 5145 kW para generar 104.356 MWh el primer año de la instalación. La optimización del modelo ha conseguido maximizar la producción de energía anual, siendo el mes con mayor inyección de energía a la red en julio con 14.987 MWh y los valores de producción más bajo durante enero con 4334 MWh. Los valores de rendimiento PR son altos y constantes durante el año, lo cual incide un sistema eficiente. Se puede observar la bajada en rendimiento en los meses de mayor producción, esto se debe a varios factores como la subida de temperatura afecta la eficiencia de los paneles y el sobredimensionamiento de los paneles comparado a la capacidad de los inversores.

En el Diagrama de Sankey generado por el informe de la simulación producido por el software PVsyst se recoge las pérdidas del sistema modelado:

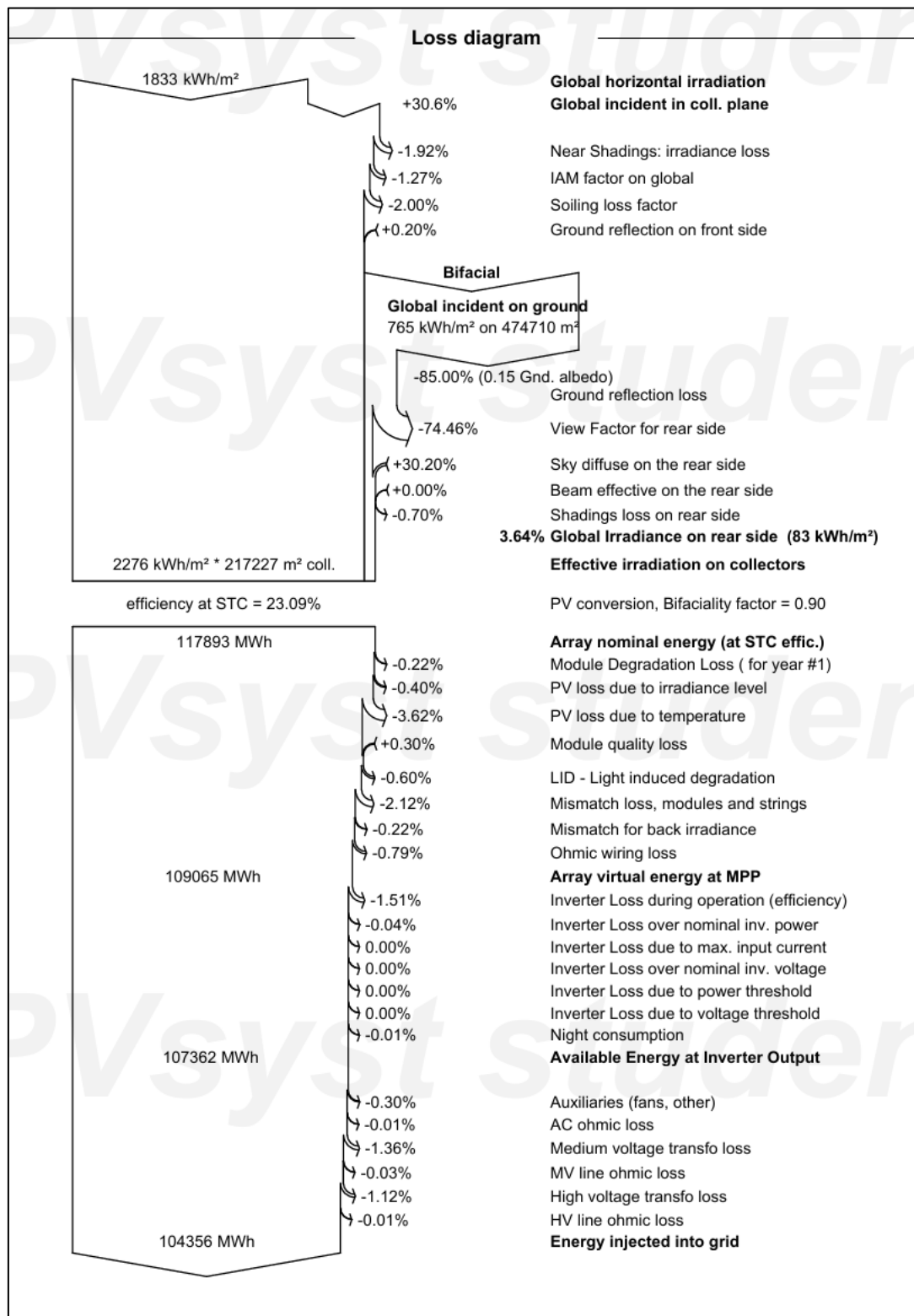


Figura 34: Diagrama de Sankey de la producción de la planta y sus pérdidas.

Capítulo 5. PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD DE LA PLANTA

Mediante la producción de energía eléctrica se espera tanto suministrar energía renovable a la red eléctrica como evitar la contaminación producida por otras tecnologías que cubrirían dicha demanda que la planta va a satisfacer. En este apartado se entrará en detalle en la estimación de la generación eléctrica de la planta y se calculará las emisiones evitadas.

5.1 PREVISIÓN DE GENERACIÓN

Utilizando el modelo configurado en PVsyst 7.4 se ha determinado la producción esperada de electricidad para los próximos 25 años de vida útil de la planta. Se han generado las producciones anuales de la planta cada 5 años mediante la modificación del parámetro del año de simulación en la sección de envejecimiento en el apartado de perdidas detalladas. Tras varias iteraciones el programa ha obtenido la variación de producción anuales. De esta manera se puede obtener la variación anual durante los 25 años de la planta solar fotovoltaica. Esto ha dado la siguiente generación de energía en PVSyst:

Year	E Grid [MWh]	PR [%]	PR loss [%]	Year	E Grid [MWh]	PR [%]	PR loss [%]
1	104.360	87,18	-0,22	14	98.240	82,07	-6,07
2	103.890	86,79	-0,67	15	97.770	81,67	-6,52
3	103.420	86,4	-1,11	16	97.290	81,28	-6,98
4	102.960	86,01	-1,56	17	96.820	80,88	-7,43
5	102.490	85,62	-2,01	18	96.340	80,48	-7,89
6	102.030	85,23	-2,45	19	95.870	80,09	-8,34
7	101.550	84,84	-2,9	20	95.390	79,69	-8,79
8	101.080	84,44	-3,36	21	94.920	79,29	-9,25
9	100.610	84,05	-3,81	22	94.440	78,9	-9,7
10	100.130	83,65	-4,26	23	93.970	78,5	-10,15
11	99.660	83,26	-4,71	24	93.500	78,1	-10,61
12	99.190	82,86	-5,17	25	93.020	77,71	-11,06
13	98.710	82,46	-5,62				

Tabla 11: Evolución anual de la generación de electricidad de la planta en PVSyst.

Se puede observar la producción inicial de 104.360 MWh/año se verá reducida a 93.020 MWh/año en el año 25, siendo esta reducción equivalente a la disminución equivalente del 10,86% sobre la producción inicial. La degradación media del sistema equivale a una tasa de -0,44% cada año y durante la vida útil de la instalación se espera poder genera un total de 2.467.650 MWh.

Estas estimaciones de producción son necesarias para poder realizar un control adecuado del estado de la instalación y poder correctamente comparar los resultados de operación con las previsiones para detectar posibles problemas. Las condiciones meteorológicas reales pueden variar las tasas de producción diarias, pero en el caso de discrepancias grandes se podría detectar con antelación que la planta tenga algún problema.

5.2 CONTAMINACIÓN EVITADA

Las estimaciones de las emisiones medias en España han ido reduciéndose progresivamente en los últimos años principalmente debido a avances tecnológicos que han mejorado la eficiencia energética y el incremento de las energías renovable como la solar o eólica en el mix energético debido a la implementación de un gran número de plantas de generación de energía renovable. Estas tecnologías han conseguido sustituir a la generación de energía mediante carbón, la cual abajado sustancialmente a partir de 2018.

En la siguiente table se recogen la variación de las emisiones de gases de efecto invernadero en su equivalencia a dióxido de carbono equivalente:

Año	Emisiones Medias [g CO ₂ eq/kWh]
2023	131
2022	195
2021	170
2020	175
2019	219
2018	252

Tabla 12: Evolución de las emisiones medias en España [27].

Cuando se estima las emisiones evitadas por una planta solar en España, es esencial considerar la variación de los factores que contribuyen al cálculo de las emisiones medias. Esto tiene especial importancia en el caso de España que debido a sus condiciones meteorológicas e iniciáticas tanto europeas como nacionales se ha visto una gran implementación de fuentes de energía renovable. Esto ha reducido las emisiones a un valor de 131 g CO₂eq/kWh en 2023 y considerando estas tendencias se puede esperar que siga bajando progresivamente en los próximos años. Sin embargo, es importante tener en cuenta la sobrecapacidad de la red debido a la alta producción de energía renovable, la cual podría limitar la reducción anual de emisiones al bloquear proyectos renovables hasta que avances tecnológicos permitan integrar de manera eficaz un mayor número de instalaciones renovables.

Se considerará un caso hipotético de una variación de 2% cada año en las emisiones medias generadas relativo al valor de 2033 de 131 g CO₂eq/kWh. Con esta variación se puede considerar tanto las mejoras en eficiencia como la penetración de energías renovables. Se emplea la siguiente ecuación para calcular las emisiones evitadas:

$$Emisiones\ Evitadas = \sum_{n=1}^{25} [131 * (0,98)^{(n-1)} * Gen_{EléctricaAñoN}]$$

$$Emisiones\ Evitadas = 259.730\ Tm\ CO_{2eq}$$

Capítulo 6. DISEÑO DEL CONEXIONADO ELÉCTRICO

6.1 INSTALACIÓN DE CORRIENTE CONTINUA

La sección de la instalación de corriente continua está compuesta por los paneles solares y los inversores, los cuales se conectan mediante cajas de interconexión para reducir la cantidad de cable requerida. Se han empleado 69.930 módulos RHA66HDGDC-715 Wp de Winhitech con una configuración de 27 módulos en serie con 2590x27 cadenas de string conectados a 8 inversores 5145 kW – Santero con la funcionalidad MPPT desactivada.

Inversor Sunway SKID 5400-620:	
Voltaje mínimo MPP	880 V
Voltaje máximo MPP	1200 V
Voltaje absoluto máximo	1500 V
Corriente máxima por MPPT	958.5 A
Potencia nominal AC	5145 kW
Cantidad de Inversores	8
Número de MPPT	6

Tabla 13: Características del modelo de inversor.

Panel Winhitech RHA66HDGDC-715	
Potencia Nominal (Pnom)	715 Wp
Corriente de cortocircuito (Isc)	17,460 A
Corriente máxima potencia (Impp)	16,910 A
Voltaje máxima potencia (Vmpp)	42,29 V
Voltaje de circuito abierto (Voc)	51,04 V
Cantidad de módulos	69.930
Configuración (strings)	27x2590

Tabla 14: Características del modelo de panel solar.

❖ Cálculos de Agrupaciones de Stings

Para organizar el conexionado del lado de corriente continua de la instalación se debe calcular previamente los valores de voltaje e intensidad de cada string para poder configurarlos correctamente en función de los límites técnicos de los inversores.

$$V_{String} = V_{mpp} * N_{Módulos} = 42,29V * 27 = 1.141,83 V$$

$$I_{String} = I_{mpp} = 16,91 A$$

Considerando que necesitamos un total de 69.930 paneles para producir la potencia objetivo y considerando los límites de inversores se puede colocar 27 módulos en serie, se puede obtener el número de strings en paralelos en el sistema.

$$N_{Strings} = \frac{Total\ de\ Módulos}{Módulos\ por\ string} = \frac{69.930}{27} = 2.590\ Strings$$

Cada inversor está limitado en la cantidad de energía que puede manejar y considerando que se van a emplear 8 inversores, se va a distribuir de manera equitativa la carga.

$$N_{String/Inversor} = \frac{2.590\ Strings}{8\ Inversores} = 323,75 \approx 324\ String/Inversor$$

❖ Diseño de Cajas de Interconexión

Para gestionar correctamente los altos valores de corriente sin exceder los límites especificados de los modelos de inversores, se va a emplear las cajas de interconexión para agrupar los strings antes de conectarlos al inversor. Cada caja de interconexión puede manejar un máximo número de strings dependiendo de su capacidad, se ha supuesto que el modelo utilizado puede manejar 12 inputs. Como el inversor tiene un límite de 7 entradas de CC por polo se tendrán que hacer varios niveles de agrupadores, siendo el nivel 1 la primera agrupación y el nivel 2 para la agrupación final antes del inversor:

$$N_{LVL1-Cajas/Inversor} = \frac{N_{String/Inversor}}{Strings\ por\ Caja} = \frac{324}{12} = 27\ Cajas_{LVL1/Inversor}$$

$$V_{LVL1-Caja} = V_{String} = 1.141,83\ V$$

$$I_{LVL1-Caja} = I_{String} * 12 = 16,91 * 12 = 202,92\ A$$

Del nivel 1 se va a requerir 216 cajas de conexionado y considerando el límite de 12 inputs por caja previamente establecido, se conectarán los 27 cables del nivel 1 en grupos de cuatro o tres cables, lo cual daría los siguientes valores para el nivel 2:

$$V_{LVL2-Caja} = V_{LVL1-Caja} = 1.141,83\ V$$

$$I_{LVL2-Caja} = I_{LVL1-Caja} * 4 = 202,92 * 4 = 811,68\ A$$

Con esta configuración se va a requerir un total de 216 + 54 cajas de conexionados repartidas por la instalación. Suministrando a cada inversor una corriente dentro de los rangos permitidos.

$$I_{Entrada_CC_Inversor} = I_{Caja_{LVL2}} * 7 = 5.681,76\ A < 5751\ A = 6 * 958,5\ A$$

❖ Diseño de Conductores de Corriente Continua

Para calcular y diseñar los conductores de corriente continua se diseñará unos cables de aluminio con aislamiento de 1xXPLE enterrados en tubos con la configuración D del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) para protegerlos de elementos externos que puedan deteriorarlos (e.g. radiación solar) o dañarlos. Para calcular las secciones se va a tener en cuenta las condiciones eléctricas de los cables en cada tramo y las condiciones técnicas de AL Voltalene Flamex CPRO (S) del Prysmian Group.

Elementos	Tramo 1	Tramo 2	Tramo 3
	Panel -Caja LVL 1	Caja LVL 1 - Caja LVL 2	Caja LVL 2 - Inversor
Nº de Cables	2.590	216	24
Tensión [V]	1.141,83	1.141,83	1.141,83
Corriente [A]	16,91	202,92	811,68
I _{CC} [A]	17,46	209,52	838,08
I _B [A]	21,825	261,9	1.047,6
Distancia Máx.[m]	100	40	10

Tabla 15: Configuración de caja de conexión en CC.

La máxima intensidad que puede admitir el cable sin producir daños permanentes debido al calentamiento producido por la corriente según la ITC-BT-40 Instalaciones Generadoras de Baja Tensión [28] se debe diseñar los cables para soportar intensidades superiores a 125% de la máxima posible, siendo está marcada por la intensidad de cortocircuito de los paneles. La intensidad se verá también limitada por los requerimientos establecidos en las Instrucciones Técnicas Complementarias, cuyos valores se puede extraer de la ITC-BT-07 Redes Subterráneas para Distribución en Baja Tensión:

$$I_B \leq I_{Z \text{ Corregida}}$$

$$I_B = 1,25 * I_{CC}$$

$$I_{Z_C} = K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * I_Z = 1,168 * I_Z$$

Donde:

- I_B: Intensidad máxima
- I_{Z_C}: Corregida Intensidad máxima admisible del cable
- I_Z: Intensidad máxima admisible del cable
- I_{CC}: Intensidad de cortocircuito de cada tramo
- K₁: Factor de corrección temperatura (0,96)
- K₂: Factor de corrección resistividad térmica del terreno (1,18)
- K₃: Factor de corrección profundidad del soterramiento (1,03)
- K₄: Factor de corrección agrupación (1)

Para garantizar la seguridad y conformidad con las normativas se ajustará las secciones a un tamaño mayor para asegurar que el cable pueda manejar la corriente máxima sin sobrecalentarse y al tener una sección más grande el calor se disipa mejor, lo cual reduce tanto el riesgo de degradación del cable como de posibles incendios. El ajuste también considera el catálogo de Prysmian Group salvo el tramo tres que superar los límites de corriente y se opta por otras ofertas en el mercado. Mediante el catálogo del Prysmian Group AL Voltalene Flamex CPRO (S) se seleccionaron las siguientes secciones para 3 cables enterrados bajo tubo y en caso poner 2 cables por tubo se estaría sobredimensionado, debido a que los márgenes son mejores en ese caso:

- $S_{Tramo1} = 16 \text{ mm}^2$
- $S_{Tramo2} = 240 \text{ mm}^2$

El catálogo no incluye ninguna sección capaz de cumplir con los requerimientos, pero esta agrupación antes del inversor se realizará cerca del inversor para evitar pérdidas y reducir los requerimientos de funcionamiento. Aplicando varios factores de seguridad y en base a otras ofertas del mercado se va a emplear la siguiente sección para el tramo tres:

- $S_{Tramo3} = 300 \text{ mm}^2$

Se debe comprobar que la caída de tensión no supere el límite establecido para la sección concreta seleccionado, siendo este límite de caída tensión 3% de 620V:

$$\Delta V = \frac{I_B * L * 2}{S * \gamma}$$

Donde:

- I_B = Corriente Máxima (A)
- L = Longitud del cable (m)
- ΔV = Caída de tensión permitida (V)
- γ = Conductividad del material del cable a temperatura ambiente ($3,5 \times 10^7$ Siemens/m)

$$\Delta V_{Tramo1} \approx 0,337\% V < 3\% V$$

$$\Delta V_{Tramo2} \approx 0,108\% V < 3\% V$$

$$\Delta V_{Tramo3} \approx 0,086\% V < 3\% V$$

❖ Diseño de los Componentes de Protección

Para evitar imprevisto de sobre corrientes se van a emplear elementos de protección para aislar aguas abajo la sección del circuito problemático. Se pueden emplear un fusible o un interruptor automático, pero por aumentar la fiabilidad de la instalación y por su factor de reutilizabilidad se ha optado por emplear los interruptores automáticos en cada caja, aunque supongan un coste más elevado. El inversor ya viene equipado por elementos de protección.

Se ha optado por interruptores tipo B para que salten en pocos segundos por lo que se necesita que el factor de disparo máximo 3-5, este cercano de la corriente nominal del tramo, pero, menor a la del cortocircuito.

$$3 * I_{Nominal} \leq I_{CC} \leq 5 * I_{Nominal}$$

Tramo 1:

$$3,492 A \leq I_{Nominal} \leq 5,82 A$$

Tramo 2:

$$41,91 A \leq I_{Nominal} \leq 69,84 A$$

Tramo 3:

$$167,62 A \leq I_{Nominal} \leq 279,36 A$$

Considerando estos factores se establece que se necesita un interruptor automático 4 A para el primer tramo para ser capaces de aislar el área problemática cuando se produce un cortocircuito. Para los siguientes tramos se han optado por interruptores de 50 A para el tramo 2 y finalmente un de 200 A para el tramo 3.

Otro elemento de protección es la puesta a tierra para proteger tanto las personas como los equipos de fallos eléctricos sean sobretensiones y descargas eléctricas. Su función es proporcionar un camino de baja tensión para que las corrientes de fallo fluyan a la tierra. Se diseñarán las puestas a tierra para la caja de LVL 2 antes del inversor. Para diseñar las puestas a tierra se debe considerar varios factores como la resistividad del suelo, la corriente de falla y la longitud del electrodo a tierra. El valor de la protección se puede calcular con la fórmula de Dwight [29]:

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} * Ln\left(\frac{4L}{d}\right)$$

Donde:

ρ = Resistividad del suelo ($\Omega \cdot m$) (Valor Típico 100 $\Omega \cdot m$)

L = Longitud del electrodo (m) (2,4 m)

d = Diámetro del electrodo (m) (Varilla de acero galvanizado 16mm)

$$R = \frac{100}{2 * \pi * 2,4} * Ln\left(\frac{4 * 2,4}{0,016}\right) \approx 42,38 \Omega$$

La resistencia resultante de 42,38 Ω es muy elevada y se debería reducir a unos valores más seguros (<5 Ω) para conseguirlo se utilizarán múltiples electrodos en paralelo al ser la opción más barata da comprada a adaptar las condiciones del suelo que requiere más obra.

$$\frac{1}{R_t} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_n}$$

$$R_t = \frac{R}{n}$$

$$R_t = \frac{42,38}{n} < 5 \quad ; \quad n > 8,476$$

Se usarán 9 electrodos en paralelo para reducir la resistencia a 4,71 Ω cerca de la caja de conexión LVL2, con una separación mínima de 2,4 metros entre electrodo para asegura la máxima eficiencia y reducir la interferencia entre ellos.

6.2 INSTALACIÓN DE CORRIENTE ALTERNA

La sección de la instalación de corriente alterna está compuesta por los transformadores de media tensión y subestación con las protecciones correspondientes, los cuales serían todos los elementos del circuito posteriores al inversor. Mediante el software PVSyst se puede obtener fácilmente los valores restringentes de todo el circuito de corriente alterna para poder seleccionar los elementos de la planta y las secciones de los cables sin necesidad de realizar cálculos independientes para verificar que los límites de uso están considerados correctamente. Se emplearán la oferta de Prysmian group de cables de Al Voltalene H Compact – Al RH5Z1-OL.

❖ Transformador Media Tensión

El inversor a su salida en el lado de alta tiene una tensión de 620V trifásico, la cual es muy baja para subirla a 220kV e inyectarlo a la red eléctrica por ello se tendrá que implementar un transformador intermedio. La misma compañía Enetronica Santerno [30] del Inversor oferta una unidad modular de conversión que junta el inversor y el transformador de BT/MT además de los equipos auxiliares. Este conjunto viene incluido con varias protecciones para varias partes del sistema de conversión por lo que se verá redundante calcular las dimensiones de protecciones adicionales para este segmento del circuito de alterna.

MEDIUM VOLTAGE EQUIPMENT	Transformer protection	Protection relay for pressure, temperature (two levels) and gassing
		Monitoring of dielectric level decrease
		PT100 optional.
	Transformer index of protection	IP54
	Transformer losses	IEC standard or IEC Tier-2
	Oil retention tank	Galvanized steel. Integrated with hydrocarbon filter. Optional
	Switchgear configuration	Double feeder (2L)
	Switchgear protection	Circuit breaker (V)
	Switchgear short circuit rating ⁽¹⁾	16 kA 1 s (optionally 20 kA or 25 kA)
CONNECTIONS	Switchgear IAC ⁽¹⁾	A FLR 16 kA 1 s
	LV-MV connections	Close coupled solution (plug & play)
	LV protection	Motorized circuit breaker included in the inverter
	HV AC wiring	MV bridge between transformer and protection switchgear prewired

Tabla 16; Protecciones del conjunto modular Enetronica Santerno.

Se oferta varios conjuntos modulares entre 2,2 MW – 8,6 MW de capacidad máxima de potencia y si se considera que se tiene 8 inversores se deberían agruparlos en conjuntos pares. Tras varias modificaciones comparando la oferta de la compañía y los requerimientos de potencia en función del número de transformadores, se puede concretar que se necesitaran 8 transformadores 620V/30KV con una capacidad de 6,15 MW. El conjunto modular más cercano de Enetronica Santerno sería el SUNWAY™ CONVERSION UNIT 6000 con una capacidad máxima por unidad de 6,5 MW.

Considerando una distancia esperada como máximo de 1000 m entre el transformador de media tensión y el transformador de alta tensión se necesitarán cables de aluminio enterrados con una sección de 1x500 mm² por el cual circulara una corriente de 118,4 A y se estima que las pérdidas de tensión de STC serán 12,9 V.

❖ Transformador Alta Tensión

Tras salir del transformador de media tensión a 30kV se requiere nuevamente elevar la tensión para poder inyectar la energía producida por la planta a la subestación de Bienvenida. Según los resultados del software las líneas que conectan el transformador de alta tensión a la línea de 220 kV tendrán una sección de 500 mm² con una caída de tensión de 0,17%. Se debe establecer un centro de transformación de 30kV/220kV para elevar la tensión y esta recibirá ocho líneas a 118,4 A a 30 kV procedentes del conjunto modular de Enetronica Santerno de inversor + transformador BT/MT. Se empleará un esquema unifilar para la subestación donde las líneas de generación aguas abajo se conectan a través de sus celdas compuestas por un interruptor automático y seccionador. Posteriormente se conectan las ocho líneas a un embarrado de media tensión y se eleva la tensión finalmente a 220 kV.

Se ha optado por interruptores tipo B para que salten en pocos segundos por lo que se necesita que el factor de disparo máximo 3-5, dado que los interruptores automáticos de tipo B deben dispararse entre 3 y 5 veces su corriente nominal.

$$3 * I_{Nominal} \leq I_{CC} \leq 5 * I_{Nominal}$$

Transformador MT-Transformador AT:

$$23,68 A \leq I_{Nominal} \leq 39,47 A \rightarrow I_{Nominal} = 30 A$$

Transformador AT- Subestación Bienvenida:

Potencia total en el lado de media tensión sería la suma de las potencias de cada línea y si se asume un factor de potencia de 0,9 se puede obtener la intensidad que circula por las líneas de alta tensión de la subestación de la planta.

$$P_{Total} = 8 * P_{Línea} = 8 * 6.152 kW = 49.216 kW$$

$$P_{Total} = \sqrt{3} * V_{AT} * I_{AT} * \cos(\phi)$$

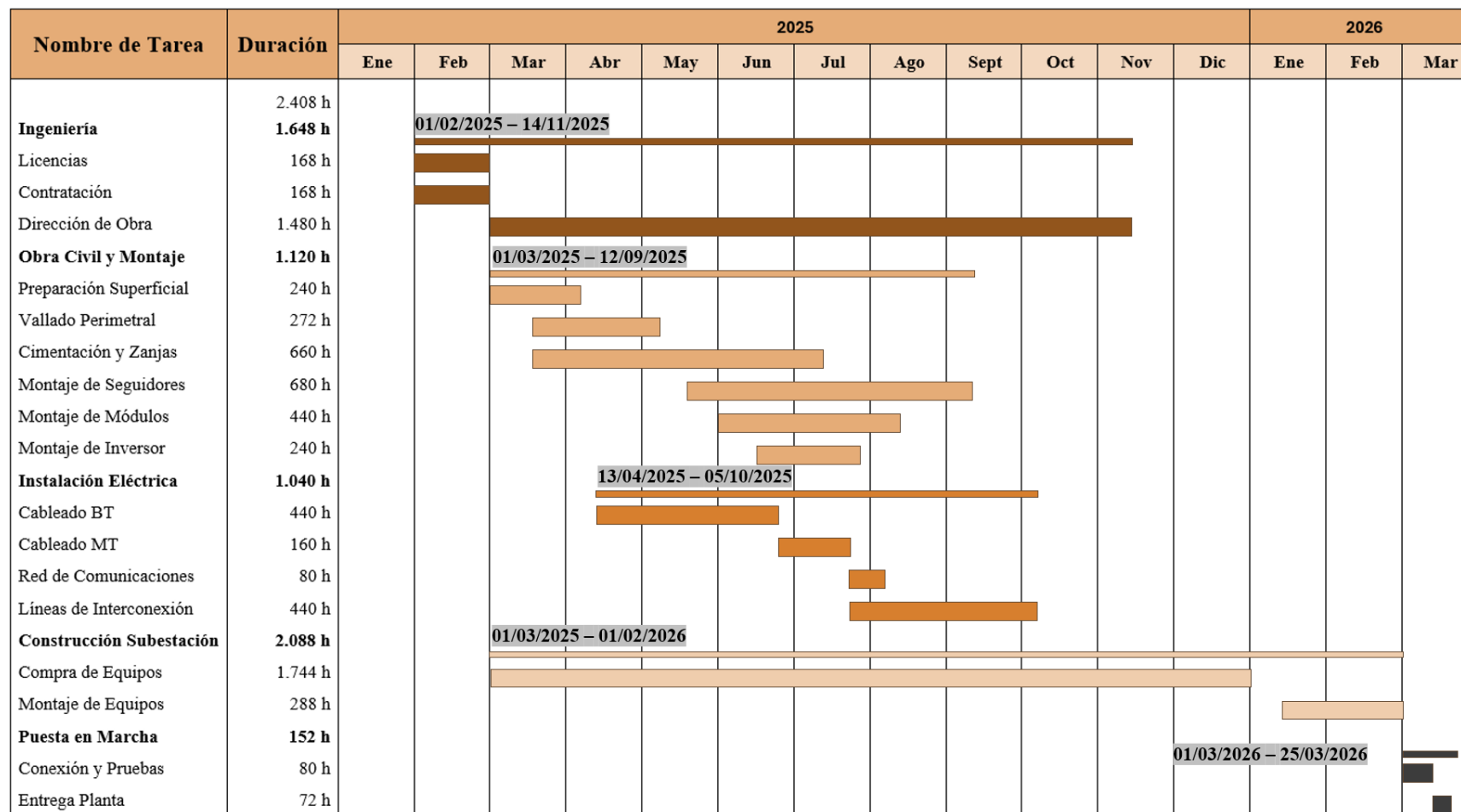
$$I_{AT} = \frac{P_{Total}}{\sqrt{3} * V_{AT} * \cos(\phi)}$$

$$I_{AT} = \frac{49.216 kW}{\sqrt{3} * 220 * 10^3 * \cos(0,9)} \approx 143,5 A$$

$$28,7 A \leq I_{Nominal} \leq 47,83 A \rightarrow I_{Nominal} = 150 A$$

Se puede ver en el Anexo IX. Planos del Proyecto como se han estructurado los esquemas de conexionado de la instalación desde los paneles hasta la subestación con la ubicación de los elementos de corte y protección.

Capítulo 7. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO



Capítulo 8. ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO

En este capítulo se desarrolla un modelo financiero para evaluar la viabilidad económica de una planta solar fotovoltaica de gran potencia, es crucial definir claramente los escenarios y las asunciones que se utilizarán para entender y calcular la rentabilidad del proyecto. El proceso de modelado abarcará varios factores macroeconómicos que influyen directamente en el rendimiento financiero de la inversión del proyecto.

8.1 OBJETIVO

En este capítulo se presentará las principales magnitudes económicas estimadas para el proyecto tanto los diferentes costes asociados con la implementación de la instalación como la estimación de los ingresos por la venta de la energía eléctrica al mercado a través de *Power Purchase Agreement* PPA. Mediante la base estimada de costes e ingresos, se analizarán los costes normalizados (LCOE – *Levelized Cost of Energy*) con el objetivo de evaluar la competitividad relativa de la instalación de generación del proyecto con las ofertas y datos existentes de otros proyectos de energía solar fotovoltaica en el mercado.

Adicionalmente, se analizará la rentabilidad del proyecto mediante la determinación de varios parámetros financieros resultantes de proyecciones estimadas de Cuenta de Resultados y de Flujos de Caja (Operativos). Las proyecciones se realizarán a lo largo de un periodo de 25 años, el cual se ha considerado como el tiempo de vida útil de la planta y se considerarán varios escenarios realizando asimismo de un análisis de sensibilidad.

Cabe resaltar que, en las cuentas de resultados, los flujos de caja y cálculos de parámetros de rentabilidad (VAN, TIR y periodo de recuperación de la inversión) presentados no se consideran los aspectos de financiación (pago intereses y reembolso capital) para centrarse en la propia rentabilidad del proyecto debido a que cada entidad puede tener una situación de acceso al capital y unas condiciones a manera distintas de financiarse. Este enfoque asegura que el análisis se centre en evaluar la rentabilidad pura del proyecto con un enfoque exclusivo en su desempeño económico- y operativo y no financiero, lo cual proporcionará una visión integral y objetiva de la viabilidad económica de la inversión.

8.2 COSTES DEL PROYECTO

Los costes del proyecto incluyen todos los gastos necesarios para diseñar, construir, operar y mantener la planta fotovoltaica. Esos costes se han separado en dos grupos los asociados al coste inicial de la inversión (CAPEX) y los costes asociados a la operación y mantenimiento (OPEX) de la planta solar fotovoltaica de 50 MWp:

8.2.1 COSTES DE INVERSIÓN INICIALES (CAPEX)

Esos costes son relativos a las inversiones y actividades iniciales a realizar hasta disponer de la planta fotovoltaica en estado operativo y generalmente se puede clasificar según su naturaleza siguiente:

- *Terreno*: Coste de adquisición del terreno donde se va a instalar la planta fotovoltaica en el caso que se compre el terreno. De optar por el alquiler del terreno, el coste del terreno pasaría a ser un coste recurrente de operación. En este proyecto, se optará por el alquiler del terreno.

- *Ingeniería*: Todas las actividades de ingeniería y de gestión de proyecto del diseño y desarrollo de la planta fotovoltaica.
- *Permisos y Licencias*: Costes de desarrollo asociados con la obtención de permisos y licencias
- *Equipos principales*: Costes de acopio/aprovisionamiento de paneles solares, seguidores solares, inversores y transformadores.
- *Otros Equipos*: Costes de acopio/ aprovisionamiento de otros equipos necesarios como cables y conductores, electrodos de puesta a tierra, cajas de protección, contadores, equipos de control y comunicación, ... o sea material diverso para las instalaciones eléctricas, centros de operación y de monitoreo de la operación.
- *Construcción*: Costes de obra civil, construcción, montajes electromecánicos y puesta en servicio de la Planta.
- *Interconexión*: Costes de conectar la producción energética de la planta fotovoltaica con la red eléctrica

Asimismo, con el objetivo de estimar esos costes de CAPEX y de acuerdo con las diversas informaciones y bases de datos disponibles se distribuyen/dividen (NB: mejorar verbo) esos costes en las 5 partidas de CAPEX siguientes:

- Partida I : Presupuesto Ejecución Material
- Partida II: Retribución Contratista
- Partida III: Ingeniería + Desarrollo
- Partida IV: Línea de Alta Tensión + Interconexión
- Partida V: Presupuesto de Contingencia

❖ **Partida I: Presupuesto de Ejecución Material (P.E.M.)**

Incluye costes de: acopio de los equipos principales y otros equipos, instalaciones diversas, actividades construcción.

Los costes asociados al Presupuesto de Ejecución Material se han extraído en base a dos informes de proyectos reales de 50 MWp, siendo estos Solaria – Planta Delphinus [31] e Iberica Power I – Satel [32]. A continuación, se presenta la recopilación de esos costes:

Presupuesto de Ejecución Material (P.E.M.)	Solaria	Iberica Power Satel
Elementos	Costes [k€]	Costes [k€]
Módulos FV	9.770	8.662
Transformadores/Inversores	1.750	1.760
Estructura / Seguidores	3.900	200
Obra Civil	828	1.073
Montaje	3.076	3.045
Instalación Eléctrica	1.425	2.807
Monitoring, Seguridad, HSE	338	137
Total Ejecución Material	21.056	17.684

Tabla 17: Referencias de costes de P.E.M de proyectos reales [31] [32].

Ambos informes están evaluando plantas solares de 50 MWp en el año 2020, con lo que, debido a las características distintas del emplazamiento, así como considerando una pertinente actualización de condiciones económicas, se empleará para el estudio económico del proyecto en Llerena las proporciones de €/Wp para guiarse en el cálculo de los costes de inversión cómo se ven en la siguiente tabla:

Presupuesto Ejecución Material (P.E.M.)	Media €/Wp proyectos reales	Actualización	Coste €/ Wp de Referencia
Equipos Principales	0,260	15%	0,299
Paneles	0,184	15%	0,212
Estructura/Seguidores	0,041	15%	0,047
Centros Transformadores	0,035	15%	0,040
Balance of System	0,127	35%	0,172
Obra Civil	0,019	35%	0,026
Montajes electromecánicos	0,061	35%	0,083
Subestación	0,042	35%	0,057
Otros	0,005	35%	0,006
Total P.E.M	0,388	22%	0,471

Tabla 18: Costes de inversión por Wp de proyectos reales [31] [32].

❖ **Partida II: Retribución del Contratista**

Esta partida representa la retribución pagada al contratista la cual incluye los gastos generales incurridos y el beneficio de éste. Se considera para esa retribución un 19% del valor del Presupuesto de Ejecución Material en línea con lo considerado en los 2 proyectos de referencia indicados en la Partida I anterior.

❖ **Partida III: Ingeniería + Desarrollo**

Esta partida contiene los costes de ingeniería y de gestión del proyecto de diseño y desarrollo de la Planta e incluye también costes de licencias y permisos. Se estima un coste de 1,4 M€ para esa partida. Cabe resaltar que según la compañía energética IGNIS, ese coste de ingeniería y desarrollo es de 1,2 M€ para una planta de 30 MW de acuerdo a un estudio de 2021 sobre el impacto en el empleo local y la cadena de valor industrial de una planta solar fotovoltaica de 30 MW [33].

❖ **Partida IV: Línea de Alta Tensión + Interconexión**

Esta partida contiene los costes de interconexión de la planta fotovoltaica con la subestación de REE. Se considera un coste de 0,01 €/ Wp para esa partida.

❖ **Partida V: Presupuesto de Contingencia**

Se añade una contingencia para eventuales imprevistos y desaciertos en las estimaciones de costes. Se considera un 10% de las Partidas I, II, III y IV

Asimismo, en base a los costes de estos proyectos y demás supuestos se han establecido las siguientes partidas de CAPEX:

Costes de Inversión	Llerena
Partidas de CAPEX	Importe (€)
I: Presupuesto Ejecución Material [0,47 €/Wp]	23.566.225
II: Retribución Contratista [19%]	4.477.583
III: Ingeniería + Desarrollo	1.400.000
IV: Línea AT + Interconexión	500.000
V: Presupuesto Contingencia [10%]	2.994.381
Total CAPEX [0,659 €/Wp]	32.938.189

Tabla 19: Costes de inversión - CAPEX del proyecto Llerena.

Comparando los costes de inversión con otros proyectos como una planta de 30MW de IGNIS [33] se tiene un coste de CAPEX a 0,53 €/W y para uno proyecto de 5 MW de otra compañía [34] su valor está en 0,8 €/W. Suponiendo estas referencias adicionales se puede identificar la tendencia de decreciente en costes con planta de mayor potencia.

8.2.2 COSTES OPERATIVOS Y DE MANTENIMIENTO (OPEX)

Son los gastos recurrentes para operar y mantener la planta como:

- *Terreno*: Alquiler del terreno en caso de que se alquile el terreno y no se haya comprado.
- *Personal*: Sueldos y beneficios para el personal de operación y mantenimiento.
- *Mantenimiento*: Costos de repuestos, mantenimiento preventivo y reparaciones eventuales que se necesiten. Esos gastos de mantenimiento se irán incrementando con el tiempo a medida que los activos vayan envejeciendo, en particular cuando se haya superado los plazos de las garantías de los principales equipos.
- *Seguros*: Primas de seguros para la planta y sus componentes.

Para la determinación de esos gastos, separaremos entre el OPEX sin coste de terreno y luego el coste de alquiler del terreno que es la modalidad escogida en este proyecto.

❖ OPEX (Sin Coste Terreno)

De acuerdo con un estudio [34] los costes de operación y mantenimiento para una Planta Fotovoltaica de 5 MW son los siguientes:

Seguro:	1.500 € / MWp año
Operación / Mantenimiento	3.500 € / MWp año

Estimaremos el coste anual de OPEX (sin terreno) a 5.000 € por MWp (o 5€ por kWp) manteniendo ese KPI para una planta de 50 MWp. A priori, se podría pensar en oportunidades de economía de escala en esos costes al tratarse de una planta 50 MW y no de 5 MW, pero por razones conservadoras se considera el mismo coste de referencia inicial, determinando 250.000 € para el primer año de operación

Adicionalmente, aplicaremos un incremento anual para tomar en consideración el incremento del coste (en particular el de mantenimiento) a medida que los equipos envejecen y que sería el siguiente:

Años 1 a 10: 1% | Años 11 a 20: 1,5% | Años 21 a 25: 2,5 %

❖ Coste Alquiler Terreno

De acuerdo con ese mismo estudio [34] así como según The Eco Expert en Julio de 2023 [35], el coste anual de alquiler de terrenos rústicos para ubicar una planta fotovoltaica ha estado subiendo fuertemente debido a una gran demanda en los últimos años alcanzado muchas veces más de 1.500 € / hm². La planta proyectada ocupando 66 hm² y considerando, un coste anual de 1.800€ por hm², el coste de alquiler del terreno sería de 118.800 € para el primer año. Se aplicará también un incremento del coste del alquiler del terreno de un 2% anual.

Resumen Costes de OPEX

Asimismo, el coste de OPEX (incluyendo coste del terreno) estimado para el primer año, sería de 368.000 € o un 7,4 € / kWp.

8.3 INGRESOS DEL PROYECTO

Los ingresos del proyecto corresponden a las ventas generadas a lo largo de los años por el vertido a la red del mercado eléctrico de la electricidad generada por la planta fotovoltaica.

8.3.1 ENERGÍA PRODUCIDA

La producción de energía generada a lo largo de la vida útil (25 años) teniendo en cuenta las diversas degradaciones consideradas para las simulaciones:

Year	E Grid [MWh]	Year	E Grid [MWh]
1	104.360	14	98.240
2	103.890	15	97.770
3	103.420	16	97.290
4	102.960	17	96.820
5	102.490	18	96.340
6	102.030	19	95.870
7	101.550	20	95.390
8	101.080	21	94.920
9	100.610	22	94.440
10	100.130	23	93.970
11	99.660	24	93.500
12	99.190	25	93.020
13	98.710		

Tabla 20: Variación de energía inyectada a la red en el proyecto Llerena.

8.3.2 PRECIO DE VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA PRODUCIDA

Según el Platts-Pexapark PPA index un PPA solar de 10 años está a 33,35 €/MWh en España el 16 de enero de 2024 [36]. Se toma como referencia es precio medio de electricidad y se elevó a 35 €/MWh resultante del nivel de referencia de los acuerdos actuales para PPA de varios años.

Debido a la fluctuación histórica bastante cambiante del precio de venta de la electricidad, no se modelizan para un escenario determinado en las proyecciones económico-financieras ni incrementos ni reducciones anuales de una tarifa inicial sino se considera un valor medio de tarifa de venta a lo largo de la vida del proyecto. Las variaciones del precio de venta y su impacto en la rentabilidad del proyecto se consideran dentro de un análisis de sensibilidad de una tarifa media para el proyecto.

8.4 COSTES NORMALIZADOS

El análisis de los costes normalizados, o LCOE (*Levelized Cost of Energy*), es crucial para evaluar la competitividad del proyecto.

LCOE: Cálculo del coste total de desarrollo, construcción y operación de la planta dividido por la producción total de energía durante su vida útil (25 años) según fórmula:

$$LCOE (\text{€/MWh}) = \frac{Capex_0 + \sum_{i=1}^{25} \frac{Opex_i}{(1+k)^i}}{\sum_{i=1}^{25} \frac{Prod. Energia_i}{(1+k)^i}}$$

Donde:

- $Capex_0$ es el coste en € de inversión inicial del proyecto
- $Opex_i$ es el coste en € de operación y mantenimiento en el año i
- $Prod. Energia_i$ es la producción en MWh de energía eléctrica anual en el año i
- k es la tasa de descuento utilizada en cálculos de VAN – Se considera una tasa de 5%

Asimismo, con las estimaciones consideradas para el proyecto se obtiene un LCOE de 27,7 €/MWh. Cabe resaltar que este LCOE está dentro de los valores de 25 a 35 USD / MWh en línea con la gráfica de Evolución de LCOE de energía solar que DNV ha publicado en su Energy Transition Outlook (2023):

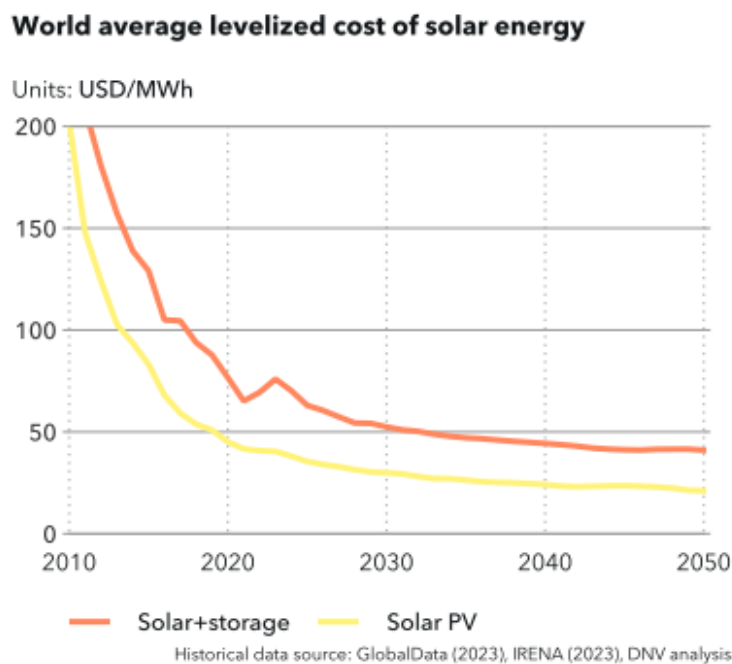


Figura 35: Evolución del valor LCOE global de solar y solar + BESS [37].

8.5 CUENTA DE RESULTADOS + FLUJO DE CAJA (OPERATIVO)

Considerando las estimaciones de costes e ingresos descritas en los párrafos anteriores, así como una amortización del CAPEX en 25 años, unos impuestos corporativos del 25 % y sin tener en cuenta la financiación de la inversión es decir considerando disponer del capital necesario, se determina:

8.5.1 CUENTA DE RESULTADOS

(Cifras en 000 €)	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ingresos	3.653	3.636	3.620	3.604	3.587	3.571	3.554	3.538	3.521	3.505
Costes de Operación	369	374	379	384	389	394	399	404	410	415
Resultado Operación (EBITDA)	3.284	3.262	3.241	3.220	3.198	3.177	3.155	3.133	3.111	3.089
Amortización	1.318	1.318	1.318	1.318	1.318	1.318	1.318	1.318	1.318	1.318
Resultado Antes Impuestos (EBIT)	1.966	1.945	1.924	1.902	1.881	1.860	1.838	1.816	1.794	1.772
Impuestos Beneficios	492	486	481	476	470	465	459	454	448	443
Beneficio Neto	1.475	1.459	1.443	1.427	1.411	1.395	1.378	1.362	1.345	1.329

(Cifras en 000 €)	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Ingresos	3.488	3.472	3.455	3.438	3.422	3.405	3.389	3.372	3.355	3.339
Costes de Operación	422	429	437	444	451	459	467	474	482	490
Resultado Operación (EBITDA)	3.066	3.042	3.018	2.995	2.971	2.946	2.922	2.898	2.873	2.848
Amortización	1.318	1.318	1.318	1.318	1.318	1.318	1.318	1.318	1.318	1.318
Resultado Antes Impuestos (EBIT)	1.748	1.725	1.701	1.677	1.653	1.629	1.605	1.580	1.556	1.531
Impuestos Beneficios	437	431	425	419	413	407	401	395	389	383
Beneficio Neto	1.311	1.294	1.276	1.258	1.240	1.222	1.203	1.185	1.167	1.148

(Cifras en 000 €)	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
Ingresos	3.322	3.305	3.289	3.273	3.256
Costes de Operación	502	513	525	538	550
Resultado Operación (EBITDA)	2.820	2.792	2.764	2.735	2.706
Amortización	1.318	1.318	1.318	1.318	1.318
Resultado Antes Impuestos (EBIT)	1.503	1.474	1.446	1.417	1.388
Impuestos Beneficios	376	369	362	354	347
Beneficio Neto	1.127	1.106	1.085	1.063	1.041

8.5.2 FLUJO DE CAJA OPERATIVO

(Cifras en 000 €)	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Beneficio Neto	-	1.475	1.459	1.443	1.427	1.411	1.395	1.378	1.362	1.345	1.329
Amortización	-	1.318	1.318	1.318	1.318	1.318	1.318	1.318	1.318	1.318	1.318
Inversión Inicial	-32.938	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo de Caja Operativo	-32.938	2.792	2.776	2.760	2.744	2.728	2.712	2.696	2.679	2.663	2.646
<i>Flujo de Caja Acumulado</i>	<i>-32.938</i>	<i>-30.146</i>	<i>-27.370</i>	<i>-24.610</i>	<i>-21.865</i>	<i>-19.137</i>	<i>-16.425</i>	<i>-13.729</i>	<i>-11.050</i>	<i>-8.387</i>	<i>-5.741</i>

(Cifras en 000 €)	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Beneficio Neto	1.311	1.294	1.276	1.258	1.240	1.222	1.203	1.185	1.167	1.148
Amortización	1.318	1.318	1.318	1.318	1.318	1.318	1.318	1.318	1.318	1.318
Inversión Inicial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo de Caja Operativo	2.629	2.611	2.593	2.575	2.557	2.539	2.521	2.503	2.484	2.466
<i>Flujo de Caja Acumulado</i>	-3.112	<i>-501</i>	<i>2.092</i>	<i>4.668</i>	<i>7.225</i>	<i>9.764</i>	<i>12.285</i>	<i>14.788</i>	<i>17.272</i>	<i>19.737</i>

(Cifras en 000 €)	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
Beneficio Neto	1.127	1.106	1.085	1.063	1.041
Amortización	1.318	1.318	1.318	1.318	1.318
Inversión Inicial	-	-	-	-	-
Flujo de Caja Operativo	2.445	2.423	2.402	2.381	2.359
<i>Flujo de Caja Acumulado</i>	<i>22.182</i>	<i>24.606</i>	<i>27.008</i>	<i>29.388</i>	<i>31.747</i>

8.6 EVALUACIÓN ECONÓMICA

La evaluación económica final del proyecto integra todos los análisis anteriores para proporcionar una visión completa de la viabilidad económica del proyecto y se calcularán tanto índices financieros de rentabilidad como su sensibilidad:

8.6.1 RESULTADOS MODELO CASO BASE

La inversión inicial para el proyecto de energía solar fotovoltaica de 50 MWp requiere un desembolso inicial de 32.938.189 euros, siendo el esperado valor actual neto (VAN) para una tasa de descuento de 5% unos 4.148.054 euros, lo cual indica que con el proyecto se espera que se generen flujos netos adecuadamente positivos para repagar la inversión inicial. En el caso base el proyecto ofrece una tasa interna de retorno (TIR) del 6,26 %, lo que sugiere una rentabilidad favorable en comparación a otras operaciones de inversión en el mercado y respecto al periodo de retorno de la inversión, se estima que para el año 13 se podrá recuperar la inversión realizada. . Considerando esta combinación de factores económicos, se puede asegurar la viabilidad del proyecto de ser una inversión sólida y rentable en el sector de la energía renovable.

8.6.2 ESTUDIO DE SENSIBILIDAD

Se evaluará cómo varían los resultados financieros con cambios en las principales asunciones y en base a diferentes escenarios para evaluar la robustez del proyecto. Para proporcionar una visión completa de la viabilidad económica del proyecto, resulta oportuno combinar las estimaciones y cálculos de índices anteriores en el caso de varios Escenarios y proceder a un Análisis de Sensibilidad donde se evalúa cómo varían los principales resultados financieros (VAN, TIR, PRI) con cambios de valores en las principales asunciones.

Identificamos los siguientes principales parámetros económico-financieros:

- *Capex*: Coste de la inversión inicial
- *Opex Año 1*: Coste de operación y mantenimiento en el Año 1
- *Opex TCCA*: Variación de costes Opex anuales a lo largo de la vida útil de la Planta simulando una variación anual constante mediante una Tasa Compuesta de Crecimiento Anual.
- *Tarifa Media Venta Energía*: valor de venta de energía producida por la planta y revertida a la red.

Consideramos los siguientes rangos de variación de esos principales parámetros identificando el caso de referencia básico de nuestras estimaciones como Baseline/Caso Base:

Principales Asunciones		Rango de Variación de Principales Asunciones			
Elementos	Unidades	Caso #1	Caso Base	Caso #2	Caso #3
CAPEX	[M€] <i>Vs Baseline</i>	27 -9%	32,938 -	35 6%	40 21%
OPEX Año 1	[k€] <i>Vs Baseline</i>	332 -10%	368,8 -	406 10%	443 20%
OPEX TCCA(*)	[%]	0%	1,5%	5,0%	10,0%
Tarifa Media Venta Energía	[€/MWh] <i>Vs Baseline</i>	30 -14%	35 -	40 14%	45 29%

Tabla 21: Variaciones de parámetros para los estudios de sensibilidad.

(*)TCCA # Tasa Compuesta de Crecimiento Anual. En el caso del Baseline ese % es aproximado ya que su % de crecimiento no es constante sino evoluciona en 3 fases (Años: 1-10/11-20/21-25).

Asimismo, la evolución de los índices de rentabilidad con variación de cada principal parámetro (otros parámetros quedando en el Caso Base) serían:

❖ Variación de CAPEX

Elementos	Caso #1	Caso Base	Caso #2	Caso #3
Valor [M€]	30	32,9	35	40
<i>Vs Baseline</i>	-9%	-	6%	21%
VAN [M€]	6,6	4,1	2,3	-1,9
TIR [%]	7,2 %	6,3 %	5,7 %	4,5 %
PRI [Año]	12	13	13	15

Tabla 22: Resultados del estudio de sensibilidad de variación de CAPEX.

❖ Variación del OPEX del Año 1

Elementos	Caso #1	Caso Base	Caso #2	Caso #3
Valor [M€]	332	369	406	443
<i>Vs Baseline</i>	-10%	-	10%	20%
VAN [M€]	4,6	4,1	3,7	3,2
TIR [%]	6,39 %	6,3 %	6,1 %	6,0 %
PRI [Año]	13	13	13	13

Tabla 23: Resultados del estudio de sensibilidad de variación del OPEX del Año 1.

❖ Variación del OPEX TCCA

Elementos	Caso #1	Caso Base	Caso #2	Caso #3	Caso #1
Valor [M€]	0%	1,51%	5%	10%	0%

Vs Baseline		-			
VAN [M€]	4,8	4,1	2,1	-3,5	4,8
TIR [%]	6,4 %	6,3 %	5,7 %	3,6 %	6,4
PRI [Año]	13	131	13	14	13

Tabla 24: Resultados del estudio de sensibilidad de variación del OPEX TCCA.

❖ Variación de la Tarifa Media de Energía

Elementos	Variación	Caso Base	Caso #1	Caso #2
Valor [M€]	30	35	40	45
Vs Baseline	-14%	-	14%	29%
VAN [M€]	-1,1	4,1	9,4	14,7
TIR [%]	4,7 %	6,3 %	7,8 %	9,2 %
PRI [Año]	15	13	11	10

Tabla 25: Resultados del estudio de sensibilidad de variación de la tarifa media de energía.

Asimismo, podemos ver que la rentabilidad es muy sensible a la Tarifa Media de Energía si lo comparamos a los otros parámetros obtenidos de los diferentes estudios de sensibilidad. Cabe resaltar que con una tarifa media sobre 31 €/MWh, tendríamos una TIR cerca del 5% es decir de la tasa de descuento de 5% que hemos considerado para las otras asunciones. Por otra parte, podemos considerar 2 escenarios, uno de evolución positiva y otro tensionado siendo cada uno una combinación de valores de los diferentes principales:

Escenario Positivo

Elementos	Valor	Vs Baseline
CAPEX [M€]	30	-9%
OPEX Año 1 [k€]	370	-
OPEX TCCA %	1,5%	-
Tarifa Energía [€/MWh]	40	14%

VAN [M€]	11,9
TIR [%]	8,8%
PRI [Año]	10

Escenario Tensionado

Elementos	Valor	Vs Baseline
CAPEX [M€]	35	5%
OPEX Año 1 [k€]	370	-
OPEX TCCA %	2,0%	
Tarifa Energía [€/MWh]	32,5	-7%

VAN [M€]	-0,5
TIR [%]	4,8%
PRI [Año]	14

Tabla 26: Resultados del estudio del escenario positivo y tensionado.

Capítulo 9. CONCLUSIÓN

En esta tesis se analizó la viabilidad técnico-económica de una planta solar fotovoltaica de gran potencia en España para una potencia nominal de 50 MWp. Se valoró cuatro emplazamientos para posteriormente realizar varias simulaciones y seleccionará la mejor combinación de factores de diseño para generar la máxima energía eléctrica anual.

De las cuatro opciones, el emplazamiento seleccionado se sitúa cerca del municipio de Llerena y dispone de una parcela de 66 Hm² con una GHI anual de 1.833 kWh/m² y un DHI anual de 576 kWh/m² en la base de datos PVGIS. La parcela no se encuentra dentro de ninguno de los terrenos que forman parte de la Red Natura 2000 (zona tipo LIC, ZEC y ZEPA) y se encuentra ubicada en las coordenadas latitud 38,21664° y longitud -5,897541°.

Tras varias simulaciones para seleccionar la mejor combinación de inversores y paneles solares de una selección de 3 distintos productores para cada una de estas tecnologías, se concretó la configuración final. La configuración 2V de 1.028 seguidores solares con distancia entre los mismos de 10 m para la planta fotovoltaica genera una potencia nominal de 50 MWp, la cual emplea 69.930 paneles solares bifaciales de 715 Wp de una empresa Corean Winhitech con el soporte de 8 inversores Santero de 5.145 kW para generar 103.978 MWh el primer año de la instalación. La optimización del modelo ha conseguido maximizar la producción de energía anual, siendo la previsión de generación estimada con simulaciones variará de una producción inicial de 104.360 MWh/año a 93.020 MWh/año en el año 25 de la vida útil de la instalación, siendo esta reducción equivalente a la disminución equivalente del 10,86% sobre la producción inicial y se puede esperar que las emisiones evitadas con la planta estén en torno a 259.730 $Tm CO_{2eq}$.

La inversión inicial para el proyecto de energía solar fotovoltaica de 50 MWp requiere un desembolso inicial de 32.938.189 euros, siendo el esperado valor actual neto (VAN) para una tasa de descuento de 5 % unos 4.148.054 euros, lo cual indica que con el proyecto se espera que se generen flujos netos adecuadamente positivos para repagar la inversión inicial. En el Caso Base el proyecto ofrece una tasa interna de retorno (TIR) del 6,26 %, lo que sugiere una rentabilidad favorable en comparación a otras operaciones de inversión en el mercado y respecto al periodo de retorno de la inversión, se estima que para el año 13 se podrá repagar la inversión realizada. Considerando esta combinación de factores económicos, se puede asegurar la viabilidad del proyecto de ser una inversión sólida y rentable en el sector de la energía renovable.

Asimismo, con las estimaciones consideradas para el proyecto se obtiene un LCOE de 27,7 €/MWh. Cabe resaltar que este LCOE está dentro de los valores de 25 a 35 USD / MWh en línea con los valores esperados de LCOE de energía solar en los próximos años que DNV ha publicado en su Energy Transition Outlook (2023).

Capítulo 10. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Council of the EU (Press Release), «Council and Parliament reach provisional deal on renewable energy directive,» 30 Marzo 2023. Available: <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/03/30/council-and-parliament-reach-provisional-deal-on-renewable-energy-directive/>.
- [2] Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, Available: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2023-81530>.
- [3] Eurostat, «Share of energy from renewable sources,» 5 Abril 2024. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_ind_ren/default/table?lang=en.
- [4] European Environment Agency, «Share of energy consumption from renewable sources in Europe,» 27 Marzo 2024. Available: <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/share-of-energy-consumption-from?activeAccordion=546a7c35-9188-4d23-94ee-005d97c26f2b>.
- [5] United Nations, «Objetivos y Metas de Desarrollo Sostenible - Desarrollo Sostenible United Nations,» Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>.
- [6] Eurostat, «Energy production and imports.,» Available: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_production_and_imports.
- [7] Red Eléctrica Española, «Informe del Sistema Eléctrico: Informe resumen de Energías renovables 2022,» Available: https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2023-03/Informe_Renovables_2022.pdf.
- [8] IEA, Junio 2023. Available: https://iea.blob.core.windows.net/assets/63c14514-6833-4cd8-ac53-f9918c2e4cd9/RenewableEnergyMarketUpdate_June2023.pdf.
- [9] A. Bhatia, «Design and Sizing of Solar Photovoltaic Systems,» 2020.
- [10] C. Press, Solar Energy Engineering: Processes and Systems 2nd ed., CRC Press, 2017.
- [11] Pearson, Photovoltaic Systems 3rd ed., 2016.
- [12] IPCC, Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, 2012.

-
- [13] Australian Micro Power Grids, «Solar Tracking in Australia. Fixed Tilted Solar Racking - v- Dual Axis Solar Tracking Racking,» Available: https://www.micropowergrids.com.au/_SOLAR_GENERATION/_Solar_Tracking.html.
- [14] SCADA Support PH, «Solar Photovoltaic (PV) Power Plant Youtube Video,» 2022. Available: <https://www.youtube.com/watch?v=K12l9J3pLIU>.
- [15] Wanhos, «Estructura Del Soporte De Montaje En Tierra Del Panel Solar,» Available: <https://www.pv-mounting.com/ground-mounting-system/aluminum-ground-mounting-system/solar-panel-ground-mounting-bracket-structure.html>.
- [16] S. Kwok, «Solar Tracking System: The Best Way for PV Modules to Follow the Sun,» 2023.
- [17] F. Peacock, «MAXIMUM POWER POINT TRACKING,» Available: [https://www.solarquotes.com.au/inverters/mppt/#:~:text=Maximum%20Power%20Point%20Tracking%20\(MPPT,no%20matter%20what%20the%20conditions..](https://www.solarquotes.com.au/inverters/mppt/#:~:text=Maximum%20Power%20Point%20Tracking%20(MPPT,no%20matter%20what%20the%20conditions..)
- [18] D. De Rooij, «Central inverters: advantages and disadvantages explained,» Available: <https://sinovoltaics.com/learning-center/inverters/central-inverters/>.
- [19] SMA, «Estaciones de potencia Modelos de SMA,» Available: <https://www.sma.de/es/productos/estaciones-de-potencia/medium-voltage-power-station-2200-2475-2900>.
- [20] u.s energy information administration, «Reports and Databases,» Available: <https://www.eia.gov/>.
- [21] Iberdrola, «Células fotovoltaicas: conoce su evolución, sus diferentes tipos y las últimas innovaciones,» Available: <https://www.iberdrola.com/innovacion/celulas-fotovoltaicas-fotoelectrica>.
- [22] Google Earth Pro, «Imágenes de satélite de los emplazamientos.,»
- [23] Meteonorm Version 8, «Variación anual de parámetros climáticos en cada emplazamiento.,»
- [24] MeteoBlue, «Datos climáticos y meteorológicos históricos simulados para Emplazamiento 4 - LLerena,» 27 Junio 2024. Available: <https://www.meteoblue.com/es/tiempo/historyclimate/climatemodelled/38.242N-5.897E>.
- [25] J. Mateo, *El efecto de la temperatura en los paneles fotovoltaicos*, 2021.
- [26] PVSyst, «Guia del Programa e Información de diseño».
-

-
- [27] Nowtricity, «Evolution of emissions in Spain,» Available: <https://www.nowtricity.com/country/spain/>. [Último acceso: 08 07 2024].
- [28] Marcombo, «Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión Edición 7».
- [29] Ibedrola I-DE, «Especificaciones particulares para el diseño de puestas a tierra para centros de transformación,» 2019.
- [30] Enertronica Santerno, «UNIDAD DE CONVERSIÓN SUNWAY™ 1500V – MODULAR».
- [31] Solaria, «Planta solar fotovoltaica Delphinus Solar 49,99 MWp. Toro, Provincia de Zamora».
- [32] Satel, «Planta Fotovoltaica “Ibérica I”».
- [33] IGNIS, «Plan estratégico sobre el impacto en el empleo local y la cadena de valor industrial de una planta solar fotovoltaica de 30 MW».
- [34] Energia.es, «Invertir en energía solar fotovoltaica».
- [35] The Eco Experts, «¿Cuánto se cobra por alquilar un terreno para placas solares?,» 12 Julio 2023. Available: <https://www.theecoexperts.com/es/placas-solares/alquilar-terreno>.
- [36] S&P GGlobal, «Rising costs, lower revenues for European wind and solar lift PPA breakeven points,» 18 Enero 2024. Available: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/electric-power/011824-rising-costs-lower-revenues-for-european-wind-and-solar-lift-ppa-breakeven-points>.
- [37] DNV, «Energy Transition Outlook 2023 Executive Summary».
- [38] Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico., «Red Natura 2000: Cartografía,» Available: https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/servicios/banco-datos-naturaleza/informacion-disponible/rednatura_2000_desc.html.
- [39] ENTOSE, «Grid Maps of Europe,» 22 Septiembre 2023. Available: <https://www.entsoe.eu/data/map/downloads/>.
- [40] Eurostat, «Shedding light on energy - 2023 edition - Interactive publications,» Available: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/interactive-publications/energy-2023>.
-

- [41] Greening-e, «Utility Scale projects Publications,» Available: <https://greening-e.com/wp-content/uploads/Dosieres/Dossier-Division-Utility-Scale-Greening-e-espanol-ingles.pdf>.
- [42] EMBER, «European Electricity Review 2024,» 2024. Available: <https://ember-climate.org/insights/research/european-electricity-review-2024/#supporting-material>.
- [43] C. Press, Principles of Solar Engineering 3rd ed., CRC Press, 2018.
- [44] IEEE, IEEE Recommended Criteria for Terrestrial Photovoltaic (PV) Power Systems.
- [45] The World Bank Group, Global Solar Atlas, 2021.
- [46] Laenergiasolar.org, «Seguidor solar,» Available: <https://laenergiasolar.org/energia-fotovoltaica/seguidor-solar/>.
- [47] Boletín Oficial Del Estado, «Reglamento Electrotécnico para Baja Tension e ITC,» 2023.

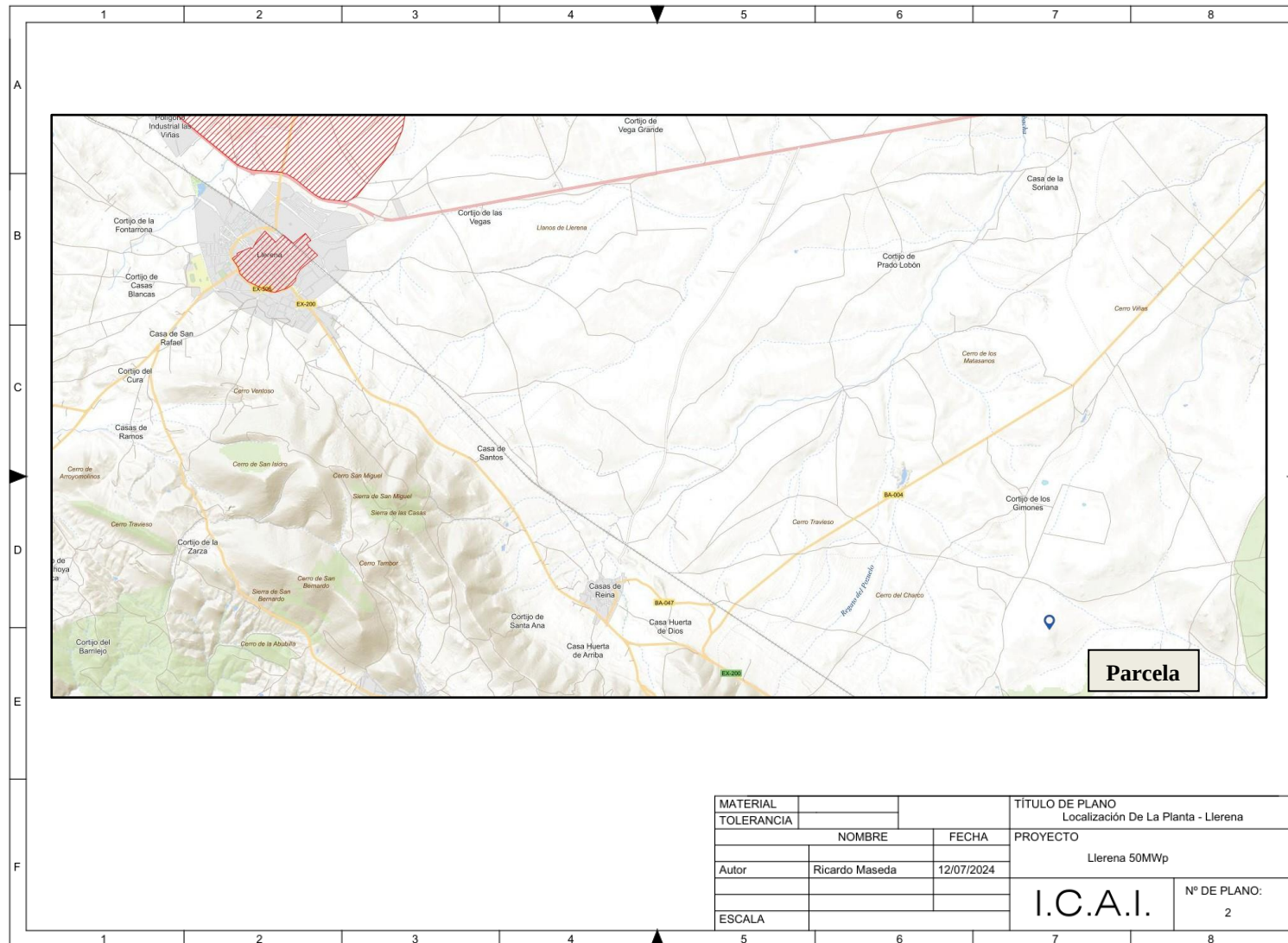
DOCUMENTO II.

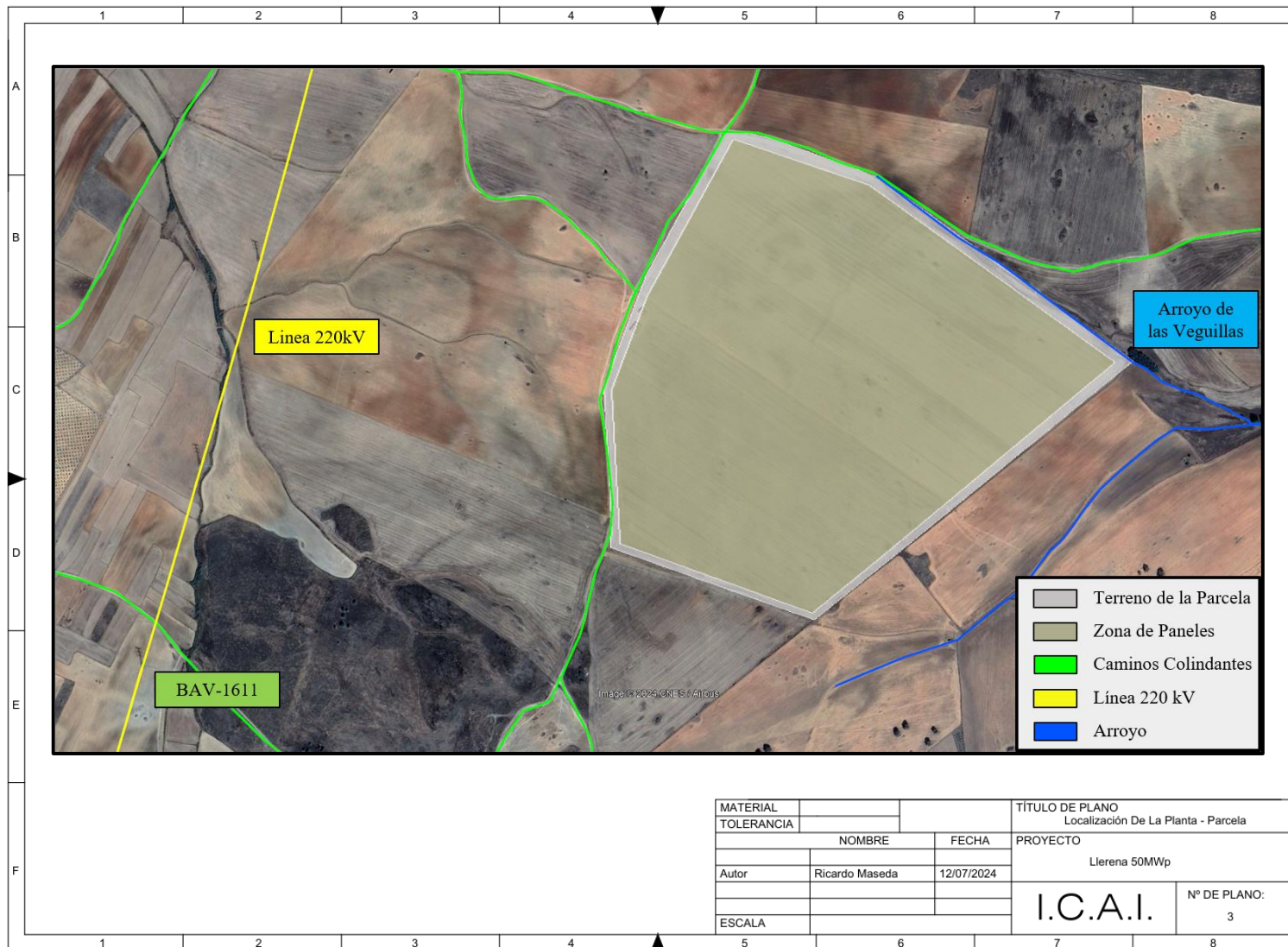
PLANOS

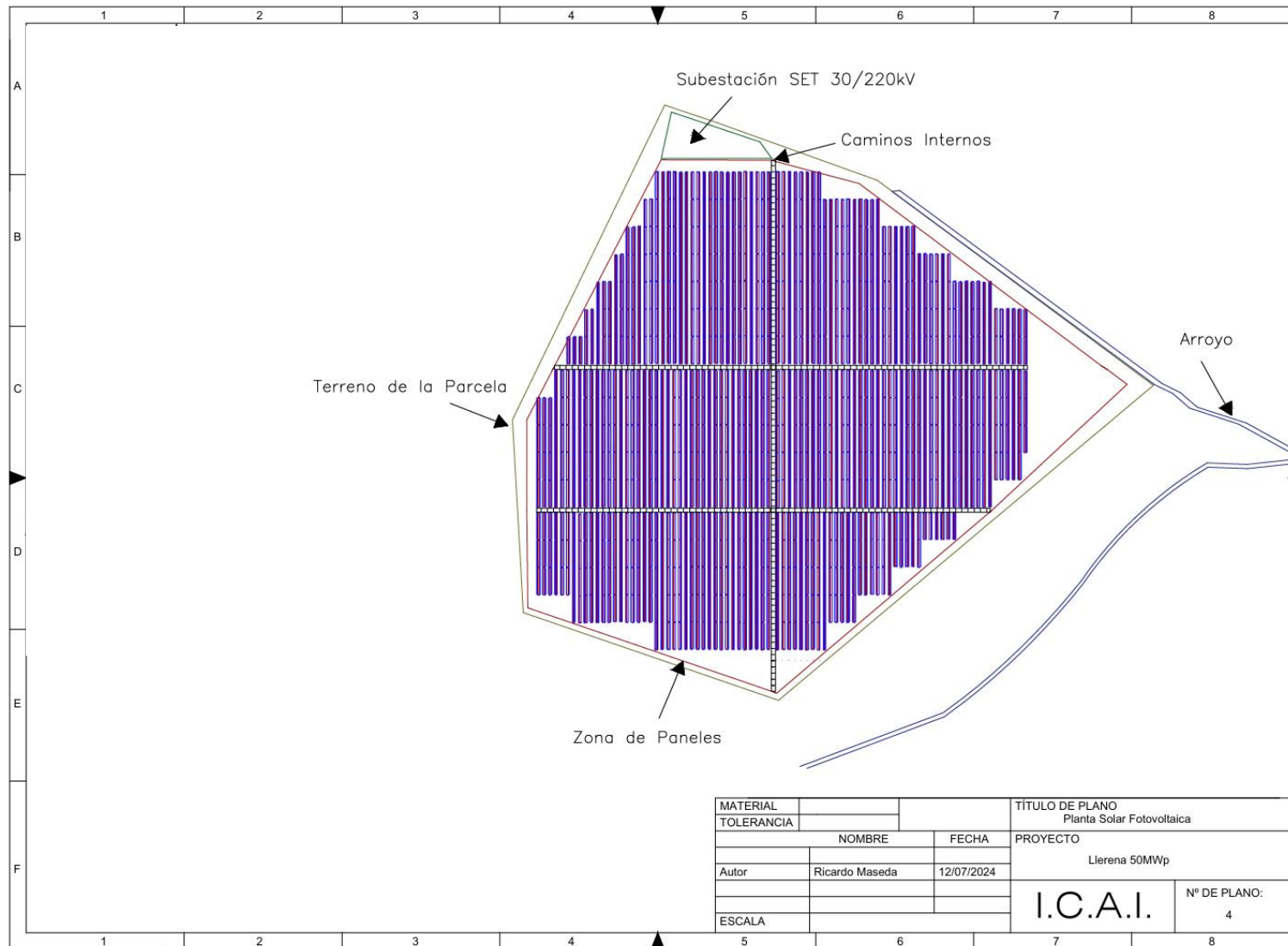
Índice de Anexos

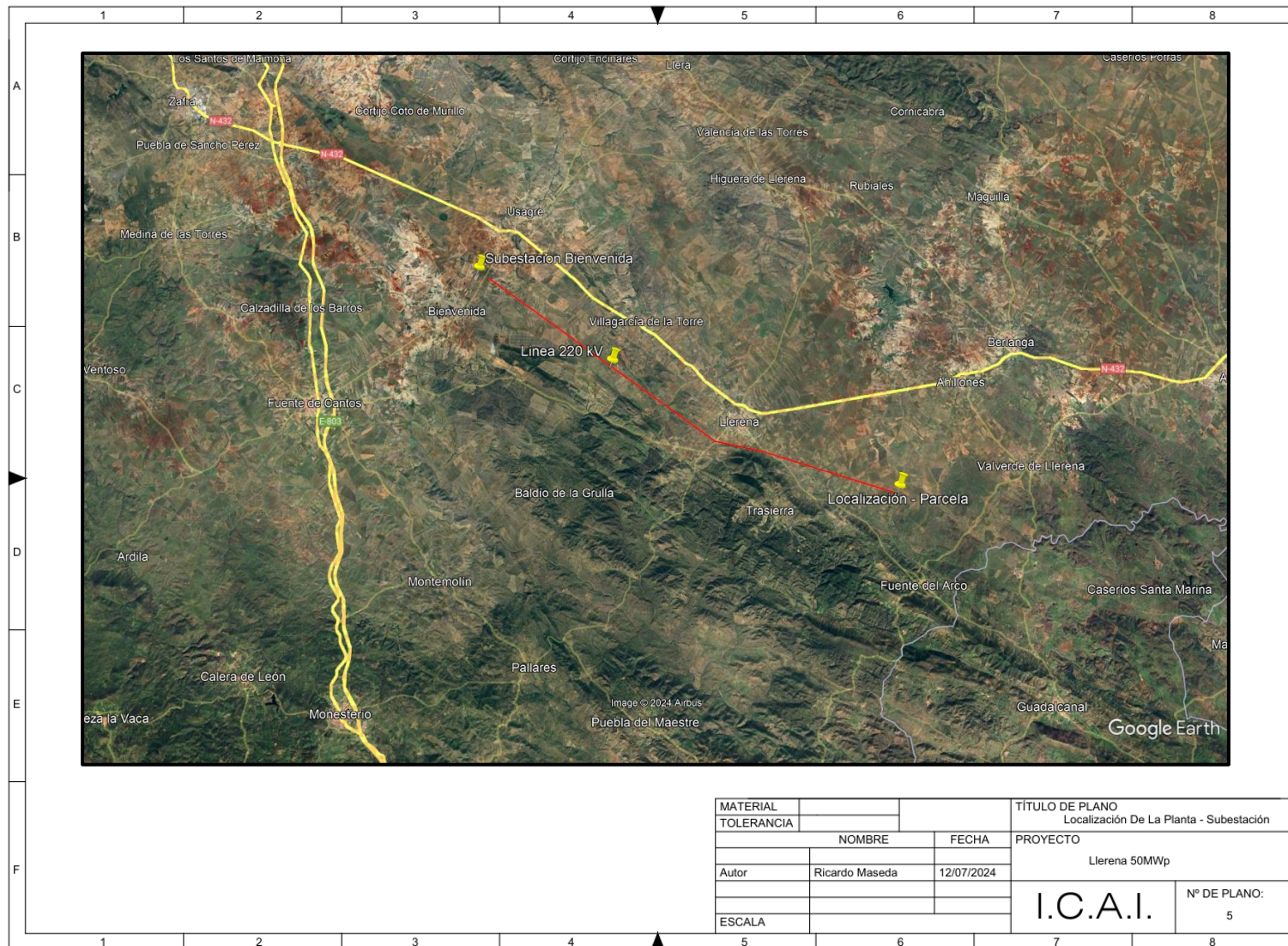
<i>PLANO I: Localización de la Planta - España.....</i>	<i>72</i>
<i>PLANO II: Localización de la Planta - Llerna.....</i>	<i>73</i>
<i>PLANO III: Localización de la Planta - Parcela.....</i>	<i>74</i>
<i>PLANO IV: Planta Solar Fotovoltaica.....</i>	<i>75</i>
<i>PLANO VI: Localización de la Planta - Subestación.....</i>	<i>76</i>
<i>PLANO VII: Unifilar Subestación MT/AT.....</i>	<i>77</i>
<i>PLANO VIII: Esquema de Conexión CC #1</i>	<i>78</i>
<i>PLANO IX: Esquema de Conexión CC #2.....</i>	<i>79</i>

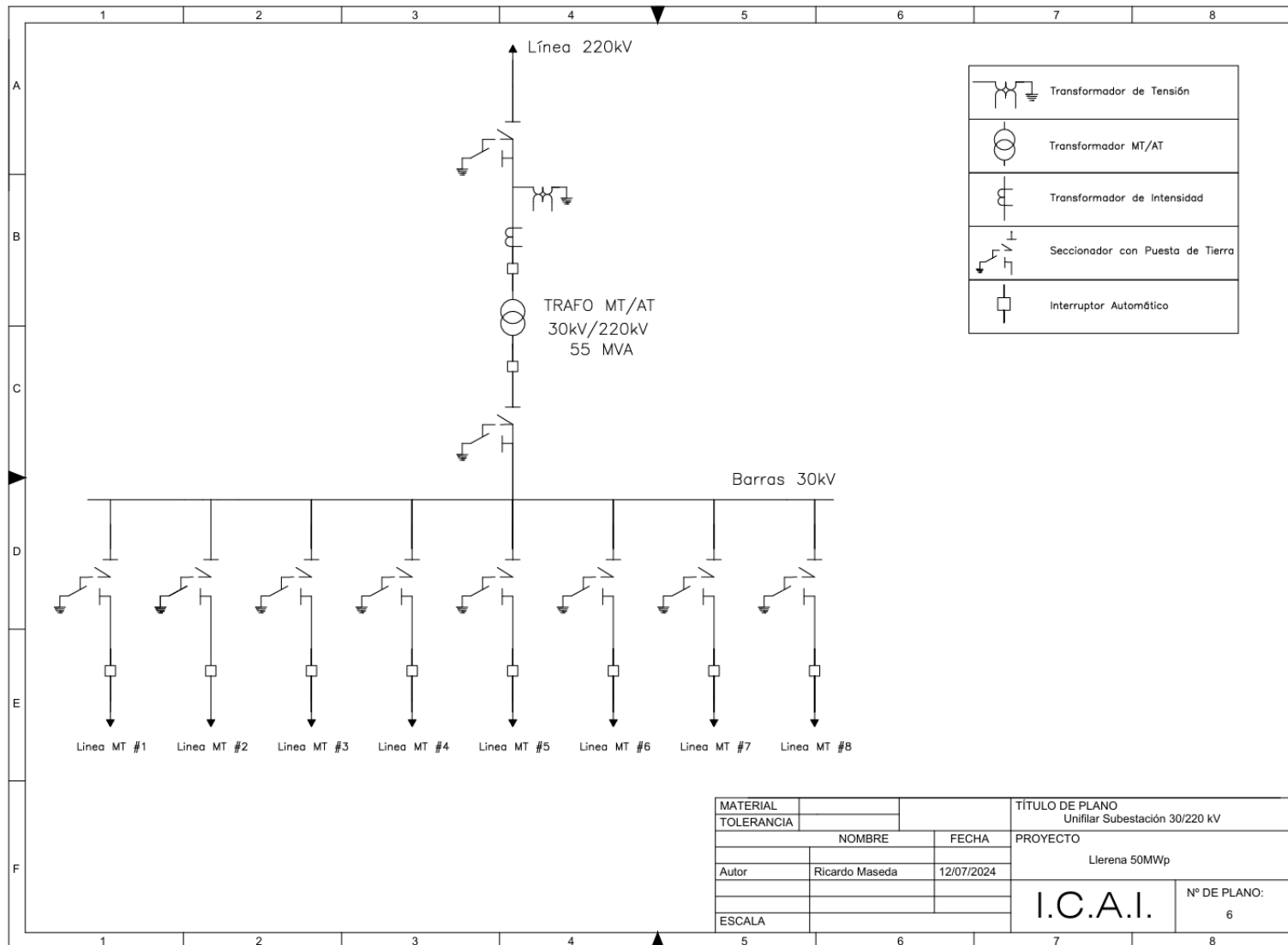


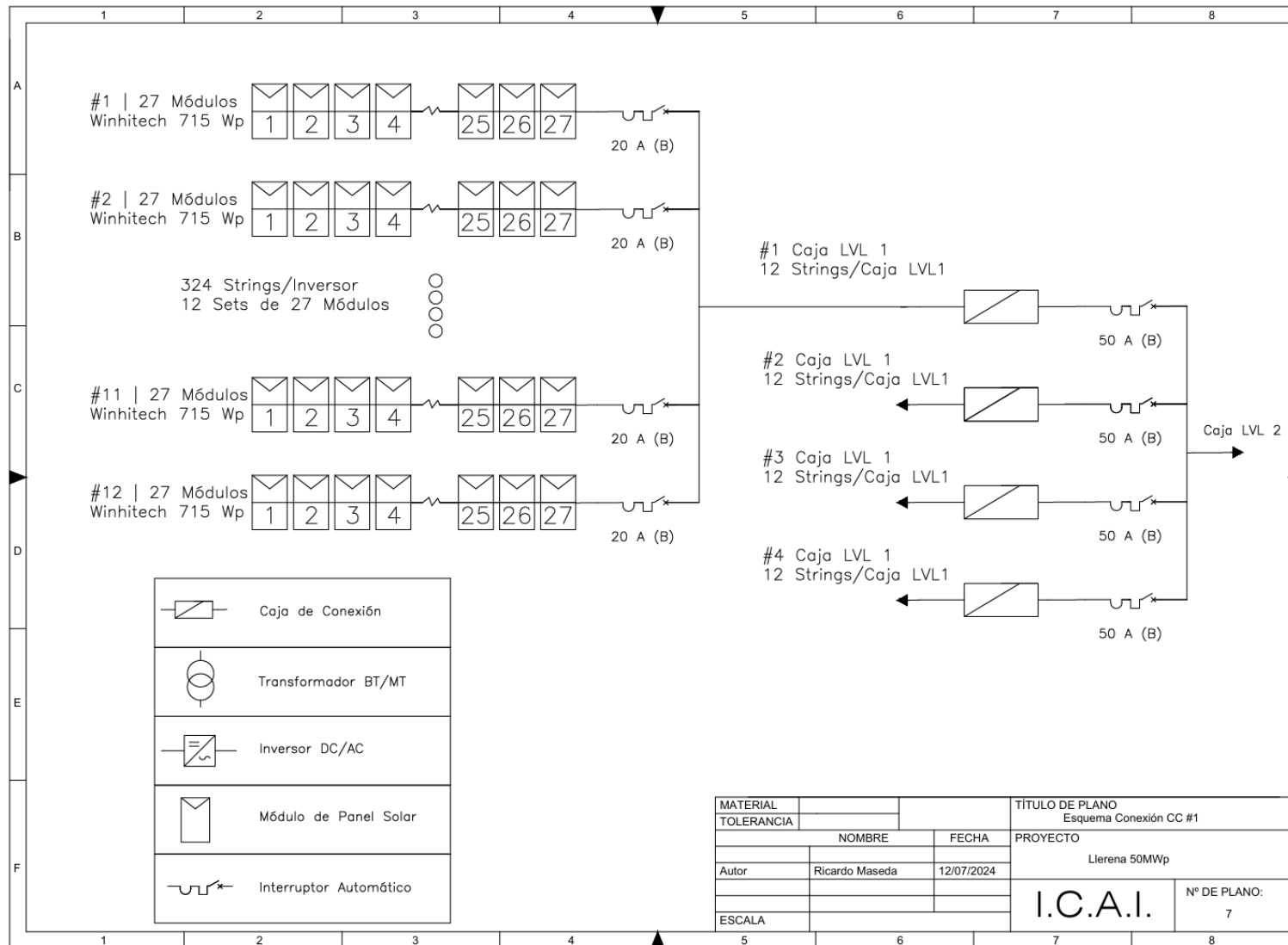


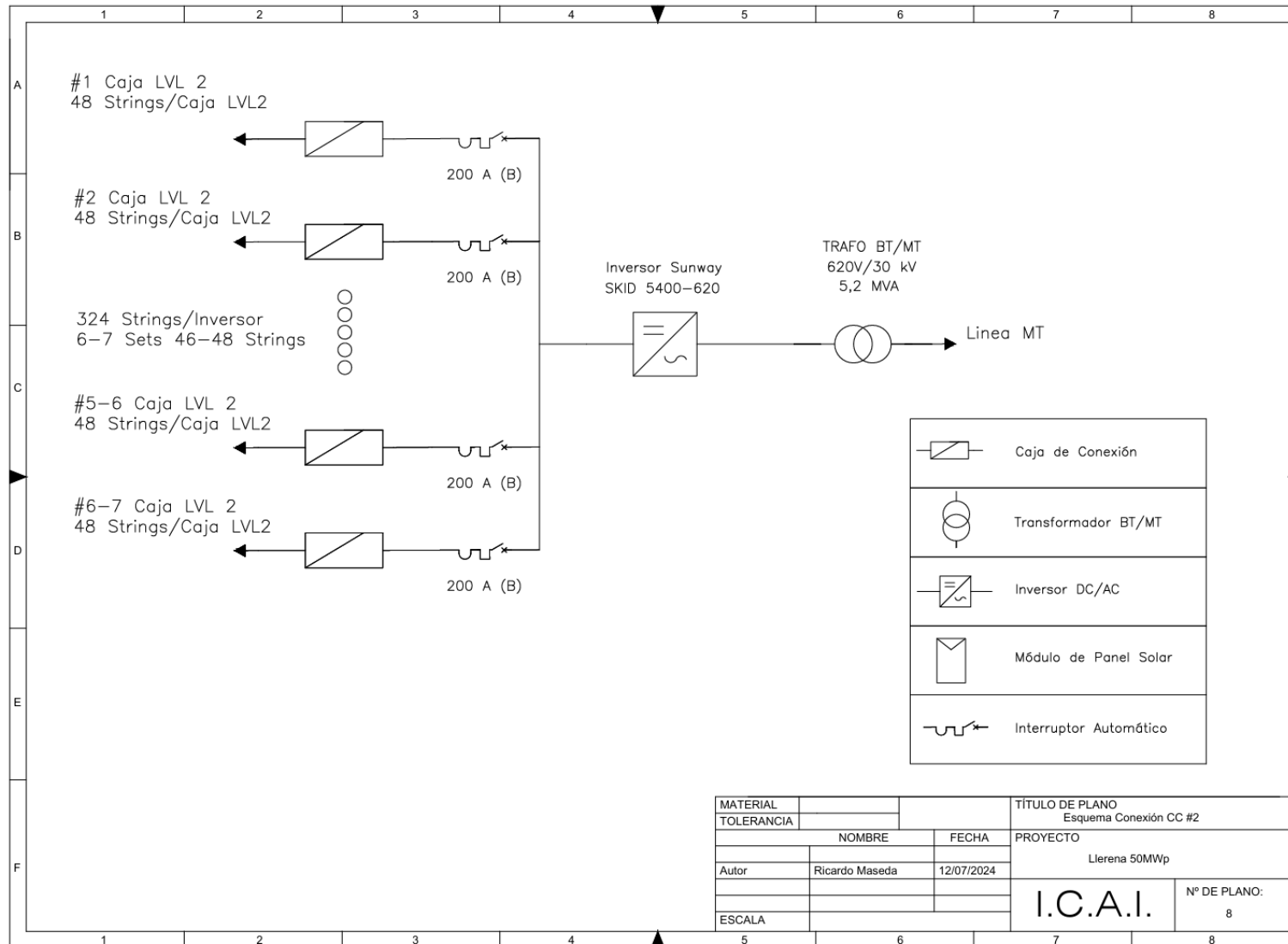












DOCUMENTO III.

ANEXOS

Índice de Anexos

<i>ANEXO I. Resultados Meteorológicos de cada Emplazamiento</i>	<i>82</i>
<i>ANEXO II. Resultados de los Criterios de Selección.....</i>	<i>88</i>
<i>ANEXO III. Red Natura 2000</i>	<i>89</i>
<i>ANEXO IV. Fichas Técnicas de Inversores y Paneles Solares</i>	<i>90</i>
<i>ANEXO V. Seguidor Solar Soltech SF7.....</i>	<i>101</i>
<i>ANEXO VI. Resultados de Simulaciones.....</i>	<i>103</i>
<i>ANEXO VII. Informe de PVSyst</i>	<i>105</i>
<i>ANEXO VIII. Catalogó de Cables Prysiam.....</i>	<i>115</i>

ANEXO I. RESULTADOS METEOROLÓGICOS DE CADA EMPLAZAMIENTO

Resultados Meteorológicos de cada Emplazamiento según el mes y base de datos.

Base de Datos | Meteonorm 8

MES	Meteonorm Localización 1				Meteonorm Localización 2			
	GHI [kWh/m ²]	DHI [kWh/m ²]	Ta [°C]	Viento [m/s]	GHI [kWh/m ²]	DHI [kWh/m ²]	Ta [°C]	Viento [m/s]
Enero	64	29	6,9	2,8	64	30	6,2	2
Febrero	89	34	8,6	3,4	85	39	8	2,5
Marzo	139	49	11,6	3,7	134	56	11,3	2,7
Abril	173	62	14,4	3,7	175	63	14,3	2,6
Mayo	202	72	19,2	3,3	207	63	19	2,3
Junio	228	68	24,7	3,4	225	73	25	2,4
Julio	241	56	28	3,4	237	63	28,2	2,3
Agosto	211	54	27,6	3,2	208	62	27,5	2,2
Septiembre	156	50	23	2,9	156	53	22,5	2,1
Octubre	112	42	17,2	2,5	113	43	16,7	2
Noviembre	73	25	10,6	2,7	72	26	10	2,1
Diciembre	54	26	7,4	2,5	57	31	6,7	2
Total	1742	567	N/A	N/A	1733	602	N/A	N/A
Media	113,62	41,71	13,15	3,07	113,68	44,92	12,46	2,24

MES	Meteonorm Localización 3				Meteonorm Localización 4			
	GHI [kWh/m ²]	DHI [kWh/m ²]	Ta [°C]	Viento [m/s]	GHI [kWh/m ²]	DHI [kWh/m ²]	Ta [°C]	Viento [m/s]
Enero	65	27	5,7	2,9	75	29	8,2	2,8
Febrero	85	35	7,2	3,3	95	31	9,5	3,1
Marzo	136	49	10,4	3,4	145	48	12,2	3,3
Abril	174	59	13,4	3,3	174	59	14,5	3,3
Mayo	208	75	17,7	3	219	72	18,4	3,2
Junio	221	74	23,5	3	232	62	23,1	3,3
Julio	239	62	26,9	3	247	55	25,3	3,5
Agosto	213	55	26,2	2,9	219	51	25,5	3,2
Septiembre	161	50	21,4	2,7	164	46	22,2	2,8
Octubre	116	43	16	2,5	121	37	17,6	2,8
Noviembre	73	26	9,4	2,8	81	30	11,8	2,9
Diciembre	59	22	6,2	2,7	67	27	8,9	2,8
Total	1750	577	N/A	N/A	1839	547	N/A	N/A
Media	115,45	41,20	11,58	2,94	125,49	41,17	14,06	3,06

Base de Datos | Photovoltaic Geographical Information System – PVGIS. EU Science Hub

	PVGIS Localización 1				PVGIS Localización 2			
MES	GHI [kWh/m2]	DHI [kWh/m2]	Ta [°C]	Viento [m/s]	GHI [kWh/m2]	DHI [kWh/m2]	Ta [°C]	Viento [m/s]
Enero	69,7	26,8	5,7	2,4	64,3	29,7	4,1	1,9
Febrero	98,3	30,5	7,7	2,0	97,0	32,9	5,6	2,8
Marzo	144,0	47,0	9,9	2,5	151,5	51,2	9,2	2,8
Abril	176,3	54,7	12,0	2,3	167,1	62,1	11,9	2,8
Mayo	206,8	71,5	19,2	2,1	210,7	69,3	19,4	2,2
Junio	238,4	63,6	23,9	2,5	228,3	69,4	23,7	2,3
Julio	247,4	53,7	27,8	2,0	254,2	62,5	26,1	2,2
Agosto	214,3	54,5	26,0	1,9	220,0	53,1	26,4	2,1
Septiembre	163,3	46,2	21,3	1,9	155,6	55,1	21,7	2,0
Octubre	113,0	44,8	15,8	1,9	136,0	38,3	17,4	2,1
Noviembre	65,7	29,7	11,1	1,7	66,6	33,6	10,1	2,4
Diciembre	63,0	27,4	6,4	1,8	51,9	28,4	6,7	3,0
Total	1800,2	550,4	N/A	N/A	1803,2	585,6	N/A	N/A
Media	118,9	41,3	11,8	2,04	115,3	44,0	10,6	2,33

	PVGIS Localización 3				PVGIS Localización 4			
MES	GHI [kWh/m2]	DHI [kWh/m2]	Ta [°C]	Viento [m/s]	GHI [kWh/m2]	DHI [kWh/m2]	Ta [°C]	Viento [m/s]
Enero	87,7	23,0	4,5	2,5	71,4	32,3	8,4	3,1
Febrero	85,3	36,4	8,3	3,1	81,4	38,1	9,4	2,5
Marzo	144,0	46,8	10,6	2,6	145,8	50,5	11,8	2,4
Abril	168,0	61,4	11,8	3,0	160,0	68,2	12,6	2,7
Mayo	220,0	64,7	19,2	2,6	220,8	67,3	19,4	2,1
Junio	223,8	65,6	22,0	2,3	242,9	61,5	23,3	2,5
Julio	257,8	54,5	27,0	2,4	254,8	54,7	25,6	2,5
Agosto	217,3	52,4	26,9	2,6	225,0	53,9	26,8	2,4
Septiembre	163,6	52,1	22,1	2,2	160,3	53,6	22,3	2,1
Octubre	126,4	40,7	16,5	2,1	111,6	42,5	18,3	2,0
Noviembre	78,1	27,4	11,3	2,4	81,2	28,3	12,9	2,1
Diciembre	67,8	27,0	6,3	2,4	77,8	25,1	7,7	2,0
Total	1839,8	552,0	N/A	N/A	1833,0	576,0	N/A	N/A
Media	126,2	40,8	11,5	2,48	124,0	43,3	13,8	2,34

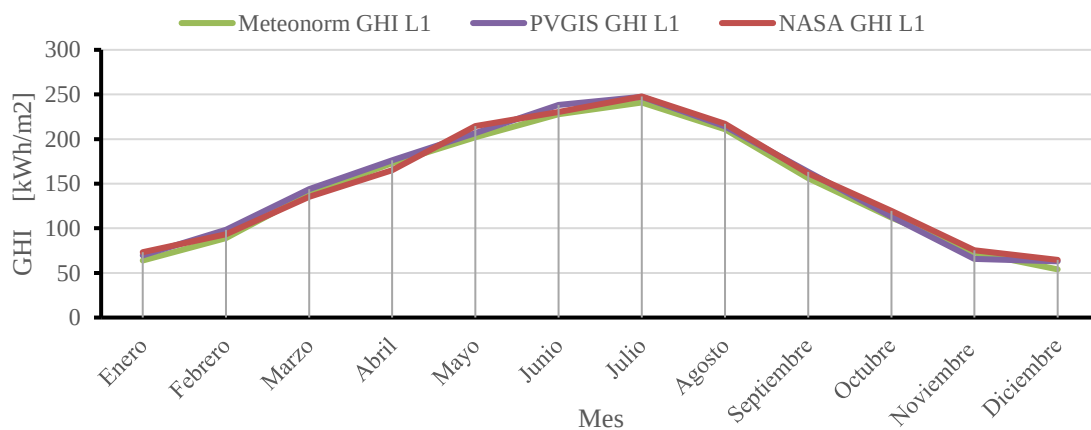
Base de Datos | NASA POWER. Prediction of Worldwide Energy Resources

MES	NASA Localización 1				NASA Localización 2			
	GHI [kWh/m2]	DHI [kWh/m2]	Ta [°C]	Viento [m/s]	GHI [kWh/m2]	DHI [kWh/m2]	Ta [°C]	Viento [m/s]
Enero	73,33	27,42	4,97	107,19	74,38	28,57	4,78	4,07
Febrero	93,46	33,54	6,63	106,08	93,33	35,45	6,29	4,41
Marzo	135,23	52,41	9,29	123,12	137,43	53,61	8,86	4,67
Abril	164,98	67,96	12,82	109,78	169,64	68,61	12,34	4,11
Mayo	214,57	74,28	17,95	106,71	218,05	75,09	17,39	3,72
Junio	230,54	65,95	23,46	103,96	232,08	67,11	22,68	3,55
Julio	247,76	51,91	27,78	103,85	245,11	56,92	26,96	3,50
Agosto	216,98	52,87	27,23	101,13	215,78	55,99	26,65	3,39
Septiembre	161,68	50,82	21,86	92,86	161,77	52,29	21,31	3,38
Octubre	119,40	41,23	16,17	96,00	120,57	41,99	16,06	3,43
Noviembre	75,53	28,64	9,40	106,94	77,03	29,24	9,18	4,08
Diciembre	64,60	25,01	6,48	99,68	65,60	26,06	6,49	3,77
Total	1798,04	572,05	N/A	N/A	1810,77	590,93	N/A	N/A
Media	121,56	42,00	11,14	104,29	122,90	43,54	10,81	3,80

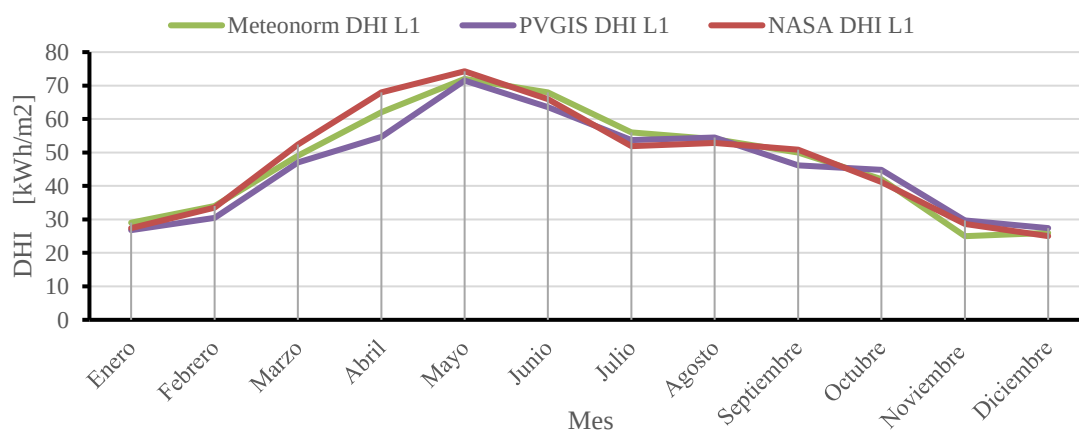
MES	NASA Localización 3				NASA Localización 4			
	GHI [kWh/m2]	DHI [kWh/m2]	Ta [°C]	Viento [m/s]	GHI [kWh/m2]	DHI [kWh/m2]	Ta [°C]	Viento [m/s]
Enero	73,66	28,71	4,72	124,69	75,93	29,35	7,43	3,86
Febrero	91,90	36,10	6,30	123,87	96,79	34,61	8,73	4,08
Marzo	135,09	54,32	8,88	142,29	139,05	53,42	11,16	4,02
Abril	166,27	70,08	12,40	121,13	166,38	67,80	14,40	3,66
Mayo	215,69	77,19	17,23	112,58	216,81	72,06	19,01	3,44
Junio	230,47	69,55	22,51	103,98	231,21	62,88	23,83	3,38
Julio	242,87	63,43	26,83	106,59	249,00	48,17	28,25	3,28
Agosto	211,59	62,12	26,56	106,16	218,65	50,29	28,23	3,18
Septiembre	159,83	57,02	21,19	99,97	162,69	50,42	23,53	3,00
Octubre	118,11	44,31	15,77	104,68	122,07	42,16	18,32	3,21
Noviembre	75,74	29,54	9,15	123,28	79,96	29,35	11,52	3,82
Diciembre	65,79	25,83	6,28	114,89	68,34	26,09	8,93	3,67
Total	1787,01	618,20	N/A	N/A	1826,88	566,62	N/A	N/A
Media	121,43	44,93	10,71	114,23	125,38	42,43	13,80	3,52

Comparativas de los Resultados Meteorológicos de cada Base de Datos:

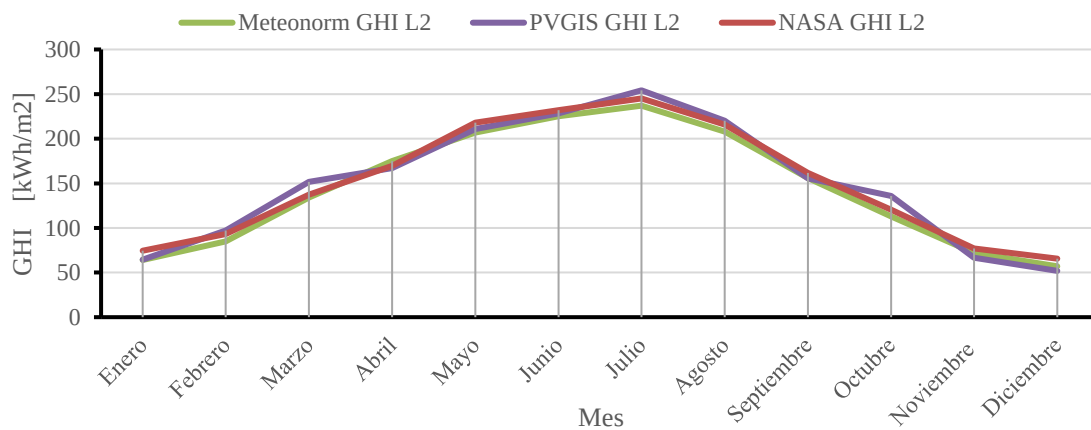
Comparativa GHI Localización 1



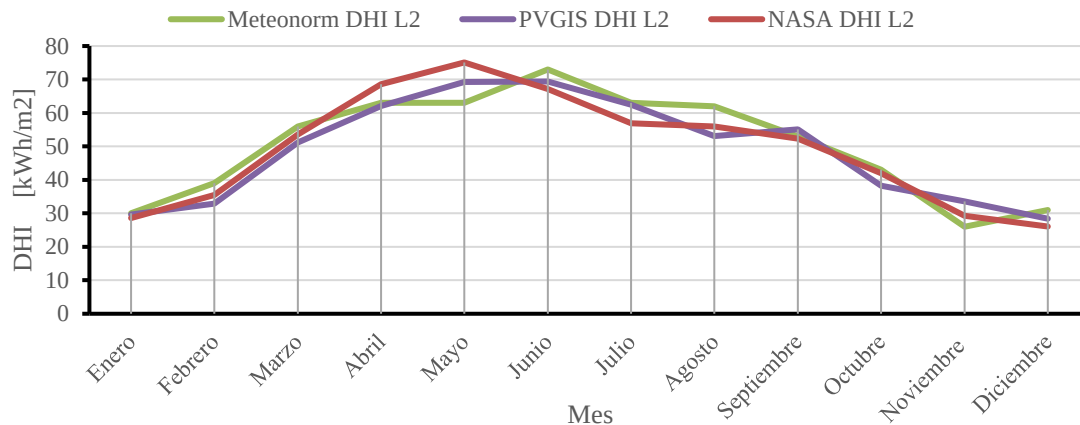
Comparativa DHI Localización 1



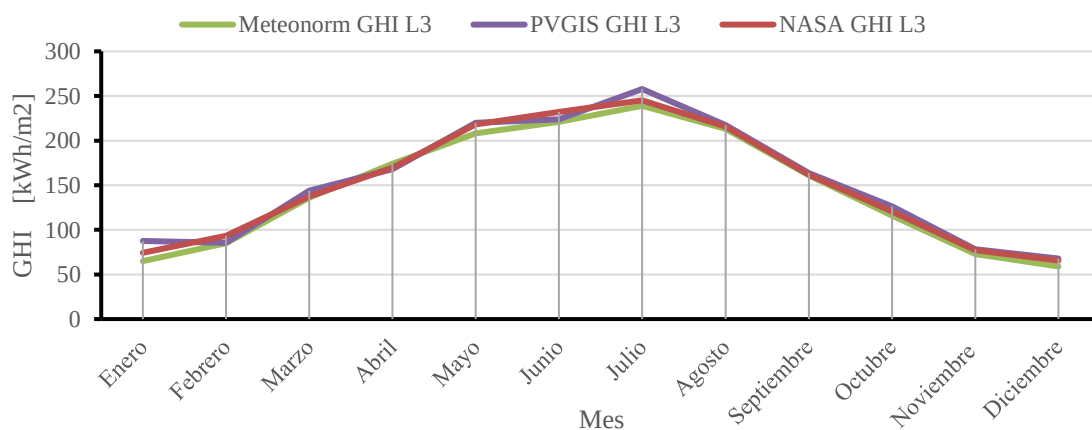
Comparativa GHI Localización 2



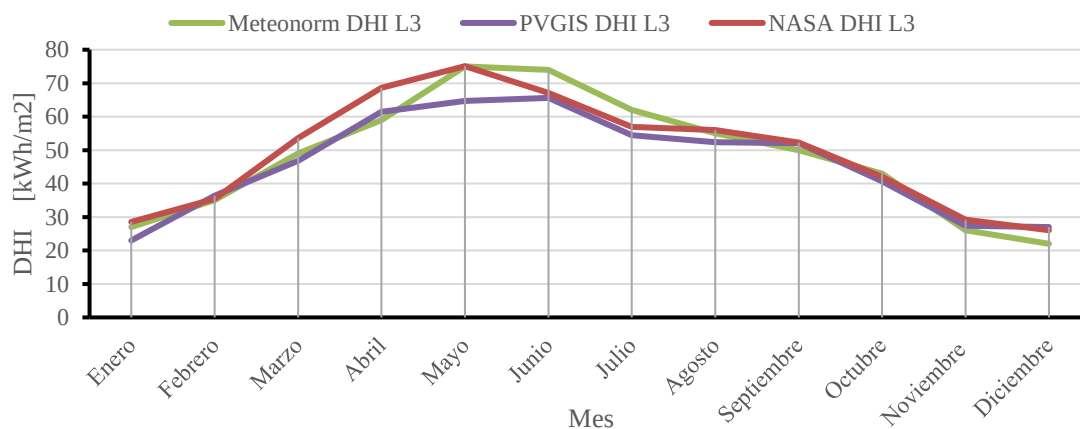
Comparativa DHI Localización 2



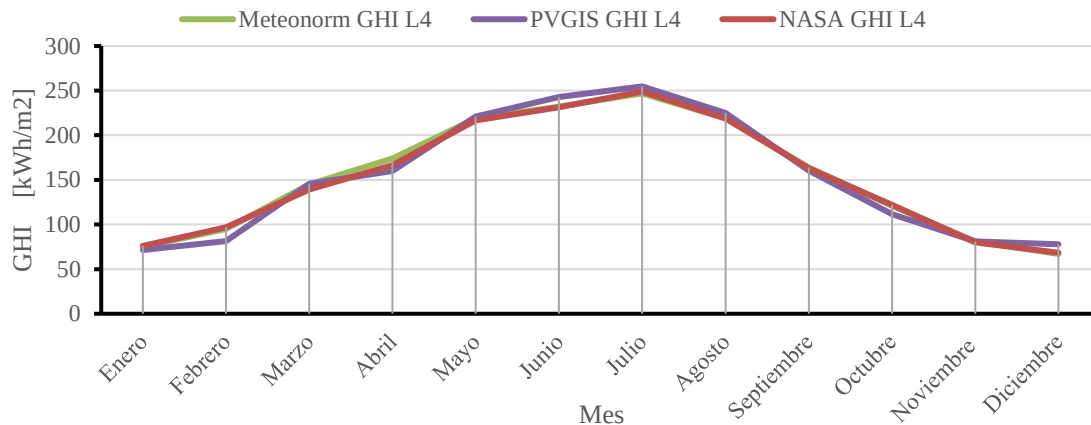
Comparativa GHI Localización 3



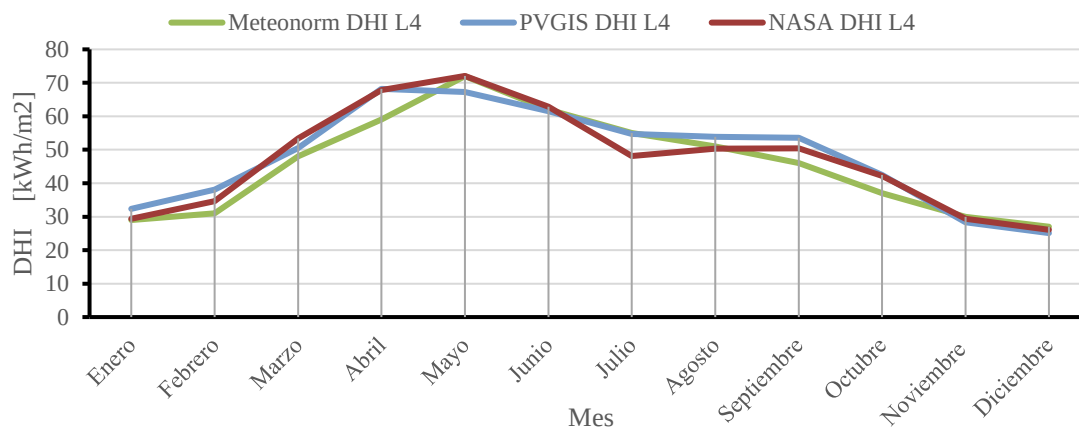
Comparativa DHI Localización 3



Comparativa GHI Localización 4



Comparativa DHI Localización 4



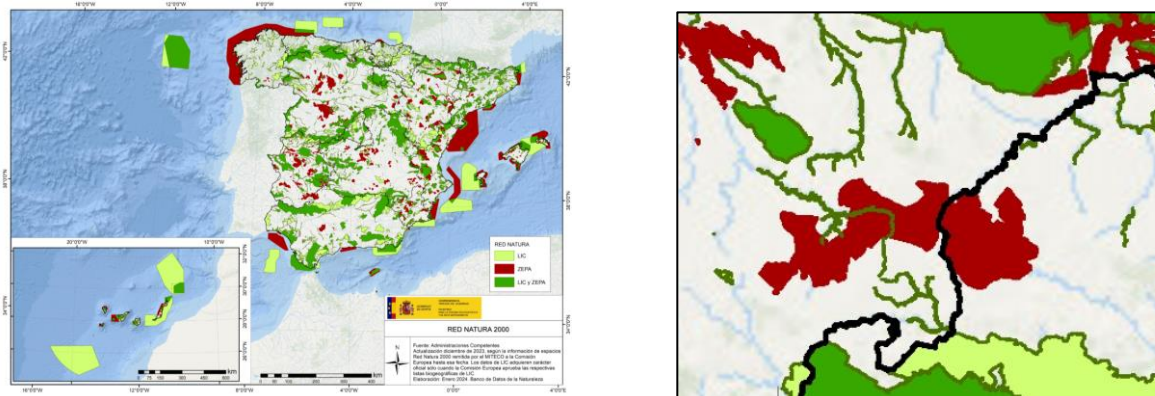
ANEXO II. RESULTADOS DE LOS CRITERIOS DE SELECCIÓN

Comparativa de Criterios de Selección de los Emplazamientos.

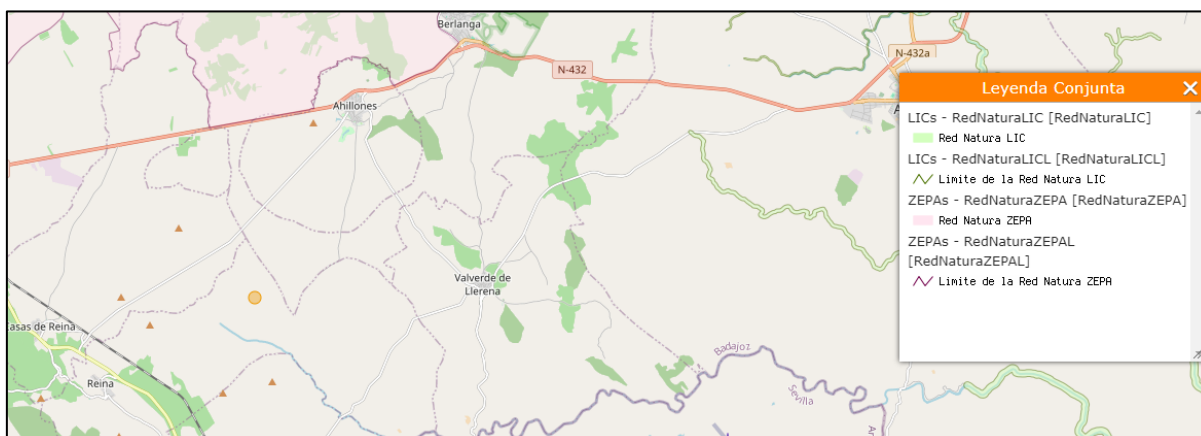
Irradiancia Global-GHI [kWh/m2 año]	Localización 1	Localización 2	Localización 3	Localización 4
$1800 < V$	☐	☐	☐	☒
$1700 \leq V < 1800$	☒	☒	☐	☐
$1400 \leq V < 1700$	☐	☐	☒	☐
$V < 1400$	☐	☐	☐	☐
Pendiente Media del Terreno [%]				
$P < 5$	☒	☒	☒	☒
$5 \leq P < 10$	☐	☐	☐	☐
$10 \leq P < 17$	☐	☐	☐	☐
$17 < P$	☐	☐	☐	☐
Características				
Consistencia Blanda	☐	☐	☐	☐
Consistencia Normal	☐	☒	☒	☒
Consistencia Normal con presencia puntual	☒	☐	☐	☐
Consistencia dura con roca mayoría	☐	☐	☐	☐
Tipo Cubierta Vegetal				
Sin Vegetación (Árida o Cultivo Cereal)	☒	☐	☐	☒
Monte bajo con árboles puntuales	☐	☒	☒	☐
Monte bajo con árboles abundantes	☐	☐	☐	☐
Distancia y Nivel Tensión				
Menos de 25 Km para 220 kV	☐	☒	☐	☐
Entre 25 y 50 Km para 220 kV	☒	☐	☒	☒
Más de 50 Km para 220 kV	☐	☐	☐	☐
Carreteras y Puertos de Llegada				
Buenas carreteras y buen puerto de llegada	☒	☒	☒	☒
Reforma puntual carreteras y buen puerto	☐	☐	☐	☐
Reformas carreteras y sin puerto factible	☐	☐	☐	☐
Impacto				
Espacios naturales y protegidos a más de 15 Km	☒	☒	☐	☐
Espacios naturales y protegidos entre 5 a 10 Km	☐	☐	☒	☒
Espacios naturales y protegidos a menos de 5 Km	☐	☐	☐	☐
Emplazamiento				
Existe una instalación de TV	☐	☐	☐	☐
Existe una instalación de telefonía móvil	☐	☐	☒	☒
Existe una propiedad privada	☒	☐	☐	☐
No existe ningún impedimento	☐	☒	☐	☐
Potencia [MWp]				
$100 < P$	☒	☐	☐	☐
$50 \leq P < 100$	☐	☒	☒	☒
$20 \leq P < 50$	☐	☐	☐	☐
$P < 20$	☐	☐	☐	☐

ANEXO III. RED NATURA 2000

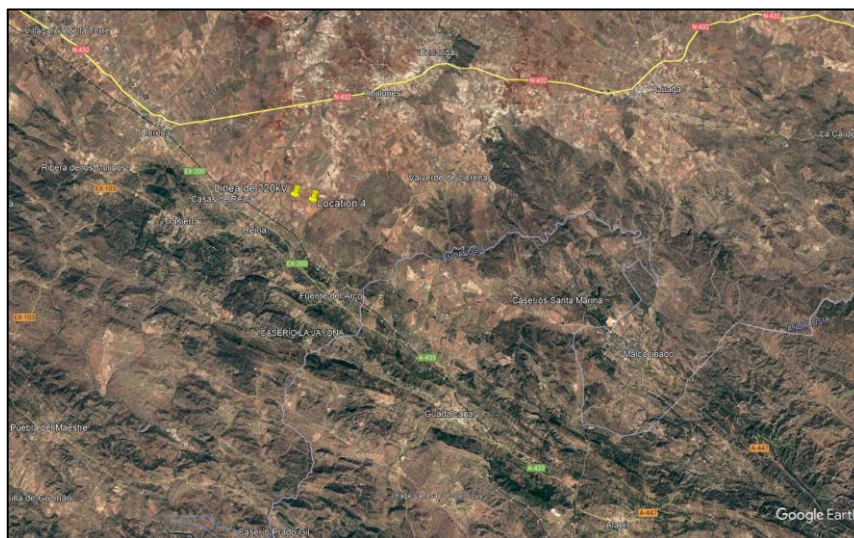
Red Natura 2000: Cartografía [38] comparado a la ubicación del caso estudio:



Detalle de Red Natura 2000 con punto naranja como ubicación 4 del emplazamiento elegido:



Mapa geográfico de la ubicación 4 – Llerena del emplazamiento elegido como estudio [22]:



ANEXO IV. FICHAS TÉCNICAS DE INVERSORES Y PANELES SOLARES

Fichas Técnicas de Inversores y Paneles Solares

Inversor Sungrow - Turnkey Station for 1500 Vdc System MV Transformer Integrated



HIGH YIELD

- Advanced three-level technology, max. inverter efficiency 99%
- Effective cooling, full power operation at 50 °C (SG6250HV-MV)
Effective cooling, full power operation at 45 °C (SG6800HV-MV)



SMART O&M

- Integrated zone monitoring and MV parameters monitoring function for online analysis and trouble shooting
- Modular design, easy for maintenance
- Convenient external touch screen



SAVED INVESTMENT

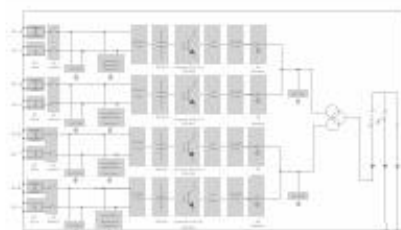
- Low transportation and installation cost due to 40-foot container design
- DC 1500V system, low system cost
- Integrated MV transformer, switchgear, and LV auxiliary power supply
- Q at night function optional



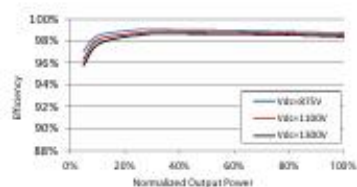
GRID SUPPORT

- Compliance with standards: IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076
- Low/High voltage ride through (L/HVRT)
- Active & reactive power control and power ramp rate control

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE



© 2021 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved. Subject to change without notice. Version 1.1.2

Type designation	SG6250HV-MV	SG6800HV-MV
Input (DC)		
Max. PV input voltage	1500 V	
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V	
MPP voltage range	875 – 1300 V	
No. of independent MPP inputs	4	
No. of DC inputs	32 / 36 / 44 / 48 / 56 (Max. 48 for floating system)	
Max. PV input current	2 * 3997 A	
Max. DC short-circuit current	2 * 10000 A	
PV array configuration	Negative grounding or floating	
Output (AC)		
AC output power	2 * 3125 kVA @ 50 °C, 2 * 3437 kVA @ 45 °C	2 * 3437 kVA @ 45 °C
Max. inverter output current	2 * 3308 A	
AC voltage range	20 kV – 35 kV	
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
Harmonic (THD)	< 3 % (at nominal power)	
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging	
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE	
Efficiency		
Inverter max. efficiency	99.0%	
Inverter European efficiency	98.7%	
Transformer		
Transformer rated power	6250 kVA	6874 kVA
Transformer max. power	6874 kVA	
LV / MV voltage	0.6 kV / 0.6 kV / (20 – 35)kV	
Transformer vector	Dy11y11	
Transformer cooling type	ONAN (Oil-natural, air-natural)	
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request	
Protection & Function		
DC input protection	Load break switch + fuse	
Inverter output protection	Circuit breaker	
AC MV output protection	Circuit breaker	
Surge protection	DC Type I + II / AC Type II	
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes	
Insulation monitoring	Yes	
Overheat protection	Yes	
Q at night function	Optional	
General Data		
Dimensions (W*H*D)	12192*2896*2438 mm	
Weight	29 T	
Degree of protection	Inverter:IP55 (optional: IP65) / Others: IP54	
Auxiliary power supply	5 kVA (optional: max. 40 kVA)	
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)	
Allowable relative humidity range	0 – 100 %	
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling	
Max. operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)	
Display	Touch screen	
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber	
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076	
Grid support	Q at night (Optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control	

Inversor Sunway – TG 900 1500V TE Central Inverter 1500 Vdc for PV Application

Main Features			
Number of Independent MPPTs	1		
Static / Dynamic MPPT efficiency	99.8 % / 99.7 %		
Maximum open-circuit voltage	1500 V		
Rated output frequency	50 / 60 Hz (up to -3 / +2 Hz)		
Power Factor ⁽³⁾	Circular Capability		
Operating temperature range	-25 + 62 °C		
Application / Degree of protection	Outdoor / IP54 or Indoor / IP20		
Maximum operating altitude ⁽⁴⁾	4000 m		
Maximum short circuit PV input current	1500 A		
Voltage Ripple	< 1%		
Rated output current (@ ambient temepature)	900 A (@ 25°C)	800 A (@ 45°C)	750 A (@ 50°C)
Power threshold	1% of Rated output power		
Total AC current distortion	≤ 3%		
Efficiency Max / EU / CEC ^{(1) (5)}	98.7 % / 98.4 % / - %		
Dimensions (W x H x D)	Outdoor: 2025 x 2470 x 1025 mm		Indoor: 1800 x 2100 x 800 mm
Weight	Outdoor: 1770 kg		Indoor: 1745 kg
Stop mode losses / Night losses	50 W / 50 W		
Auxiliary consumptions	1250 W		

Main Configurations								
Model	Min MPPT Voltage ⁽¹⁾	Max MPPT Voltage ⁽¹⁾	Min Extended MPPT Voltage ^{(1) (2)}	Max Extended MPPT Voltage ^{(1) (2)}	Rated AC voltage (± 10%)	Rated output power @ 25°C	Rated output power @ 45°C	Rated output power @ 50°C
	V	V	V	V	V	kVA	kVA	kVA
SUNWAY™ TG 900 - 1500V TE - 600	880	1200	860	1500	600	936	832	780
SUNWAY™ TG 900 - 1500V TE - 610	890		870		610	951	846	793
SUNWAY™ TG 900 - 1500V TE - 620	910		880		620	967	860	806
SUNWAY™ TG 900 - 1500V TE - 630	920		900		630	983	873	819
SUNWAY™ TG 900 - 1500V TE - 640	935		910		640	998	887	832
SUNWAY™ TG 900 - 1500V TE - 650	950		930		650	1014	901	845
SUNWAY™ TG 900 - 1500V TE - 660	960		940		660	1029	915	858
SUNWAY™ TG 900 - 1500V TE - 670	980		960		670	1045	929	871
SUNWAY™ TG 900 - 1500V TE - 680	990		970		680	1061	943	884
SUNWAY™ TG 900 - 1500V TE - 690	1000		980		690	1076	957	897

NOTES:

(1) @ rated Vac and Cos φ = 1

(2) With power derating

(3) Default range: 1 - 0.85 lead/lag

(4) Up to 1000 m without derating

(5) IEC 61683 certificate

Additional Information	
Protection against overvoltage (SPD)	DC Side: Yes - AC Side: Optional
Maximum value for relative humidity	95% non-condensing
Cooling system / Fresh air consumption	Forced air / 3100 m ³ /h
Thermal protection	Integrated, 5 sensors, both on cabinet and power stack
Environmental sensors	4 embedded inputs
Digital communications channels	2 x RS485 with Modbus + Ethernet with TCP/IP
Noise emission @ 1m / 10m ⁽¹⁾	78 / 58 dBA
Connection phases	3Ø3W
Max DC inputs per pole / fuse protected ⁽²⁾	7 / 7
DC inputs current monitoring	Optional
DC side disconnection device	DC disconnect switch
AC side disconnection device	AC circuit breaker
Ground fault monitoring, DC side	Yes
Ground fault monitoring, AC side	Optional
Grid fault monitoring	Yes
Display	Alphanumeric display/keypad
Power modulation	Digital, via RS485 or Ethernet
RAL	RAL 7035
PV plant monitoring	Optional, via Santerno.io

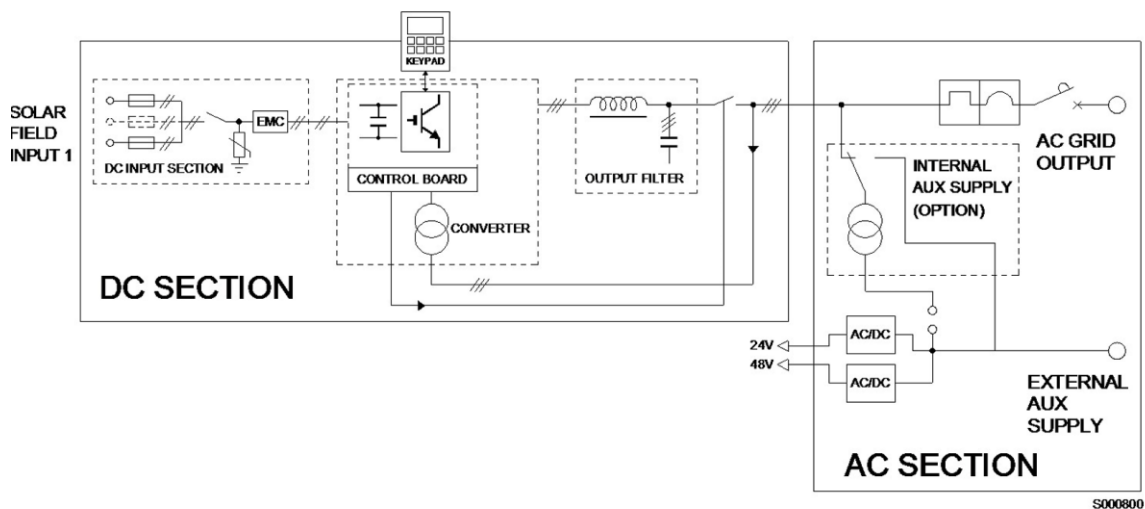
NOTES:

- (1) Noise level measured in central and front position
 (2) DC Fuses not included. Number and current rating of DC fuses configurable

Standards ⁽¹⁾	
Certification	CE
Efficiency	IEC 61683
Electromagnetic Compatibility (EMC)	IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4
Harmonics and Flickers	IEC 61000-3-12, IEC TS 61000-3-5
Safety	IEC 62109-1, IEC 62109-2
Grid connection	CEI 0-16, IEC 61727, IEC 62116, P.O. 12.3/10.06

NOTES:

- (1) Some standards apply to specific models only



Inversor SMA - SUNNY CENTRAL 4000 UP-US / 4200 UP-US / 4400 UP-US / 4600 UP-US

Technical data	SC 4000 UP-US	SC 4200 UP-US
Input (DC)		
MPP voltage range V_{DC} (at 25 °C / at 50 °C)	880 to 1325 V / 1050 V	921 to 1325 V / 1050 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	849 V / 1030 V	891 V / 1071 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V
Max. input current $I_{DC, max}$	4750 A	4750 A
Max. short-circuit current $I_{DC, sc}$	8400 A	8400 A
Number of DC inputs	24 double pole fused (32 single pole fused)	
Number of DC inputs with optional DC coupling of battery	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV, 6 double pole fused for batteries	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	
Integrated zone monitoring	○	
Available PV fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Available battery fuse size (per input)	750 A	
Output (AC)		
Nominal AC power at $\cos \phi = 1$ (at 35 °C / at 50 °C)	4000 kVA ¹⁾ / 3600 kVA	4200 kVA ¹⁾ / 3780 kVA
Nominal AC power at $\cos \phi = 0.8$ (at 35 °C / at 50 °C)	3200 kW ¹⁾ / 2880 kW	3360 kW ¹⁾ / 3024 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom}$ (at 35 °C / at 50 °C)	3850 A / 3465 A	3850 A / 3465 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ¹⁾	600 V / 480 V to 720 V	630 V / 504 V to 756 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ²⁾	> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ³⁾	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Efficiency		
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ³⁾	98.8% / 98.6% / 98.5%	98.8% / 98.7% / 98.5%
Protective Devices		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	○	
Degree of protection	NEMA 3R	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3700 kg / < 8158 lb	
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾)	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range (optional) ⁸⁾	(-37 °C) -25 °C to 60 °C / (-37 °C) -13 °F to 140 °F	
Noise emission ⁷⁾	65.0 dB(A)*	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL ⁹⁾ 1000 m / 2000 m	● / ○ (earlier temperature-dependent derating)	
Fresh air consumption	6500 m ³ /h	
Features		
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat5)	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply transformer for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	UL 62109-1, UL 1741 (Chapter 31, CDR 61), NERC, UL 1741-SB, UL 1998, IEEE 1547-2018 ¹²⁾ , MIL-STD-810G	
EMC standards	FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features ○ Optional		

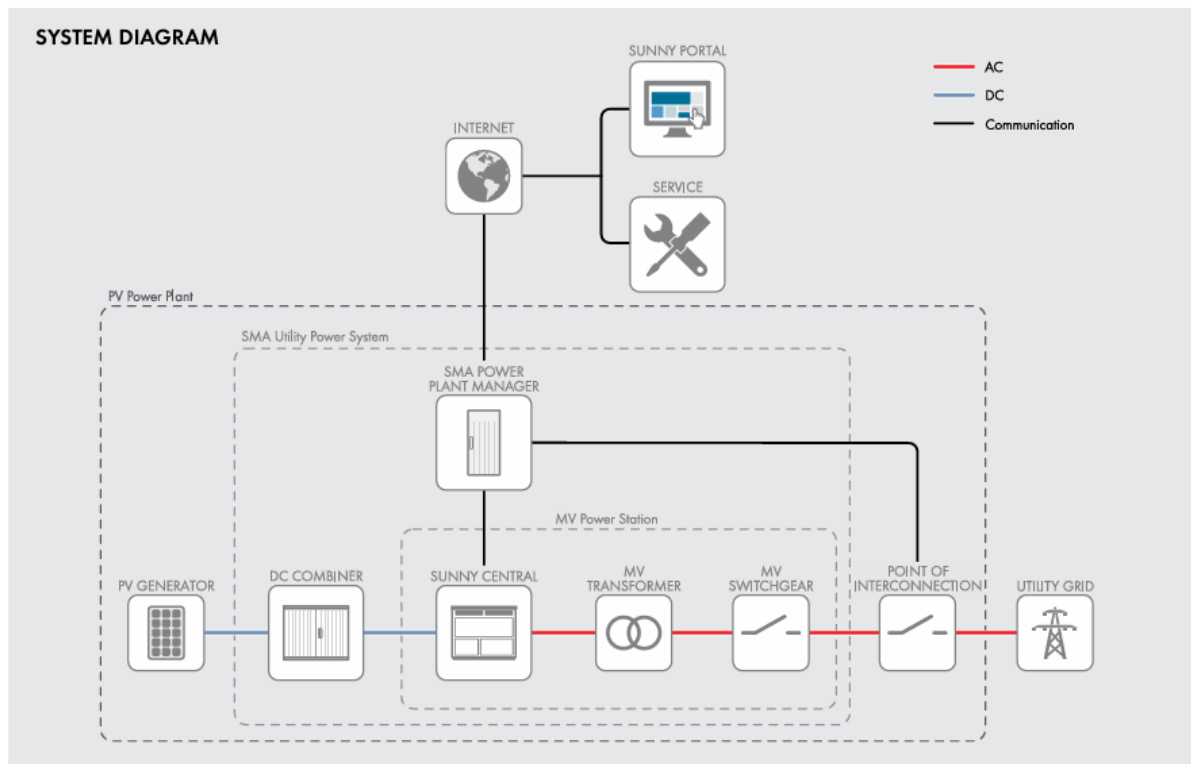
- 1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion
- 2) Efficiency measured without internal power supply
- 3) Efficiency measured with internal power supply
- 4) Self-consumption at rated operation
- 5) Self-consumption at < 75% Pn at 25 °C
- 6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% Pn at 25 °C
- 7) Sound pressure level at a distance of 10 m

- 8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.
- 9) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA
- 10) Depending on the DC voltage
- 11) Nominal power at 35 °C max DC voltage of 1050 V
- 12) Harmonics are within IEEE 1547-2018 limits with at least 2 inverters in operation

Technical data	SC 4400 UP-US	SC 4600 UP-US
Input (DC)		
MPP voltage range V_{DC} (at 25 °C / at 50 °C)	962 to 1325 V / 1050 V	1003 to 1325 V / 1050 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, Start}$	934 V / 1112 V	976 V / 1153 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V
Max. input current $I_{DC, max}$	4750 A	4750 A
Max. short-circuit current $I_{DC, sc}$	8400 A	8400 A
Number of DC inputs	24 double pole fused (32 single pole fused)	
Number of DC inputs with optional DC coupling of battery	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV, 6 double pole fused for batteries	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	
Integrated zone monitoring	○	
Available PV fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Available battery fuse size (per input)	750 A	
Output (AC)		
Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ (at 35 °C / at 50 °C)	4400 kVA ¹¹⁾ / 3960 kVA	4600 kVA ¹¹⁾ / 4140 kVA
Nominal AC power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 35 °C / at 50 °C)	3520 kW ¹¹⁾ / 3168 kW	3680 kW ¹¹⁾ / 3312 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom}$ (at 35 °C / at 50 °C)	3850 A / 3465 A	3850 A / 3465 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ^{1) 8)}	660 V / 528 V to 759 V	690 V / 552 V to 759 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ⁹⁾	> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ^{8) 10)}	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Efficiency		
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ³⁾	98.8% / 98.7% / 98.5%	98.9% / 98.7% / 98.5%
Protective Devices		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	○	
Degree of protection	NEMA 3R	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3700 kg / < 8158 lb	
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾)	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range (optional) ⁸⁾	(-37 °C) -25 °C to 60 °C / (-37 °C) -13 °F to 140 °F	
Noise emission ⁷⁾	65.0 dB(A)*	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL ⁸⁾ 1000 m / 2000 m	● / ○ (earlier temperature-dependent derating)	
Fresh air consumption	6500 m ³ /h	
Features		
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat-5)	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply transformer for external loads	○ [2.5 kVA]	
Standards and directives complied with	UL 62109-1, UL 1741 [Chapter 31, CDR 61], NERC, UL 1741-SB, UL 1998, IEEE 1547-2018 ¹²⁾ , MIL-STD-810G	
EMC standards	FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features ○ Optional		

1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion
2) Efficiency measured without internal power supply
3) Efficiency measured with internal power supply
4) Self-consumption at rated operation
5) Self-consumption at < 75% P_n at 25 °C
6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% P_n at 25 °C
7) Sound pressure level at a distance of 10 m

8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.
9) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA
10) Depending on the DC voltage
11) Nominal power at 35 °C max DC voltage of 1050 V
12) Harmonics are within IEEE 1547-2018 limits with at least 2 inverters in operation



Panel Solar LongiSolar – Bifacial -LR5-72HGD 560 – 590M

Hi-MO 7

LR5-72HGD 560~590M

22.8%
MAX MODULE
EFFICIENCY

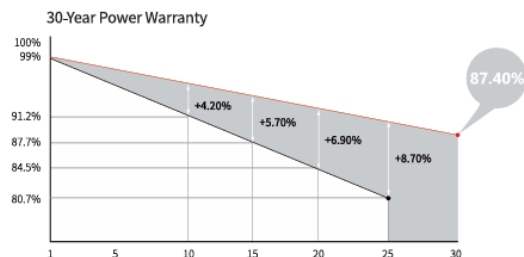
0~3%
POWER
TOLERANCE

<1%
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION

0.4%
YEAR 2-30
POWER DEGRADATION

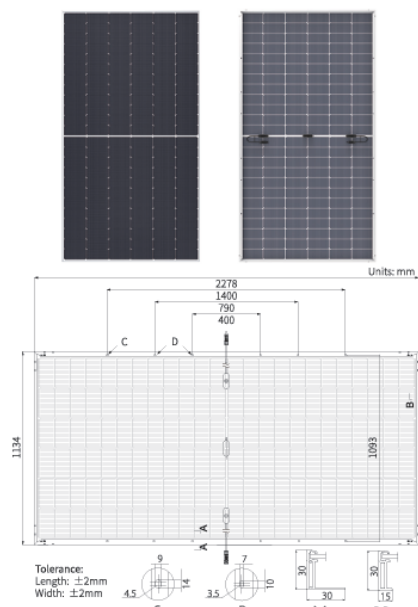
HALF-CELL
Lower operating temperature

Additional Value



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Dual glass, 2.0+2.0mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	31.8kg
Dimension	2278×1134×30mm
Packaging	36pcs per pallet / 180pcs per 20' GP / 720pcs per 40' HC



Electrical Characteristics

Module Type	STC: AM1.5 1000W/m ² 25°C				NOCT: AM1.5 800W/m ² 20°C 1m/s				Test uncertainty for Pmax: ±3%			
	LR5-72HGD-560M	LR5-72HGD-565M	LR5-72HGD-570M	LR5-72HGD-575M	LR5-72HGD-580M	LR5-72HGD-585M	LR5-72HGD-590M					
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	560	426.3	565	430.1	570	433.9	575	437.7	580	441.5	585	445.3
Open Circuit Voltage (Voc/V)	50.99	48.46	51.09	48.55	51.19	48.65	51.30	48.75	51.41	48.86	51.52	48.96
Short Circuit Current (Isc/A)	13.89	11.16	13.97	11.22	14.05	11.29	14.14	11.35	14.22	11.42	14.30	11.48
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	42.82	40.69	42.91	40.78	43.00	40.87	43.11	40.97	43.22	41.07	43.33	41.18
Current at Maximum Power (Imp/A)	13.08	10.48	13.17	10.55	13.26	10.62	13.34	10.68	13.42	10.75	13.51	10.82
Module Efficiency(%)	21.7		21.9		22.1		22.3		22.5		22.6	

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 575W front)

Pmax /W	Voc/V	Isc /A	Vmp/V	Imp /A	Pmax gain
604	51.30	14.84	43.11	14.00	5%
633	51.30	15.55	43.11	14.67	10%
661	51.40	16.26	43.21	15.34	15%
690	51.40	16.96	43.21	16.01	20%
719	51.40	17.67	43.21	16.67	25%

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	30A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Bifaciality	80±5%
Fire Rating	UL type 29 IEC Class C

Mechanical Loading

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

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.045%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.230%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.280%/°C

LONGI

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

Specifications included in this datasheet
are subject to change without notice.
LONGI reserves the right of final
interpretation. (20231208V19.1)

Panel Solar JinkoSolar –Tiger Neo N-type 66HL4M-BDV Bifacial

www.jinkosolar.com



Tiger Neo N-type 66HL4M-BDV 600- 625 Watt

BIFACIAL MODULE WITH
DUAL GLASS

N-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018

Occupational health and safety management systems



Key Features



SMBB Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



Hot 2.0 Technology

The N-type module with Hot 2.0 technology has better reliability and lower LID/LETID.



PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.



Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



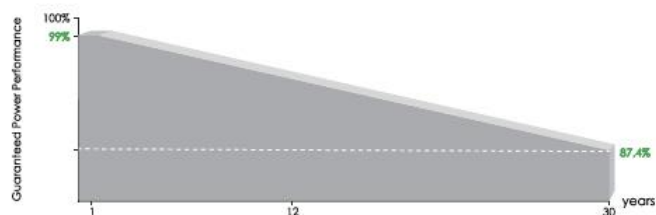
Higher Power Output

Module power increases 5-25% generally, bringing significantly lower LCOE and higher IRR.



POSITIVE QUALITY™
Continuous Supply Guarantee

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

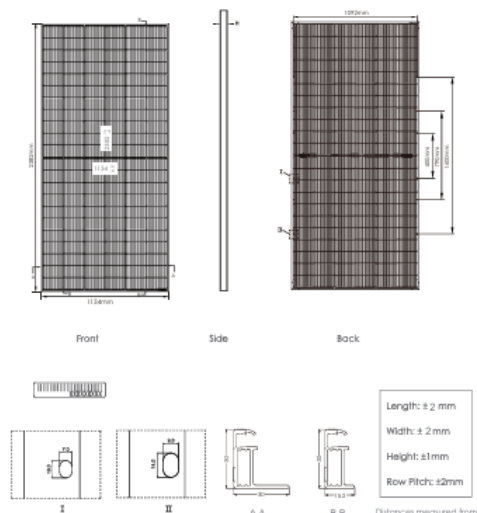


12 Year Product Warranty

30 Year Linear Power Warranty

0.40% Annual Degradation Over 30 years

Engineering Drawings



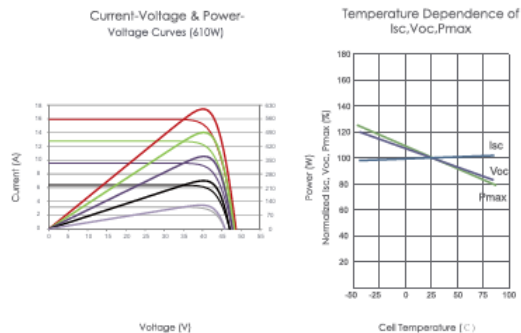
For detailed sizes and tolerance specification, please consult detailed module drawing

Packaging Configuration

[Two pallets = One stack]

36pcs/pallets, 72pcs/stack, 720pcs/ 40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	132 (2×66)
Dimensions	2382×1134×30mm [93.78×44.65×1.18 inch]
Weight	32.4 kg (71.43 lbs)
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM600N-66HL4M-BDV		JKM605N-66HL4M-BDV		JKM610N-66HL4M-BDV		JKM615N-66HL4M-BDV		JKM620N-66HL4M-BDV		JKM625N-66HL4M-BDV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	600Wp	453Wp	605Wp	457Wp	610Wp	461Wp	615Wp	464Wp	620Wp	468Wp	625Wp	472Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.16V	37.60V	40.31V	37.76V	40.46V	37.92V	40.60V	38.10V	40.74V	38.25V	40.88V	38.44V
Maximum Power Current (Imp)	14.94A	12.05A	15.01A	12.10A	15.08A	12.15A	15.15A	12.19A	15.22A	12.24A	15.29A	12.28A
Open-circuit Voltage (Voc)	48.28V	45.86V	48.48V	46.05V	48.68V	46.24V	48.88V	46.43V	49.08V	46.62V	49.28V	46.81V
Short-circuit Current (Isc)	15.84A	12.79A	15.90A	12.83A	15.96A	12.88A	16.02A	12.93A	16.08A	12.98A	16.14A	13.03V
Module Efficiency STC (%)	22.21%		22.40%		22.58%		22.77%		22.95%		23.14%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C											
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)											
Maximum series fuse rating	35A											
Power tolerance	0~+3%											
Temperature coefficients of Pmax	-0.29%/ °C											
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C											
Temperature coefficients of Isc	0.045%/°C											
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C											
Refer. Bifacial Factor	80±5%											

*STC:  Irradiance 1000W/m²

 Cell Temperature 25°C

 AM=1.5

NOCT:  Irradiance 800W/m²

 Ambient Temperature 20°C

 AM=1.5

 Wind Speed 1m/s

©2022 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.
Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

JKM600-625N-66HL4M-BDV-F1-EN

Panel Solar Winhitech –Bifacial- RHA66HDGDC 680 – 700W

680-700W

HJT MBB Half-cut Bifacial
Dual-Glass Module

WINHITECH
 — 润海光能 —

ELECTRICAL PARAMETERS @ STC

	680	685	690	695	700
Max. Power Output Pmax (W)	680	685	690	695	700
Power Tolerance	0~+3%	0~+3%	0~+3%	0~+3%	0~+3%
Max. Power Voltage Vmp (V)	42.08	42.32	42.55	42.77	43.00
Max. Power Current Imp (A)	16.16	16.19	16.22	16.25	16.28
Open Circuit Voltage Voc (V)	49.51	49.71	49.91	50.11	50.31
Short Circuit Current Isc (A)	17.13	17.15	17.17	17.19	17.21
Module Efficiency (%)	21.89	22.06	22.22	22.37	22.54

*STC (Standard Test Condition): Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25℃, Air Mass 1.5
 *Measurement Tolerance (±3.0%)

Integrated Power @ STC (Reference to 690W front)

Power Gains	5%	10%	15%	20%	25%
Max. Power Output Pmax (W)	725	759	792	826	861
Max. Power Voltage Vmp (V)	42.55	42.55	42.45	42.45	42.45
Max. Power Current Imp (A)	17.03	17.84	18.65	19.46	20.28
Open Circuit Voltage Voc (V)	49.91	49.91	50.01	50.01	50.01
Short Circuit Current Isc (A)	18.03	18.89	19.75	20.60	21.45

TEMPERATURE COEFFICIENTS

Temperature Coefficients of Pmp	-0.24%/℃
Temperature Coefficients of Voc	-0.22%/℃
Temperature Coefficients of Isc	+0.047%/℃

MECHANICAL PARAMETERS

Cell Type	HJT 210x105mm
Number of Cells	132pcs(6x22)
Dimensions (L*W*H)	2384x1303x33mm
Weight	38.3kg
Frame	Anodised Aluminum
Junction Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable, Length	4.0mm ² , 300mm

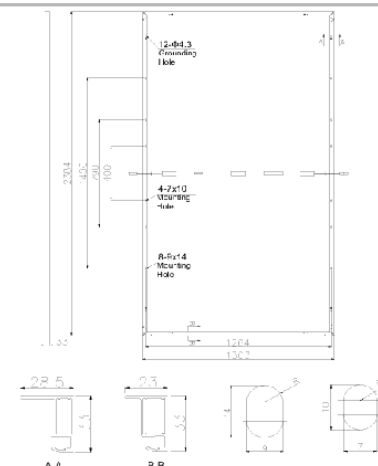
OPERATING CONDITION

Maximum System Voltage(V)	1500(DC)
Operating Temperature(℃)	-40~+85
Max. Wind Load / Snow Load(Pa)	2400/5400
Max. Series Fuse Rating(A)	35
Fire Rating	Class A
Bifaciality	90±5%
NOCT	45℃

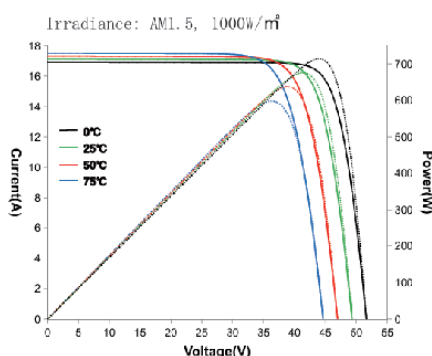
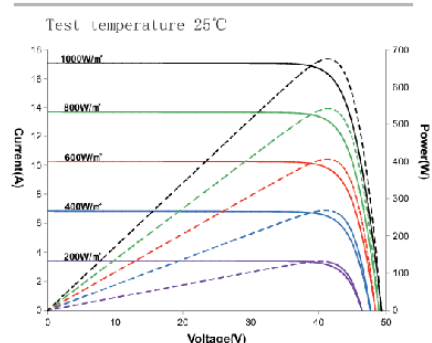
PACKAGE INFORMATION

Container 40'HQ	594pcs
Quantity / Pallet	33pcs
Package size: 2405×1120×1450mm	Net weight: 1268.9kg; Gross weight: 1329kg

ASSEMBLY DRAWING (Unit:mm)



I-V CURVES



ANEXO V. SEGUIDOR SOLAR SOLTECH SF7



TECHNICAL DATASHEET



MAIN FEATURES

Tracking System	Horizontal Single-Axis with independent rows
Tracking Range	± 55° Optional: ± 60°
Drive System	Enclosed Slewing Drive, DC Motor
Power Supply	Dedicated Panel Optional: 120/240 Vac or 24 Vdc power-cable
Tracking Algorithm	Astronomical Algorithm with Asymmetric Backtracking
Communication	Full Wireless Optional: RS-485 Full Wired RS-485 cable not included in Soltec scope
Wind Resistance	Per Local Codes
Land Use Features	
Independent Rows	YES
Slope North-South	Up to 17%
Slope East-West	Configurable
Ground Coverage Ratio	Configurable. Typical range: 30-50%
Foundation	Driven Pile Ground Screw Concrete
Temperature Range	
Standard	- 4°F to +131°F -20°C to +55°C
Extended	-40°F to +131°F -40°C to +55°C
Availability	>99%
Modules	Standard: 72 / 78 cells Optional: 60 Cells; Crystalline, Thin Film (Solar Frontier, First Solar and others)

SPAIN / Headquarters

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

MADRID

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

UNITED STATES

usa@soltec.com
+1 510 440 9200

BRAZIL

brasil@soltec.com
+55 071 3026 4900

MEXICO

mexico@soltec.com
+52 1 55 5557 3144

CHILE

chile@soltec.com
+56 2 25738559

PERU

peru@soltec.com
+51 1422 7279

INDIA

india@soltec.com
+91 124 4568202

AUSTRALIA

australia@soltec.com
+61 2 9275 8806

CHINA

china@soltec.com
+86 21 66285799

ARGENTINA

argentina@soltec.com
+54 9 114 889 1476

EGYPT

egypt@soltec.com

MODULE CONFIGURATIONS Approximate Dimensions

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

SERVICES

Pull Test Plan	Commissioning Plan
Factory Support Plan	Operation & Maintenance Plan
Onsite Advisory Plan	Tracker Monitoring System Plan
Construction Plan	Solmate Customer Care

MAINTENANCE ADVANTAGES

Self-lubricating Bearings
Face to Face Cleaning Mode
2x Wider Aisles

WARRANTY*

Structure 10 years
Motor 5 years
Electronics 5 years

*extendable under quotation

soltec.com

Contents subject to change without prior notice © Soltec Energías Renovables • SF7.2022-11-11.V12
Monitoring & Control references on this document are subject to availability. Alternative electronics could be finally provided for your project if needed

B&V Bankability report
DNV GL Technology
Review available
RWD1 WIND TUNNEL TESTED



ANEXO VI. RESULTADOS DE SIMULACIONES

ID	Parámetros de Diseño							
N.º	Modelo Panel	Módulos en Serie	N.º Paneles	Modelo Inversor	Nº Inversores	Pnom Ratio	Overload Loss [%]	
12	715 Wp - Winhitech	27	69.930	5.145 kW - Santero	8	1,21	0,30%	
11	715 Wp - Winhitech	27	69.930	5.145 kW - Santero	8	1,21	0,30%	
7	590 Wp - Longi Solar	26	84.760	5.145 kW - Santero	8	1,21	0,10%	
5	715 Wp - Winhitech	27	69.930	4.400 kW - SMA	10	1,14	1,10%	
9	615 Wp -Jinko Solar	28	81.312	5.145 kW - Santero	8	1,21	0,10%	
6	715 Wp - Winhitech	27	69.930	4.400 kW - SMA	10	1,14	1,10%	
1	590 Wp - Longi Solar	26	84.760	4.400 kW - SMA	10	1,14	0,80%	
17	715 Wp - Winhitech	27	69.930	6.874 kW - Sungrow	6	1,21	2,30%	
18	715 Wp - Winhitech	27	69.930	6.874 kW - Sungrow	6	1,21	2,10%	
3	615 Wp -Jinko Solar	28	81.212	4.400 kW - SMA	10	1,14	0,70%	
13	590 Wp - Longi Solar	26	84.760	6.874 kW - Sungrow	6	1,21	1,70%	
15	615 Wp -Jinko Solar	28	81.312	6.874 kW - Sungrow	6	1,21	1,50%	
2	590 Wp - Longi Solar	26	84.760	4.400 kW - SMA	10	1,14	0,80%	
8	590 Wp - Longi Solar	26	84.760	5.145 kW - Santero	8	1,21	0,10%	
10	615 Wp -Jinko Solar	28	81.312	5.145 kW - Santero	8	1,21	0,10%	
14	590 Wp - Longi Solar	26	84.760	6.874 kW - Sungrow	6	1,21	1,70%	
4	615 Wp -Jinko Solar	28	81.212	4.400 kW - SMA	10	1,14	0,70%	
16	615 Wp -Jinko Solar	28	81.312	6.874 kW - Sungrow	6	1,21	1,50%	

ID	Disposición "Near Shading"			Superficie			Simulación			
N.º	Disposición	Distancia Seguidor	N.º Trackers	GCR [%]	S.Paneles [m2]	S.Planta [Hm2]	Energía [MWh/año]	Perdidas Inversor [%]	Array Loss + SYS Loss [kWh/kWp/día]	Performance Ratio
12	2V	10 m	1.028	45,6%	217.227	47,4	104.356	0,04%	0,59 + 0,26	87,20%
11	1V	5 m	2.057	45,8%	217.227	47,6	104.115	0,16%	0,51 + 0,30	87,30%
7	1V	5 m	2.119	45,6%	218.956	48,0	103.512	0,03%	0,60 + 0,29	86,40%
5	1V	5 m	2.057	45,6%	217.227	47,6	103.458	0,70%	0,55 + 0,30	86,20%
9	1V	5 m	2.033	45,6%	219.455	48,1	103.276	0,02%	0,61 + 0,29	86,20%
6	2V	10 m	1.028	45,8%	217.227	47,4	103.222	0,40%	0,61 + 0,29	86,20%
1	1V	5 m	2.119	45,6%	218.956	48,0	103.145	0,40%	0,62 + 0,29	86,10%
17	1V	5 m	2.057	45,6%	217.227	47,6	103.042	1,60%	0,60 + 0,26	86,10%
18	2V	10 m	1.028	45,8%	217.227	47,4	102.957	1,20%	0,65 + 0,26	86,00%
3	1V	5 m	2.030	45,6%	219.455	48,1	102.942	0,30%	0,63 + 0,29	85,90%
13	1V	5 m	2.119	45,6%	218.956	48,0	102.899	1,13%	0,66 + 0,26	85,90%
15	1V	5 m	2.033	45,6%	219.455	48,1	102.765	1,02%	0,67 + 0,26	85,80%
2	2V	10 m	1.060	45,8%	218.956	47,8	102.541	0,21%	0,65 + 0,29	85,60%
8	2V	10 m	1.060	45,8%	218.956	47,8	102.458	0,01%	0,66 + 0,29	85,60%
10	2V	10 m	1.016	45,8%	219.455	47,9	102.238	0,01%	0,67 + 0,29	85,40%
14	2V	10 m	1.060	45,8%	218.956	47,8	102.167	0,76%	0,7 + 0,26	85,30%
4	2V	10 m	1.015	45,8%	219.455	47,9	102.071	0,20%	0,68 + 0,29	85,30%
16	2V	10 m	1.016	45,8%	219.455	47,9	102.035	0,70%	0,71 + 0,26	85,20%

ANEXO VII. INFORME DE PVSyst



Version 7.4.7

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Llerena

Variant: TFM_Llerena_V2_50MW

Tracking system with backtracking

System power: 50.00 MWp

Llerena PV Utility - Spain

Author

Ricardo Maseda (Spain)



PVsyst V7.4.7

VEI, Simulation date:
11/07/24 21:45
with V7.4.7

Project: Llerena

Variant: TFM_Llerena_V2_50MW

Ricardo Maseda (Spain)

Project summary

Geographical Site

Llerena PV Utility

Spain

Situation

Latitude 38.22 °N
Longitude -5.90 °W
Altitude 620 m
Time zone UTC

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Llerena PV Utility
PVGIS api TMY

System summary

Grid-Connected System

Simulation for year no 1

PV Field Orientation

Orientation

Tracking plane, horizontal N-S axis
Axis azimuth 0 °

System information

PV Array

Nb. of modules 69930 units
Pnom total 50.00 MWp

Tracking system with backtracking

Tracking algorithm

Astronomic calculation
Backtracking activated

Near Shadings

Linear shadings : Slow (simul.)
Diffuse shading Automatic

Inverters

Nb. of units 8 units
Pnom total 41.23 MWac
Pnom ratio 1.213

User's needs

Unlimited load (grid)

Results summary

Produced Energy 104356.21 MWh/year Specific production 2087 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 87.18 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Predef. graphs	9
Single-line diagram	10



PVsyst V7.4.7

VEI, Simulation date:
11/07/24 21:45
with V7.4.7

Project: Llerena

Variant: TFM_Llerena_V2_50MW

Ricardo Maseda (Spain)

General parameters

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Orientation

Tracking plane, horizontal N-S axis
Axis azimuth 0 °

Models used

Transposition Perez
Diffuse Imported
Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Bifacial system

Model 2D Calculation
unlimited trackers

Bifacial model geometry

Tracker Spacing 10.00 m
Tracker width 4.58 m
GCR 45.8 %
Axis height above ground 2.30 m

Tracking system with backtracking

Tracking algorithm

Astronomic calculation
Backtracking activated

Near Shadings

Linear shadings : Slow (simul.)
Diffuse shading Automatic

Backtracking array

Nb. of trackers 1072 units

Sizes

Tracker Spacing 10.0 m
Collector width 4.58 m
Ground Cov. Ratio (GCR) 45.8 %
Phi min / max. -/+ 60.0 °

Backtracking strategy

Phi limits for BT -/+ 62.7 °
Backtracking pitch 10.00 m
Backtracking width 4.58 m

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer Generic
Model RHA66HDGDC-715
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 715 Wp
Number of PV modules 69930 units
Nominal (STC) 50.00 MWp
Modules 2590 string x 27 In series
At operating cond. (50°C)
Pmpp 47.13 MWp
U mpp 1083 V
I mpp 43504 A

Total PV power

Nominal (STC) 50000 kWp
Total 69930 modules
Module area 217227 m²

Inverter

Manufacturer Generic
Model Sunway SKID 5400- 620
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 5154 kWac
Number of inverters 8 units
Total power 41232 kWac
Operating voltage 880-1200 V
Max. power (=>25°C) 5800 kWac
Pnom ratio (DC:AC) 1.21
Power sharing within this inverter

Total inverter power

Total power 41232 kWac
Max. power 46400 kWac
Number of inverters 8 units
Pnom ratio 1.21



PVsyst V7.4.7

VEI, Simulation date:
11/07/24 21:45
with V7.4.7

Project: Llerena

Variant: TFM_Llerena_V2_50MW

Ricardo Maseda (Spain)

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 2.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 0.27 mΩ
Loss Fraction 1.0 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 0.6 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.3 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.2 %

Module average degradation

Year no 1
Loss factor 0.45 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0 %/year
Vmp RMS dispersion 0 %/year

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	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

System losses

Auxiliaries loss

Proportionnal to Power 3.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 620 Vac tri
Loss Fraction 0.01 % at STC

Inverter: Sunway SKID 5400-620

Wire section (8 Inv.) Alu 8 x 3 x 5000 mm²
Average wires length 1 m

MV line up to HV Transfo

MV Voltage 30 kV
Average each inverter
Wires Alu 3 x 500 mm²
Length 1000 m
Loss Fraction 0.04 % at STC

HV line up to Injection

HV line voltage 220 kV
Wires Alu 3 x 500 mm²
Length 27000 m
Loss Fraction 0.17 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo

Medium voltage 30 kV
One transfo parameters
Nominal power at STC 6.15 MVA
Iron Loss (24/24 Connexion) 12.30 kVA
Iron loss fraction 0.20 % at STC
Copper loss 49.22 kVA
Copper loss fraction 0.80 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 0.50 mΩ

Operating losses at STC (full system)

Nb. identical MV transfos 8
Nominal power at STC 49.22 MVA
Iron loss (24/24 Connexion) 98.44 kVA
Copper loss 393.75 kVA



PVsyst V7.4.7

VEI, Simulation date:
11/07/24 21:45
with V7.4.7

Project: Llerena

Variant: TFM_Llerena_V2_50MW

Ricardo Maseda (Spain)

AC losses in transformers

HV transfo

Grid voltage 220 kV

Transformer from Datasheets

Nominal power 55000 kVA

Iron Loss (24/24 Connexion) 100.00 kVA

Iron loss fraction 0.18 % of PNom

Copper loss 250.00 kVA

Copper loss fraction 0.45 % at PNom

Coils equivalent resistance 3 x 74.38 mΩ



PVsyst V7.4.7

VEI, Simulation date:
11/07/24 21:45
with V7.4.7

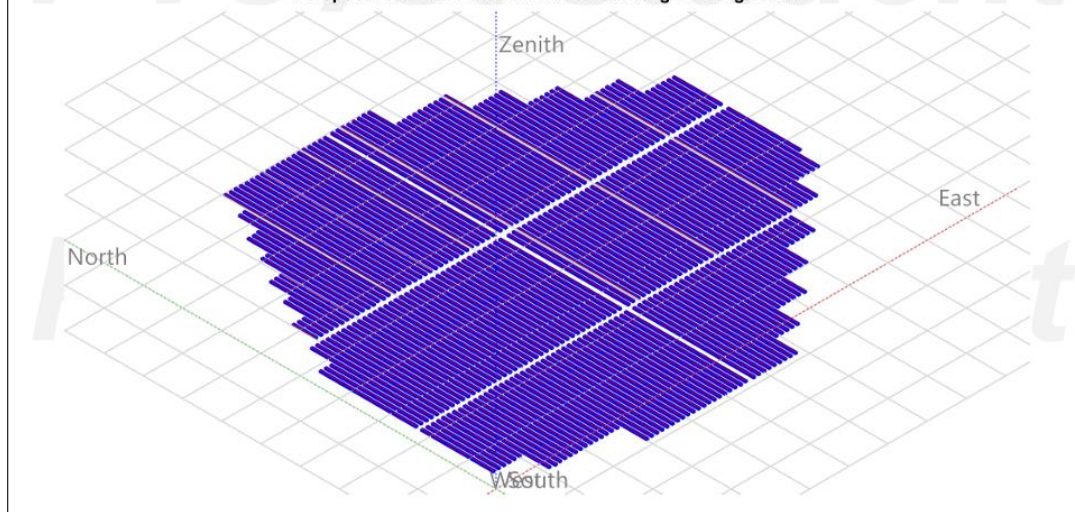
Project: Llerena

Variant: TFM_Llerena_V2_50MW

Ricardo Maseda (Spain)

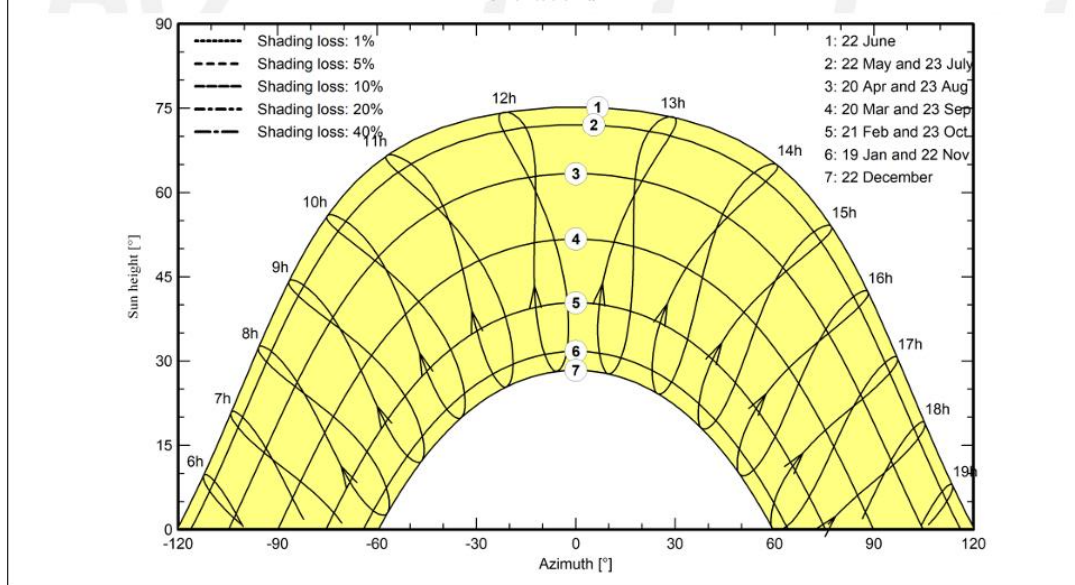
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1





PVsyst V7.4.7

VEI, Simulation date:

11/07/24 21:45

with V7.4.7

Project: Llerena

Variant: TFM_Llerena_V2_50MW

Ricardo Maseda (Spain)

Main results

System Production

Produced Energy

104356.21 MWh/year

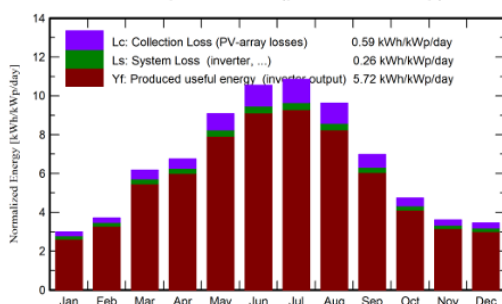
Specific production

2087 kWh/kWp/year

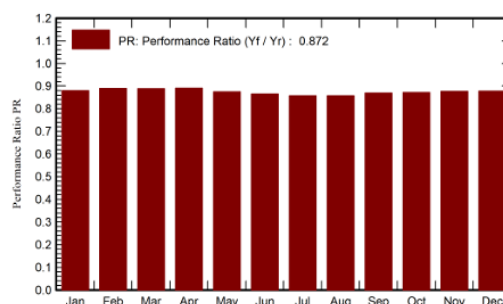
Perf. Ratio PR

87.18 %

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 MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	71.4	32.30	8.39	92.8	85.9	4334	4083	0.880
February	81.4	38.10	9.36	103.8	97.2	4872	4620	0.890
March	145.8	50.50	11.76	191.5	181.7	8889	8505	0.888
April	160.0	68.17	12.59	202.4	191.9	9415	9019	0.891
May	220.8	67.25	19.41	281.3	269.2	12804	12295	0.874
June	242.9	61.50	23.33	316.4	303.3	14223	13679	0.865
July	254.8	54.68	25.62	336.1	322.4	14987	14415	0.858
August	225.0	53.86	26.78	298.4	286.1	13316	12797	0.858
September	160.3	53.55	22.29	209.2	199.3	9491	9097	0.870
October	111.6	42.48	18.32	146.9	138.7	6717	6400	0.871
November	81.2	28.26	12.92	108.5	101.6	5019	4757	0.877
December	77.8	25.14	7.69	106.9	99.0	4951	4689	0.878
Year	1833.1	575.81	16.58	2394.1	2276.4	109020	104356	0.872

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

PR Performance Ratio

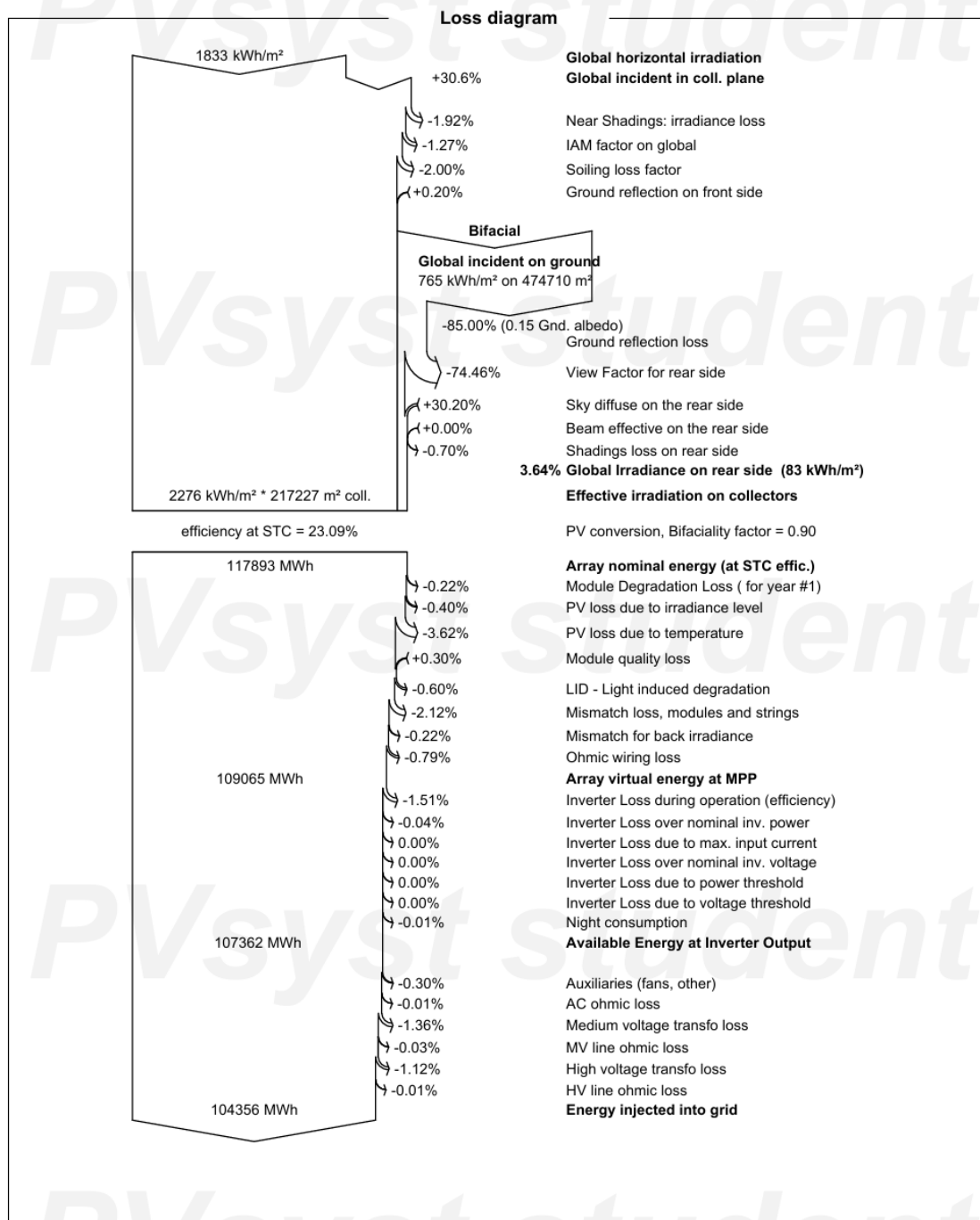


PVsyst V7.4.7
VEI, Simulation date:
11/07/24 21:45
with V7.4.7

Project: Llerena

Variant: TFM_Llerena_V2_50MW

Ricardo Maseda (Spain)





PVsyst V7.4.7

VEI, Simulation date:

11/07/24 21:45

with V7.4.7

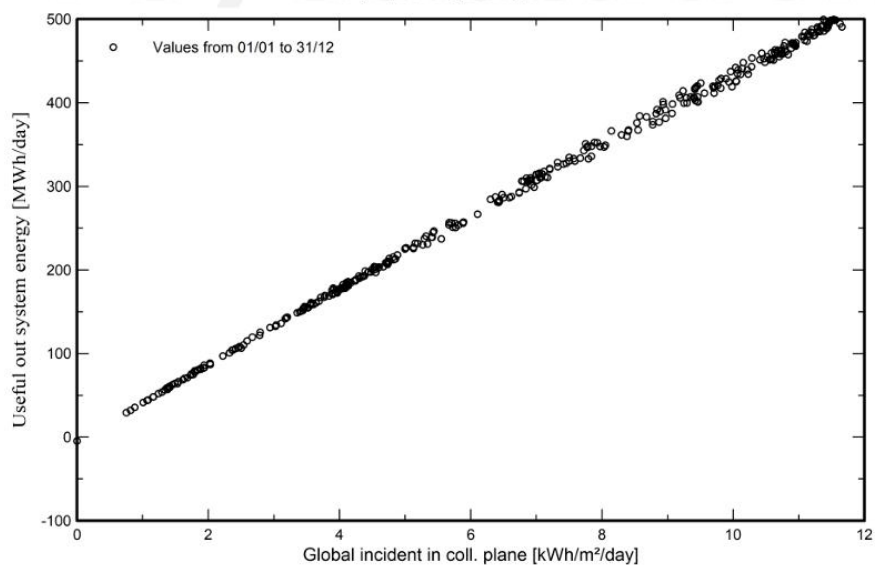
Project: Llerena

Variant: TFM_Llerena_V2_50MW

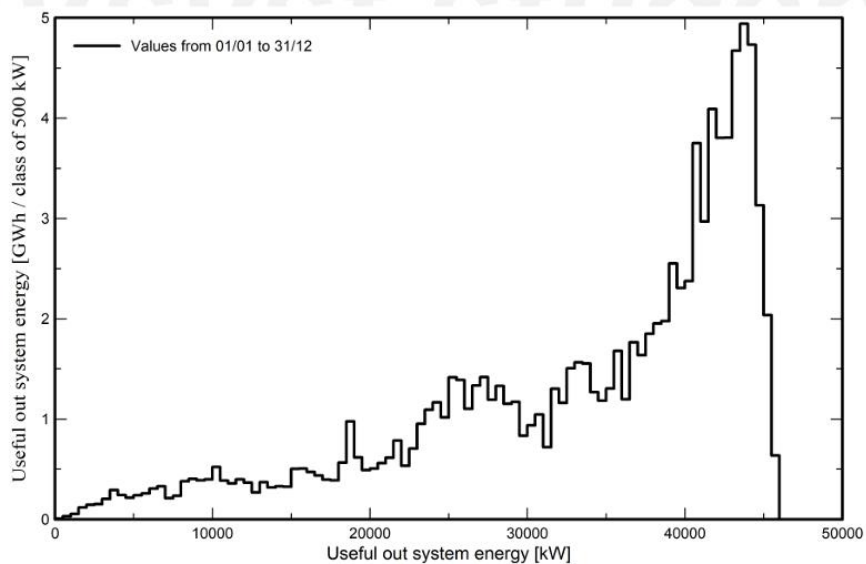
Ricardo Maseda (Spain)

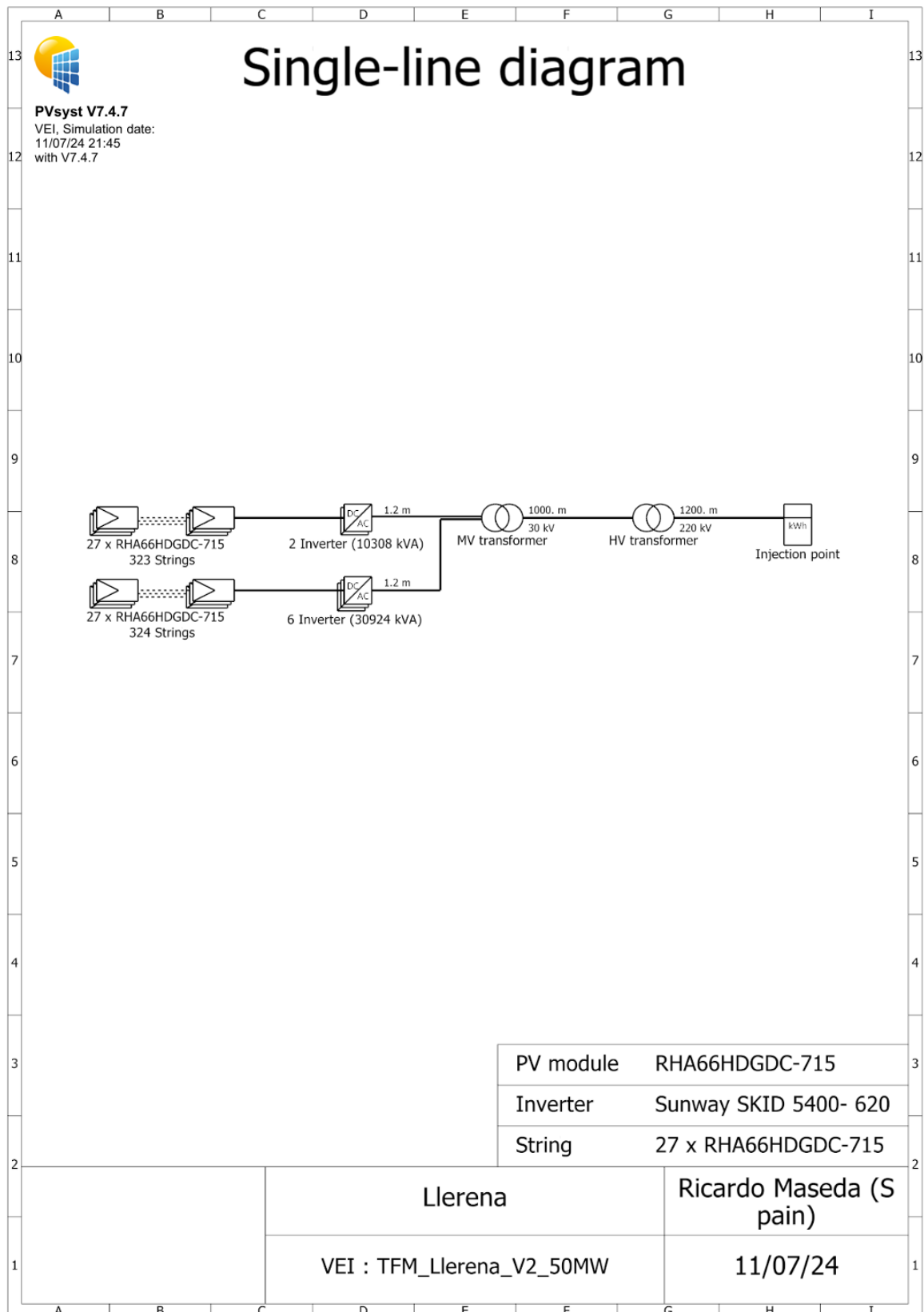
Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





ANEXO VIII. CATALOGO DE CABLES PRYSMIAN

Baja Tensión - AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S) - AL XZ1 (S)

Distribución

Baja tensión

AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S) - AL XZ1 (S)

Tensión asignada: 0,6/1 kV
Norma diseño: UNE-HD 603-5X-1
Designación genérica: AL XZ1 (S)



Nº DoP 1003852



DESCÁRGATE la DoP
(declaración de prestaciones)
<https://es.prysmiangroup.com/dop>



No propagación de la llama
UNE-EN 60332-1-2
IEC 60332-1-2



Libre de halógenos
UNE-EN 60754-2
IEC 60754-2



Baja emisión de gases tóxicos
UNE-EN 60754-2
NFC 20454, It=1
DIF-STAN 02-715



Baja opacidad de humos
UNE-EN 61034-2
IEC 61034-2



Baja emisión de gases corrosivos
UNE-EN 60754-2
IEC 60754-2
NFC 20453



Resistencia a la absorción de agua



Resistencia al frío



Resistencia a los rayos ultravioleta



Resistencia a los agentes químicos



Resistencia a las grasas y aceites



Resistencia a los golpes



Resistencia al ozono

- Temperatura de servicio: -40 °C (fijo protegido), +90 °C (cable termoestable).
- Ensayo de tensión durante 5 min: 6500 Vac / 15000 Vdc.

Reacción al fuego

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Nivel de prestación: Eca
- Requerimientos de fuego: UNE-EN 50575:2014/A1:2016
- Clasificación respecto al fuego: UNE-EN 13501-6
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576
- Métodos de ensayo: UNE-EN 60332-1-2

Normativa de fuego completa (incluidas normas aplicables a países no pertenecientes a la Unión Europea):

- No propagación de la llama:
IEC 60332-1-2
- Opacidad humos:
IEC 61034-1/-2
- Libre de halógenos:
IEC 60754-1
- Emisión gases corrosivos:
IEC 60754-2

Prysmian

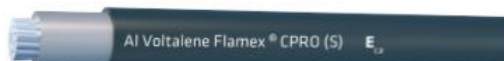
A brand of
Prysmian
Group

Distribución

Baja tensión

AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S) - AL XZ1 (S)

Tensión asignada: 0,6/1 kV
 Norma diseño: UNE-HD 603-5X-1
 Designación genérica: AL XZ1 (S)



 Normalizado por las principales compañías eléctricas

 Características técnicas

Norma de referencia	UNE-HD 603-5X-2
Temperatura de servicio (Instalación fija)	-40 °C (fijo portegido) + 90 °C
Temperatura máxima en régimen de cc	250 °C
Radio mínimo de curvatura	5D (D = diámetro exterior)
Máximo esfuerzo de tracción	30 N/mm ²
Tensión asignada c.a.	0,6/1 kV
Tensión asignada en c.c.	U ₀ /U = 1,5/1,5 kVdc
Tensión máxima en c.a.- c.c.	1,2/1,2 kVac - 1,8/1,8 kVdc; UNE-EN 50618, IEC 60502-1
Adecuado para sistemas anti-PID	Tensión máxima eficaz: 1200 V (>906 V) Tensión máxima de pico: 1697 V (>1468 V)
Ensayo de tensión durante 5 min. (EN 50618)	6,5 kVac y 15 kVdc
Ensayo de tensión durante 5 min. (HD 603-5X)	3,5 kV
Posibilidad intermitente parcial o total de estar cubierto en agua	AD7
Resistencia UV	UNE HD 605 S2
Resistencia al ozono	UNE-EN 50618
Resistencia a la penetración de la humedad por la unión entre aislamiento y cubierta.	
Resistencia a la abrasión	Masa aplicada: 18 kg Nº de desplazamientos: 8
Carga mínima de rotura (cubierta)	12,5 N/mm ²
Alargamiento mínimo hasta la rotura (cubierta)	300 %
Resistencia al desgarro (cubierta)	9 N/mm (UNE HD 605-1)
Resistencia de aislamiento a 90 °C conductor	1012 Ω·cm
Constante de resistencia aislamiento KI	3,67 MΩ·cm
Menor impacto ambiental por la eliminación de estabilizantes con plomo y plastificantes.	

Construcción

1. Conductor

Metal: aluminio clase 2 de acuerdo a IEC 60228.

2. Aislamiento

Material: mezcla polietileno reticulado (XLPE) tipo DIX 3 según HD 603-1.

Color: natural.

3. Cubierta exterior

Material: mezcla LSOH tipo flamex DM01, según UNE HD 603-5.
Color: negro.

Aplicaciones

Cable de baja tensión libre de halógenos para instalaciones subterráneas e instalaciones al aire.

Adecuado para instalación en sistemas fotovoltaicos cuya tensión entre conductores o entre conductor y tierra no supere los 1800 Vdc. Incluidos sistemas en isla (IT).

Permitido para soterramiento directo (sin tubo o conducto).

Acometidas (ITC-BT11).

Redes subterráneas de distribución (ITC-BT 07).

Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20) salvo aplicación de Afumex Class (AS) (ver ITC-BT 28 y R.D. 2267/2004).

Distribución

Baja tensión

AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S) - AL XZ1 (S)

Tensión asignada: 0,6/1 kV
Norma diseño: UNE-HD 603-5X-1
Designación genérica: AL XZ1 (S)



Datos técnicos

Sección (mm²)	Diámetro conductor (mm)	Espesor de aislam. (mm)	Diámetro nom. aislam. (mm)	Diámetro ext. (mm)	Radio de curv. (mm)	Peso aprox. (Kg/km)	Intensidad de corriente al aire** (2)		Intensidad de corriente directamente enterrado** (2)		Intensidad de corriente bajo tubo y enterrado** (3)		Resist. del cond. (Ω/km)	Máx. caída de tensión cc más (90°C) (V/(A.km))
							2 cables (A)	3 cables (A)	2 cables (A)	3 cables (A)	2 cables (A)	3 cables (A)		
1x16	4,65	0,7	6,1	8,3	41,5	85	95	76	76	64	71	59	1,91	3,82
1x25	5,85	0,9	7,7	9,9	49,5	124	121	103	98	82	90	75	1,200	2,40
1x35	6,75	0,9	8,6	10,8	54	153	150	129	117	98	108	90	0,868	1,736
1x50	8,0	1	10,1	12,5	62,5	200	184	159	139	117	128	106	0,641	1,282
1x70	10,0	1,1	11,9	14,5	72,5	265	237	206	170	144	158	130	0,443	0,886
1x95	11,2	1,1	13,8	15,8	79	340	289	253	204	172	186	154	0,320	0,640
1x120	12,6	1,2	15,3	17,4	87	420	337	296	233	197	211	174	0,253	0,506
1x150	13,85	1,4	17	19,3	96,5	515	389	343	261	220	238	197	0,206	0,412
1x185	16,0	1,6	19,4	21,4	107	645	447	395	296	250	267	220	0,164	0,328
1x240	18,0	1,7	22,1	24,2	121	825	530	471	343	290	307	253	0,125	0,250
1x300	20,0	1,8	24,3	26,7	133,5	1035	613	547	386	326	346	286	0,100	0,200
1x400	22,6	2,0	27,0	30,0	150	1345	740	663	448	370	415	350	0,0778	0,156
1x500	26,0	2,2	30,4	33,6	252	1660	856	770	510	420	470	400	0,0605	0,121
1x630	30,0	2,4	34,8	38,6	290	2160	996	899	590	480	545	460	0,0469	0,094

* Valores sujetos a tolerancias de fabricación.

** Intensidad máxima admisible según UNE-HD 60364-5-52 (IEC 60364-5-52).

(1) Considerando 2 o 3 conductores cargados tendidos en contacto al aire a temperatura ambiente de 30 °C. Instalación tipo F, tabla B.52.13 de UNE-HD 60364-5-52 y IEC 60364-5-52.

(2) Considerando 2 o 3 conductores cargados tendidos en contacto y directamente enterrados a una profundidad de 0,7 m, temperatura del terreno 20 °C y resistividad térmica del suelo de 2,5 K·m/W según tabla B.52.3 y tabla B.52.5 de UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52). Instalación tipo D1. Secciones superiores a 300 mm² calculadas según IEC 60287.

lo de 2,5 K·m/W según tabla B.52.3 y tabla B.52.5 de UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52). Instalación tipo D2.

Secciones superiores a 300 mm² calculadas según IEC 60287.

(3) Considerando 2 o 3 conductores unipolares cargados tendidos en contacto y enterrados bajo tubo a una profundidad de 0,7 m, temperatura del terreno 20 °C y resistividad térmica del suelo de 2,5 K·m/W según tabla B.52.3 y tabla B.52.5 de UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52). Instalación tipo D1. Secciones superiores a 300 mm² calculadas según IEC 60287.

Media Tensión - AL VOLTALENE H COMPACT - AL RH5Z1-OL

Media tensión

AL VOLTALENE H COMPACT - AL RH5Z1-OL
(normalizado por Endesa)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
Norma diseño: UNE 211620; GSC001; DND001
Designación genérica: AL RH5Z1-OL



N° DoP 1003885



DESCÁRGATE la DoP
(declaración de prestaciones)
<https://es.prysmiangroup.com/dop>



Libre de halógenos
UNE-EN 60754-1
IEC 60754-1



Baja emisión de gases tóxicos
UNE-EN 60754-2
IEC 60754-2



Baja opacidad de humos
UNE-EN 61034-2
IEC 61034-2



Baja emisión de gases corrosivos
UNE-EN 60754-2
IEC 60754-2
NFC 20453



Alta resistencia a la absorción del agua



Resistencia al frío



Resistencia a los rayos ultravioleta



Resistencia a la abrasión

- Temperatura de servicio: -25 °C, +90 °C (cable termoestable).
 - Ensayo de tensión alterna durante 5 min. (tensión conductor-pantalla): 42 kV (cables 12/20 kV) y 63 kV (cables 18/30 kV).
- Los cables satisfacen los ensayos establecidos en la norma IEC 60502-2.

Reacción al fuego

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

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

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

- Libre de halógenos:
UNE-EN 60754-1; IEC 60754-1
- Baja emisión de gases tóxicos:
UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2
- Baja opacidad de humos:
UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2
- Baja emisión de gases corrosivos:
UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2; NFC 20453

Prysmian

A brand of
Prysmian
Group

Media tensión

AL VOLTALENE H COMPACT - AL RH5Z1-OL (normalizado por Endesa)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
Norma diseño: UNE 211620; GSC001; DND001
Designación genérica: AL RH5Z1-OL



✓ **Cumplimiento del Reglamento de Líneas de Alta Tensión (MUY IMPORTANTE).**
La norma de diseño del cable (UNE 211620) figura en la ITC-LAT 02 que recoge las normas de obligado cumplimiento. Ver artículo 8 del RLAT.

✓ **Capa semiconductora externa pelable en frío**
Mayor facilidad de instalación de terminales, empalmes o conectores separables. Instalación más segura al ejecutarse más fácilmente con corrección.

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

✓ **Aislamiento reticulado en catenaria**
Mejor reticulación de las cadenas poliméricas. Mayor vida útil.

✓ **Cubierta mejorada**
Mayor resistencia a la absorción de agua, al rozamiento y abrasión, a los golpes, al desgarrar, mayor facilidad de instalación en tramos tubulares, mayor seguridad de montaje. Resistencia a los rayos UVA.

✓ **Garantía única para el sistema**
Posibilidad de instalación con accesorios Prysmian (terminales, empalmes, conectores separables).

✓ **Normalizado por Endesa**

✓ **Certificado por Aenor**

Construcción

1. Conductor

Metal: cuerda redonda compacta de hilos de aluminio.

Flexibilidad: clase 2 según UNE-EN 60228

Temperatura máxima en el conductor: 90°C en servicio permanente, 250°C en cortocircuito.

2. Pantalla sobre conductor (capa semiconductora interna)

Capa extrusionada de material conductor.

3. Aislamiento

Material: polietileno reticulado (XLPE).

4. Pantalla sobre aislamiento (capa semiconductora externa)

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

5. Protección contra el agua

Cinta hinchante semiconductora.

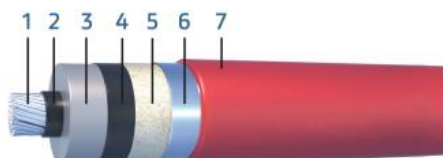
6. Pantalla metálica

Material: cinta longitudinal de aluminio termosoldada y adherida a la cubierta.

7. Cubierta exterior

Material: poliolefina DMZ1.

Color: rojo.



Aplicaciones

Indicado para instalaciones en las que el riesgo de incendio sea despreciable. Apto para soterramiento directo o bajo tubo o instalaciones al aire.

Media tensión

AL VOLTALENE H COMPACT - AL RH5Z1-OL
(normalizado por Endesa)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
Norma diseño: UNE 211620; GSC001; DND001
Designación genérica: AL RH5Z1-OL



Datos técnicos

Características dimensionales e intensidades máximas

Sección Conductor Al (mm²)	Diámetro nominal sobre aislamiento (1) (mm)	Diámetro nominal exterior (1) (mm)	Peso (1) (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (1) (mm)	Intensidad máx. admisible al aire (2) (A)	Intensidad máx. admisible directamente enterrado (2) (A)	Intensidad máx. admisible bajo tubo enterrado (2) (A)	Intensidad máxima de cortocircuito durante 1 s (kA)	
								Conductor	Pantalla
12/20 kV									
1X95*	21,2	29,0	885	435	255	205	190	8,93	2,65
1X150*	23,9	31,6	1090	474	335	260	245	14,1	2,98
1X240*	28,0	35,6	1460	534	455	345	320	22,6	3,31
1X400*	33,0	40,7	1985	611	610	445	415	37,6	3,98
1X500	36,7	44,6	2470	669	715	505	480	47,0	4,30
1X630	40,8	48,4	2930	726	830	575	545	59,2	4,81
18/30 kV									
1X95*	25,6	33,3	1105	500	255	205	190	8,93	3,14
1X150*	28,3	36,0	1330	540	335	260	245	14,1	3,47
1X240*	32,4	40,0	1720	600	455	345	320	22,6	3,81
1X400*	37,4	45,1	2285	677	610	445	415	37,6	4,30
1X500	41,1	49,0	2790	735	715	505	480	47,0	4,81
1X630	45,4	53,3	3310	800	830	575	545	59,2	5,14

* Secciones normalizadas por las compañías del grupo Endesa.

(1) Valores aproximados (sujetos a tolerancias de fabricación)

(2) Intensidades máximas admisibles de acuerdo con ITC-LAT 06 del RLAT. Cables al tresbolillo en contacto y pantallas conectadas entre sí y a tierra en ambos extremos. Para

instalación al aire: 40 °C de temperatura ambiente (a la sombra). Para instalación enterrada: 1 m de profundidad y terreno de 1,5 K.m/W de resistividad térmica y 25 °C de temperatura.

Media tensión

**AL VOLTALENE H COMPACT - AL RH5Z1-OL
(normalizado por Endesa)**

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
Norma diseño: UNE 211620; GSC001; DND001
Designación genérica: AL RH5Z1-OL



Resistencias, reactancias y capacidades

Sección conductor Al (mm²)	Resistencia en corriente continua a 20 °C (Ω/km)	Resistencia en corriente alterna a 90 °C (Ω/km)	Reactancia inductiva a 50 Hz (Ω/km)	Capacidad (μF/km)	Resistencia homopolar R ₀ (Ω/km)	Reactancia inductiva homopolar X ₀ (Ω/km)	Capacidad homopolar C ₀ (μF/km)
12/20 kV							
1X95*	0,320	0,403	0,119	0,251	1,128	0,466	0,251
1X150*	0,206	0,262	0,111	0,294	0,985	0,428	0,294
1X240*	0,125	0,161	0,102	0,358	0,832	0,344	0,358
1X400*	0,0778	0,102	0,096	0,436	0,720	0,284	0,436
1X500	0,0605	0,084	0,093	0,494	0,651	0,241	0,494
1X630	0,0469	0,0636	0,090	0,557	0,604	0,216	0,557
18/30 kV							
1X95*	0,320	0,403	0,128	0,187	1,050	0,391	0,187
1X150*	0,206	0,262	0,119	0,216	0,890	0,341	0,216
1X240*	0,125	0,161	0,109	0,260	0,768	0,297	0,260
1X400*	0,0778	0,102	0,102	0,313	0,650	0,237	0,313
1X500	0,0605	0,084	0,099	0,329	0,618	0,225	0,329
1X630	0,0469	0,0636	0,095	0,396	0,561	0,195	0,396

* Secciones normalizadas por las compañías del grupo Endesa.

Para el cálculo de sistemas desequilibrados (componentes simétricas) los valores que figuran en negro son de secuencia directa e inversa (coincidentes para ambos casos) y en rojo son valores homopolares.

Todos los valores, salvo las capacidades que son independientes de la colocación, se han obtenido considerando cables al tresbolillo en contacto y pantallas conectadas entre sí y a tierra en ambos extremos.

Valores de componentes homopolares ■

Tensiones

	12/20 kV	18/30 kV
Tensión asignada simple U ₀ (kV)	12	18
Tensión asignada entre fases, U (kV)	20	30
Tensión máxima entre fases, U _m (kV)	24	36
Tensión a impulsos, U _p (kV)	125	170
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C)	90	
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C)	250	